

Cassa depositi e prestiti

Gas naturale

Marzo 2013

**Il mercato del gas naturale
in Italia: lo sviluppo
delle infrastrutture
nel contesto europeo**



Studio di settore | 03

Cassa depositi e prestiti

Gas naturale

Marzo 2013

**Il mercato del gas naturale
in Italia: lo sviluppo
delle infrastrutture
nel contesto europeo**



Cassa depositi e prestiti

Studio di settore | 03

Il presente documento è distribuito da Cassa depositi e prestiti S.p.A.

Le informazioni contenute in questo documento costituiscono il risultato di elaborazioni condotte da Cassa depositi e prestiti S.p.A., su dati che possono provenire da varie fonti.

Tali fonti sono ritenute affidabili e in buona fede, tuttavia nessuna dichiarazione o garanzia, espressa o implicita, è fornita da Cassa depositi e prestiti S.p.A. relativamente all'accuratezza, completezza e correttezza delle stesse.

Le opinioni, previsioni o stime contenute nel documento sono formulate con esclusivo riferimento alla data di redazione del documento e non vi è alcuna garanzia che i futuri risultati o qualsiasi altro evento futuro saranno coerenti con le opinioni, previsioni o stime qui riportate.

Tutte le informazioni contenute nel presente documento potranno, successivamente alla data di redazione del medesimo, essere oggetto di modifica o aggiornamento da parte di Cassa depositi e prestiti S.p.A., senza alcun obbligo da parte della stessa di comunicare tali modifiche o aggiornamenti a coloro ai quali tale documento sia stato in precedenza distribuito.

Tutti i dati citati nel presente documento sono pubblici.

La presente pubblicazione viene fornita per meri fini di informazione e illustrazione, e a titolo meramente indicativo, non costituendo pertanto la stessa, in alcun modo, una proposta di conclusione di contratto, una sollecitazione all'acquisto o alla vendita di qualsiasi strumento finanziario o un servizio di consulenza.

Cassa depositi e prestiti S.p.A. non deve essere ritenuta responsabile per eventuali danni, derivanti anche da imprecisioni e/o errori, che possano derivare all'utente e/o a terzi dall'uso dei dati contenuti nel presente documento.

In considerazione delle attività che Cassa depositi e prestiti S.p.A. è statutariamente deputata a svolgere, tra le quali finanziare gli investimenti del settore pubblico, la stessa potrebbe prestare attività tipicamente bancarie, tra le quali l'erogazione del credito ai soggetti menzionati nel presente documento.

Copyright

Il presente documento non potrà essere riprodotto, ridistribuito, direttamente o indirettamente, a terzi o pubblicato, in tutto o in parte, per qualsiasi motivo, senza il preventivo consenso espresso di Cassa depositi e prestiti S.p.A. Il copyright e ogni diritto di proprietà intellettuale su dati, informazioni, opinioni e valutazioni contenuti nel presente documento è di pertinenza di Cassa depositi e prestiti S.p.A., salvo diversamente indicato.

Le informazioni contenute nel presente documento sono aggiornate ai dati disponibili al 15.03.2013

Guido Rivolta | *Responsabile Relazioni Istituzionali e Comunicazione esterna*

Edoardo Reviglio | *Responsabile Ricerca e Studi*

A cura di:

Simona Camerano | *Responsabile scientifico*
simona.camerano@cassaddpp.it

Alberto Carriero | *Coordinamento Gruppo di lavoro*
alberto.carriero@cassaddpp.it

Annachiara Palazzo
annachiara.palazzo@cassaddpp.it

Susanna Screpanti
susanna.screpanti@cassaddpp.it

Daniela Alterio | *Coordinamento editoriale*
daniela.alterio@cassaddpp.it

Indice

Introduzione

01	Il mercato internazionale del gas naturale	10
1.1	Il panorama energetico internazionale	10
1.2	La domanda e l'offerta di gas naturale	14
1.3	Le riserve di gas naturale	18
1.4	Il ruolo del commercio internazionale di gas naturale	21
1.5	Le dinamiche di prezzo a livello internazionale	24
02	Il mercato del gas naturale in Europa	28
2.1	L'assetto del mercato del gas naturale in Europa	28
2.2	Le infrastrutture di approvvigionamento	39
2.3	I progetti di sviluppo delle infrastrutture	42
03	L'energia e le infrastrutture gas in Europa	46
3.1	La politica energetica europea	46
3.2	La politica europea per le infrastrutture del gas	49
3.3	Le TEN-E e i nuovi orientamenti europei in materia di gas	50
3.4	Il fabbisogno di investimenti	58
3.5	Le risorse europee per le TEN-E e il Programma Energetico per la Ripresa	59
3.6	Le risorse per il periodo 2014-2020: la Connecting Europe Facility	61
04	Il mercato dell'energia in Italia	64
4.1	Il fabbisogno energetico nazionale	64
4.2	La nuova Strategia Energetica Nazionale	67
05	Il mercato del gas naturale in Italia	82
5.1	Le dinamiche del mercato	82
5.2	La dotazione di infrastrutture	86
5.3	I progetti di potenziamento delle infrastrutture	88
5.4	Le prospettive di sviluppo del mercato	92
	Appendice I – Lo shale gas	96
	Appendice II – Le norme europee per il mercato interno del gas	108
	Bibliografia	120

Indice dei Focus

Le riserve di gas non convenzionale: lo shale gas	19
Il mercato del gas naturale liquefatto	25
Il mix di generazione nei principali Paesi UE	31
L'Accordo UE-Azerbaijan-Turkmenistan	39
I Piani decennali per lo sviluppo della rete a livello europeo e nazionale	57
I progetti che coinvolgono l'Italia finanziati nell'ambito dell'EERP	60
La fattura energetica e petrolifera	66
I prezzi del gas naturale in Italia	72
Le potenzialità del segmento Exploration & Production in Italia	79
I piani di sviluppo di Snam	91
Le Golden Rules dello IEA per lo sviluppo del gas non convenzionale	102
Dalla separazione funzionale alla separazione proprietaria di Snam	110
L'esenzione all'accesso per le nuove infrastrutture del gas	112
La comunità dell'energia	117
Trans Adriatic Pipeline - TAP	119

Abbreviazioni

ACER	Agenzia per la Cooperazione fra Regolatori Nazionali dell'Energia
Aeeg	Autorità per l'energia elettrica e il gas
ANR	Autorità Nazionali di Regolamentazione
BEI	Banca Europea per gli Investimenti
CAGR	Compound Average Growth Rate
CEF	Connecting Europe Facility
CCS	Carbon Capture and Storage
DPCM	Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri
EERP	European Energy for Recovery
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
ETS	Emission Trading Scheme
FID	Final Investment Decision
GRI	Gas Regional Initiative
ITO	Independent Transmission System Operator
GNL	Gas Naturale Liquefatto
IEA	International Energy Agency
p.p.	Punti percentuali
PIC	Progetti d'Interesse Comune
PPP	Partenariato pubblico-privato
SEN	Strategia Energetica Nazionale
TEN	Trans European Network
ToP	Take or Pay
TPA	Third Party Access
TSO	Trasmission System Operator
TYDP	Ten Years Development Plan
YoY	Year on Year

Unità di misura

n.	Numero
Km	Chilometri
g	Giorno
a	Anno
mln	Milioni
mld	Miliardi
mc	Metri cubi
bbl	Barili
t	Tonnellate
kep	Chilogrammi equivalenti di petrolio
tep	Tonnellate equivalenti di petrolio
Mbtu	Milioni di british thermal unit
MWh	Megawatt ora
TWh	Terawatt ora
Boe	Barili di petrolio equivalente
°C	Gradi centigradi

Introduzione

Il mercato del gas naturale sta attraversando un **periodo di profondi mutamenti**. In uno scenario di costante sviluppo dei consumi – cresciuti nel periodo 1995-2011 con un tasso medio annuo del 2,7% e previsti in espansione dell'1,7% medio annuo nell'orizzonte 2012-2035 – una serie di fattori contribuiscono a **ridefinire in modo sostanziale gli equilibri geopolitici globali, attuali e prospettici**.

Si stanno affacciando sulla scena nuovi Paesi produttori, in particolare in Medio Oriente, nell'area del Caspio e nel Sud-Est Asiatico, mentre dal lato della domanda si afferma con sempre maggior forza il ruolo di traino delle economie emergenti sudamericane, della Cina e dell'India. Contestualmente, gli Stati Uniti, fino a pochi anni fa importatori netti, grazie alla produzione di ingenti quantità di gas non convenzionale hanno raggiunto una sostanziale autosufficienza e si candidano a diventare un potenziale Paese esportatore. Queste tendenze determinano **nuovi assetti nelle diverse regioni, con un impatto significativo sugli equilibri di domanda e offerta e sui meccanismi di formazione del prezzo**.

In linea generale, l'allontanamento dei campi di produzione dai centri di consumo rende sempre più necessario il ricorso al commercio internazionale per soddisfare i fabbisogni di gas nei singoli mercati nazionali. In questo contesto globale, **il trasporto di gas via nave è quello maggiormente in grado di rispondere in tempi rapidi all'emergere di nuove componenti di domanda, grazie alle sue caratteristiche di flessibilità**. Questa circostanza risulta particolarmente rilevante in alcune aree come l'Estremo Oriente, il Nord e il Sud America dove la localizzazione dei giacimenti da un lato, la relativa scarsità di gasdotti dall'altro, rischiano di isolare i mercati, ostacolando l'incontro tra domanda e offerta.

Peraltro, è importante evidenziare come il Gas Naturale Liquefatto (GNL) possa contribuire, in prospettiva, a superare la regionalizzazione che ancora oggi contraddistingue il mercato internazionale del gas, caratterizzato da diverse zone di formazione del prezzo, con dinamiche di domanda, offerta e fornitura estremamente disomogenee tra loro.

A mercati come quello nordamericano – resi sempre più liquidi dall'immissione di ingenti quantità di gas, anche non convenzionale – infatti, si contrappongono aree come il Sud-Est asiatico, la cui completa dipendenza dall'estero per la copertura del fabbisogno, rende particolarmente rigida la struttura del settore. Queste circostanze si riflettono nelle dinamiche dei prezzi, maggiormente legate alla componente spot nel primo caso, regolate in larga misura da contratti Take-or-Pay (ToP) di lungo periodo nel secondo. **Solo l'incremento delle relazioni internazionali e dei flussi di scambio potrà contribuire in modo significativo a una progressiva convergenza dei diversi mercati, con un impatto positivo sulla di-**

verificazione degli approvvigionamenti, sulla competitività tra fonti alternative e sulle condizioni di fornitura all'utenza finale.

In questo contesto, **l'Europa si trova in mezzo al guado**. Sebbene nel corso degli ultimi anni i Paesi UE abbiano assunto una posizione di leadership nella promozione dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili, **il gas rappresenta ancora un asse portante per la crescita del sistema**, coprendo oltre un quarto dei consumi finali di energia. In prospettiva, peraltro, questo ruolo è destinato a consolidarsi sia in virtù dell'impatto ambientale relativamente contenuto, sia per effetto del declino nell'utilizzo del petrolio e del nucleare.

Gli scenari di sviluppo mostrano come, nel corso dei prossimi due decenni, pur in presenza di una debole dinamica dei consumi, la dipendenza dai Paesi extra-UE per la copertura del fabbisogno interno di gas sia destinata a inasprirsi a causa del declino della produzione interna, per superare l'80% nel 2030.

Proprio questo fattore ha indotto la Commissione Europea ad adottare una serie di provvedimenti per garantire la **sicurezza degli approvvigionamenti**, la **diversificazione delle fonti di fornitura** e la **realizzazione delle infrastrutture necessarie a supportare uno sviluppo armonico del mercato**.

A livello comunitario, il dibattito in materia di energia è occupato dalle priorità che riguardano la creazione di un **mercato unico su base continentale** e l'individuazione dei **corridoi strategici** per collegare i Paesi UE a nuovi bacini di produzione del gas. Solo la presenza di una rete di gasdotti, terminali di rigassificazione e impianti di stoccaggio magliata e interconnessa, infatti, è in grado di garantire la flessibilità del sistema, superando i colli di bottiglia e introducendo un maggior grado di concorrenza nel mercato.

Proprio in questa prospettiva **l'Italia può assumere un ruolo fondamentale**. Il posizionamento geografico del nostro Paese, infatti, lo pone nella condizione di poter intercettare ingenti flussi di importazione provenienti dai mercati del Nord Africa, del Medio Oriente e dell'Asia centrale. Questa circostanza consentirebbe **all'Italia di non essere più solo un mercato di destinazione per il gas necessario a coprire il fabbisogno interno, ma di diventare un mercato di transito per i flussi diretti in Europa centro-meridionale**.

Il nostro Paese, da sempre, ha investito in misura significativa sul settore del gas naturale. La presenza di un operatore forte come il Gruppo Eni da un lato, la rinuncia al nucleare compiuta negli anni '80 dall'altro, hanno, nel corso dei decenni consolidato il ruolo fondamentale del settore degli idrocarburi e, in particolare del gas che ha acquisito un peso sempre maggiore nella copertura del fabbisogno energetico nazionale, in virtù dell'elevato rendimento e dell'impatto ambientale relativamente contenuto. A oggi, **l'Italia è il Paese UE che evidenzia il maggior ricorso a questa fonte energetica**, sia come input per la generazione elettrica (quasi il 50%, a fronte di una media UE pari al 23,6%), sia, più in generale, nel soddisfacimento dei consumi primari (circa il 35% vs il 25,1% a livello europeo). Con queste premesse il gas rappresenta un fattore fondamentale per la sicurezza energetica, anche per effetto di un grado di dipendenza dall'estero che ha superato il 90% del fabbisogno complessivo.

Proprio la necessità di garantire la continuità delle forniture ha determinato, storicamente, una **struttura di mercato rigida**, basata su grandi infrastrutture di importazione, la cui realizzazione ha richiesto la sottoscrizione di contratti ToP a lungo termine a garanzia dell'ingente fabbisogno di investimenti.

Sebbene questa funzione originaria si possa considerare sostanzialmente esaurita, la struttura delle forniture continua a far leva sui Take-or-Pay con clausole di aggiornamento dei prezzi stabilite in funzione dell'andamento dei prezzi internazionali di un paniere di greggi. Questo meccanismo è alla base di **un livello dei prezzi del gas più elevato rispetto a quello registrato nei mercati spot europei**, in calo per la riduzione della domanda interna e per la maggiore presenza del GNL.

Peraltro, anche rispetto ai contratti ToP europei l'Italia evidenzia un significativo gap di prezzo, riconducibile, almeno in parte, alle condizioni di fornitura negoziate prima dell'avvio del processo di liberalizzazione. **L'incompleta integrazione con i mercati europei**, dovuta a interconnessioni con l'Europa solo scarsamente disponibili per utilizzo di operatori terzi e **la mancanza di volumi significativi di capacità di rigassificazione disponibile per sfruttare opportunità di forniture economicamente vantaggiose** contribuiscono a far sì che, nonostante l'Italia abbia una sovraccapacità di importazione dai Paesi produttori, il mercato spot, seppure in crescita, sia ancora poco liquido e i prezzi rimangano più alti rispetto ai concorrenti europei.

Il settore, quindi, **deve sostenere numerose sfide, da cui dipende la competitività di medio-lungo periodo** non solo del comparto energetico, ma del sistema Paese nel suo complesso. Prezzi del 20% circa superiori a quelli rilevati in media negli altri Paesi UE, la necessità di garantire un corretto bilanciamento tra domanda e offerta e il bisogno di una rete di infrastrutture più flessibile per incrementare la competitività degli approvvigionamenti, sono le criticità più rilevanti che ostacolano il pieno dispiegamento del potenziale del settore.

In questo contesto, dopo oltre vent'anni, l'Italia è tornata, con la Strategia Energetica Nazionale, a dotarsi di uno strumento di pianificazione. Il documento **riprende priorità note, ma con un nuovo approccio integrato per rilanciare la crescita del Paese e restituirgli un ruolo centrale in ambito europeo**. L'obiettivo principale è quello di prefigurare un riordino complessivo del settore energetico che faccia leva sull'incremento dell'efficienza, sull'integrazione delle fonti rinnovabili, sul rilancio dell'upstream nazionale e sullo sviluppo e l'integrazione dei mercati dell'elettricità e del gas.

La riforma del comparto del gas, in particolare, passa attraverso una **chiara definizione degli obiettivi e delle strategie di sviluppo, l'adeguamento dei profili regolamentari, nonché una più efficace governance del sistema**. Nel corso degli ultimi anni, infatti, l'effettivo sviluppo di nuovi progetti ha trovato ostacoli sia nella ripartizione delle competenze tra Stato, Regioni ed Enti Locali in materia di energia, successiva alla riforma del Titolo V della Costituzione; sia nell'opposizione dei singoli territori sui quali le infrastrutture dovrebbero insistere, generata dall'attenzione ai temi dell'impatto ambientale e del dissesto idrogeologico.

Solo un riordino dei livelli di governo da un lato e la precisa individuazione dei vantaggi in termini di economicità delle forniture per gli utenti finali e per il sistema produttivo nel suo complesso dall'altro, potrebbero dare nuovo impulso al settore.

L'attuale dotazione infrastrutturale, infatti, appare sostanzialmente adeguata a supportare l'evoluzione attesa dei consumi interni; tuttavia, qualora si volessero perseguire obiettivi strategici di più ampio respiro, **trasformando l'Italia in una piattaforma per il gas diretto nell'Europa centro-meridionale**, sarebbe necessario un significativo potenziamento della capacità di importazione e di stoccaggio.

La realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione, di gasdotti in grado di connettere l'Italia ai promettenti bacini del Medio Oriente e del Caspio, di capacità in contro-flusso verso Nord e di capacità di stoccaggio addizionale consentirebbe, infatti, di assicurare una **progressiva diversificazione delle fonti di approvvigionamento in concorrenza tra loro e un aumento dei volumi scambiati alla Borsa del gas**. Questi due fattori renderebbero il mercato più liquido, contribuendo a far emergere un segnale di prezzo legato agli equilibri di domanda e offerta, a incrementare la competitività del mercato e a innestare un processo di convergenza con gli altri Paesi UE.

Il perseguimento di questi obiettivi risulta particolarmente ambizioso e richiederà lo sforzo congiunto non solo degli attori istituzionali coinvolti, ma anche di tutti gli operatori presenti a vario titolo nel mercato.

In questo scenario giova sottolineare l'importanza del fatto che il settore delle infrastrutture – **vero asset strategico dello sviluppo** – sia presidiato da un operatore unico integrato in tutte le attività regolate, caratterizzato da dimensioni rilevanti (il network italiano rappresenta il 17% della rete europea dei gasdotti) e da un'autentica vocazione internazionale. Il Gruppo Snam, infatti, dopo il processo di separazione proprietaria, si presenta come un soggetto forte, indipendente e stabile in grado di:

- sviluppare nuovi investimenti nei segmenti del trasporto, dello stoccaggio e della rigassificazione sia in Italia, sia all'estero (direttamente o in partnership con altri operatori) in modo da promuovere il ruolo del sistema gas italiano in Europa;
- garantire la piena terzietà di accesso alla rete e focalizzare lo sviluppo delle infrastrutture necessarie a un mercato concorrenziale e diversificato;
- assicurare la continuità della strategia di lungo periodo nell'interesse del Paese.

L'analisi riportata in questo documento intende offrire una sintesi delle tendenze in atto nel mercato del gas naturale a livello internazionale, europeo e italiano, esaminando le prospettive di crescita e il fabbisogno in termini di infrastrutture necessarie a supportare lo sviluppo del settore. Più in dettaglio:

- il **Capitolo 1** offre una panoramica dell'evoluzione che il mercato sta sperimentando a livello globale, con particolare attenzione al ruolo emergente dello shale gas, al consolidamento del segmento del gas naturale liquefatto e ai meccanismi di formazione del prezzo;
- il **Capitolo 2** analizza le dinamiche a livello europeo in termini di domanda e offerta di gas, dipendenza dai Paesi extra-UE per la copertura del fabbisogno interno, dotazione attuale e prospettiva di infrastrutture di approvvigionamento, anche nell'ottica della piena integrazione dei singoli mercati nazionali;
- il **Capitolo 3** approfondisce il quadro regolamentare europeo con riferimento alle politiche per le infrastrutture e per la creazione di un mercato unico su base continentale;
- il **Capitolo 4** prende in esame il fabbisogno energetico italiano e le direttrici di sviluppo delineate nell'ambito della nuova Strategia Energetica Nazionale;
- il **Capitolo 5** esamina il settore del gas naturale in Italia, tracciando un quadro delle attuali dimensioni del mercato e delle prospettive di sviluppo in termini di infrastrutture e del ruolo del Paese nel più ampio contesto europeo.

01

Il mercato internazionale del gas naturale

Il mercato del gas naturale a livello mondiale sta vivendo una stagione di profondi cambiamenti: nuovi equilibri geopolitici, un ruolo crescente nel mix energetico, il boom dello shale gas e il peso sempre maggiore del commercio internazionale e del GNL

10

Driver di sviluppo del mercato

1.1 Il panorama energetico internazionale. Il mercato energetico a livello globale sta vivendo una stagione di profondi cambiamenti, che potrebbero avere un impatto significativo sull'assetto complessivo del settore. La mappa geopolitica dell'energia, infatti, sta mutando per effetto:

- del sostanziale incremento della produzione di petrolio e gas naturale in America settentrionale;
- del ripensamento circa il contributo della produzione di elettricità da fonte nucleare che, a seguito dell'incidente di Fukushima, interessa numerosi Paesi;
- dello sviluppo sempre più consistente delle fonti energetiche alternative e, in particolare, dell'eolico e del solare fotovoltaico;
- del contributo crescente del gas naturale come input energetico, anche per effetto delle scoperte di ingenti riserve non convenzionali (shale gas).

Questi fattori, unitamente alla sempre maggior attenzione della comunità internazionale ai temi dell'efficienza energetica, potrebbero realmente tradursi in un mutamento strutturale del sistema.

Tuttavia, sebbene il contesto di riferimento sia caratterizzato da un elevato dinamismo, il mercato energetico mondiale stenta a intraprendere un percorso virtuoso verso una maggiore sostenibilità ambientale e un effettivo trend di decarbonizzazione dell'economia.

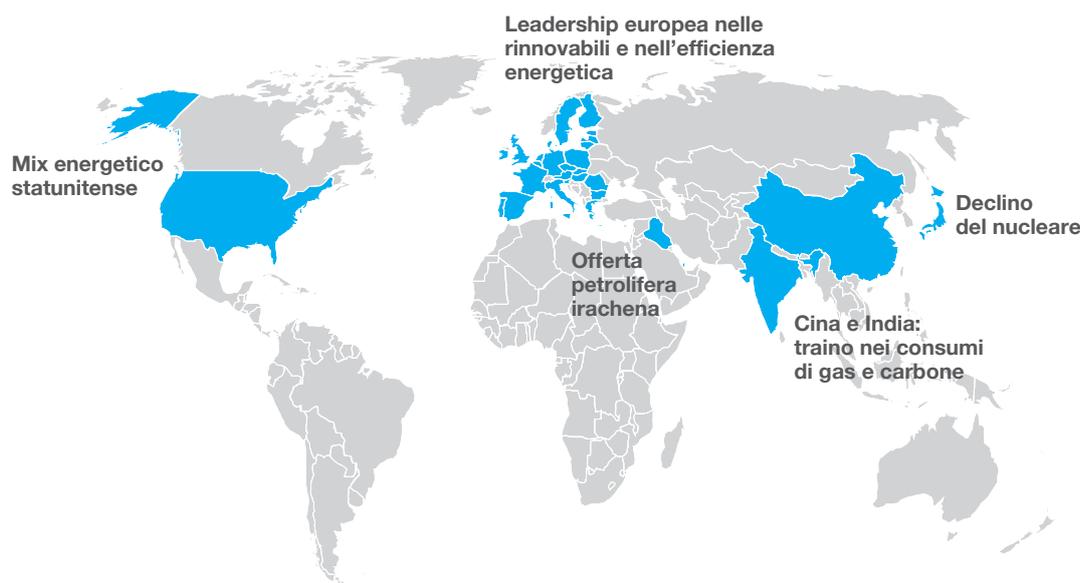
Secondo le più recenti stime dell'International Energy Agency (IEA), nell'orizzonte temporale 2013-2035 la domanda complessiva di energia è destinata a crescere di oltre un terzo, guidata dallo sviluppo di Cina, India e Medio Oriente, che assorbiranno oltre il 60% dei consumi incrementali. Nei Paesi OCSE, al contrario, la domanda si manterrà stabile, ma si prevede un significativo mutamento nel mix energetico, con uno spostamento dei consumi dal petrolio e dal carbone verso il gas naturale e le fonti rinnovabili.

In questo contesto, nonostante ci si attenda che le energie alternative continuino a sperimentare un'evoluzione positiva, il ruolo dei combustibili fossili rimarrà determinante, anche in ragione di un significativo

supporto in termini di sussidi che, nel 2011 hanno raggiunto gli USD 523 mld, con un incremento del 30% circa rispetto all'anno precedente e un peso sei volte superiore agli incentivi erogati a favore delle fonti rinnovabili. L'ammontare più consistente è concentrato nei Paesi del Medio Oriente e del Nord Africa e è stato causato principalmente dal rialzo delle quotazioni del greggio. Se questo quadro non dovesse subire cambiamenti sostanziali, in prospettiva si verrebbe a determinare uno scenario di sviluppo del mercato caratterizzato nel lungo periodo da un incremento della temperatura media di 3,6 °C, valore ben lontano dai 2 °C generalmente considerato dalla comunità scientifica internazionale come il livello massimo compatibile con la reversibilità del trend relativo ai mutamenti climatici.

Con queste premesse, appare necessario prendere in considerazione le principali macro tendenze in atto a livello mondiale, per esaminare i possibili scenari evolutivi nel medio-lungo periodo.

Figura 1 – Principali driver di sviluppo del mercato energetico mondiale



Fonte: CDP

Il mix energetico degli Stati Uniti. Gli Stati Uniti stanno sperimentando un'evoluzione del settore energetico profonda e repentina. Lo sviluppo delle più recenti tecnologie per l'estrazione degli idrocarburi ha consentito di mettere a mercato riserve di petrolio (light tight oil) e gas naturale (shale gas), che fino a pochi anni fa non era possibile valorizzare. L'upstream sta, pertanto, offrendo un importante sostegno all'attività economica – grazie a prezzi di gas ed elettricità contenuti che garantiscono un vantaggio competitivo al settore industriale – e sta determinando un mutamento strutturale nel ruolo dell'America settentrionale nel commercio internazionale di energia.

Sviluppo dell'upstream

Si stima che nel corso del prossimo decennio gli Stati Uniti divengano il principale Paese produttore di petrolio, trasformandosi in un potenziale esportatore netto. Questa circostanza potrebbe modificare in modo sostanziale le direttrici di traffico degli scambi internazionali di idrocarburi, cambiando gli equilibri geopolitici. In questo contesto, già oggi è possibile osservare come i prezzi particolarmente vantaggiosi del gas naturale abbiano spiazzato i consumi interni di carbone, rendendo disponibili ingenti quantità per l'esportazione verso i Paesi europei dove, al contrario le pressioni al rialzo sulle quotazioni del gas determinano una convenienza relativa nell'utilizzo dei combustibili solidi.

Più in dettaglio, nel 2012 il prezzo del gas sul mercato statunitense ha raggiunto i livelli minimi, rappresentando circa un quinto del border price europeo e un ottavo di quello giapponese. In prospettiva, le relazioni di prezzo tra i diversi mercati regionali del gas naturale sono destinate a rafforzarsi grazie alla maggiore flessibilità determinata dal commercio di GNL e all'evolversi delle condizioni contrattuali verso

una maggiore diffusione della componente spot e del decoupling dal prezzo del petrolio. Queste tendenze dovrebbero determinare una maggiore velocità di trasmissione dei cambiamenti tra le differenti aree del pianeta, rendendo necessario un più stringente coordinamento nelle politiche energetiche messe in atto dai decisori politici.

Lo sviluppo dell'efficienza energetica. Ormai da tempo lo sviluppo dell'efficienza energetica è considerato una delle leve principali su cui intervenire per centrare gli obiettivi di risparmio e sostenibilità ambientale. Nonostante questa consapevolezza sia diffusa e condivisa, le politiche messe in atto hanno consentito uno sfruttamento limitato del potenziale insito negli interventi di efficientamento.

Nel corso degli ultimi anni, i principali Paesi consumatori di energia a livello internazionale hanno annunciato ambiziosi programmi in questo campo:

Programmi di efficienza energetica nel mondo

- la Cina si è posta l'obiettivo di ridurre del 16% la sua intensità energetica entro il 2015;
- gli Stati Uniti hanno adottato nuovi standard di efficienza volti a ottimizzare il consumo di carburanti;
- l'Unione Europea si è impegnata nella riduzione del 20% della sua domanda di energia entro il 2020;
- il Giappone mira a ridurre del 10% i suoi consumi elettrici entro il 2030.

Secondo la IEA, l'adozione di queste misure dovrebbe consentire un'accelerazione del lento progresso in termini di efficienza energetica osservato nell'ultimo decennio su scala mondiale. Tuttavia, la sola realizzazione di queste politiche lascerebbe inespresa una quota significativa del potenziale di miglioramento dell'efficienza energetica: quattro quinti nel settore residenziale e terziario e più della metà nell'industria.

Solo attraverso un'azione più incisiva, atta a rimuovere gli ostacoli che attualmente impediscono di attivare flussi di investimento più consistenti, sarà possibile sfruttare pienamente le misure di efficienza energetica, conseguendo vantaggi estremamente rilevanti in termini di sicurezza, crescita economica e protezione ambientale.

Benefici attesi dalle misure di efficienza energetica

Se, infatti, venissero implementate gli interventi già oggi economicamente sostenibili si avrebbero importanti ricadute sui trend energetici e climatici mondiali. In particolare:

- nel 2035 la crescita della domanda di energia primaria risulterebbe dimezzata;
- la domanda petrolifera raggiungerebbe il picco poco prima del 2020 e, al 2035, sarebbe inferiore di circa 13 mln/bbl/g a quella prevista in assenza degli interventi;
- un investimento addizionale stimato in circa USD 12 mila mld in tecnologie per l'efficienza energetica verrebbe più che compensato dalla minore spesa sostenuta per il consumo di combustibili;
- le emissioni di CO₂ correlate all'energia raggiungerebbero il picco prima del 2020, per poi mostrare un declino coerente con un aumento della temperatura mondiale nel lungo termine di 3 °C.

La politica energetica irachena

Il ruolo del petrolio. Nel corso dei prossimi due decenni l'offerta di petrolio sui mercati internazionali sarà guidata dalle scelte di politica energetica dell'Iraq. In questo contesto, l'obiettivo di espansione della produzione dopo decenni di guerre e instabilità non è limitata né dalla dimensione delle risorse, né dal costo della relativa messa in produzione, ma sarà possibile solo attraverso:

- un miglioramento dell'efficienza operativa in tutte le fasi della filiera energetica;
- una maggiore chiarezza sulla strategia che il Paese intende seguire per valorizzare nel lungo termine il patrimonio di risorse di cui dispone;
- un consolidamento del consenso interno sulla politica petrolifera.

Le previsioni contenute nello World Energy Outlook stimano che la produzione di petrolio irachena superi i 6 mln/bbl/g nel 2020, per raggiungere gli 8 mln/bbl/g nel 2035, consentendo all'Iraq di diventare un dei

fornitori chiave dei mercati asiatici in rapida crescita, soprattutto della Cina, nonché il secondo maggior esportatore mondiale, superando così la Russia. Senza la crescita dell'offerta irachena, i mercati petroliferi incontrerebbero serie difficoltà, con una pressione al rialzo sui prezzi stimata in circa 15 USD/bbl.

Peraltro, appare necessario sottolineare come nell'orizzonte temporale preso a riferimento, le esportazioni di petrolio frutterebbero all'Iraq entrate per circa USD 5 mila mld, equivalenti a circa USD 200 mld/a, offrendo al Paese l'opportunità di ridisegnare il proprio futuro, con potenziali benefici nell'ambito degli equilibri geopolitici internazionali.

Le potenzialità del gas naturale. Indipendentemente dai differenti scenari possibili in termini di politiche energetiche internazionali, il gas naturale è l'unico combustibile fossile la cui domanda mondiale è destinata a crescere in misura significativa. Le prospettive di sviluppo del mercato, tuttavia, variano a seconda della regione considerata:

- Cina, India e Medio Oriente saranno caratterizzati da incrementi significativi. Per effetto di un sostegno politico attivo e di sostanziali riforme normative, ad esempio, i consumi cinesi raggiungeranno i 545 mld/mc nel 2035, a fronte di un valore pari nel 2011 a circa 130 mld/mc;
- gli Stati Uniti, grazie a un livello dei prezzi contenuto e all'abbondanza di offerta, sperimenteranno uno sviluppo che renderà il gas naturale il combustibile dominante nel mix energetico, superando il petrolio;
- l'Europa dovrà attendere circa un decennio prima che la domanda di gas naturale torni ai livelli registrati nel 2010;
- le prospettive del gas in Giappone risentiranno dei prezzi più elevati e dell'enfasi politica posta sulle rinnovabili e sull'efficienza energetica.

Sul fronte dell'offerta, si rileva come, nel periodo 2013-2035, il 50% circa della crescita della produzione mondiale di gas sarà riconducibile a risorse non convenzionali, provenienti in misura prevalente da Cina, Stati Uniti e Australia. Tuttavia, appare necessario sottolineare come il business del gas non convenzionale si trovi ancora in una fase embrionale, date le incertezze che continuano a caratterizzare molti Paesi circa l'estensione e la qualità delle risorse disponibili. Inoltre, l'impatto ambientale della produzione di gas non convenzionale genera perplessità che, se non adeguatamente affrontate, potrebbero inficiare il dispiegarsi del potenziale di sviluppo insito in questa fonte. In questo contesto, appare necessario creare un solido quadro normativo e definire standard di produzione di livello elevato, allo scopo di generare fiducia e consenso nell'opinione pubblica.

Rimuovendo gli ostacoli allo sviluppo dello shale gas, infatti, sarebbe possibile sostenere la diversificazione delle fonti di offerta, contenere le importazioni di alcuni grandi Paesi energivori (ad esempio la Cina) e favorire l'emergere di nuovi Paesi esportatori (è il caso degli Stati Uniti). Per questa via si otterrebbe un'accelerazione della diversificazione dei flussi commerciali, esercitando pressioni sui fornitori di gas convenzionale e sui tradizionali meccanismi dei prezzi del gas che prevedono l'indicizzazione alle quotazioni del petrolio, con impatti estremamente positivi per il sistema nel suo complesso.

Il futuro del carbone. Nel corso degli ultimi dieci anni, il carbone ha avuto un'incidenza prossima al 50% nella crescita della domanda mondiale di energia, con un incremento medio annuo che si è rivelato superiore a quello registrato dalle fonti rinnovabili.

Le prospettive di sviluppo di questo settore dipenderanno in larga misura dalle scelte di politica energetica che verranno effettuate in relazione alla promozione delle fonti di energia a basso impatto, all'implementazione di tecnologie di combustione più efficienti e all'impulso che verrà dato alla ricerca nel campo della cattura e del sequestro della CO₂ (Carbon Capture and Storage – CCS).

In questo contesto, Cina e India, responsabili dei tre quinti della crescita attesa nei consumi di carbone, avranno un ruolo determinante. Si stima che la domanda cinese sia destinata a raggiungere un picco nel 2020 per poi mantenersi stabile fino al 2035. L'uso del carbone in India, invece, continuerà a crescere in un orizzonte più ampio, arrivando a superare, nel 2025, gli Stati Uniti, divenendo il secondo maggior consumatore mondiale.

Tuttavia è opportuno sottolineare come questo scenario evolutivo sia più vulnerabile di altri ai cambiamenti della politica, allo sviluppo di combustibili alternativi (ad esempio il gas non convenzionale in Cina) e alla tempestiva disponibilità di infrastrutture, creando un significativo livello di incertezza attorno ai mercati e ai prezzi internazionali del carbone.

Il ruolo del nucleare. La domanda mondiale di elettricità aumenta a una velocità quasi doppia rispetto a quella del consumo totale di energia e la difficoltà a soddisfarla è accentuata dalla necessità di realizzare investimenti per sostituire le centrali elettriche obsolete. Della nuova capacità di generazione elettrica che verrà costruita entro il 2035, circa un terzo servirà per sostituire gli impianti che verranno dismessi. Il 50% di tutta la nuova capacità si basa su fonti rinnovabili, anche se a livello mondiale il carbone rimarrà il combustibile più utilizzato per la generazione elettrica. Lungo questo orizzonte temporale, la crescita della domanda di elettricità della Cina supererà l'attuale livello dei consumi elettrici di Stati Uniti e Giappone. Sempre in Cina, la generazione da carbone crescerà quasi quanto l'insieme della generazione da nucleare, eolico e idroelettrico. Nel periodo 2013-2035, i prezzi medi mondiali dell'elettricità sono attesi aumentare del 15% in termini reali, in ragione dei maggiori costi dei combustibili usati come input, della transizione verso una capacità di generazione a maggiore intensità di capitale, degli incentivi alle energie rinnovabili e dei prezzi della CO2 applicati in alcuni Paesi. In questo contesto, vi sono significative variazioni di prezzo da regione a regione: Unione Europea e Giappone continuano a registrare i prezzi più elevati, ben superiori a quelli di Stati Uniti e Cina.

Incidenza
del nucleare sul
mix energetico

Con questo quadro generale, il ruolo dell'energia nucleare tende a subire un significativo ridimensionamento, alla luce delle scelte di politica energetica compiute a seguito dell'incidente del 2011 alla centrale nucleare di Fukushima. Giappone e Francia si sono recentemente aggiunti ai Paesi che hanno espresso l'intenzione di ridurre il ricorso all'energia nucleare, mentre negli Stati Uniti e in Canada la competitività di questa fonte risente della relativa economicità del gas naturale. Le stime dello IEA evidenziano come a un aumento in termini assoluti della capacità di generazione elettrica da nucleare (guidato dall'espansione di Cina, Corea, India e Russia), farà riscontro una riduzione dell'incidenza sul mix elettrico mondiale.

Questa tendenza può avere implicazioni rilevanti in termini di costi per le importazioni di combustibili fossili, di prezzi dell'elettricità e di sforzi necessari per conseguire gli obiettivi climatici.

Il dinamismo delle fonti energetiche rinnovabili. La rapida espansione della generazione elettrica da eolico e solare ha consolidato il ruolo delle rinnovabili come fonti indispensabili nel mix energetico mondiale. In particolare, si stima che le rinnovabili:

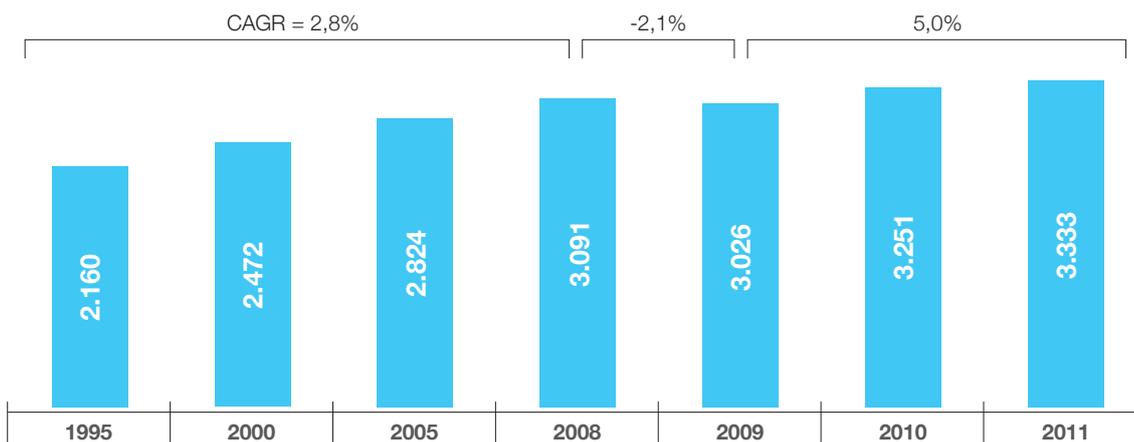
- nel 2015, diventeranno la seconda fonte utilizzata nella generazione elettrica mondiale (con una quota pari a circa la metà di quella del carbone);
- nel 2035, copriranno una quota superiore al 30% della produzione mondiale di elettricità. In questo contesto, la capacità di generazione del comparto solare-fotovoltaico crescerà più rapidamente di qualsiasi altra tecnologia rinnovabile.

Driver
di sviluppo
delle rinnovabili

Il rapido aumento delle fonti rinnovabili sarà sostenuto in parte dalla riduzione dei costi delle relative tecnologie, dall'aumento dei prezzi dei combustibili fossili e dalla definizione in alcuni Paesi di un prezzo della CO2, ma principalmente dalla continuità degli incentivi a loro sostegno, che sono stimati in crescita dagli USD 88 mld erogati a livello mondiale nel 2011 ai circa USD 240 mld nel 2035. Nel tempo, le misure di incentivazione per sostenere i nuovi progetti in energie rinnovabili dovranno essere riviste per tener conto della riduzione dei costi delle tecnologie, evitando che oneri eccessivi gravino su governi e consumatori.

1.2 La domanda e l'offerta di gas naturale. A livello mondiale i consumi di gas naturale hanno raggiunto i 3.333 mld/mc nel 2011, evidenziando un tasso di crescita medio annuo pari al 2,7% nel periodo 1995-2011. In particolare, la battuta d'arresto registrata nel 2009 (-2,1% rispetto all'anno precedente) in coincidenza del deflagrare della crisi economica internazionale, è stata pienamente recuperata nel successivo biennio, in cui si è registrato un incremento su base annua del 5,0%.

Grafico 1 – Consumi di gas naturale a livello mondiale, 1995-2011 (mld/mc/a)

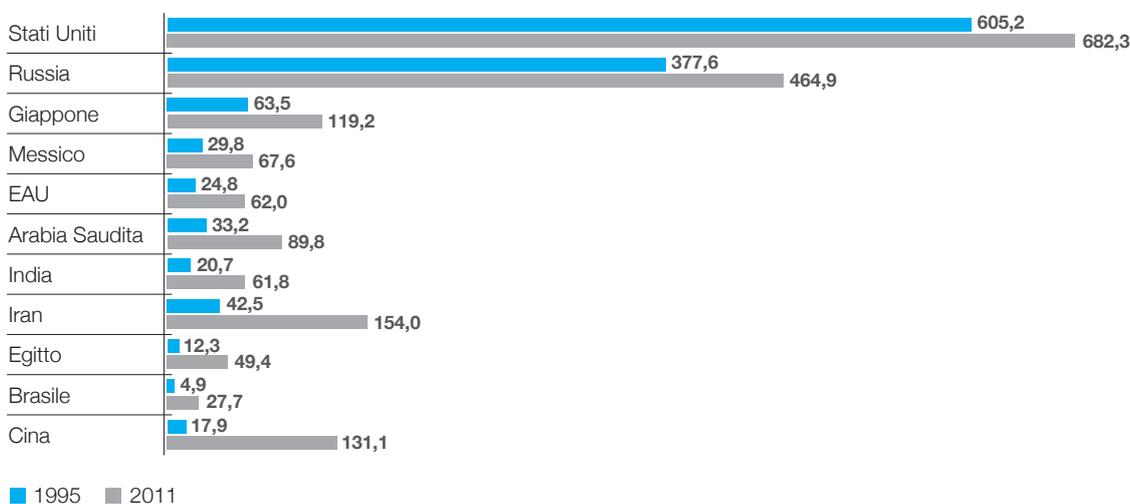


Fonte: Eni, 2012

Circa il 60% dell'incremento registrato nell'orizzonte temporale 1995-2011 è da ascrivere a 10 Paesi, con riferimento ai quali si evidenziano differenti dinamiche:

- i maggiori consumatori a livello mondiale (**Stati Uniti** e **Russia**), che da soli coprono oltre il 34% del mercato, hanno mostrato tassi di crescita modesti (rispettivamente 0,8% e 1,3%);
- i principali Paesi emergenti (**Cina**, **India** e **Brasile**) hanno registrato un'evoluzione dei consumi particolarmente sostenuta (tassi di crescita medi annui rispettivamente pari al 13,3%, al 7,1% e all'11,4%);
- alcuni dei grandi produttori (**Iran**, **Arabia Saudita**, **EAU** e **Messico**) hanno moltiplicato il proprio consumo di gas naturale (CAGR pari all'8,4%, al 6,4%, al 5,9% e al 5,3 %);
- uno dei principali Paesi consumatori (**Giappone**) – completamente dipendente dalle importazioni – è l'unica tra le economie avanzate ad aver sperimentato un incremento significativo nel ricorso al gas naturale (+4,0%), anche per effetto della necessità di ridefinire il proprio mix energetico a seguito dell'incidente all'impianto nucleare di Fukushima.

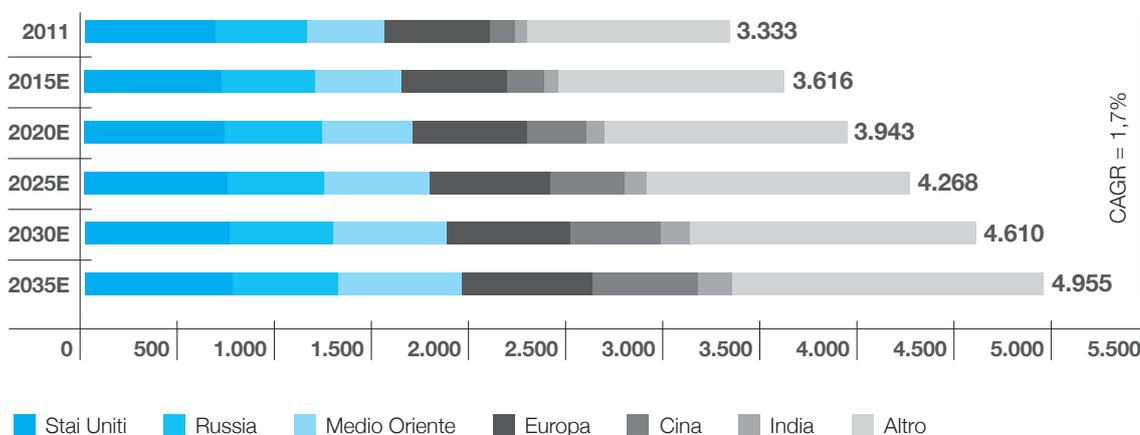
Grafico 2 – Paesi con più elevata crescita dei consumi, 1995-2011 (mld/mc/a)



Fonte: Eni, 2012

Nell'orizzonte temporale 2011-2035 la dinamica dei consumi continuerà a essere guidata dalle economie emergenti. A fronte di un tasso di incremento medio annuo stimato pari all'1,7% a livello globale, infatti, i Paesi caratterizzati dal ritmo di crescita più sostenuto saranno la Cina (+6,1%), l'India (+4,5%) e il Medio Oriente (+2,0%).

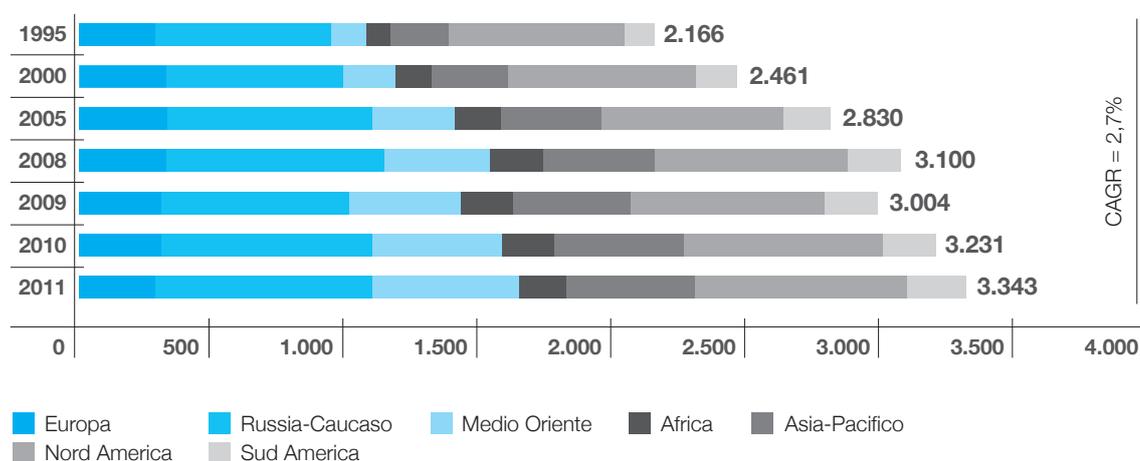
Grafico 3 – Consumi di gas naturale a livello mondiale, 2011-2035E (mld/mc/a)



Fonte: IEA, 2012; Eni, 2012

Analizzando le dinamiche dal lato dell'offerta, se lo sviluppo della produzione appare in linea con i fabbisogni espressi dai Paesi consumatori, è interessante evidenziare come si sia evoluto il peso delle differenti aree geografiche nella composizione complessiva.

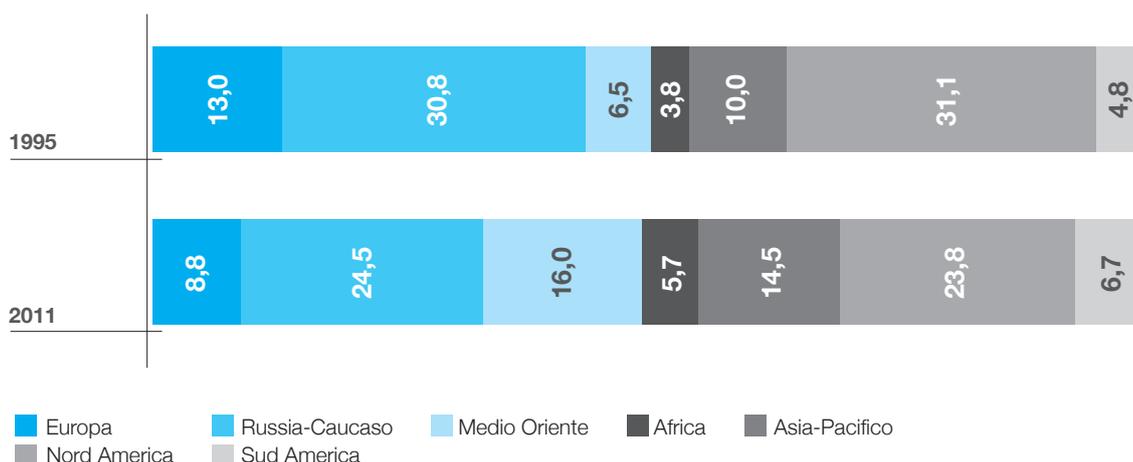
Grafico 4 – Offerta di gas naturale a livello mondiale, 1995-2011 (mld/mc/a)



Fonte: Eni, 2012

In particolare, nel corso degli ultimi quindici anni, a fronte di un contributo sostanzialmente stabile dell'Africa e dell'America meridionale, si è verificato un calo di 8,5 punti percentuali (p.p.) dell'incidenza dell'America settentrionale, dell'area che comprende la Russia e i Paesi dell'Asia centrale (-6,3 p.p.) e dell'Europa (-4,2 p.p.), a favore del Medio Oriente (+9,5 p.p.) e dell'Asia-Pacifico (+4,5 p.p.).

Grafico 5 – Composizione dell'offerta di gas naturale a livello mondiale, 1995-2011 (%)



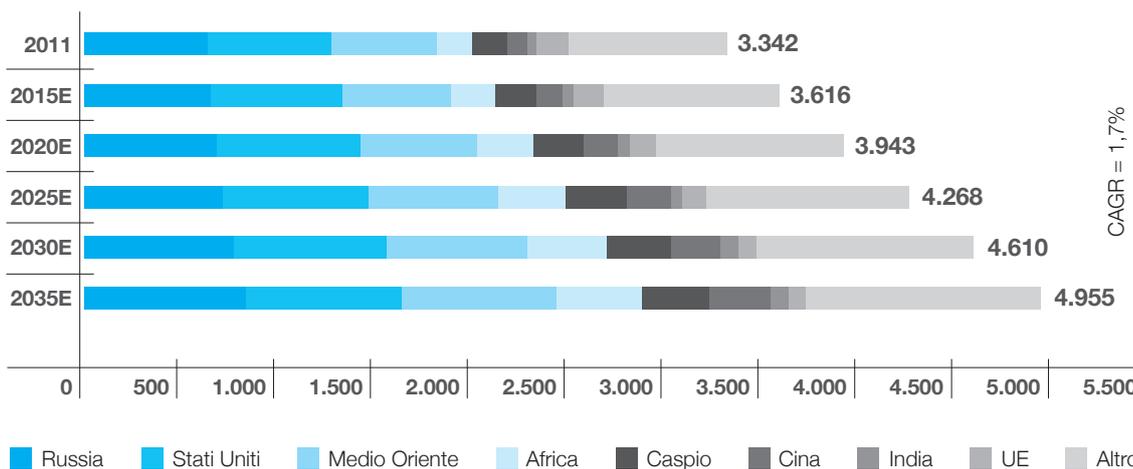
Fonte: Eni, 2012

Anche con riferimento agli scenari di sviluppo del mercato, sebbene i volumi di gas prodotti siano attesi in linea con le ipotesi di crescita dei consumi, le informazioni più rilevanti riguardano il contributo delle singole aree geografiche al raggiungimento dell'equilibrio tra domanda e offerta. Nel periodo 2011-2035, in particolare l'offerta di gas naturale a livello mondiale sarà guidata dall'espansione del Medio Oriente (CAGR +1,7%), dell'Africa (+3,4%) e della regione del Caspio (+2,9%). In questo contesto, l'Europa sperimenterà una significativa contrazione della produzione (-2,3%).

Prospettive di sviluppo dell'offerta

17

Grafico 6 – Offerta di gas naturale a livello mondiale, 2011-2035E (mld/mc/a)

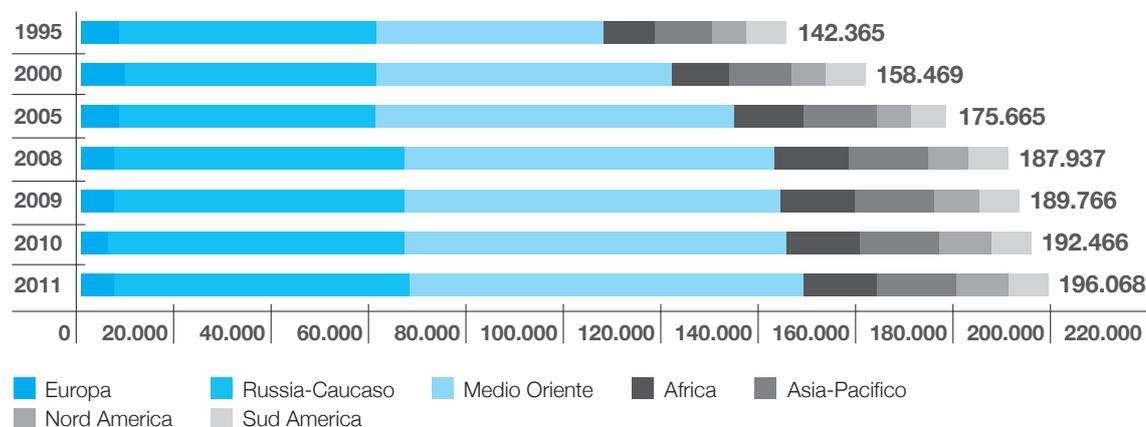


Fonte: IEA, 2012; Eni, 2012

Questi scenari di sviluppo, tuttavia, potrebbero subire modifiche considerevoli in virtù delle nuove scoperte di gas non convenzionale, che nel corso degli ultimi anni hanno già contribuito a cambiare profondamente gli assetti internazionali del mercato portando, ad esempio, un Paese come gli Stati Uniti da una situazione di significativa dipendenza dall'estero per la copertura del proprio fabbisogno a una condizione di sostanziale autosufficienza.

1.3 Le riserve di gas naturale. Le ultime stime disponibili evidenziano una disponibilità complessiva di gas naturale a livello mondiale pari a oltre 196 mila mld/mc. Nel corso degli ultimi quindici anni, sebbene la produzione di gas naturale sia cresciuta a un tasso medio annuo del 2,8%, le riserve disponibili sono continuate ad aumentare con un incremento su base annua pari al 2,0%.

Grafico 7 – Riserve di gas naturale a livello mondiale, 1995-2011 (mld/mc)



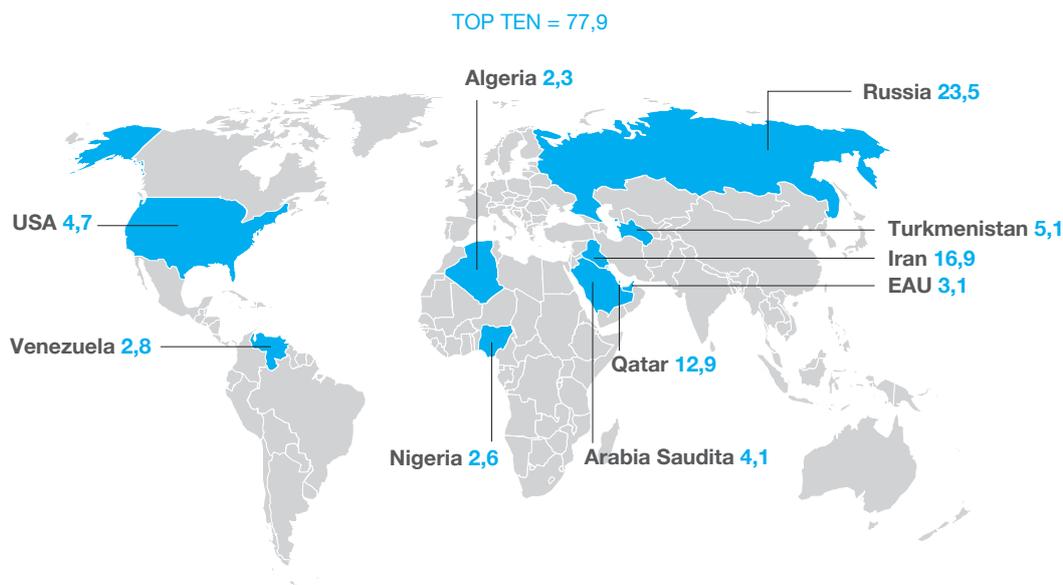
Fonte: Eni, 2012

Riserve di gas per area geografica

18

Le aree geografiche che hanno mostrato la performance più dinamica in termini di nuove scoperte sono il Medio Oriente (+3,3%), l'America settentrionale (+3,2%), a fronte di un netto calo registrato dai Paesi europei (-1,6%).

Figura 2 – Principali Paesi detentori di riserve di gas naturale, 2011 (%)

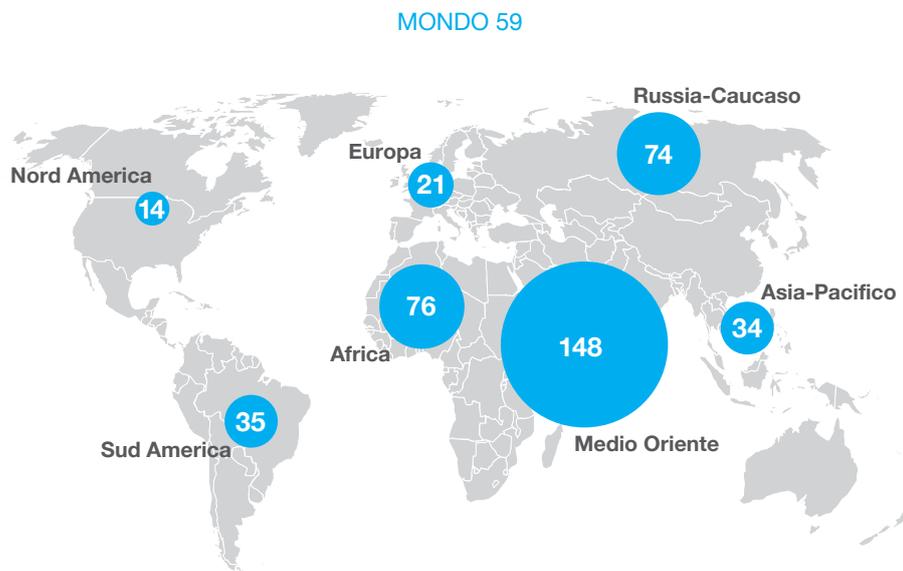


Fonte: elaborazioni CDP su dati Eni, 2012

Con riferimento alla concentrazione delle riserve, è possibile evidenziare come i primi dieci Paesi detengano il 77,9% delle risorse complessivamente disponibili. In particolare, Russia, Iran e Qatar insieme hanno un'incidenza del 53,3% del totale, a testimonianza dell'estrema polarizzazione che caratterizza il mercato dell'upstream.

Agli attuali livelli di produzione, le riserve disponibili garantiscono una copertura del fabbisogno internazionale di 59 anni. Questo valore era pari a 67 anni nel 1995, evidenziando come la scoperta di nuovi giacimenti abbia parzialmente compensato lo sfruttamento delle risorse.

Figura 3 – Vita utile delle riserve di gas naturale, 2011 (anni)



Fonte: Eni, 2012

In questo contesto, appare necessario sottolineare come le statistiche elaborate da Eni nell'ambito dello World Oil and Gas Review, facciano riferimento alle riserve certe di gas naturale, ossia quelle che allo stato dell'arte delle tecnologie sono effettivamente producibili. Se al contrario si prendono in considerazione le riserve teoriche di gas convenzionali e non convenzionali, la consistenza complessiva raggiunge un valore significativamente più elevato e pari a 752 mila mld/mc.

FOCUS

Le riserve di gas non convenzionale: lo shale gas

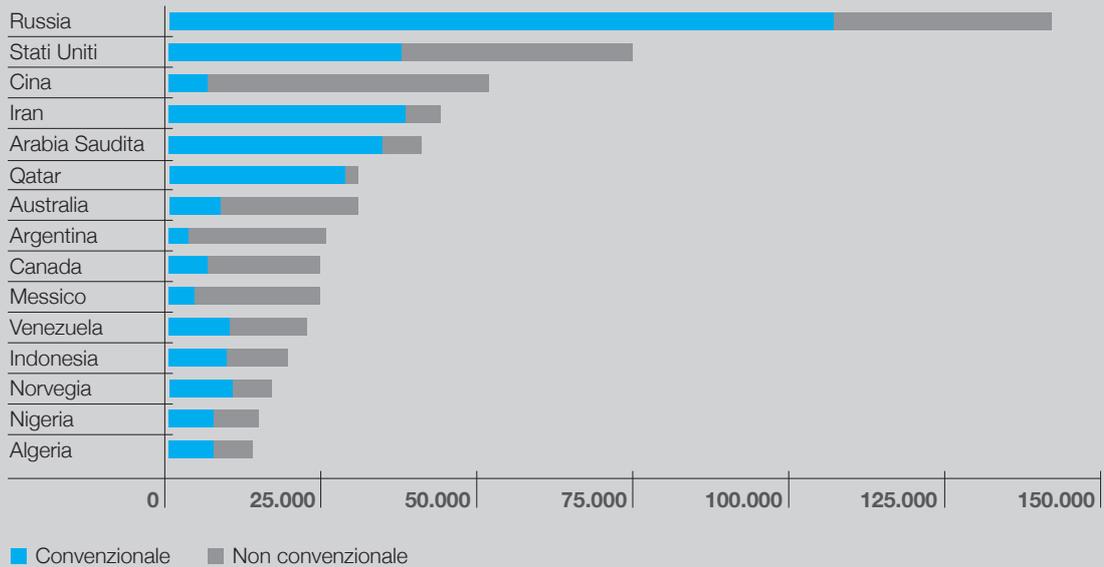
I giacimenti di gas "non convenzionale" hanno catturato l'attenzione degli operatori di settore solo in tempi molto recenti, nonostante la loro presenza fosse nota già da decenni.

L'International Energy Agency stima che le risorse di gas non convenzionale ancora estraibili ammontino, a livello globale, a circa 331 mila mld/mc. Si tratta di volumi piuttosto significativi, tenuto conto che – a oggi – le riserve di gas convenzionale ammontano a circa 421 mila mld/mc.

La presenza di risorse di gas non convenzionale rileva non solo per via delle dimensioni del fenomeno, ma anche per la sua distribuzione geografica. Si stima infatti che i Paesi più ricchi di tali giacimenti siano tra quelli a minore concentrazione di giacimenti di gas convenzionale. Potenzialmente, lo sviluppo del settore del gas non convenzionale potrebbe dunque avere un ruolo determinante nel ristabilire gli equilibri energetici mondiali.

In particolare, i Paesi che evidenziano le maggiori riserve di shale gas sono la Cina, gli Stati Uniti e la Russia. Anche in Australia, Argentina, Messico e Canada sono presenti giacimenti di dimensione importante.

Principali riserve di gas per Paese, 2011 (mld/mc)



Fonte: IEA, 2012

Il processo di estrazione del gas non convenzionale ricalca per molti aspetti quello del gas convenzionale. Esso risulta tuttavia più complesso, a causa della maggiore difficoltà di estrazione e del più alto rischio d'impatto ambientale e sociale a essa legato. Il settore presenta, infatti, elevati profili di criticità che attengono principalmente le caratteristiche geologiche, il posizionamento delle infrastrutture per l'estrazione, le tecnologie impiegate e le emissioni inquinanti.

Fino a oggi, la produzione di gas non convenzionale ha riguardato quasi esclusivamente il Nord America. Nel 2010, il 76% del gas non convenzionale prodotto a livello globale è stato estratto negli Stati Uniti, il 13% in Canada, il 2% in Cina, l'1% in Australia e il restante 8% altrove.

Solo in tempi recenti, diversi altri Paesi hanno preso in considerazione la possibilità di sfruttare i propri giacimenti di gas non convenzionale. Ciò per due ordini di motivi: in primo luogo perché l'avanzamento tecnologico dei processi di estrazione del gas sta contribuendo a ridurre in modo significativo i costi di produzione e di impatto ambientale e sociale; in secondo luogo perché – alla luce dell'esperienza statunitense – è emerso in modo evidente che lo sviluppo del settore del gas non convenzionale può avere ricadute molto significative in termini di sicurezza degli approvvigionamenti energetici e di maggiore disponibilità di risorse, sia per l'impiego all'interno del territorio nazionale sia, ove sussistano le condizioni, per l'eventuale esportazione.

Secondo le stime dello IEA, nell'ipotesi ottimistica di pieno sviluppo del settore, in poco più di 20 anni gli Stati Uniti potrebbero più che raddoppiare la propria produzione di gas non convenzionale, fino a raggiungere quasi i 600 mld/mc. Gli Stati Uniti potrebbero così pienamente coprire il proprio fabbisogno di gas e perfino divenire un esportatore netto.

Alle stesse condizioni, la Cina potrebbe divenire il secondo produttore di gas non convenzionale al mondo, passando da una produzione di 12 mld/mc a quasi 400 mld/mc.

Il governo cinese sta elaborando un piano molto ambizioso per lo sviluppo del settore, dal momento che, in un Paese che è tra i maggiori importatori di risorse energetiche nel mondo, incrementi della produzione di gas nazionale come quelli stimati andrebbero a ridurre in modo decisivo le importazioni dall'estero, con un impatto molto positivo sulla bilancia commerciale. Il piano è ancora in fase di studio, ma potrebbe essere portato a compimento in tempi rapidi, agevolato dal fatto che, sul fronte regolamentare, la sua approvazione incontra certamente meno resistenze che in altri Paesi.

Anche l'Europa ha riservato crescente attenzione al settore del gas non convenzionale, data la presenza di giacimenti di shale gas in Polonia, Francia, Norvegia, Ucraina, Svezia, Danimarca e Regno Unito e di coalbed methane in Ucraina, Regno Unito Germania, Polonia e Turchia.

Il mercato europeo del gas è oggi il secondo del mondo per dimensione, con una domanda attestata intorno ai 550 mld/mc nel 2011. Esso sembra essere destinato a dipendere sempre più dalle importazioni, man mano che la produzione interna di gas convenzionale si andrà esaurendo.

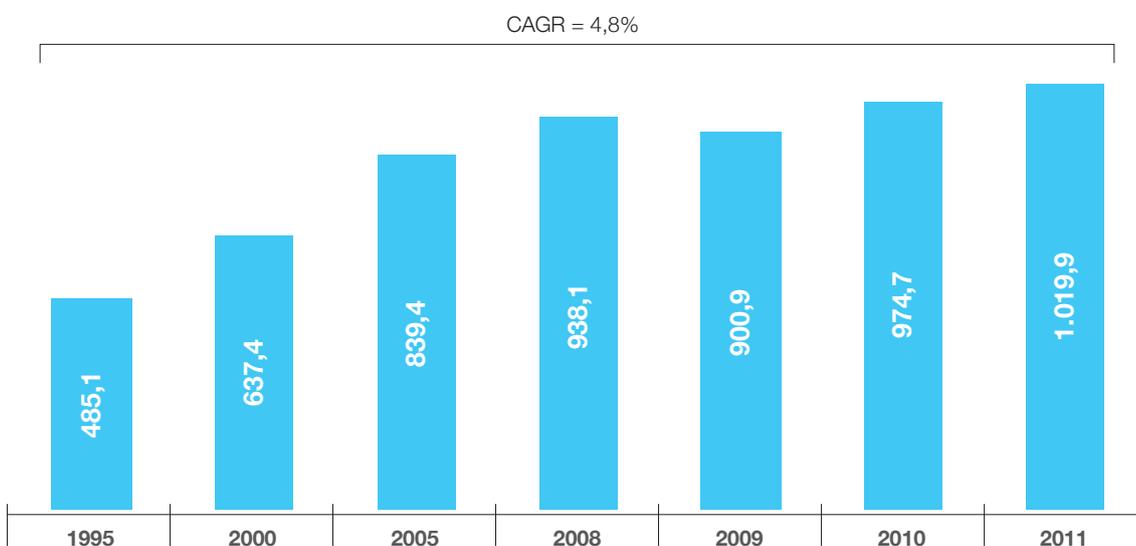
Lo sviluppo del gas non convenzionale potrebbe incidere su tale prospettiva, rallentando questo processo. Tuttavia, l'alta densità di popolazione nelle regioni europee più ricche di gas non convenzionale ne rende l'attività di produzione particolarmente onerosa in termini di costi e di rischi, tanto da destare forti preoccupazioni, non soltanto presso le comunità locali, ma anche presso i policy maker e i regolatori.

A livello regolamentare, vige in Europa una disciplina piuttosto stringente in materia di protezione delle acque, uso di agenti chimici e protezione dell'habitat naturale. Uno studio condotto nel 2011 dalla Commissione Europea ha accertato che, al momento, la disciplina vigente è sufficiente a tutelare la protezione ambientale in Europa in caso di produzione di gas non convenzionale. Non è escluso tuttavia che un'espansione di tale attività in Europa possa richiedere un'implementazione della normativa in oggetto.

Alla luce di quanto detto, non sembrano sussistere, almeno nel breve periodo, le condizioni per uno sviluppo rilevante del gas non convenzionale in Europa. Di conseguenza, il mercato comunitario potrà più facilmente risentire degli effetti sul prezzo del gas legati all'aumento della produzione estera che non registrare una minore dipendenza dall'export derivante da un aumento della produzione interna.

1.4 Il ruolo del commercio internazionale di gas naturale. Le importazioni di gas naturale a livello globale hanno raggiunto nel 2011 i 1.020 mld/mc. Dal 1995 il commercio internazionale di gas ha evidenziato un costante incremento, con la sola eccezione del 2009, segnando un tasso di crescita medio annuo del 4,8%.

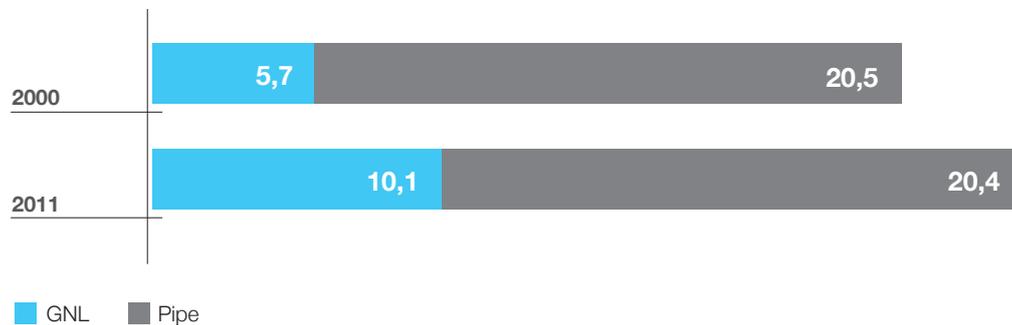
Grafico 8 – Importazioni di gas naturale a livello internazionale, 1995-2011 (mld/mc/a)



Fonte: Eni, 2012

Questo significativo dinamismo ha determinato la sempre maggior importanza dei flussi import-export nel raggiungimento dell'equilibrio tra domanda e offerta di gas. In particolare, nel 2011 l'incidenza degli scambi commerciali sul totale del gas prodotto nel mondo ha raggiunto un valore pari al 30,5%, con un incremento di 4,3 p.p. rispetto al 2000.

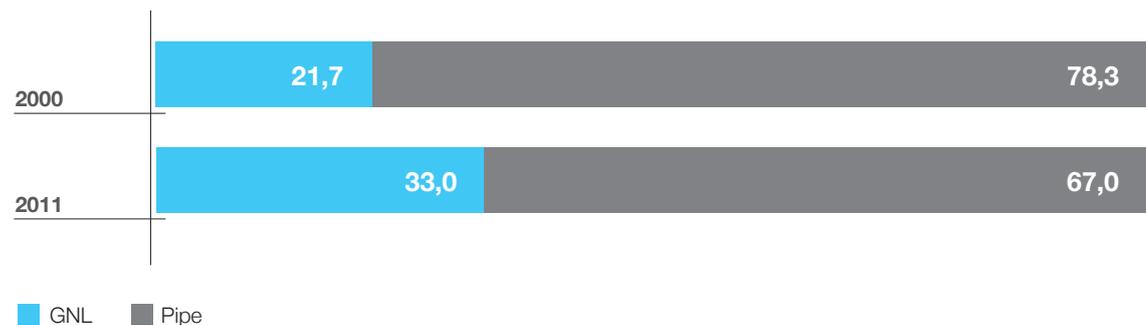
Grafico 9 – Incidenza del commercio internazionale di gas sulla produzione, 2000-2011 (%)



Fonte: Eni, 2012

La crescita ha riguardato in modo particolare la componente relativa al gas naturale trasportato tramite nave (GNL), la cui quota sul totale del gas commercializzato è passata dal 21,7% del 2000 al 33% del 2011, con un incremento di 11,3 p.p.

Grafico 10 – Commercio internazionale di gas per modalità di trasporto, 2000-2011 (%)



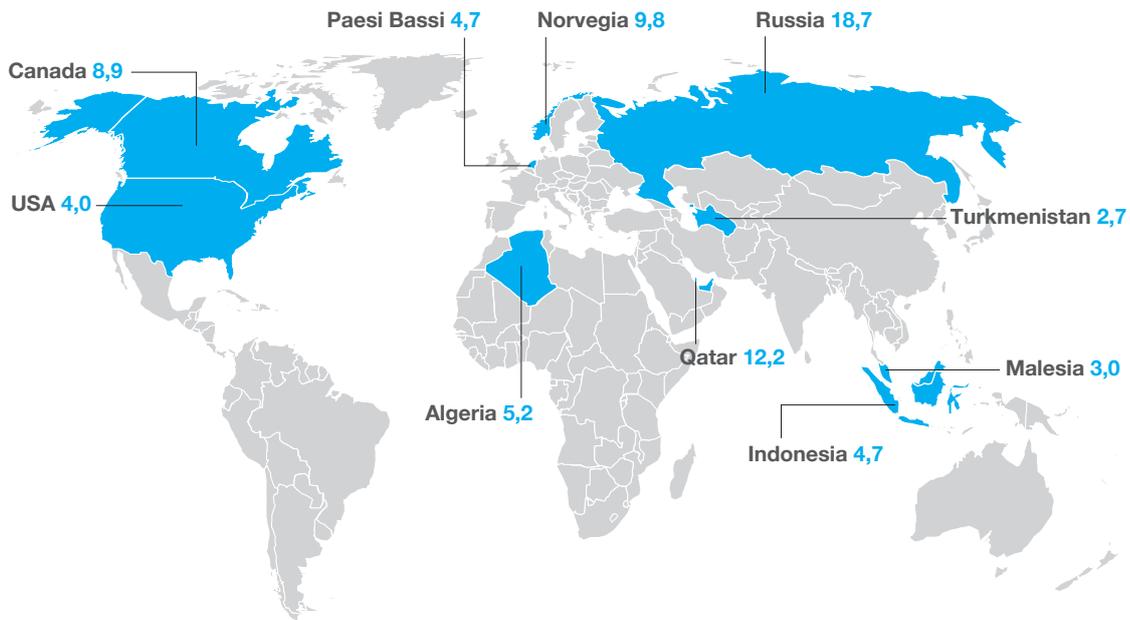
Fonte: Eni, 2012

Analizzando in maggior dettaglio i principali protagonisti dei flussi import-export di gas si registra come i primi dieci Paesi esportatori coprano una quota pari al 74,2% del totale, con Russia, Qatar e Norvegia che da soli esauriscono quasi il 41% del mercato. È importante sottolineare, tuttavia, come negli ultimi quindici anni la polarizzazione del mercato si sia sensibilmente ridotta: nel 1995, infatti, i primi dieci Paesi raggiungevano un valore pari al 90,8% del gas complessivamente esportato, con Russia, Canada e Algeria con una quota del 61,7%.

Con riferimento alle importazioni, si registra un fenomeno analogo: i primi dieci Paesi, che nel 1995 attiravano il 74,9% dei flussi di gas naturale, nel 2011 mostrano un'incidenza sul totale pari al 62,7%, a sottolineare come lo sviluppo del mercato abbia coinciso con una maggiore parcellizzazione dei consumatori finali. In questo contesto, tuttavia, appare necessario evidenziare il ruolo di primissimo piano svolto dai Paesi UE che nell'orizzonte temporale di riferimento mantengono una quota prossima al 30% del gas complessivamente acquistato a livello globale.

Figura 4 – Principali Paesi esportatori di gas naturale, 2011 (%)

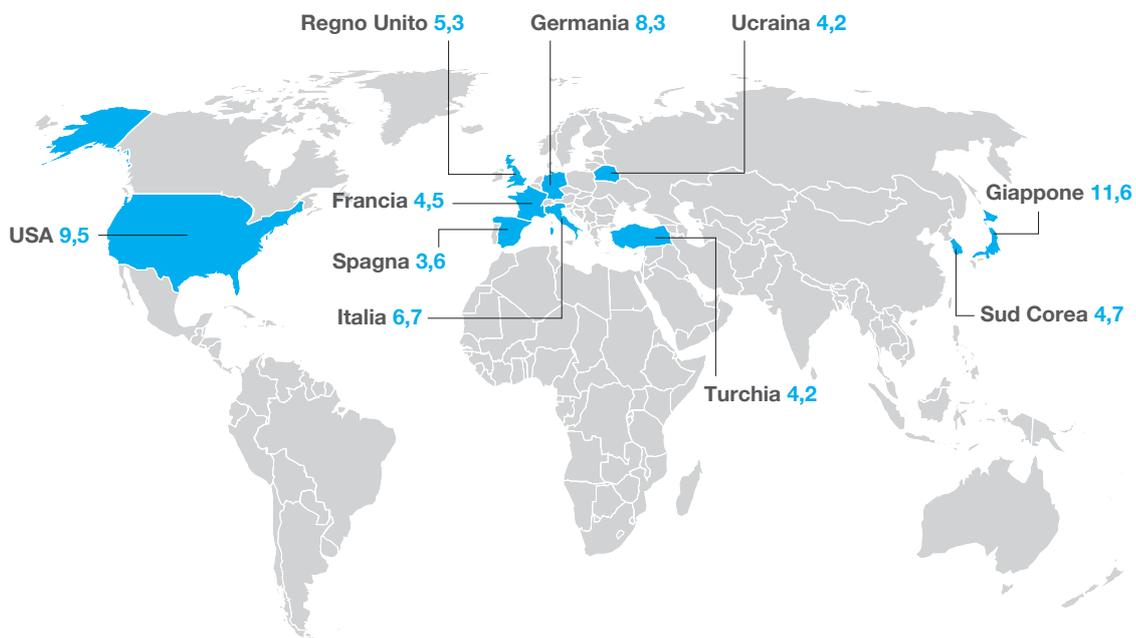
TOP TEN = 74,2



Fonte: Eni, 2012

Figura 5 – Principali Paesi importatori di gas naturale, 2011 (%)

TOP TEN = 62,7,2

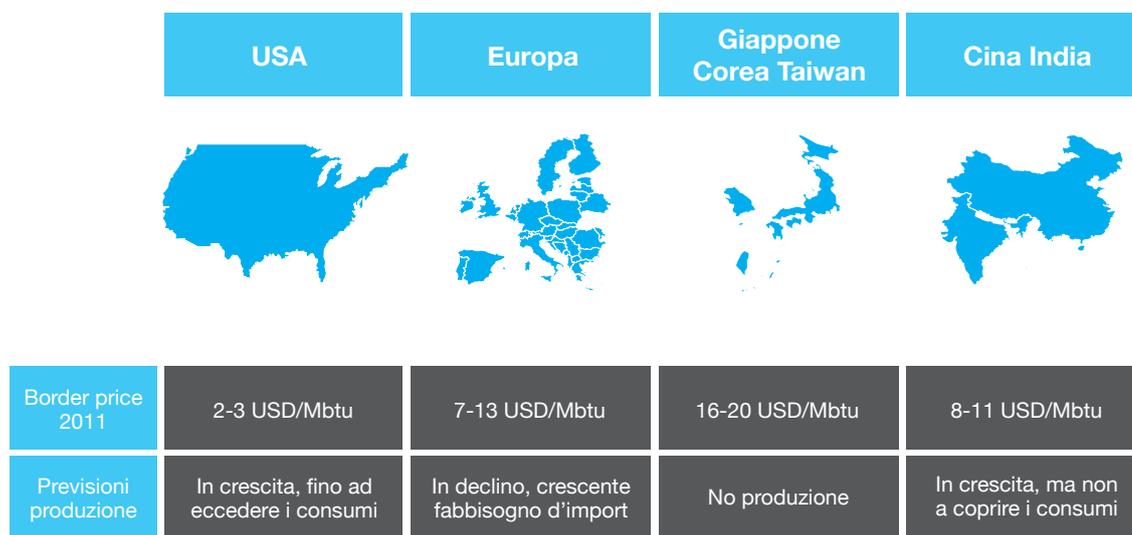


Fonte: Eni, 2012

1.5 Le dinamiche di prezzo a livello internazionale.

Storicamente i prezzi del gas naturale non hanno avuto la stessa rilevanza di quelli del petrolio nel mercato delle commodity energetiche. Nel corso degli ultimi anni, tuttavia, questa tendenza ha subito un progressivo cambiamento. L'incremento del ruolo del gas nella copertura del fabbisogno primario di energia e l'aumento dell'incidenza del commercio internazionale sui consumi globali hanno determinato una pressione al rialzo sul livello dei prezzi e una maggiore volatilità. Nell'attuale contesto internazionale esistono quattro aree di formazione del prezzo del gas naturale che seguono dinamiche differenti e registrano livelli ampiamente diversificati.

Figura 6 – Dinamiche dei prezzi a livello internazionale



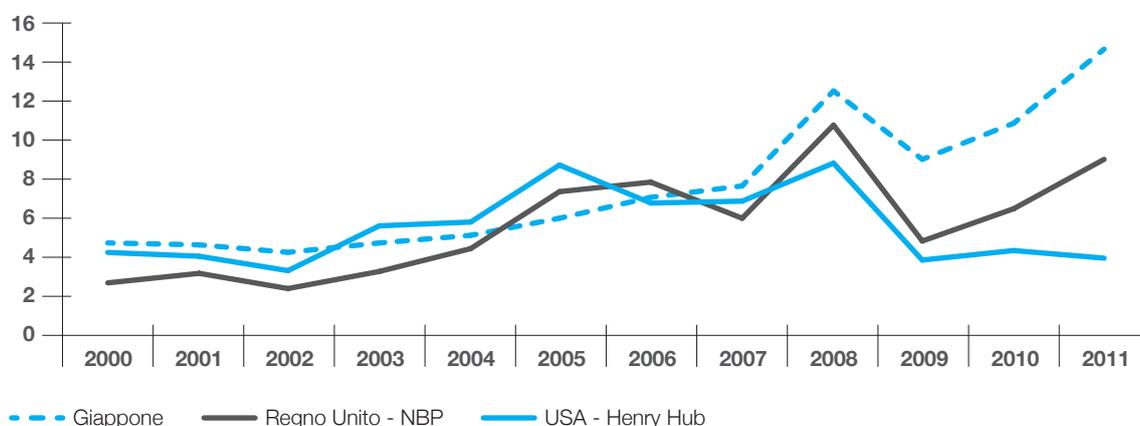
Fonte: CDP

In particolare:

- gli **Stati Uniti**, per effetto delle rilevanti scoperte di riserve di shale gas, nel volgere di pochi anni si sono trasformati da importatori netti a potenziali esportatori. Il risultato di questa evoluzione è stato una significativa abbondanza di risorse immesse sul mercato, con un effetto di riduzione dei prezzi che dopo aver raggiunto nel 2008 un valore pari in media a 8 USD/Mbtu, si sono attestati nel periodo 2009-2011 su valori compresi tra i 3-4 USD/Mbtu;
- l'**Europa** presenta una situazione ampiamente diversificata in virtù del profilo degli approvvigionamenti che caratterizza i singoli Paesi. Sebbene, infatti, la componente di gas scambiata sui mercati spot sia cresciuta nel corso degli ultimi anni, ancora oggi circa l'80% dei volumi commercializzati fa riferimento a contratti Take-or-Pay di lungo periodo indicizzati all'andamento dei prodotti petroliferi. Per effetto di queste condizioni i prezzi del gas alla frontiera sono compresi tra i 7 USD/Mbtu e i 13 USD/Mbtu, con una relativa convenienza per il gas naturale scambiato nei grandi mercati spot dell'Europa centro-settentrionale (ad esempio il National Balancing Point-NBP del Regno Unito, dove nel 2011 si è registrato un valor medio pari a 9 USD/Mbtu);
- i Paesi del Sud-Est Asiatico (**Giappone, Sud Corea, Taiwan**) sono completamente dipendenti dalle importazioni tramite nave di GNL e offrono livelli di prezzo significativamente più elevati rispetto alle altre aree del pianeta. In particolare, nel corso degli ultimi due anni, a seguito dell'incidente nucleare di Fukushima, il Giappone è diventato un polo di attrazione per il gas, spingendo il livello dei prezzi spot nell'area fino a 15 USD/Mbtu;

- > il sub-continente asiatico (**Cina e India**) evidenzia una costante crescita dei consumi di gas naturale, cui la produzione interna non è in grado di far fronte. Questo fattore contribuisce non solo a tenere in tensione il livello dei prezzi (compreso nel 2011 in un intervallo tra gli 8 USD/Mbtu e gli 11 USD/Mbtu), ma anche a determinare un elevato grado di incertezza circa le scelte di investimento future dei grandi produttori di gas dell'Asia centrale, incerti se puntare, nella realizzazione delle nuove infrastrutture di trasporto, sui più tradizionali mercati europei o sulle più promettenti economie dell'Estremo Oriente.

Grafico 11 – Andamento dei prezzi del gas naturale a livello mondiale, 2000-2011 (USD/Mbtu)



Fonte: Eni, 2012

FOCUS

Il mercato del gas naturale liquefatto

Nel corso degli ultimi due decenni, il gas naturale liquefatto ha acquisito un'importanza sempre maggiore nel soddisfacimento dei fabbisogni energetici a livello internazionale. Come evidenziato nell'analisi relativa ai flussi commerciali, nel 2011 l'incidenza del GNL sul totale dei consumi ha superato il 10%.

Uno scenario di questo genere, agli inizi degli anni '90, sarebbe apparso irrealistico. Con volumi scambiati pari a circa 70 mld/mc/a (equivalente a circa il 3% dei consumi), 8 Paesi importatori, 8 Paesi esportatori e 70 navi operative, il mercato presentava un carattere prevalentemente regionale, con una struttura punto-punto. Le forniture viaggiavano dal singolo produttore al singolo consumatore per l'intera durata dei contratti e il ricorso ai cargo spot rappresentava un'eccezione utilizzata esclusivamente per monetizzare i quantitativi di gas eventualmente eccedenti le clausole di flessibilità dei contratti ToP. In quel contesto, peraltro, tra il bacino atlantico e quello pacifico avveniva un limitato numero di scambi per effetto sia degli elevati costi di trasporto, sia delle differenze strutturali nei diversi mercati, in particolare con riferimento ai meccanismi di formazione del prezzo.

Ad oggi, l'industria del GNL presenta caratteristiche profondamente diverse. Le dimensioni del settore sono cinque volte superiori, con 18 Paesi esportatori e 25 Paesi importatori e altri che si apprestano a mettere a regime nuova capacità di liquefazione/rigassificazione. L'emergere di nuove tecnologie consente di immettere sul mercato risorse che fino a pochi anni fa era impossibile sviluppare. All'incremento dei volumi scambiati e degli attori coinvolti è corrisposto un moltiplicarsi delle rotte percorse, con oltre 350 navi spesso attive su direttrici transoceaniche. Contemporaneamente, la componente spot ha acquisito un peso più rilevante raggiungendo il 18% dei volumi scambiati (era il 4% nel 1990) ed è aumentata la competitività tra operatori alternativi sia dal lato dell'offerta, sia da quello della domanda.

Quest'evoluzione è riconducibile principalmente a:

- **la necessità di diversificazione delle forniture.** L'allontanamento dei campi di produzione dai centri di consumo e la frammentazione dei mercati ha reso sempre più rilevante il ruolo del GNL come modalità di approvvigionamento flessibile;
- **la riduzione dei costi.** L'evoluzione tecnologica e il conseguente abbattimento dei costi in particolare nel segmento della liquefazione ha reso più competitivo il ricorso al GNL come alternativa al trasporto tramite gasdotto;
- **l'emergere di nuovi mercati di origine/destinazione.** Il ruolo crescente del gas naturale nel mix energetico a livello globale ha determinato nuovi equilibri internazionali con un ruolo sempre più rilevante dei Paesi emergenti.

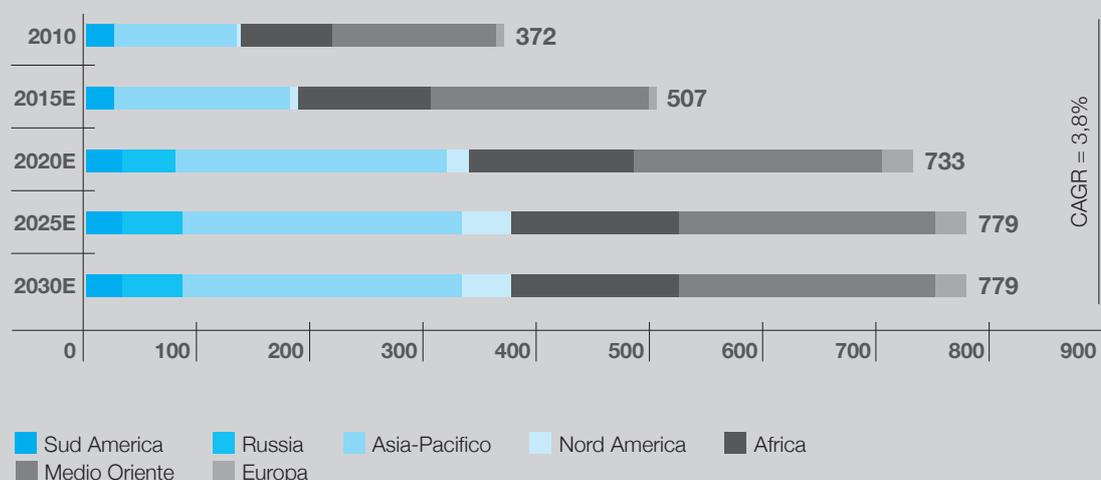
In questo contesto, tuttavia, permangono alcune caratteristiche che ostacolano la piena integrazione delle diverse aree. In particolare:

- i diversi meccanismi di formazione del prezzo, nella maggior parte dei casi ancora legati all'andamento dei prodotti petroliferi;
- la polarizzazione del mercato dal lato della domanda, con le economie del Sud-Est asiatico che ancora oggi attraggono oltre il 60% dei volumi commercializzati;
- l'ancora scarsa liquidità del mercato, in cui permane un'organizzazione centrata sui contratti di lungo periodo.

In prospettiva, nell'arco dei prossimi vent'anni, la capacità di liquefazione è destinata a crescere in misura significativa per effetto delle recenti scoperte di giacimenti non convenzionali nel Nord America – che potrebbero trasformare gli USA in esportatori netti – e di nuove riserve in Australia e Mozambico – dove sono allo studio diversi progetti per la costruzione di nuovi impianti di GNL. In particolare, si stima che questo segmento di mercato cresca con un tasso medio annuo pari al 3,8%, per raggiungere una capacità complessiva pari a 779 mld/mc/a.

A trainare la crescita saranno i Paesi dell'area Asia-Pacifico e dell'Africa, con un CAGR pari rispettivamente al 4,3% e al 2,9%.

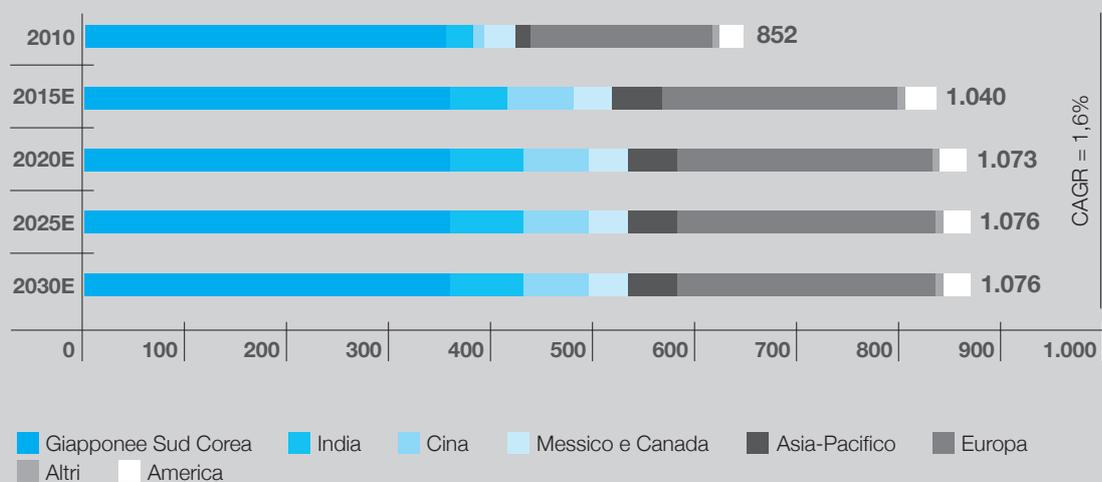
Capacità di liquefazione a livello mondiale, 2010-2030E (mld/mc/a)



Fonte: Elaborazioni CDP su dati Platts e Bloomberg

Sul fronte della rigassificazione, si stima che la capacità installata a livello mondiale cresca a un ritmo più contenuto (+1,6% medio annuo nel periodo 2010-2030) rispetto agli impianti di liquefazione, anche per effetto del permanere di una situazione di overcapacity che, tuttavia, è destinata ad attenuarsi (dal 73% del 2010 all'11% del 2030).

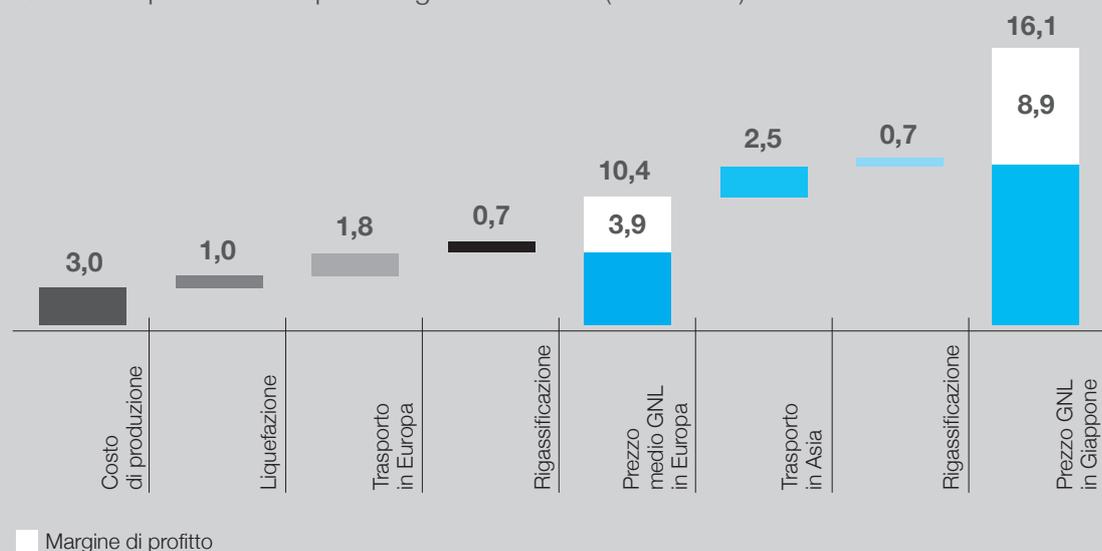
Capacità di rigassificazione a livello mondiale, 2010-2030E (mld/mc/a)



Fonte: Elaborazioni CDP su dati Platts e Bloomberg

Con riferimento al mercato del gas naturale liquefatto (GNL), i mercati del Sud Est Asiatico continueranno a offrire ai produttori margini di profitto significativamente più elevati rispetto a quelli europei. Prendendo a riferimento una fornitura proveniente dal Qatar, è possibile evidenziare come il Giappone offra un margine di 5 USD/Mbtu più elevato rispetto all'Europa.

Qatar: comparazione dei prezzi regionali del GNL (USD/Mbtu)



Fonte: Elaborazioni CDP su dati Platts e Bloomberg

02

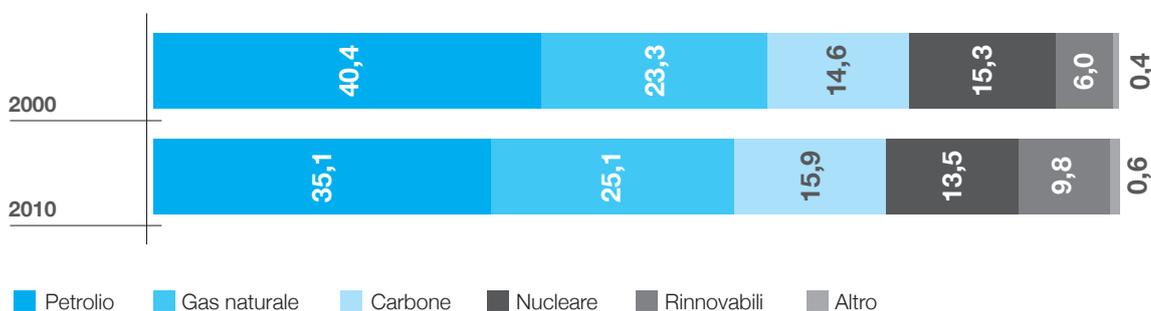
Il mercato del gas naturale in Europa

La crescente dipendenza dell'Europa dai Paesi Extra-UE, rende strategico il tema della sicurezza degli approvvigionamenti: l'integrazione dei singoli mercati nazionali e lo sviluppo delle infrastrutture di trasporto sono la chiave delle prospettive di crescita del mercato del gas

28

2.1 L'assetto del mercato del gas naturale in Europa. In Europa, nel corso degli ultimi dieci anni, i consumi finali di energia per fonte hanno registrato una progressiva evoluzione che ha modificato la composizione complessiva del mix.

Grafico 12 – Consumi finali di energia per fonte nei Paesi UE27, 2000-2010 (%)



Fonte: Eurostat, 2012

In particolare:

Composizione del mix energetico europeo

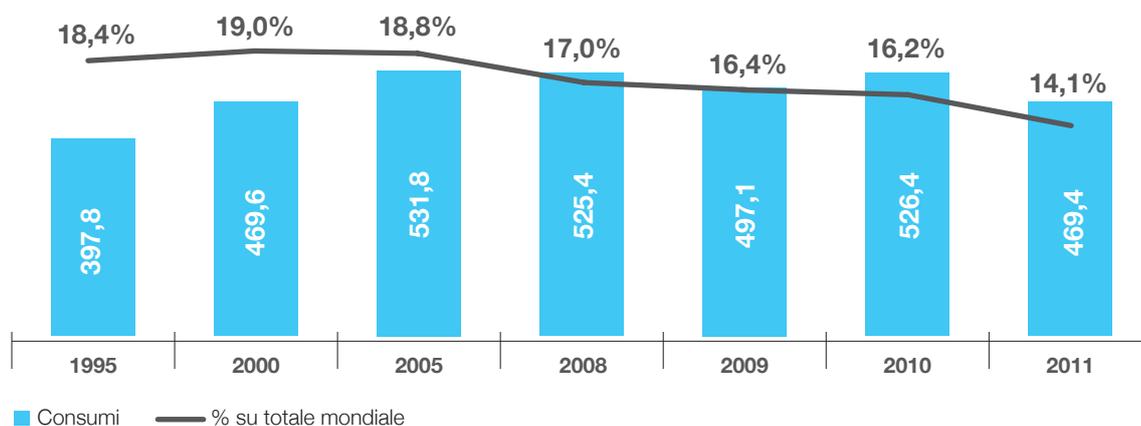
- il petrolio e il nucleare evidenziano una contrazione rispettivamente pari a 5,3 p.p. e a 1,8 p.p.;
- il gas naturale, il carbone e le fonti energetiche rinnovabili vedono crescere il proprio contributo nella misura di 1,8 p.p., 1,3 p.p. e 3,8 p.p..

Secondo gli ultimi dati disponibili, il gas naturale ha raggiunto un'incidenza superiore al 25%, consolidando un ruolo di assoluto rilievo nel soddisfacimento del fabbisogno energetico dei Paesi UE.

2.1.1 I consumi. Nel corso degli ultimi quindici anni i consumi di gas a livello europeo hanno subito un andamento discontinuo. Se tra il 1995 e il 2011 sono cresciuti in valore assoluto del 18%, con un tasso di incremento medio annuo pari all'1%, in termini di dinamica si registra un picco nel 2005 (531,8 mld/mc) cui ha fatto seguito un periodo di incertezza, in coincidenza della debole congiuntura economica. Nello stesso orizzonte temporale i Paesi della UE27 hanno visto ridurre in modo costante la propria incidenza sui consumi mondiali che si è attestata nel 2011 al 14,1%, rispetto a un massimo raggiunto nel 2000 pari al 19%.

Dinamica
dei consumi di gas

Grafico 13 – Consumi di gas naturale nei Paesi UE27, 1995-2011 (mld/mc/a)



Fonte: Eni, 2012

29

Analizzando in maggior dettaglio l'andamento della domanda di gas è possibile evidenziare come a fronte di Paesi che hanno sperimentato un sviluppo significativo come la Spagna (CAGR +8,6% nel periodo 1995-2011) e l'Italia (+2,5%), altri registrano una sostanziale stagnazione dei consumi. In particolare: Regno Unito (+0,5%), Germania (-0,3%) e Paesi Bassi (-0,1%).

Evoluzione
dei consumi
per Paese

In linea generale, tutti i mercati hanno raggiunto un picco dei consumi nel 2005, registrando un tasso di incremento medio annuo nel periodo 1995-2010 compreso tra l'1,9% della Germania e il 14,5% della Spagna per poi subire un netto calo tra il 2008 e il 2011.

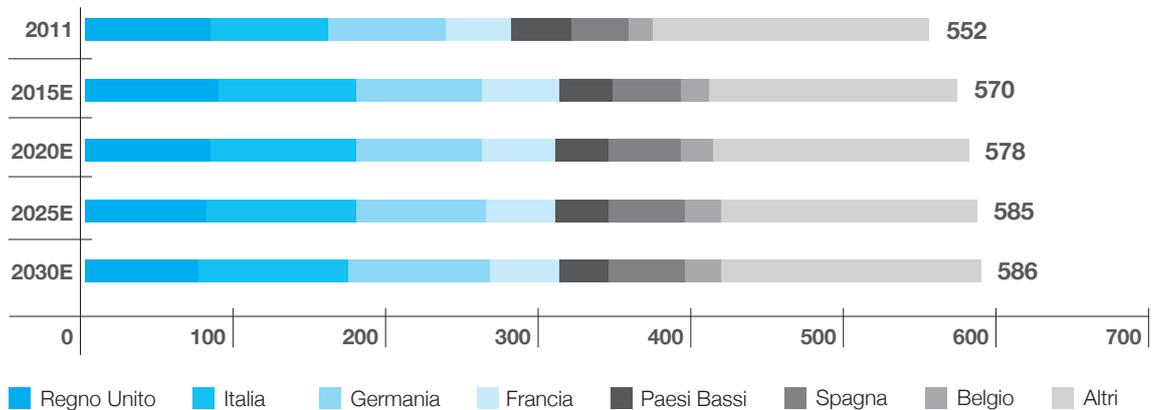
Tabella 1 – Consumi di gas naturale nei principali Paesi UE, 1995-2011 (mld/mc/a)

	1995	2000	2005	2008	2009	2010	2011
Regno Unito	77,7	104,2	101,9	100,7	93,2	101,2	83,7
Italia	51,1	69,1	84,3	82,9	76,2	81,2	77,9
Germania	80,3	85,7	96,4	91,3	91,3	87,6	76,4
Francia	35,3	42,7	48,9	47,6	45,9	50,7	42,1
Paesi Bassi	41,2	41,7	42,1	41,3	41,7	46,8	40,8
Spagna	9,2	18,2	35,6	41,6	37,2	37,2	34,5
Belgio	12,7	15,9	17,6	17,7	18,0	20,2	17,0
Totale	307,4	377,5	426,9	423,2	403,6	424,8	372,5
UE27	397,8	469,6	531,8	525,4	497,1	526,4	469,4

Fonte: Eni, 2012

Con riferimento alle prospettive di crescita del settore nel periodo 2011-2030, si prevede che la domanda di gas naturale in Europa si mantenga stabile (dai 552 mld/mc/a del 2011 ai 586 mld/mc/a nel 2030). In questo contesto, si stima che i consumi italiani registrino un progressivo incremento (CAGR +1,0%), a fronte di una contrazione in Paesi quali Germania e Regno Unito.

Grafico 14 – Consumi di gas naturale in Europa, 2011-2030E (mld/mc/a)



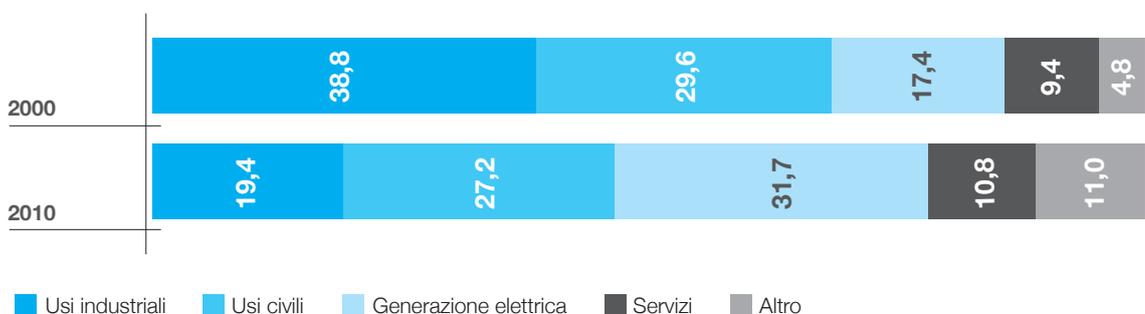
Fonte: IEA, 2011; Eni, 2012

Usi finali

In relazione agli usi finali del gas naturale è possibile evidenziare:

- un netto calo della componente relativa al settore industriale, passata dal 38,8% del 2000 al 19,4%, per effetto della crisi economica e della contrazione della produzione;
- una sostanziale stabilità degli impieghi nel segmento civile (-2,4 p.p. nel periodo 2000-2010) e in quello dei servizi (+1,4 p.p.);
- un notevole incremento della quota ascrivibile alla generazione termoelettrica, cresciuta di 14,3 p.p., dal 17,4% al 31,7%, per effetto della straordinaria diffusione degli impianti a ciclo combinato.

Grafico 15 – Consumi di gas naturale per settore, 2000-2010 (%)

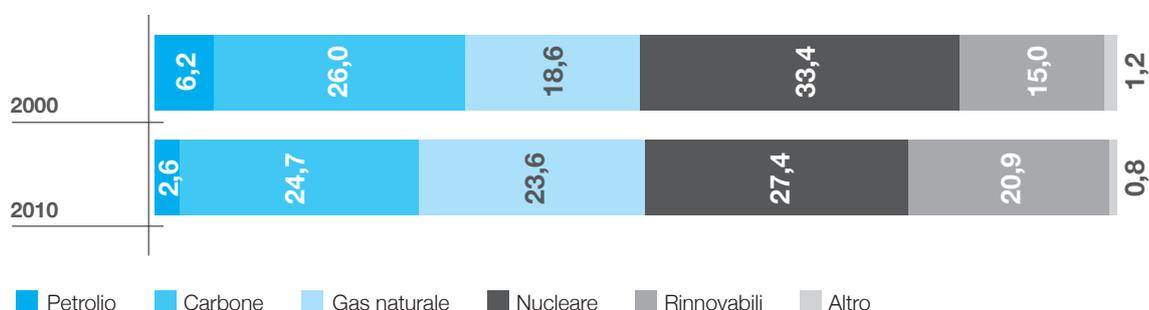


Fonte: Eurostat, 2012

Quest'ultimo dato si riflette nella composizione del mix di generazione che nell'orizzonte temporale di riferimento evidenzia un significativo mutamento strutturale. Il gas naturale ha visto crescere il proprio ruolo in misura estremamente rilevante: nel periodo 2000-2010, nell'ambito dei combustibili fossili, a fronte

di una riduzione dell'incidenza del petrolio di 3,6 p.p. (dal 6,2% al 2,6%) e del carbone di 1,3 p.p. (dal 26,0% al 24,7%), il gas naturale ha sperimentato un incremento di 5 p.p., passando dal 18,6% al 23,6%. Una performance migliore si registra solo con riferimento alle fonti energetiche rinnovabili, che registrano uno sviluppo di 5,9 p.p. e un'incidenza sul totale pari, nel 2010, al 20,9%. In questo contesto la contrazione più severa ha interessato il nucleare, il cui contributo – pari al 33,4% nel 2000 – ha raggiunto il 27,4% nel 2010, con un calo di 6 p.p.

Grafico 16 – Mix di generazione nei Paesi UE27, 2000-2010 (%)



Fonte: Eurostat, 2012

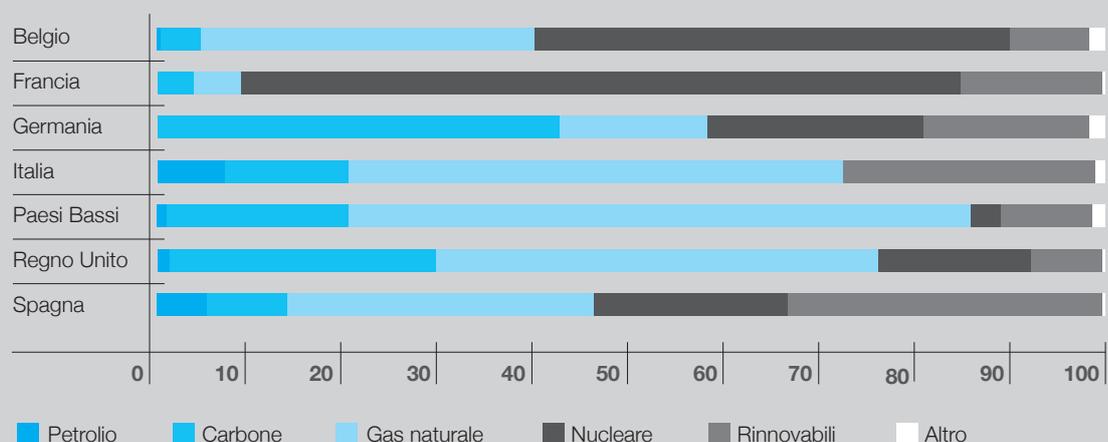
FOCUS

Il mix di generazione nei principali Paesi UE

L'analisi del mix di generazione dei singoli Paesi UE evidenzia come la struttura del settore elettrico presenti significative differenze, frutto della diversa dotazione di materie prime energetiche e dell'evoluzione dei sistemi produttivi.

Prendendo in esame i principali mercati europei in termini di consumo di gas si evidenzia come solo nei Paesi Bassi, in Italia e nel Regno Unito quest'ultimo rappresenti una componente preponderante come input per la generazione, con un'incidenza rispettivamente pari al 65,5%, al 52,1% e al 46,2%.

Mix di generazione nei principali Paesi UE, 2010 (%)



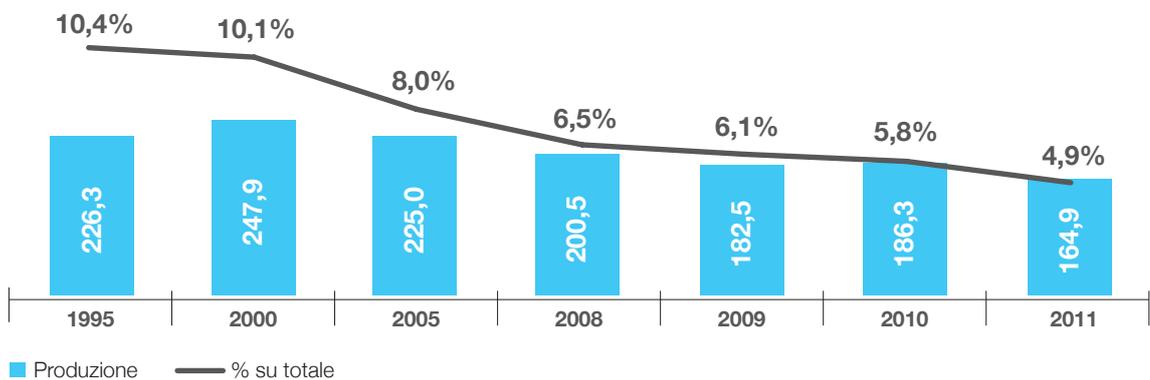
Fonte: Eurostat, 2012

In Francia e in Belgio il contributo più significativo proviene dal nucleare, che copre una quota pari rispettivamente al 76,1% e al 50,4%. Il carbone gioca un ruolo ancora fondamentale in Germania (42,4%). La Spagna è il Paese che presenta il mix più equilibrato con gas naturale e rinnovabili che si attestano attorno al 32% e il nucleare al 20,5%. Ormai nessuno dei mercati considerati ricorre in modo rilevante al petrolio, che raggiunge un picco in Italia, con un contributo pari al 7,2%.

2.1.2 La produzione interna. Nel periodo 1995-2011 la produzione di gas naturale nei Paesi UE ha subito un costante declino, che ha determinato un significativo ridimensionamento dell'incidenza dell'Europa in ambito internazionale, passata dal 10,4% al 4,9%.

In particolare, dopo aver raggiunto un picco nel 2000, con circa 248 mld/mc e un incremento medio annuo dell'1,8% rispetto al 1995, nell'ultimo decennio la produzione ha registrato in media una contrazione pari al 3,6%.

Gráfico 17 – Produzione di gas naturale nei Paesi UE27, 1995-2011 (mld/mc/a)



Fonte: Eni, 2012

Produzione di gas per Paese

Con riferimento ai singoli mercati nazionali, il Paese che ha evidenziato la performance peggiore è il Regno Unito che nel volgere di dieci anni è passato da una produzione annua di oltre 116 mld/mc nel 2000 ai 48,6 mld/mc nel 2011, con un tasso di decremento medio annuo pari al 7,6% e un'incidenza sul totale in calo dal 47% al 29%.

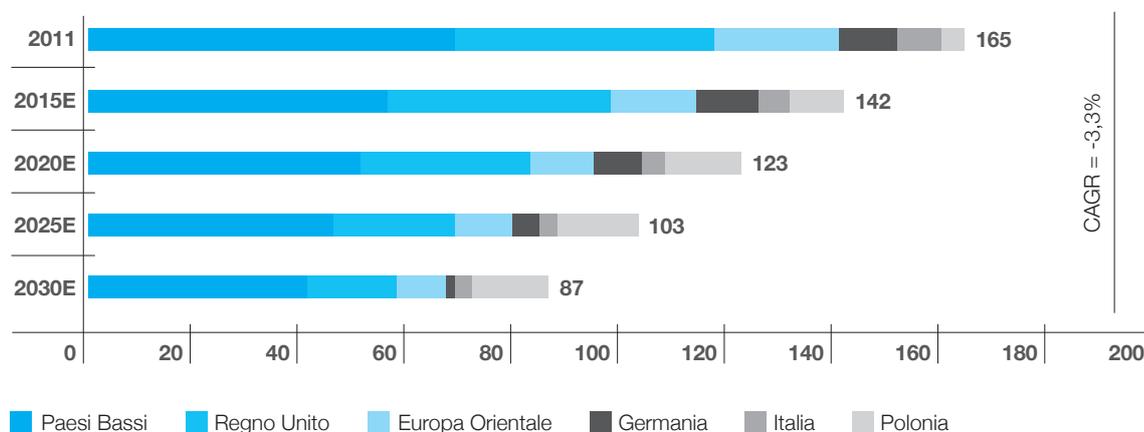
Tabella 2 – Produzione di gas naturale nei principali Paesi UE, 1995-2011 (mld/mc/a)

	1995	2000	2005	2008	2009	2010	2011
Paesi Bassi	72,6	62,2	67,1	71,4	67,3	75,7	68,9
Regno Unito	76,0	116,4	94,7	74,8	61,1	61,4	48,6
Germania	18,0	18,9	17,0	13,5	13,3	11,6	10,7
Romania	17,2	13,1	11,6	10,7	10,7	10,3	10,4
Italia	19,9	16,3	11,8	9,0	7,8	8,2	8,3
Danimarca	5,6	8,8	11,2	10,8	9,0	8,8	7,5
Polonia	3,8	4,0	4,6	4,4	4,4	4,4	4,6
Totale	213,1	239,6	218,0	194,6	173,5	180,2	158,9
UE27	226,3	247,9	225,0	200,5	182,5	186,3	164,9

Fonte: Eni, 2012

Anche in prospettiva la produzione di gas naturale in Europa è destinata a registrare un costante declino, passando da 165 mld/mc/a nel 2011 a 87 mld/mc/a nel 2030, con un tasso di decremento medio annuo pari al 3,3%. I Paesi a sperimentare la contrazione più severa saranno il Regno Unito (-5,9%) e i Paesi Bassi (-2,7%).

Grafico 18 – Produzione di gas naturale nei Paesi UE27, 2011-2030E (mld/mc/a)

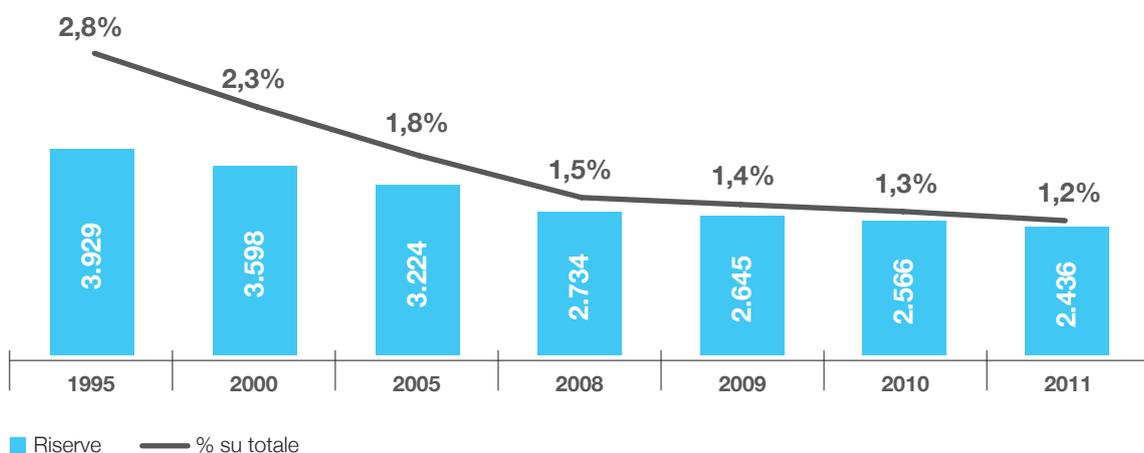


Fonte: IEA, 2011; Eni, 2012

2.1.3 Le riserve. In linea con le tendenze registrate dai valori della produzione interna, le riserve di gas naturale dei Paesi UE, a partire dal 1995 evidenziano un progressivo declino sia con riferimento ai volumi (da 3.929 mld/mc a 2.436 mld/mc, con un CAGR pari al -2,9%), sia in relazione all'incidenza sulle disponibilità complessive a livello globale (dal 2,8% all'1,2%).



Grafico 19 – Riserve di gas naturale nei Paesi UE27, 1995-2011 (mld/mc)



Fonte: Eni, 2012

Analizzando i dati relativi alla consistenza delle riserve nei principali Paesi UE produttori, è possibile evidenziare come in tutti i casi, a eccezione della Romania che mostra un trend crescente (+2,4% medio annuo nel periodo 1995-2011), si sia registrato un graduale declino, con tassi di decremento medio annuo compresi tra il 2,8% dei Paesi Bassi e il 9,5% dell'Italia. Questa circostanza è riconducibile principalmente

a due fattori: i vincoli ambientali sempre più stringenti che hanno caratterizzato il quadro regolamentare di riferimento e la scarsità di investimenti dedicati all'esplorazione di nuovi giacimenti da parte delle major petrolifere, orientate a dedicare le proprie risorse a zone del pianeta più promettenti e sottoposte a minori restrizioni.

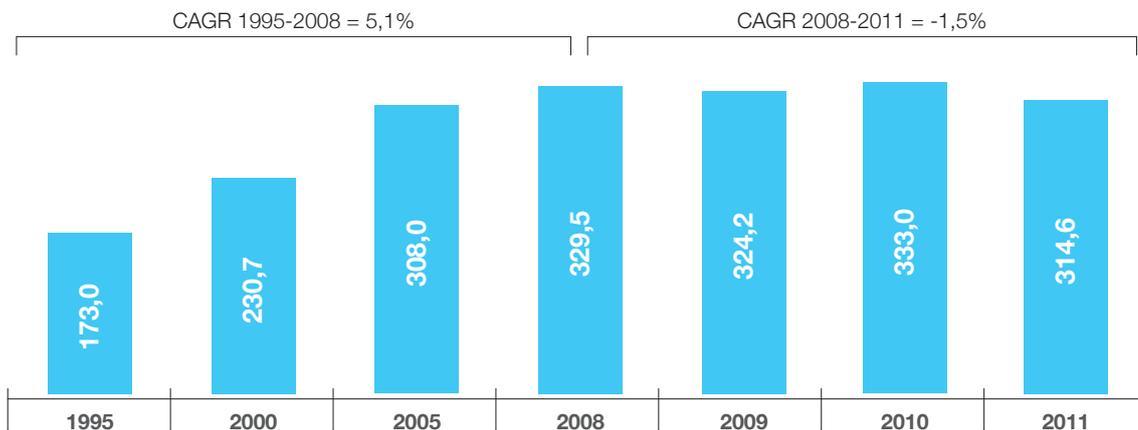
Tabella 3 – Riserve certe di gas naturale nei principali Paesi UE, 1995-2011 (mld/mc)

	1995	2000	2005	2008	2009	2010	2011
Paesi Bassi	1.815	1.655	1.387	1.222	1.247	1.222	1.161
Romania	407	335	628	617	606	606	595
Regno Unito	630	755	589	412	343	292	256
Danimarca	179	144	122	107	105	100	101
Polonia	153	119	106	93	98	98	93
Germania	220	264	178	126	98	98	87
Italia	305	199	117	70	64	66	62
Totale	3.709	3.471	3.127	2.647	2.561	2.482	2.355
UE27	3.929	3.598	3.224	2.734	2.645	2.566	2.436

Fonte: Eni, 2012

2.1.4 Le importazioni. A seguito dell'espansione dei consumi, ma soprattutto della contrazione nella produzione nazionale, nel periodo 1995-2008 le importazioni di gas naturale nei Paesi UE27 hanno registrato un ritmo di crescita sostenuto, con un tasso medio annuo del 5,1%, passando da 173 mld/mc/a a 329,5 mld/mc/a. Nell'ultimo triennio, in coincidenza della stagnazione dell'economia, il commercio internazionale ha subito un rallentamento attestandosi nel 2011 a 314,6 mld/mc.

Grafico 20 – Importazioni nette di gas naturale nei Paesi UE27, 1995-2011 (mld/mc/a)



Fonte: Elaborazioni CDP su dati Eni 2012

Pipe

Analizzando in dettaglio i flussi import-export è possibile evidenziare i principali attori sul mercato. Con riferimento al gas trasportato tramite gasdotto si rileva come Germania, Italia e Francia assorbano da sole oltre il 54% del gas complessivamente importato a livello europeo.

In termini di fornitori, i Paesi con un'incidenza maggiore sono la Russia, la Norvegia e i Paesi Bassi, con una quota di mercato rispettivamente pari al 35,2%, al 28,4% e al 15,2%.

Tabella 4 – Flussi import-export via pipe nei Paesi UE27, 2011 (mld/mc/a)

A	DA	Danimarca	Paesi Bassi	Norvegia	Regno Unito	Russia	Algeria	Libia	Altri	Totale Import
Austria				2,54		4,91			2,15	9,60
Belgio			4,25	5,85	5,26	7,38			-	22,74
Bulgaria						2,55				2,55
Repubblica Ceca				3,85		6,88			1,30	12,03
Danimarca				-					0,37	0,37
Estonia						0,63				0,63
Finlandia						3,80				3,80
Francia			7,86	14,69	1,02	8,62			0,15	32,34
Germania	1,15		23,65	28,42	-	30,76				83,98
Grecia						2,62			0,71	3,33
Ungheria						5,66			1,04	6,70
Irlanda					5,40					5,40
Italia			7,65	5,90	2,95	15,43	21,31	2,34	5,23	60,81
Lettomia						1,50				1,50
Lituania						2,89				2,89
Lussemburgo									1,25	1,25
Paesi Bassi		0,68		7,38	1,62	3,95				13,63
Polonia						9,28			1,55	10,83
Portogallo							1,92		0,38	2,30
Romania						2,56				2,56
Slovacchia						5,33				5,33
Slovenia						0,48	0,25			0,73
Spagna				2,45			9,36		0,67	12,48
Svezia		1,30								1,30
Regno Unito			6,39	21,68						28,07
Totale Export		3,13	49,80	92,76	16,25	115,24	32,84	2,34	14,80	327,16

Fonte: BP, 2012

In relazione al commercio di GNL, che nel 2011 ha raggiunto un'incidenza sul totale del 21,7%, si registra una polarizzazione ancora più marcata dal lato della domanda. I primi tre Paesi importatori – Regno Unito, Spagna e Francia – coprono oltre il 70% dei flussi complessivamente approvvigionati.

Dal lato dell'offerta, al contrario, sebbene i due principali fornitori – Qatar e Nigeria – raggiungano una quota superiore al 65%, il mercato europeo può fare affidamento su una maggiore diversificazione delle fonti di approvvigionamento, in particolare extra-europee.

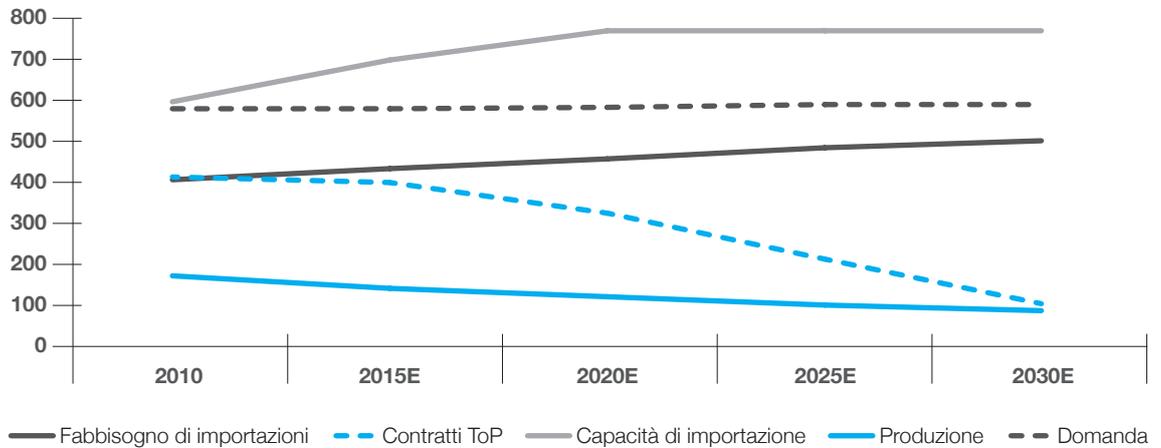
Tabella 5 – Flussi import-export via GNL nei Paesi UE27, 2011 (mld/mc/a)

A	DA	USA	T&T	Perù	Belgio	Norvegia	Spagna	Oman	Qatar	Yemen	Algeria	Egitto	Libia	Nigeria	Totale Import
Belgio		-	0,08	-	-	-	-	-	6,05	0,28	0,08	-	-	0,08	6,57
Francia		-	0,41	-	-	0,53	-	-	3,24	0,18	5,75	0,86	-	3,61	14,57
Grecia		-	-	-	-	-	-	-	0,16	-	0,98	0,08	-	0,08	1,29
Italia		-	0,17	-	-	0,17	0,23	-	6,10	-	1,57	0,51	-	-	8,75
Paesi Bassi		-	0,08	-	0,09	0,09	-	-	0,37	-	0,08	-	-	0,08	0,78
Portogallo		-	-	-	-	0,08	-	-	0,17	-	0,08	0,08	-	2,60	3,01
Spagna		0,17	2,55	1,94	0,18	1,31	-	0,17	4,79	-	3,99	2,35	0,08	6,64	24,16
Regno Unito		0,11	0,57	-	-	0,40	-	-	21,90	0,69	0,24	0,08	-	1,31	25,31
Totale Export		0,28	3,86	1,94	0,26	2,57	0,23	0,17	43,36	1,15	16,79	4,32	0,08	15,65	90,67

Fonte: BP, 2012

Con riferimento alle dinamiche di sviluppo degli scambi internazionali di gas, per effetto del graduale decremento della produzione, le importazioni di gas naturale per la copertura del fabbisogno interno sono destinate a crescere in misura significativa, per raggiungere i 500 mld/mc/a nel 2030 (CAGR 2010-2030 pari all'1,1%).

Grafico 21 – Bilancio domanda-offerta di gas naturale in Europa, 2010-2030E (mld/mc/a)

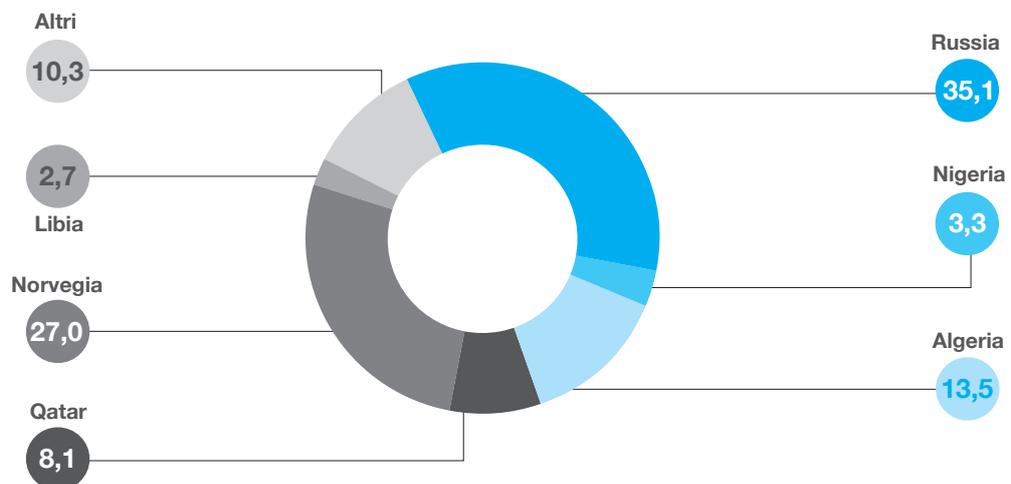


Fonte: Elaborazioni CDP su dati IEA 2010; E.U. European Trends 2010

In questo contesto, con la progressiva scadenza dei contratti Take-or-Pay di lungo periodo, l'attuale situazione di oversupply rispetto agli impegni contrattualizzati è destinata a esaurirsi. A partire dal 2015, infatti, dovrebbe emergere una componente di domanda non contrattualizzata, in progressiva crescita con l'allungarsi dell'orizzonte temporale di riferimento.

2.1.5 La dipendenza dai Paesi extra-UE. Nell'Unione Europea, il gas naturale è per circa l'83% importato da Paesi terzi, principalmente Russia (35%), Norvegia (27%) e Algeria (14%).

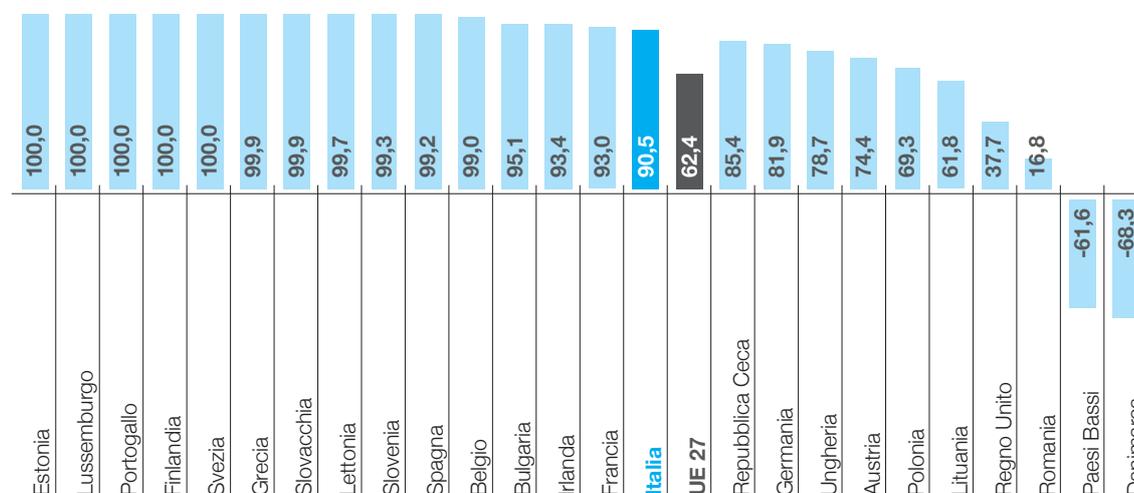
Grafico 22 – Importazioni di gas naturale dai Paesi extra-UE, 2010 (%)



Fonte: Unione Europea, 2012

La dipendenza dalle importazioni da Paesi extra-UE, peraltro, è cresciuta nel tempo: dal 43,5% nel 1995 al 62,4% nel 2010. Tuttavia, è opportuno evidenziare come, tra il 2000 e il 2010, il numero dei Paesi fornitori sia salito da 14 a 23, segnalando un incremento della diversificazione delle fonti di approvvigionamento in linea con le indicazioni di policy della Commissione Europea.

Grafico 23 – Dipendenza dall'estero per il fabbisogno di gas dei Paesi UE27, 2010 (%)



Fonte: Unione Europea, 2012

Analizzando in maggior dettaglio le condizioni di fornitura, si rileva come la dipendenza dall'estero presenti un quadro estremamente articolato. In particolare, alcuni Paesi dell'Europa settentrionale e orientale (Svezia, Finlandia, Danimarca, Estonia, Lettonia, Lituania, Slovacchia, Bulgaria e Romania) possono fare affidamento su una singola fonte di approvvigionamento. Se per alcuni Stati membri questa circostanza è mitigata dal ruolo residuale dei flussi di gas dall'estero per la copertura del proprio fabbisogno (Danimarca, Romania) o dallo contenuto livello di consumi interni (Svezia), per altri segnala un preoccupante grado di fragilità del sistema, esposto ai rischi di interruzione delle forniture.

Un ulteriore elemento da tenere in considerazione riguarda la dotazione infrastrutturale, la cui inadeguatezza rende alcuni Paesi (gli Stati Baltici e la Finlandia, la Penisola Iberica) vere e proprie "isole del gas".

In linea generale l'eccessiva dipendenza dall'estero per la copertura del fabbisogno di gas e la scarsa pluralità di fonti di fornitura alternative penalizzano la competitività di un sistema Paese e tendono a ridurre l'attrattività per nuovi investimenti. Accanto a ciò, è necessario sottolineare come l'esperienza degli ultimi due decenni abbia dimostrato che le relazioni bilaterali in ambito energetico fra singoli Stati membri e Paesi terzi fornitori o di transito risultino spesso inadeguate a perseguire gli obiettivi di creazione di un mercato unico.

La strategia Europa 2020 della Commissione Europea ha individuato nel rafforzamento della dimensione esterna delle politiche energetiche della UE una delle priorità essenziali dei prossimi anni, che si può concretizzare in un rafforzamento dei poteri esterni dell'Unione, oggi limitati al caso in cui sorgano gravi difficoltà nell'approvvigionamento nel settore dell'energia.

In tale ambito occorre garantire un maggior coordinamento tra i Paesi membri per dialogare a una sola voce con i fornitori e gli Stati esteri. Una politica energetica comune è, infatti, fondamentale per consolidare la posizione dell'Europa nel più ampio contesto energetico internazionale. Un'azione efficace, coerente e dinamica nei confronti dei Paesi terzi - in particolare i fornitori e i Paesi di transito - è essenziale anche per

completare il mercato interno e realizzare gli obiettivi strategici fondamentali, compresi quelli nell'ambito della cooperazione internazionale.

La UE deve, dunque, agevolare i progetti infrastrutturali che collegano le reti energetiche dell'Unione con le reti dei Paesi terzi, in particolare nei Paesi vicini e in quelli con cui l'Unione ha istituito una cooperazione energetica specifica¹.

In questo contesto, la Commissione Europea ha delineato alcune linee di policy che vanno nella direzione sia di un miglioramento della sicurezza dell'approvvigionamento energetico dai Paesi terzi, sia di un rafforzamento della dimensione esterna della politica energetica europea:

- assicurare maggiore trasparenza, coordinamento e coerenza nelle relazioni esterne in materia di energia dell'Europa e dei suoi Stati membri nei rapporti con i Paesi di produzione, di transito e di consumo per aumentare il peso dell'Unione nelle relazioni commerciali;
- diversificare le fonti e le rotte di approvvigionamento di gas e petrolio, ivi compresa l'apertura del corridoio meridionale in via prioritaria;
- promuovere la fattibilità e il funzionamento ininterrotto delle infrastrutture per il trasporto del gas e del petrolio a Est e sostenere il rinnovamento, entro il 2020, della rete ucraina di trasporto del gas, attraverso la quale transita circa il 20% dell'approvvigionamento della UE;
- sviluppare una cooperazione tripartita a livello politico e amministrativo con la Russia e l'Ucraina per garantire un approvvigionamento energetico stabile e continuo attraverso il corridoio orientale;
- progredire nei negoziati con la Turchia che sarà presto collegata alla rete elettrica della UE e potrebbe divenire un importante hub nonché un Paese di transito del gas per la UE;
- dare rilievo al significativo contributo del gas naturale liquefatto all'approvvigionamento energetico della UE e la sua importante incidenza sul mercato mondiale del gas. Ciò richiede una cooperazione con i principali fornitori come il Qatar, l'Australia, Trinidad & Tobago, nonché con gli attuali e i futuri principali consumatori, come il Giappone, la Cina e l'India per rendere il mercato mondiale più trasparente e flessibile;
- includere i principi fondamentali degli scambi e degli investimenti, quali la non discriminazione e l'accesso al mercato, favorendone l'applicazione attraverso efficaci procedure di risoluzione dei contenziosi, sia negli accordi bilaterali, sia nei quadri giuridici multilaterali. Queste norme dovrebbero essere negoziate per adattarsi specificamente alle relazioni e agli interessi del settore energetico di ciascun Paese o gruppo di Paesi;
- creare un forum con i partner interessati del Mediterraneo per promuovere attivamente i più elevati standard di sicurezza per il gas e il petrolio off-shore nella regione;
- razionalizzare il tema "sicurezza energetica, sostenibilità e sicurezza" nei quadri finanziari pluriennali della UE dopo il 2013;
- promuovere l'allineamento degli strumenti delle istituzioni finanziarie europee con le priorità della politica energetica esterna della UE per migliorare la visibilità e l'impatto dell'intervento UE nei Paesi terzi;
- istituire un meccanismo per incrementare la trasparenza e lo scambio di informazioni relative agli accordi bilaterali intergovernativi, conclusi dagli Stati membri con i Paesi terzi in ambito energetico;
- negoziare accordi a livello di Unione con i Paesi terzi qualora sia necessario per conseguire gli obiettivi essenziali della UE, per esempio agevolare i progetti infrastrutturali su vasta scala.

(1) Comunicazione della Commissione Europea, sulla sicurezza dell'approvvigionamento energetico e la cooperazione internazionale — "La politica energetica dell'UE: un impegno con i partner al di là delle nostre frontiere" COM(2011)539.

L'Accordo UE-Azerbaijan-Turkmenistan

Il 12 settembre 2011, l'Unione Europea ha adottato per la prima volta un mandato finalizzato ad autorizzare la Commissione a negoziare un accordo legalmente vincolante con l'Azerbaijan e il Turkmenistan per realizzare un sistema di gasdotti che attraversi il Mar Caspio. Si tratta, dunque, della prima decisione operativa nell'ambito di una strategia europea coordinata e unitaria sulla dimensione esterna dell'energia.

Il raggiungimento di questo accordo rappresenta un elemento essenziale nella realizzazione del Corridoio meridionale ed è funzionale alla costruzione delle infrastrutture fisiche per l'approvvigionamento del gas naturale turkmeno attraverso il Mar Caspio.

L'accordo si concluderà con l'Unione Europea dopo la decisione da parte di tutti i 27 Stati membri di demandare alla Commissione Europea la conduzione del negoziato tutti. In questo contesto, la UE si è impegnata in un dialogo regolare con l'Azerbaijan e il Turkmenistan, che figurano tra i potenziali fornitori del gas naturale fondamentale per alimentare i gasdotti Nabucco, ITGI (Interconnessione Turchia-Grecia-Italia) e TAP (Trans-Adriatic Pipeline).

2.2 Le infrastrutture di approvvigionamento. Per il trasporto di gas naturale l'Europa si avvale di una rete che si estende per oltre 187 mila km. Nel corso del 2011, complessivamente, sono stati movimentati 877 mld/mc.

Secondo le ultime rilevazioni effettuate dallo European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G) le infrastrutture europee per il trasporto del gas naturale si articolano in:

- 59 punti di connessione transfrontaliera;
- 18 terminali di rigassificazione;
- 26 punti di ingresso da Paesi extra-UE;
- 15 punti di scambio virtuale.

La capacità di interconnessione rappresenta un fattore fondamentale su cui basare una stima delle effettive potenzialità della rete di trasporto europea. In un contesto caratterizzato da un'elevata dipendenza dall'estero per gli approvvigionamenti e da una limitata disponibilità di stoccaggio, infatti, l'unico modo per superare le rigidità del sistema è rappresentato da un'operatività fluida e priva di strozzature. In altri termini, la presenza di capacità disponibile nei punti di interconnessione tra le reti nazionali dei singoli Paesi UE è l'unico elemento in grado di garantire un funzionamento efficiente del mercato del gas.

In questo contesto, il sistema dei punti di interconnessione delle reti nazionali dei gasdotti può essere classificato sulla base del differente ruolo che ciascuno Stato riveste nell'ambito dell'interscambio di gas; più in particolare, se per ogni Paese il numero e la portata dei punti di interconnessione presenti hanno un ruolo fondamentale per garantire la sicurezza del mercato in termini di flussi import-export e di continuità delle forniture, a livello di sistema, considerando la UE come un aggregato, la rilevanza che ciascun punto riveste nell'ambito dell'organizzazione complessiva del settore dipende dalla posizione lungo la rete dei gasdotti internazionali. In sostanza, se per i Paesi di destinazione del gas una situazione di saturazione in ingresso sul mercato nazionale rappresenta un problema "locale", il verificarsi di un'analogha condizione per Paesi di origine o di transito può compromettere la funzionalità dell'intero sistema.

La situazione attuale mostra come a fronte dei 59 nodi individuati, facciano riscontro 80 punti di interscambio. Questo dato indica la presenza di numerosi flussi bi-direzionali a testimonianza dei progressi conseguiti nel processo di integrazione dei singoli mercati.



Struttura
della rete gas
europea

I punti
di interconnessione

I Paesi che evidenziano il maggior grado di interconnessione sono la Germania con 12 punti in ingresso e 13 in uscita; il Belgio, con 9 punti in ingresso e 6 in uscita; i Paesi Bassi, con 3 punti in ingresso e 12 in uscita e l'Austria con 5 in ingresso e 6 in uscita. In questo contesto, è opportuno sottolineare come il numero dei collegamenti sia funzione del ruolo nell'ambito del sistema complessivo: i Paesi citati, infatti, sono i principali mercati di transito delle reti di approvvigionamento provenienti da Russia, Norvegia e Mare del Nord.

Tabella 6 – Punti di interconnessione della rete europea dei gasdotti, 2012

DA	Austria	Belgio	Bosnia	Bulgaria	Croazia	Danimarca	Francia	Germania	Grecia	Irlanda	Italia	Lettonia	Lituania	Lussemburgo	Macedonia	Paesi Bassi	Polonia	Portogallo	Regno Unito	Repubblica Ceca	Romania	Russia	Serbia	Slovacchia	Slovenia	Spagna	Svezia	Svizzera	Turchia	Ungheria	Totale	
Austria							2			1														1	1					1	6	
Belgio							3	1						2		1			1													8
Bulgaria									1						1														1		3	
Danimarca							1																				1				2	
Estonia													1																		1	
Francia		1																								2		1			4	
Germania	3	1				1	1							1		2	1			2									1		13	
Irlanda																			1												1	
Italia	1																								1			1			3	
Lettonia													1									1									2	
Lituania											1																				1	
Paesi Bassi		6						5											1												12	
Polonia								1																							1	
Portogallo																										2					2	
Regno Unito		1								1									1												3	
Repubblica Ceca								2									1							1							4	
Romania				1																											1	
Serbia			1																												1	
Slovacchia	1																			1											2	
Slovenia											1																			1	2	
Spagna							2												2												4	
Svizzera											1																				1	
Ungheria						1																1	1								3	
Totale	5	9	1	1	1	1	6	12	1	1	3	1	2	3	1	3	2	2	4	3	1	1	1	1	2	2	4	1	3	1	2	80

Fonte: elaborazioni CDP su dati ENTSO-G, 2012

La capacità di importazione totale stimata in corrispondenza dei 26 punti di ingresso da Paesi extra-UE è pari a oltre 434 mld/mc/a, concentrata per il 51% lungo la frontiera orientale (per il gas proveniente da Russia, Bielorussia e Ucraina), per il 34% nell'Europa settentrionale (in corrispondenza dei campi di produzione del Mare del Nord) e per il 15% lungo la sponda Nord del Mediterraneo (per il gas proveniente da Marocco Algeria, Tunisia e Libia).

Sul fronte della ricezione i Paesi con la maggior dotazione infrastrutturale risultano la Germania (96 mld/mc/a), il Regno Unito (47 mld/mc/a), l'Italia (46 mld/mc/a) e la Polonia (42 mld/mc/a).

Tabella 7 – Capacità di importazione sui principali punti di ingresso della rete europea dei gasdotti, 2012 (mld/mc/a)

Punto di ingresso	Da	A	Capacità
1 Tampen Link	Norvegia	Regno Unito	9
2 St. Fergus	Norvegia	Regno Unito	12
3 Dornum	Norvegia	Germania	15
4 Emden (EPT1)	Norvegia	Germania/Paesi Bassi	36
5 Emden (NPT)	Norvegia	Germania/Paesi Bassi	16
6 Zeebrugge	Norvegia	Belgio	16
7 Dunkerque	Norvegia	Francia	19
8 Easington	Norvegia	Regno Unito	25
9 Tarifa	Marocco	Spagna	11
10 Almería	Marocco	Spagna	8
11 Mazara del Vallo	Tunisia	Italia	35
12 Gela	Libia	Italia	11
13 Imatra	Russia	Finlandia	7
14 Korneti	Russia	Lettonia	5
15 Kotlovka	Bielorussia	Lituania	10
16 Tietierowka	Bielorussia	Polonia	0
17 Kondratki	Bielorussia	Polonia	32
18 Wysokoje	Bielorussia	Polonia	5
19 Drozdowicze	Ucraina	Polonia	4
20 Velké Kapušany	Ucraina	Slovacchia	97
21 Beregdaróc	Ucraina	Ungheria	19
22 Mediesu Aurit	Ucraina	Romania	4
23 Isaccea	Ucraina	Romania	8
24 Kipi	Turchia	Grecia	1
25 Värskä	Russia	Estonia	1
26 Greifswald	Russia	Germania	28
Totale			434

Fonte: elaborazioni CDP su dati ENTSO-G, 2012

Con riferimento alla capacità di rigassificazione, i 18 terminali presenti in Europa sono in grado di ricevere oltre 178 mld/mc/a. Due Paesi – Spagna e Regno Unito – con una capacità rispettivamente pari a 60 mld/mc/a e 51 mld/mc/a, coprono oltre il 62% del totale.

Tabella 8 – Terminali di rigassificazione, 2012 (mld/mc/a)

Terminale	Paese	Capacità
1 Zeebrugge LNG	Belgio	9,0
2 Teesside	Regno Unito	4,6
3 Isle of Grain	Regno Unito	19,5
4 Milford Haven	Regno Unito	27,0
5 Montoir de Bretagne	Francia	10,0
6 Fos Tonkin	Francia	13,8
7 Fos Cavaou	Francia	13,8
8 Panigaglia	Italia	3,5
9 Cavarzere (Porto Levante / Adriatic LNG)	Italia	8,0
10 Revythoussa	Grecia	5,3
11 Barcellona	Spagna	17,1
12 Sagunto	Spagna	8,8
13 Cartagena	Spagna	11,8
14 Huelva	Spagna	11,8
15 Mugardos	Spagna	3,6
16 Bilbao	Spagna	7,0
17 Sines	Portogallo	5,3
18 Gate Terminal	Paesi Bassi	12,0
Totale		178,1

Fonte: elaborazioni CDP su dati ENTSO-G, 2012

2.3 I progetti di sviluppo delle infrastrutture. Nel corso dei prossimi anni, si stima che la capacità di importazione e la movimentazione transfrontaliera del gas cresceranno in misura rilevante, considerando il potenziamento dei gasdotti esistenti, la realizzazione di nuove infrastrutture di collegamento con Paesi extra-UE e l'entrata in esercizio di nuovi impianti di rigassificazione.

Con riferimento ai gasdotti di interconnessione tra i Paesi UE, si registrano numerosi progetti di intervento tesi a liberare capacità di transito, risolvendo le congestioni che attualmente limitano la possibilità di creare un sistema di infrastrutture unico su base continentale. In particolare, è possibile evidenziare la presenza di due direttrici principali lungo le quali si concentreranno gli interventi più significativi:

- il corridoio Sud-Nord, lungo il quale nei prossimi 5 anni verrà portata a termine la realizzazione di reverse flow, in grado di potenziare i flussi bi-direzionali tra le frontiere di Paesi quali Austria-Germania, Spagna-Francia, Italia-Svizzera, Italia-Austria;
- il Corridoio Ovest-Est, dove sono in programma nuove connessioni tra Polonia e Germania, Polonia e Lituania, Austria ed Europa orientale.

In relazione a nuove infrastrutture di approvvigionamento, la Commissione Europea ha individuato alcuni progetti ritenuti prioritari per garantire la sicurezza e la diversificazione delle fonti, incrementando significativamente la capacità di importazione lungo le frontiere orientale e meridionale².

(2) Per una disamina puntuale si veda il capitolo 3.

Figura 7 – Progetti di sviluppo della rete europea dei gasdotti



Principali nuove linee d'importazione

	Nord Stream II	27,5 mld/mc/a	(2018E)
	TAP	18 mld/mc/a	(2018E)
	South Stream	60 mld/mc/a	(2018E)

Principali nuove connessioni intra-europee

	Transitgas	20 mld/mc/a	(2018E)
	Spagna-Francia	7 mld/mc/a	(2015E)
	TAG	37 mld/mc/a	(2017E)
	Corridoio Nord-Sud	10 mld/mc/a	(2017E)
	Lituania-Germania	5 mld/mc/a	(2015E)

Fonte: elaborazioni CDP su dati Commissione Europea

Con riferimento ai progetti per il potenziamento della rete di terminali di rigassificazione, occorre evidenziare come – sebbene il GNL in Europa soffra l'elevato grado di competitività del gas trasportato tramite gasdotto – nell'ottica di diversificazione delle fonti di approvvigionamento e di sfruttamento della componente spot del mercato, si stimi che la capacità di rigassificazione possa superare i 220 mld/mc/a nel 2020, con un tasso di incremento medio annuo pari al 2,9%. In questo contesto, è prevista la realizzazione di nuovi terminali in Italia, Spagna, Francia, e Polonia e l'espansione di terminali esistenti in Belgio (Zeebrugge, + 4 mld/mc/a) e Regno Unito (Isle of Grain, +1,5 mld/mc/a), con una capacità aggiuntiva superiore ai 40 mld/mc/a. Più in particolare, in relazione alle nuove costruzioni:

I nuovi terminali

- la Francia dovrebbe incrementare la propria capacità di rigassificazione di 13 mld/mc/a con la realizzazione di un impianto a Dunkerque, già oggi uno dei punti di ingresso più rilevanti per il gas proveniente dai Paesi extra-UE;

- la Polonia si dovrebbe affacciare sul mercato del GNL, con un terminale da 5 mld/mc/a, l'unico presente nell'area del Baltico;
- l'Italia è caratterizzata dalla presenza di numerosi progetti, molti dei quali tra loro alternativi, in considerazione del fatto che le prospettive di crescita, anche nell'ottica di un mercato comune su base Europea, non giustificano un potenziamento delle infrastrutture che veda più di 2/3 nuovi terminali. A oggi, gli impianti con l'iter più avanzato risultano quelli nell'off-shore della provincia di Livorno (OLT Energia, con una capacità di 3,75 mld/mc/a) e di Gioia Tauro (12 mld/mc/a)³.

Figura 8 – Progetti di sviluppo dei terminali di rigassificazione



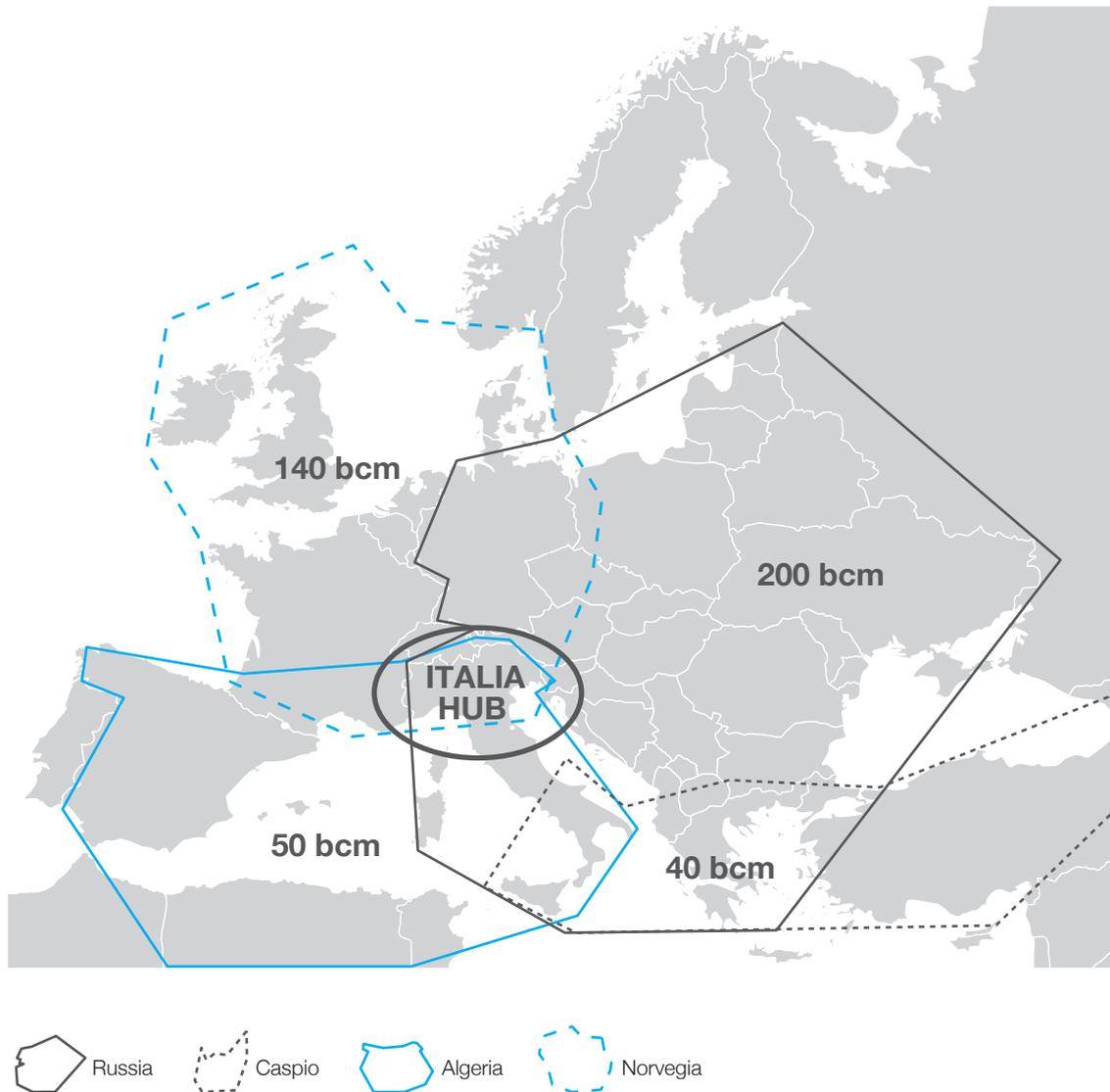
N.B. Il completamento del terminale spagnolo di El Musel è avvenuto alla fine del 2012, tuttavia, l'impianto, con una capacità di rigassificazione pari a 7 mld/mc/a entrerà in esercizio quando le condizioni di mercato e l'espansione della domanda lo consentiranno.

Fonte: elaborazioni CDP su dati Commissione Europea

(3) Per un maggior dettaglio si veda il capitolo 5.

Il potenziamento delle interconnessioni è destinato a disegnare nuove aree di influenza dei principali fornitori di gas. **In questo contesto, potrebbe emergere con forza il ruolo centrale dell'Italia come hub dell'Europa continentale.**

Figura 9 – Aree di influenza dei principali Paesi esportatori di gas naturale, 2030 (mld/mc/a)



Fonte: CDP

03

L'energia e le infrastrutture del gas in Europa

L'Unione Europea si sta dotando degli strumenti regolamentari e finanziari per sostenere in modo armonico ed efficace lo sviluppo del mercato energetico comunitario e la costruzione delle nuove infrastrutture strategiche per la crescita dei Paesi membri

46

Obiettivi
della politica
energetica
europea

3.1 La politica energetica europea. In base alla riforma realizzata con il Trattato di Lisbona, l'energia è inclusa tra le materie di legislazione concorrente tra l'Unione Europea e gli Stati membri. Il Trattato si occupa, in particolare, degli obiettivi della politica energetica europea (art. 194) e delle reti trans-europee, comprese quelle energetiche, le c.d. TEN-E (artt. 170-172), promuovendo:

- il funzionamento del mercato interno dell'energia;
- la sicurezza dell'approvvigionamento energetico;
- il risparmio energetico, l'efficienza energetica e lo sviluppo delle energie rinnovabili;
- l'interconnessione delle reti energetiche.

Il Trattato prevede, inoltre, che le misure adottate dalle istituzioni europee per conseguire tali obiettivi non debbano incidere sul diritto di uno Stato membro di:

- determinare le condizioni di utilizzo delle proprie fonti energetiche;
- scegliere tra fonti energetiche alternative;
- definire la struttura generale del proprio approvvigionamento energetico.

Nonostante la competenza di ciascuno Stato su alcuni profili cruciali in materia di energia, l'ordinamento europeo sta evolvendo verso un maggiore coordinamento delle politiche energetiche nazionali, necessario per la realizzazione di un mercato unico su base continentale più efficiente e sicuro per l'approvvigionamento e per il raggiungimento degli obiettivi in materia di ambiente e clima.

La progressiva decarbonizzazione dell'economia e la piena realizzazione di un mercato interno europeo integrato, anche grazie alla costruzione di reti infrastrutturali transfrontaliere, costituiscono, dunque, i principali obiettivi che interessano attualmente l'Unione Europea.

3.1.1 Il processo di decarbonizzazione. Negli ultimi anni l'Unione Europea ha assunto un ruolo di leadership mondiale nella riduzione delle emissioni di gas serra. Un primo passo in questa direzione è stato la definizione di obiettivi particolarmente sfidanti da raggiungere entro il 2020. Nel 2008, la UE, infatti, ha varato il Pacchetto Clima-Energia (c.d. Pacchetto 20-20-20), con i seguenti obiettivi al 2020:

- un impegno unilaterale a ridurre di almeno il 20% le emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990. Gli interventi necessari per raggiungere gli obiettivi al 2020 continueranno a dare risultati oltre questa data, contribuendo a ridurre le emissioni del 40% circa entro il 2050;
- un obiettivo vincolante di contributo del 20% di energia da fonti rinnovabili sui consumi finali lordi, compreso un obiettivo del 10% per i biocarburanti;
- una riduzione del 20% nel consumo di energia primaria rispetto ai livelli previsti in assenza di interventi, da ottenere tramite misure di efficienza energetica. Tale obiettivo, solo enunciato nel pacchetto, è stato in seguito declinato, seppur in maniera non vincolante, nella Direttiva sull'efficienza energetica approvata in via definitiva nel giugno 2012.

In questo contesto, l'Italia ha aderito allo spirito del Pacchetto Clima-Energia, recependo nel proprio ordinamento il quadro normativo europeo, con un'individuazione degli obiettivi che prevede al 2020:

- un impegno vincolante di riduzione delle emissioni pari complessivamente al 18%, ripartite come segue: 21% per i settori ETS (Emission Trading Scheme, in particolare la generazione elettrica) e 13% rispetto al 2005 nei settori non coperti da sistema ETS;
- un impegno vincolante del 17% di energia da fonti rinnovabili, compreso un obiettivo del 10% per i biocarburanti;
- un impegno di riduzione del 20% nel consumo di energia primaria rispetto ai livelli previsti in assenza di interventi.

Inoltre, in ambito europeo è in corso un ampio dibattito volto a definire gli scenari e gli obiettivi di lungo e lunghissimo periodo, che travalichino l'orizzonte del 2020. Nello studio denominato Energy Roadmap 2050 si prevede, infatti, una riduzione delle emissioni di gas serra compresa tra l'80% e il 95% entro il 2050 rispetto ai livelli del 1990, con un abbattimento per il settore elettrico superiore al 95%. I diversi scenari esaminati dalla Commissione Europea per questo percorso assegnano grande importanza all'efficienza energetica e alla produzione da fonti rinnovabili, ma guardano con attenzione anche all'utilizzo di energia nucleare e allo sviluppo della tecnologie di cattura e sequestro della CO₂, prevedendo un ruolo fondamentale per il gas naturale durante la fase di transizione, che consentirà di ridurre le emissioni sostituendo carbone e petrolio almeno fino al 2030-2035. In maggior dettaglio, i principali cambiamenti strutturali identificati includono:

- un aumento della spesa per investimenti e una contemporanea riduzione di quella per il combustibile;
- un incremento dell'importanza dell'energia elettrica, che dovrà quasi raddoppiare la quota sui consumi finali (fino al 36-39%) e contribuire alla decarbonizzazione dei settori dei trasporti e del riscaldamento;
- un ruolo cruciale affidato all'efficienza energetica, che potrà permettere riduzioni fino al 40% dei consumi rispetto al 2005;
- un incremento sostanziale delle fonti rinnovabili, che potranno rappresentare il 55% dei consumi finali di energia (e dal 60% al 90% dei consumi elettrici);
- una crescita delle interazioni tra sistemi centralizzati e distribuiti.

Per la realizzazione di questi obiettivi, la Commissione Europea stima sia necessario mettere in campo un ampio ventaglio di strumenti e azioni aggiuntive, rispetto a quelle previste nell'ambito del Pacchetto 20-20-20. In particolare:

- con riferimento allo **sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili**, la Commissione ha proposto di fissare fin da subito obiettivi che raggiungano l'orizzonte del 2030 e ha annunciato la presentazione di nuove proposte per le politiche da adottare a partire dal 2020;
- in relazione alla **promozione dell'efficienza energetica**, la Commissione ha stabilito di valutare i progressi compiuti al 30 giugno 2014 verso l'obiettivo complessivo europeo, considerando la possibilità di introdurre target vincolanti, nel caso in cui i risultati raggiunti a quella data non siano soddisfacenti;
- per quanto riguarda le **emissioni di gas serra**, la Commissione pone particolare enfasi sulla valutazione degli strumenti dedicati alla realizzazione degli obiettivi di contenimento. Nei settori coperti dalla Direttiva ETS, infatti, i prezzi della CO2 finora non si sono dimostrati in grado di fornire un adeguato segnale agli operatori. In tale ambito, pertanto, si sta valutando la possibilità di ridurre in modo significativo il volume di permessi da mettere all'asta nel periodo 2013-2015, in quantità sufficiente a stabilizzare e sostenere i prezzi della CO2 (meccanismo del Set Aside). In tutti gli altri settori, è in corso di valutazione un progetto di modifica della fiscalità energetica che punti a uniformare l'imposizione fiscale minima per i prodotti energetici sulla base del contenuto energetico e di CO2 emessa, eliminando distorsioni di mercato, come i regimi di esenzione previsti dal sistema attuale.

Con questa cornice istituzionale di riferimento, i principali Paesi europei si stanno muovendo verso l'adozione di obiettivi di strategia energetica di lungo e lunghissimo periodo in linea con la Roadmap europea. Ne sono esempio le strategie energetiche di Germania, Danimarca e Gran Bretagna:

Azioni
dei principali
Paesi UE

- La Germania, con la Energiewende, si propone:
 - una produzione da rinnovabili pari al 18% dei consumi finali al 2020, per arrivare fino al 60% al 2050 (con un obiettivo di sviluppo delle rinnovabili elettriche pari al 35% al 2020, e fino all'80% al 2050);
 - una riduzione dei consumi primari al 2020 del 20% rispetto ai valori del 2008 (in particolare, è attesa una riduzione dei consumi elettrici del 10%), per arrivare fino al 50% nel 2050;
 - il progressivo phase-out delle centrali nucleari entro il 2022.
- il Governo del Regno Unito ("Enabling the transition to a Green Economy") ha attivato una serie di strumenti di policy a supporto della transizione verso la green economy. Tra gli obiettivi del Governo inglese al 2020, vi è la riduzione delle emissioni di gas serra del 34% e la produzione del 15% dell'energia tramite fonti rinnovabili;
- la Danimarca, con la "Strategia Energetica 2050", si propone un orientamento di lungo periodo flessibile, che punta a rendere il Paese indipendente dai combustibili fossili, fissando come punti chiave del percorso al 2020: la produzione da rinnovabili al 30% dei consumi finali e la riduzione dei consumi primari del 4% rispetto ai valori del 2006.

3.1.2 Il completamento del mercato interno dell'Energia. Oltre agli obiettivi ambientali, l'Unione Europea punta a una piena integrazione dei mercati nazionali dell'energia, allo scopo di dare a consumatori e imprese prodotti e servizi migliori e maggiore sicurezza di approvvigionamento, attraverso un sistema energetico più efficiente e competitivo. In particolare, il Consiglio Europeo ha stabilito l'obiettivo ambizioso di piena integrazione dei mercati entro il 2014.

Il perseguimento di questi target prevede da un lato la definizione di regole e strumenti di mercato coerenti e uniformi, dall'altro la realizzazione di importanti infrastrutture di connessione transfrontaliera, sia per il gas naturale sia per l'elettricità. Dal punto di vista delle regole e degli strumenti di mercato, il "Terzo pacchetto di direttive europee sul mercato interno dell'energia", approvato nell'aprile 2009 e recepito dall'Italia nel giugno 2011, ha introdotto:

Il terzo
pacchetto
di direttive

- la separazione proprietaria tra le attività di trasmissione da un lato e di produzione e fornitura dall'altro, per le società verticalmente integrate;

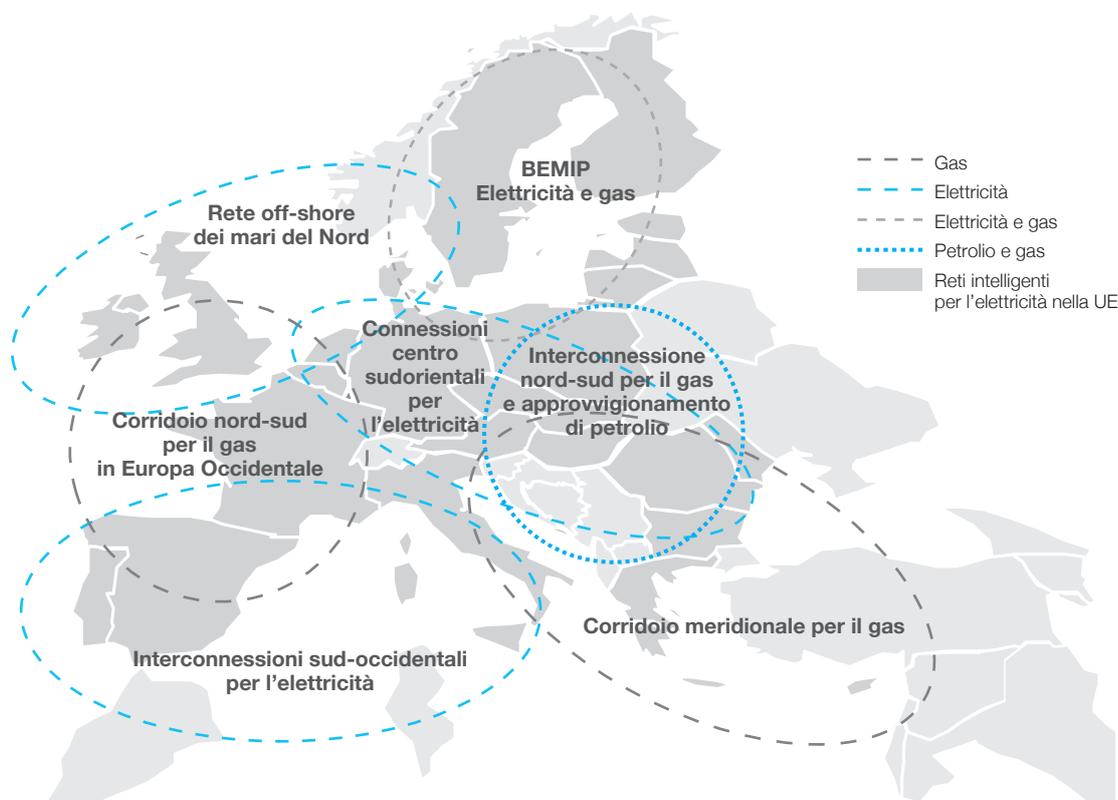
- nuovi strumenti per armonizzare il mercato e le operazioni di rete a livello europeo;
- elevati standard di protezione dei consumatori e obblighi di servizio pubblico (ad esempio, obblighi di trasparenza e di semplificazione di scelta per il consumatore);
- maggiori poteri e livello di indipendenza per i regolatori nazionali;
- un nuovo quadro istituzionale, con la creazione di un'Agenzia Europea per la cooperazione tra le Autorità nazionali di regolamentazione (ACER) e il rafforzamento delle associazioni dei gestori di rete europee per il gas e l'elettricità (ENTSOs).

3.2 La politica europea per le infrastrutture del gas. Al fine di conseguire i principali obiettivi di politica energetica in termini di competitività, sostenibilità e sicurezza dell'approvvigionamento, le infrastrutture energetiche trans-europee rivestono un ruolo strategico.

In questo contesto, l'azione della UE deve essere finalizzata a favorire l'interconnessione e l'interoperabilità delle reti nazionali, nonché l'accesso trasparente e non discriminatorio alle infrastrutture, tenendo conto della necessità di collegare alle regioni centrali dell'Unione quelle insulari, prive di sbocchi sul mare o periferiche.

Per promuovere lo sviluppo e la realizzazione di una rete trans-europea integrata, la Commissione Europea ha inaugurato una nuova politica in materia di infrastrutture energetiche fino al 2020, basata su corridoi prioritari, connessioni e interconnessioni per l'elettricità, il gas e il petrolio⁴.

Figura 10 – Le priorità per le infrastrutture energetiche dell'energia, 2012



Fonte: Commissione Europea, 2012

(4) Comunicazione della Commissione Europea "Priorità per le infrastrutture energetiche per il 2020 e oltre - Piano per una rete energetica europea integrata" COM(2010)677, ripresa con le conclusioni del Consiglio "Trasporti, telecomunicazioni e energia" del 28 febbraio 2011 e la risoluzione del Parlamento europeo del 6 luglio 2011.

In particolare, a ottobre 2011, la Commissione europea ha adottato la proposta di Regolamento “Guidelines for Trans-European Energy Infrastructure”⁵, identificando 12 priorità strategiche di cui:

- 9 corridoi per l'elettricità, il gas e petrolio;
- 3 aree tematiche che interessano le reti di trasporto e stoccaggio di elettricità e gas, oleodotti per il trasporto del petrolio, smart grid e reti per il trasporto e il confinamento geologico della CO₂.

Il Regolamento prevede un nuovo metodo di pianificazione strategica delle infrastrutture, che si concentra su un numero limitato di priorità e di “progetti d'interesse comune” (PIC) da attuare entro il 2020.

I progetti selezionati in base a regole e criteri in corso di approvazione sono importanti sia per la realizzazione delle infrastrutture transfrontaliere d'interesse europeo, sia per il conseguimento degli obiettivi energetici e climatici, e beneficeranno di alcuni vantaggi:

- una speciale procedura per il rilascio delle autorizzazioni, più semplice, rapida e trasparente;
- finanziamenti prioritari da parte della UE, nell'ambito della c.d. Connecting Europe Facilities (CEF).

3.3 Le TEN-E e i nuovi orientamenti europei in materia di gas.

Reti energetiche adeguate, sicure e integrate a livello europeo sono fondamentali per il conseguimento degli obiettivi della politica energetica della UE, per un effettivo funzionamento del mercato interno e per superare le barriere e i colli di bottiglia nazionali.

Già negli anni novanta, l'Europa si è dotata di un programma per le reti trans-europee dell'energia che si è concretizzato nell'adozione di specifici orientamenti in cui venivano elencati numerosi progetti, ritenuti prioritari, relativi alle infrastrutture per i mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, per i quali veniva stanziato, per il periodo 2007-2013, un importo pari a € 155 mln per il cofinanziamento.

Data l'attuale insufficienza delle interconnessioni tra le reti energetiche nazionali e a seguito della scarsa efficacia riscontrata nel quadro attuale TEN-E⁶, si è resa necessaria una nuova politica in materia di infrastrutture energetiche per coordinare e ottimizzare lo sviluppo delle reti su scala continentale. In questo contesto, particolare enfasi viene posta sulla necessità di diversificare le fonti di approvvigionamento del gas al fine di accrescere la concorrenza e migliorare la sicurezza.

Su impulso del Consiglio europeo, la Commissione Europea ha avviato una nuova politica per le infrastrutture energetiche trans-europee, proponendo nuovi orientamenti che, quando approvati, sostituiranno quelli esistenti e saranno abbinati al Regolamento che istituisce la nuova Connecting Europe Facility che, a sua volta, subentrerà all'attuale meccanismo di finanziamento delle TEN-E. L'obiettivo dei nuovi orientamenti è lo sviluppo e l'interoperabilità delle reti energetiche nazionali e la loro interconnessione a livello europeo, favorendo una maggiore flessibilità e l'effettiva integrazione dei sistemi energetici dei diversi Stati membri, sia attraverso lo sviluppo di nuove infrastrutture, sia tramite il potenziamento e l'ammodernamento di quelle già esistenti.

Per quanto riguarda il settore del gas, sebbene l'approvvigionamento a livello UE sia già differenziato lungo tre corridoi (corridoio settentrionale dalla Norvegia, corridoio orientale dalla Russia, corridoio mediterraneo dall'Africa) e possa contare sul GNL, alcune Regioni e Stati europei sono attualmente dipendenti da una sola fonte di approvvigionamento e sono esposti a gravi rischi in caso di crisi del gas, come quelle avvenute nel gennaio 2009 e nel febbraio 2012.

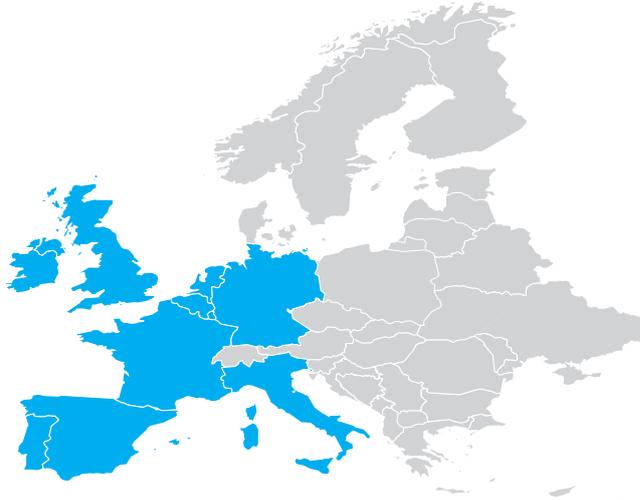
(5) Comunicazione della Commissione Europea, “Proposta di Regolamento del Parlamento e del Consiglio sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche trans-europee che abroga la decisione n. 1364/2006/CE” COM(2011)658. Lo strumento giuridico proposto dalla Commissione è un Regolamento, direttamente applicabile a tutti gli Stati membri e vincolante in ogni sua parte che dovrebbe entrare in vigore nel 2013.

(6) Si veda la relazione della Commissione Europea sull'attuazione delle TEN-E nel periodo 2007-2009, COM(2010)203.

3.3.1 I corridoi prioritari del gas in Europa. Nei nuovi orientamenti europei, la Commissione ha individuato 4 corridoi prioritari per il gas, tre dei quali interessano direttamente l'Italia, a dimostrazione del ruolo strategico che il Paese riveste nell'ambito delle direttrici di transito dei flussi di gas provenienti da Sud/Sud-Est.

Corridoio Nord-Sud in Europa occidentale (NSI West Gas). Gli Stati membri interessati sono 11: Belgio, Francia, Germania, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Malta, Paesi Bassi, Portogallo, Regno Unito e Spagna.

Figura 11 – Corridoio Nord-Sud in Europa occidentale



Fonte: Commissione Europea, 2012

La finalità di tale corridoio è potenziare le capacità di interconnessione per i flussi Nord-Sud del gas nell'Europa occidentale con l'obiettivo di diversificare ulteriormente le vie di approvvigionamento e aumentare l'erogabilità del gas nel breve termine, sfruttando appieno le possibili forniture esterne alternative e ottimizzando le infrastrutture esistenti, in particolare i terminali GNL.

**Finalità strategiche
del NSI West Gas**

La strategia di base è quella di realizzare una migliore interconnessione dalla penisola iberica e dall'Italia all'Europa nord-occidentale con effetti positivi per la regione del Mediterraneo che potrebbe sfruttare al meglio le forniture provenienti dal corridoio africano e metterle in collegamento con le forniture dalla Norvegia e dalla Russia.

Il corridoio consentirebbe, in particolare, di superare alcune strozzature infrastrutturali che ostacolano l'efficace realizzazione del mercato interno del gas quali, ad esempio, il debole livello di interconnessione della penisola iberica che impedisce l'utilizzo ottimale dei numerosi terminali di rigassificazione presenti sul territorio spagnolo. In questo ambito, quindi, una priorità sarà il completamento dei collegamenti transfrontalieri tra Spagna e Francia.

Peraltro, è necessario sottolineare come la crescente rilevanza che la generazione elettrica da fonti rinnovabili sta assumendo nell'area renda il funzionamento efficiente del sistema gas un requisito fondamentale per garantire un'adeguata flessibilità al parco impianti, consentendo il corretto equilibri fra fonti programmabili e non programmabili.

Corridoio Nord-Sud per il gas in Europa centro-orientale e sud-orientale (NSI East Gas). Gli Stati membri interessati sono 12: Austria, Bulgaria, Cipro, Germania, Grecia, Italia, Polonia, Repubblica Ceca, Romania, Slovacchia, Slovenia e Ungheria⁷.

(7) La Croazia farà parte dell'UE dal primo luglio 2013 e da tale data potrà essere inglobata nel corridoio.

Figura 12 – Corridoio Nord-Sud in Europa centro e sud-orientale



Fonte: Commissione Europea, 2012

L'idea strategica alla base dell'interconnessione Nord-Sud per il gas nell'Europa centro e sud-orientale è collegare l'area del Mar Baltico al Mare Adriatico, al Mare Egeo e al Mar Nero, coprendo Polonia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Ungheria, Romania ed eventualmente Austria e Croazia.

Obiettivi del NSI East Gas

52

L'obiettivo è quello di aumentare la diversificazione dell'offerta e la sicurezza dell'approvvigionamento di gas, in combinazione con lo sviluppo del GNL, in una zona in cui attualmente prevale la dipendenza da una sola fonte di approvvigionamento⁸, aggravata dalla mancanza di infrastrutture. Inoltre, a causa di mercati piccoli, isolati e monopolistici, di contratti a lungo termine e di carenze nella regolamentazione, la regione stenta ad attrarre nuovi investimenti e operatori disposti a entrare nel settore.

In tale corridoio, la priorità è, dunque, la realizzazione di progetti in grado di incrementare l'interconnessione della regione lungo la direttrice Nord-Sud, contribuendo all'integrazione del mercato e migliorando la capacità di risposta del sistema a potenziali interruzioni delle forniture.

Gli investimenti per rendere le infrastrutture conformi alle regole europee sulla sicurezza degli approvvigionamenti sono, dunque, fondamentali per i Paesi che fanno parte del Corridoio NSI East Gas e per rendere meno vulnerabili i Paesi dell'Europa centro-orientale rispetto alle decisioni di politica energetica di Russia, Ucraina e Bielorussia.

Corridoio meridionale del gas (SGC). Gli Stati membri interessati sono 13: Austria, Bulgaria, Cipro, Francia, Germania, Grecia, **Italia**, Polonia, Repubblica Ceca, Romania, Slovacchia, Slovenia e Ungheria.

La prospettiva strategica del corridoio meridionale del gas è quella di collegare direttamente il mercato europeo ai grandi depositi che si trovano nel bacino del Mar Caspio, in Asia centrale e nel Medio Oriente, transitando attraverso la Turchia, il Mar Nero e il Mediterraneo orientale⁹. Ciò consentirebbe di incrementare la diversificazione delle fonti di approvvigionamento e di incentivare l'apertura alla concorrenza dei mercati dell'Europa sud-orientale, a oggi particolarmente concentrati.

Obiettivi del SGC

L'obiettivo operativo è quello di permettere alla Commissione Europea e agli Stati membri di cooperare con i Paesi produttori di gas, nonché con i Paesi che hanno un ruolo essenziale nel trasporto degli idrocarburi verso la UE, allo scopo di raggiungere rapidamente accordi per l'approvvigionamento di gas e per la costruzione delle infrastrutture.

(8) In Europa centro-orientale, le forniture di Gazprom costituiscono la quota prevalente delle importazioni di gas della regione (Polonia: 70%, Slovacchia: 100%, Ungheria 80%, alcuni Paesi dei Balcani occidentali: 100%).

(9) L'obiettivo del corridoio meridionale è collegare direttamente il mercato UE del gas al più vasto giacimento di gas al mondo (bacino del Mar Caspio/Medio Oriente), stimato a 90,6 mila mld/mc. Per confronto: le riserve russe accertate ammontano a 44,2 mila mld/mc. Inoltre, i giacimenti di gas sono geograficamente più vicini delle riserve russe. I potenziali Stati fornitori sono l'Azerbaigian, il Turkmenistan e l'Iraq.

Figura 13 – Corridoio meridionale



Fonte: Commissione Europea, 2012

Nell'ambito del corridoio meridionale si prevede un'ulteriore fase di sviluppo che dovrebbe riguardare il potenziamento del mercato del GNL. In particolare:

- una prima fase comprende la realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione e la loro interconnessione con la rete continentale;
- una seconda fase prevede lo sviluppo della cooperazione con i Paesi produttori (Golfo Persico ed Egitto, in primis) al fine di mettere a punto politiche energetiche e piani di investimento a lungo termine per la liquefazione.

Il corridoio meridionale – dopo quello settentrionale dalla Norvegia, quello orientale dalla Russia e quello mediterraneo dall'Africa – dovrebbe diventare il quarto maggiore asse di diversificazione delle forniture, con l'obiettivo strategico di mettere a regime entro il 2020 una rotta di approvvigionamento verso la UE per circa il 10-20% della domanda di gas (circa 45-90 mld/mc/a).

Grazie all'aiuto finanziario della UE e all'impegno degli operatori coinvolti, alcuni dei progetti che ricadono nell'alveo di questo corridoio sono già nella fase di sviluppo. Tra questi: Nabucco¹⁰, IGI e TAP.

Piano di interconnessione del Baltico (BEMIP Gas). Gli Stati membri interessati sono 8: Danimarca, Estonia, Finlandia, Germania, Lettonia, Lituania, Polonia e Svezia. In BEMIP, la Norvegia ha uno status di osservatore.

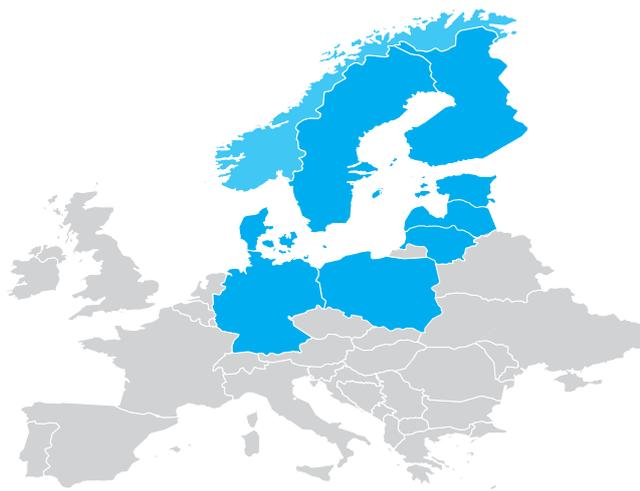
Il corridoio si baserà sulla cooperazione già consolidata in questa regione per l'attuazione del Piano BEMIP, pensato sia per l'energia elettrica sia per il gas, al fine di realizzare le interconnessioni energetiche e migliorare il mercato nella regione del Mar Baltico.

Per quanto riguarda il gas, il corridoio BEMIP interessa sia la regione del Baltico occidentale, sia quella del Baltico orientale:

- nella prima, l'obiettivo è trovare alternative all'approvvigionamento dai giacimenti danesi di gas, il cui esaurimento è previsto a partire dal 2015, e migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento in Danimarca, Svezia e Polonia;

(10) L'accordo intergovernativo su Nabucco, firmato nel luglio 2009, ha fornito al progetto la certezza giuridica e le condizioni per il trasporto di gas attraverso la Turchia, e ha creato un precedente applicabile ad ulteriori estensioni dei regimi di trasporto. Nabucco e Poséidon, il gasdotto sottomarino tra Italia e Grecia, che fa parte del progetto ITGI, hanno ricevuto una deroga parziale all'accesso dei terzi (la cosiddetta "deroga ex articolo 22").

Figura 14 – Piano di interconnessione del Baltico



N.B.: la Norvegia partecipa al piano a titolo di osservatore

Fonte: Commissione Europea, 2012

- nella seconda, è necessario un intervento urgente per lo sviluppo delle infrastrutture, al fine di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento mediante una connessione al resto della UE¹¹. In questo contesto, la Finlandia, l'Estonia e la Lettonia beneficiano di deroghe all'apertura del mercato nell'ambito del terzo pacchetto sul mercato interno, finché rimarranno mercati isolati. La deroga verrà revocata quando la loro infrastruttura sarà integrata al resto della UE, ad esempio attraverso l'interconnessione del gas Lituania-Polonia o altri canali di fornitura che dovrebbero porre termine all'isolamento di questi mercati.

3.3.2 Dalle priorità ai progetti: i progetti d'interesse comune. Al fine di attuare, entro il 2020, i corridoi prioritari e in base alle regole contenute nei nuovi orientamenti TEN-E, la Commissione Europea deve individuare, insieme agli Stati membri, i progetti infrastrutturali d'interesse comune. Nel settore del gas, le categorie di infrastrutture energetiche che possono rientrare in tale definizione sono:

Caratteristiche delle infrastrutture gas d'interesse comune

- le reti di trasporto del gas naturale e del biogas costituite principalmente da condotte ad alta pressione, escluse quelle utilizzate per la distribuzione;
- gli impianti di stoccaggio sotterranei;
- gli impianti di ricevimento, stoccaggio e rigassificazione o decompressione per il GNL;
- qualsiasi apparecchiatura o installazione essenziale affinché il sistema funzioni in maniera sicura, protetta ed efficiente o per mettere a regime capacità bidirezionale, incluse le stazioni di compressione.

Un progetto relativo al gas con un notevole impatto transfrontaliero, e dunque d'interesse comune, è un progetto sul territorio di uno Stato membro, che soddisfi le seguenti condizioni:

- per il **trasporto**, deve riguardare un investimento in flussi bidirezionali o incrementare la capacità transfrontaliera degli Stati membri interessati per una quota pari almeno al 10%, rispetto alla situazione precedente alla messa in opera del progetto;

(11) Anche se il consumo annuo congiunto di gas dei tre Stati baltici e della Finlandia è soltanto di 10 mld/mc, tutto il fabbisogno di questi Paesi è coperto esclusivamente dalla Russia. In particolare, il gas russo soddisfa il 13% dei consumi energetici primari della Finlandia, il 15% dell'Estonia e circa il 30% della Lettonia e della Lituania, a fronte di una media UE pari a circa il 6,5%. Peraltro, il principale fornitore russo detiene quote rilevanti nell'azionariato dei gestori dei sistemi di trasporto di questi quattro Paesi.

- per lo **stoccaggio**, deve consentire di rifornire direttamente o indirettamente almeno due Stati membri o di soddisfare lo standard di infrastruttura (norma N-1) a livello regionale, in accordo con il Regolamento Europeo n. 994/2010.

Uno degli aspetti più originali dei nuovi orientamenti è la definizione di una governance per la selezione e la realizzazione dei PIC, nonché per l'allocazione dei relativi costi tra i diversi Paesi coinvolti in base a una nuova metodologia per l'analisi dei costi/benefici. La selezione dei progetti avviene in **due fasi**, la prima a livello regionale, la seconda a livello europeo:

- il promotore del progetto presenta la propria proposta al gruppo regionale competente, composto da Stati membri, Autorità nazionali di regolamentazione (ANR), gestori dei sistemi di trasmissione e promotori di progetti¹², Commissione, Agenzia e ENTSO-G;
- la decisione definitiva sull'elenco dei PIC è presa dalla Commissione Europea sulla base delle proposte formulate dai gruppi regionali, previo parere dell'ACER, nel rispetto del diritto degli Stati membri di approvare i progetti di interesse comune che ricadono nel loro territorio. I PIC dovrebbero essere considerati dalla competenti autorità nazionali come d'interesse pubblico.

Il primo elenco europeo (c.d. Union list) dovrebbe essere adottato entro il 31 luglio 2013 e, in seguito, aggiornato ogni due anni. I PIC inseriti nella Union list devono coinvolgere almeno due Stati membri e presentare caratteristiche di efficienza sotto il profilo economico, sociale e ambientale. Inoltre, è opportuno che i progetti proposti facciano parte dell'ultimo piano decennale di sviluppo della rete disponibile.

I progetti selezionati come d'interesse comune godranno di un duplice vantaggio che dovrebbe stimolare l'investimento da parte degli operatori. In particolare, i PIC beneficeranno:

- **di un nuovo e più rapido procedimento autorizzativo**, che non durerà più di tre anni e che consentirà la partecipazione degli stakeholder interessati.
- **in via prioritaria dei finanziamenti UE**, basati sul mercato o del sostegno diretto della UE sotto forma di sovvenzioni, obbligazioni per progetti o garanzie nell'ambito della CEF per il periodo 2014-2020.

Secondo una stima della Commissione Europea, i progetti di interesse comune nel settore del gas dovrebbero essere complessivamente 50, di cui 20 interessano l'Italia, in virtù della posizione geografica particolarmente strategica. Più in dettaglio:

- 5 sono relativi alla realizzazione di nuovi gasdotti di importazione;
- 3 riguardano il potenziamento della rete sia con riferimento alle dorsali nazionali, sia in relazione all'interconnessione con l'estero;
- 5 prevedono l'ampliamento della capacità del sistema degli stoccaggi sotterranei;
- 7 interessano la realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione.

(12) Si considera "promotore del progetto": (a) un operatore del sistema di trasmissione o del sistema di distribuzione, o un altro operatore o investitore che sviluppi un progetto di interesse comune; (b) se sono presenti più gestori di sistemi di trasmissione, gestori di sistemi di distribuzione, altri gestori, investitori o qualsiasi gruppo degli stessi, l'organismo dotato di personalità giuridica ai sensi della legge nazionale applicabile, che è stato designato per accordo contrattuale concluso tra loro e che ha la capacità di assumere obblighi legali e la responsabilità finanziaria per conto delle parti dell'accordo contrattuale dell'approvazione dei progetti di investimento presentati in esecuzione di un PIC.

Tabella 9 – Progetti di interesse comune che coinvolgono l'Italia, dicembre 2012

1	South Stream - sezione europea	Gasdotto di importazione dalle coste del Mar Nero per connettere: 1) Bulgaria, Serbia e Ungheria all'Austria; 2) Bulgaria, Serbia, Ungheria e Slovenia all'Italia settentrionale; 3) Bulgaria, Grecia e Mar Ionio all'Italia meridionale	2015-2017	MVM, BEH
2	Gasdotto Trans Adriatico (TAP)	Gasdotto (800 km) attraverso Grecia, Albania e Adriatico con punto di ingresso nella provincia di Lecce	2018	EGL (42,5%); Statoil (42,5%); E.ON Ruhrgas (15%)
3	Gasdotto Croazia - Italia	Interconnessione tra le reti di trasporto italiana e croata, con una capacità di transito pari a 15 mld/mc/a	2018	Plinacro
4	Gasdotto adriatico	Potenziamento della rete pugliese (~700 km), per consentire nuova capacità in ingresso per un nuovo gasdotto d'importazione o per un nuovo terminale GNL	2015	Snam Rete Gas
5	Stoccaggio - Bagnolo Mella	Impianto di stoccaggio in Lombardia, con una capacità di 1 mld/mc	2015	GDF SUEZ Energia Italia SpA
6	Interconnector Grecia-Italia (IGI)	Gasdotto di importazione dalle regioni del Caspio, del Medio Oriente e del Mediterraneo orientale, con una capacità di 20 mld/mc/a	2017	DESFA, IGI Poseidon SA
7	Connessione Francia-Svizzera-Italia	Potenziamento della capacità di interconnessione al confine franco-svizzero	2016-2018	GRT-GAZ, FluxSwiss
8	OLT Offshore-GNL Toscana	Terminale di rigassificazione nell'off-shore livornese, con una capacità di 3,75 mld/mc/a	giugno 2013	OLT Offshore LNG Toscana (EON Ruhrgas AG, IREN, ASA, Golar Offshore Toscana, OLT Energy Toscana)
9	Terminale GNL Falconara Marittima	Terminale di rigassificazione nell'off-shore marchigiano, con una capacità di 4 mld/mc/a	2018	Api Nova Energia
10	Terminale GNL Gioia Tauro	Terminale di rigassificazione sulla costa tirrenica della Calabria, con una capacità di 12 mld/mc/a	2017-2018	LNG Medgas terminal (Fingas Srl, LNG Medgas terminal)
11	Terminale GNL Porto Empedocle	Terminale di rigassificazione in Sicilia, con una capacità di 8 mld/mc/a	n.a.	Nuove Energy Company (90% posseduto da ENEL) e Siderurgica Investimenti
12	Stoccaggi - San Potito & Cotignola (SPC), Palazzo Moroni (PM), Cellino (CL)	Impianti di stoccaggio in Emilia Romagna, Marche e Abruzzo, con una capacità di erogazione giornaliera di 9,3 mln/mc	SPC: 2013 PM: 2012 CL: 2016	Edison Stoccaggio
13	Stoccaggio - Grottole/Ferrandina	Impianto di stoccaggio in Basilicata, con una capacità di 1 mld/mc	2015	Geogastock
14	Flusso bi-direzionale al confine svizzero	Potenziamento della rete esistente (fase 1: 370 km e fase 2: 80 km), con la realizzazione del contro-flusso nell'impianto di compressione di Masera	Fase 1: 2015; Fase 2: 2016	Snam Rete Gas
15	Stoccaggio - Cornegliano	Impianto di stoccaggio in Lombardia, con una capacità di 2,2 mld/mc	2014	Whysol Investment via 100% SPV Ital Gas Storage
16	GALSI	Gasdotto dall'Algeria alla Toscana (attraverso la Sardegna) con una capacità di 8 mld/mc/a	2016-2017	Sonatrach, Edison, Enel, Hear, SFIRS
17	Stoccaggio - Bordolano	Impianto di stoccaggio in Lombardia	2015	Stogit
18	Terminale GNL - Brindisi	Terminale di rigassificazione con una capacità di 8 mld/mc/a	2017	BG Group
19	Terminale GNL Zaule Trieste	Terminale di rigassificazione con una capacità di 8 mld/mc/a	2018	Gas Natural Rigassificazione Italia
20	Terminale GNL Albania	Terminale off-shore in Albania che fornirà gas alle reti italiane attraverso un gasdotto sottomarino che termina in Puglia, vicino Brindisi	Fine 2015	Trans-European Energy B.V.

Fonte: Commissione Europea, 2012

I Piani decennali per lo sviluppo della rete a livello europeo e nazionale

Il Regolamento europeo n. 715/2009 sulle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale prevede che lo ENTSO-G debba adottare ogni due anni un **piano di sviluppo decennale della rete a livello europeo** (c.d. Ten Years Development Plan for Gas – TYDP), a seguito di una consultazione con gli operatori del settore e gli stakeholders.

Tale piano, privo di carattere vincolante, fornisce le basi della pianificazione degli investimenti nelle reti europee, identificando la gamma di progetti in cantiere e le eventuali carenze in termini di programmazione. Nell'ambito della valutazione delle prospettive d'investimento, il TYDP analizza una serie di fattori indispensabili per prefigurare l'evoluzione del mercato. In particolare:

- la modellizzazione della rete integrata;
- l'elaborazione di scenari;
- le prospettive europee sull'adeguatezza dell'approvvigionamento;
- la valutazione della resilienza del sistema.

Il piano di sviluppo della rete a livello europeo si basa sui piani di investimento nazionali, tenendo conto dei piani di investimento regionali e, se del caso, degli aspetti della pianificazione di rete a livello comunitario, compresi gli orientamenti per le reti trans-europee nel settore dell'energia. In questo contesto, con riferimento alle interconnessioni transfrontaliere, vengono prese in considerazione le esigenze dei diversi utenti di rete e gli impegni a lungo termine degli investitori.

L'ACER esamina i piani decennali di sviluppo della rete a livello nazionale per valutarne la coerenza con il piano di sviluppo della rete a livello europeo e, se del caso, può raccomandare opportune modifiche.

Se il piano di sviluppo della rete a livello nazionale è elaborato conformemente all'articolo 22 della Direttiva 2009/73/CE, l'Agenzia raccomanda all'ANR competente di modificare il piano decennale nazionale di sviluppo della rete e di informarne la Commissione.

Nel 2009, è stato adottato l'ultima TYNDP che copre il periodo 2011-2020 e include progetti relativi a gasdotti di trasporto, stoccaggio e progetti GNL, per un investimento complessivo pari a circa € 89,3 mld (sulla base dei costi stimati e forniti da alcuni dei promotori dei progetti). In particolare si tratta di:

- 77 progetti per i quali è stata già presa una decisione d'investimento (Final Investment Decision - FID);
- 96 progetti ancora da approvare (non-FID).

I gestori nazionali del sistema di trasporto devono consentire sufficiente capacità transfrontaliera per integrare l'infrastruttura europea di trasporto. In base alla direttiva europea sul gas (art. 22 Direttiva 2009/73/CE), ogni anno presentano all'Autorità di regolamentazione nazionale un **piano decennale di sviluppo della rete nazionale** dove indicano le principali infrastrutture che devono essere costruite o rinnovate nonché gli investimenti da realizzare nel corso dei dieci anni successivi. Tale piano, elaborato previa consultazione di tutti i soggetti interessati, è basato sulla domanda e l'offerta esistenti e/o previste. Tale piano di sviluppo contiene misure atte a garantire l'adeguatezza del sistema e la sicurezza di approvvigionamento. In particolare:

- indica ai partecipanti al mercato la principale infrastruttura di trasporto da costruire o potenziare nell'arco dei dieci anni successivi;

- contiene tutti gli investimenti già decisi e individua nuovi investimenti da realizzare nel triennio successivo;
- prevede uno scadenziario per tutti i progetti di investimento.

Il gestore del sistema di trasporto procede a una stima ragionevole dell'evoluzione in termini di produzione, fornitura, consumo e scambi con altri Paesi, tenendo conto dei piani di investimento per le reti regionali e su scala comunitaria, nonché dei piani di investimento per lo stoccaggio e i terminali di rigassificazione.

Nei casi in cui il gestore del sistema di trasporto, per motivi che non siano prioritari, non realizza un investimento che in base al piano doveva essere realizzato nel triennio successivo, gli Stati membri provvedono a che sia imposto all'ANR di adottare almeno uno dei seguenti provvedimenti:

- imporre al gestore del sistema di trasporto di realizzare l'investimento;
- indire una gara d'appalto aperta a tutti gli investitori;
- imporre al gestore del sistema di trasporto di accettare un aumento di capitale per finanziare gli investimenti necessari e permettere la partecipazione di investitori indipendenti al capitale.

Le pertinenti regolamentazioni tariffarie coprono i costi degli investimenti in questione.

Nel caso l'Autorità di regolamentazione abbia indetto una gara d'appalto per l'investimento in questione, aperta a tutti gli investitori, può imporre al gestore del sistema di trasporto di acconsentire a una o più delle seguenti condizioni:

- il finanziamento da parte di terzi;
- la costruzione a opera di terzi;
- la realizzazione del bene in questione a opera del gestore stesso;
- la gestione del bene in questione da parte del gestore stesso.

3.4 Il fabbisogno di investimenti.

Al fine di realizzare gli ambiziosi obiettivi europei in materia di politica energetica, cambiamenti climatici e sicurezza degli approvvigionamenti, sono necessari significativi investimenti.

In linea generale, le dodici priorità strategiche in materia di energia individuate a livello europeo nei settori del trasporto di gas ed elettricità, delle reti intelligenti, delle autostrade elettriche e delle reti transfrontaliere dell'anidride carbonica richiederanno, nell'orizzonte temporale di riferimento, **un ammontare di risorse pari a circa € 1.000 mld**. Le sole reti elettriche e del gas evidenziano un fabbisogno quantificato in **€ 200 mld**, di cui la metà dovrebbe essere garantita dal mercato, mentre per la quota restante si renderà necessario un intervento pubblico per integrare e incentivare le risorse necessarie. Con particolare riferimento ai quattro corridoi prioritari individuati nel settore del gas naturale, la Commissione Europea stima un investimento complessivo di **€ 76 mld**, necessari a realizzare terminali di rigassificazione, impianti di stoccaggio, gasdotti di approvvigionamento da Paesi extra-UE e interconnessioni tra Stati membri (anche in contro-flusso rispetto alle direttrici a oggi esistenti).

Nella quantificazione dei fabbisogni, le istituzioni comunitarie hanno, inoltre, provveduto a individuare il potenziale gap tra gli investimenti necessari e quelli ragionevolmente reperibili sul mercato – **€ 16 mld** – allo scopo di calcolare il finanziamento da stanziare – **€ 2,9 mld** – per sbloccare le risorse e stimolare l'effettiva costruzione delle infrastrutture nei tempi stabiliti.

Tabella 10 – Risorse pubbliche necessarie per i corridoi prioritari, 2012-2020

Corridoi prioritari	Fabbisogno d'investimento (€/mld)	Gap (€/mld)	Quota di co-finanziamento necessaria (%)	Probabile necessità di finanziamento (€/mln)
NSI West Gas	20	1	10	100
NSI East Gas	26	5	20	1.000
SGC	22	8	10	800
BEMIP Gas	3	2	50	1.000
Totale	76	16	-	2.900

Fonte: Commissione Europea, DG Energia, 2012

Criticità

Come precedentemente evidenziato, la Commissione stima anche che entro il 2020 circa la metà degli investimenti dovrebbe essere garantita dal mercato e i costi sostenuti dovrebbero essere recuperati attraverso l'imposizione di tariffe. Gli operatori di rete dovranno affrontare notevoli sfide di finanziamento, ma l'attuale normativa o le strutture di proprietà rendono difficile per i gestori dei sistemi di trasporto attirare in maniera efficace nuovi investitori istituzionali.

Una parte di questo divario è causato da ritardi nell'ottenimento dei necessari permessi ambientali e di costruzione, ma anche per le difficoltà di accesso ai finanziamenti e la mancanza di strumenti adeguati a mitigare il rischio.

Sarà, dunque, necessario un intervento pubblico per integrare e stimolare gli investimenti necessari per i progetti che non risultano economicamente redditizi per il mercato, ma sono giustificati da esternalità positive e benefici a livello europeo, soprattutto in termini di sicurezza dell'approvvigionamento, o per motivi di solidarietà tra Stati o per stimolare la concorrenza e garantire prezzi equi al consumatore.

L'aumento significativo dei volumi di investimento rispetto alle tendenze passate e l'urgenza di attuare le priorità per le infrastrutture energetiche entro il 2020 richiede un nuovo approccio nella modalità di regolamentazione e finanziamento delle infrastrutture energetiche e, in particolare, quelle di tipo transfrontaliero.

59

3.5 Le risorse europee per le TEN-E e il Programma Energetico per la Ripresa.

A livello europeo, il finanziamento delle infrastrutture energetiche di rilievo transfrontaliero avviene principalmente tramite:

- un'apposita linea di bilancio europeo per le TEN e il programma TEN-E¹³;
- i fondi strutturali e la politica di coesione¹⁴;
- i prestiti della Banca Europea per gli Investimenti¹⁵;
- le garanzie sui prestiti del Fondo Europeo d'Investimenti;
- il programma Horizon 2020, finalizzato a un sostegno mirato al settore R&S.

(13) Per l'anno 2013, si prevede un ammontare pari a € 22,2 mld per le TEN-E, di cui € 12,2 mld per finanziamenti diretti e fino a € 10 mld per lo strumento dei project bond, con il coinvolgimento della BEI, in linea con il nuovo Regolamento Europeo n. 670/2012.

(14) Per il periodo 2007-2013, € 0,7 mld sono stati allocati agli Stati membri per progetti classificati come TEN-E. Per il periodo 2014-2020 la Commissione ha proposto di concentrare in modo significativo gli sforzi della politica di coesione dell'UE sulle energie rinnovabili e sull'efficienza energetica, comprese le reti intelligenti.

(15) Il finanziamento dei progetti relativi a reti energetiche è una parte fondamentale della politica dei prestiti BEI, attestandosi a circa il 40% del portafoglio dei prestiti nel settore dell'energia. La BEI finanzia in via prioritaria progetti economicamente giustificati che fanno parte della rete trans-europea dell'energia. Tali progetti includono le reti per la trasmissione del gas, terminali di rigassificazione, progetti di stoccaggio e di interconnessione del gas. La BEI finanzia anche progetti, economicamente giustificati, che non sono parte della rete TEN-E, ma che contribuiscono ad un miglioramento nella sicurezza della fornitura di energia. Dopo il varo dell'Azione europea a favore della crescita, la Banca si è impegnata ad aumentare la dotazione del suo strumento di finanziamento per le reti TEN, stanziando prestiti prioritari da erogare per progetti di TEN-T entro il 2013 la somma di € 75 mld, oltre ad uno stanziamento annuale di 0,5-1 €/mld per le TEN-E. L'intenzione è quella di destinare a progetti prioritari la metà circa del totale dei prestiti accordati dalla BEI per le TEN. Nel 2011, la BEI ha prestato € 11,5 mld per progetti che appartenevano ad almeno una delle seguenti aree prioritarie: 1) energia rinnovabile e efficienza energetica; 2) ricerca, sviluppo e innovazione nell'energia; 3) sicurezza e diversificazione della fornitura (incluse le TEN-E); 4) sicurezza della fornitura esterna e sviluppo economico (Paesi limitrofi e Paesi partner).

La UE, gli Stati membri e le Regioni devono fare in modo che le risorse di matrice europea vadano a integrare gli investimenti privati, potenziandone gli effetti.

Nel contesto della crisi economica e finanziaria, è stato istituito un apposito **Programma energetico europeo per la ripresa (European Energy for Recovery – EERP)**¹⁶ tramite cui sono state assegnate cifre significative (circa € 4 mld) a un numero limitato di progetti nel campo delle infrastrutture, comprese quelle per il trasporto di gas e per la realizzazione di nuova capacità in contro-flusso.

Si tratta di erogazioni straordinarie *una tantum*, il cui valore aggiunto deriva dall'incentivazione di finanziamenti privati tramite il sostegno da parte dell'Unione per l'attuazione di progetti di portata europea.

Nell'ambito di tale programma, un totale di **€ 1.363** mln è stato destinato a 31 progetti per le infrastrutture del gas, già individuati come progetti TEN-E, di interesse comune. In particolare:

- € 1.285 mln per 17 interconnessioni transfrontaliere;
- € 78 mln per 14 progetti di reverse-flow.

Il finanziamento dei progetti relativi alle infrastrutture del gas che rientrano nel programma EERP mirano a:

- fornire all'Unione Europea circa 50 mld/mc/a di gas addizionale che provenga da Paesi extra-UE, attraverso i gasdotti Nabucco, IGI-Poseidon e GALSI e nuovi terminali di rigassificazione in Polonia e a Cipro;
- contribuire a sviluppare la rete europea di gasdotti attraverso nuove interconnessioni o il potenziamento di quelle esistenti tra Portogallo, Spagna e Francia (con funzionalità bi-direzionale); Germania, Belgio e Regno Unito (bi-direzionale); Romania, Bulgaria, Grecia e Italia; Slovacchia e Ungheria (bi-direzionale); Paesi del Baltico;
- implementare il contro-flusso in interconnessioni critiche dei sistemi di trasporto del gas in Portogallo, Romania, Austria, Slovacchia, Repubblica Ceca, Ungheria, Lettonia, Lituania e Polonia.

Dei 31 progetti previsti, 13 sono stati già completati tra il 2011 e l'inizio del 2012 con una concentrazione in Europa orientale e si prevede che tutte le azioni sostenute dal programma EERP saranno completate al massimo entro il 2015.

FOCUS

I progetti che coinvolgono l'Italia finanziati nell'ambito dell'EERP

IGI – Gasdotto di connessione tra i sistemi di trasporto di Grecia e Italia

- IGI è un progetto che mira a costruire una nuova interconnessione sottomarina del gas ad alta pressione tra la Grecia e l'Italia (Puglia).
- Il progetto consentirà all'Italia di accedere al gas che proviene dal Mar Caspio e dalle altre zone centro orientali, passando attraverso la Grecia. Inoltre, grazie alla funzionalità bi-direzionale, la Grecia e altri Paesi del Sud Est Europa potranno accedere al gas che arriva in Italia dalle zone del Nord-Africa.
- Promotore del progetto: IGI Poseidon.
- Lunghezza: 210 km sotto il mare. Capacità: 8 mld/mc/a.
- Costo totale del progetto: € 500 mln (in revisione).
- Costo totale dell'attività EERP: € 200 mln di cui €100 mln (promotore) e € 100 mln (sostegno EERP).

(16) Regolamento CE n. 663/2009 e Relazione della Commissione Europea sull'implementazione dell'EERP, COM(2012)445.

- L'EERP sostiene l'implementazione degli studi tecnici, l'acquisto dei materiali e dell'equipaggiamento per la costruzione di Poseidon.
- Inizio: ottobre 2009.
- Fine: giugno 2013. Si stima che dopo l'intervento dell'EERP, il progetto diventerà operativo nel 2015/2016.

GALSI – Interconnessione del gas Algeria-Sardegna-Toscana

- Galsi è un progetto che mira a connettere le riserve in Algeria all'Italia tramite la Sardegna.
- Contribuisce a rendere l'Italia un hub del gas per la fornitura in Europa, consentendo una diversificazione delle fonti di approvvigionamento dell'Europa.
- Dovrebbe consentire tra i 10 mld/mc/a e i 20 mld/mc/a di capacità teorica aggiuntiva (oltre un quarto degli attuali consumi di metano del nostro Paese).
- Sarebbe il primo grande tubo a sbocco italiano che porterà gas dei concorrenti di Eni, in particolare: Edison (20%); Enel (16%); Hera (10%); Regione Sardegna e la compagnia algerina Sonatrach (41,6%).
- Promotore del progetto: GALSI S.p.A.
- Lunghezza: 850 km. Capacità: 8 mld/mc/a.
- Costo totale del progetto: € 3.635 mln.
- Costo totale dell'attività EERP: € 443 mln di cui € 323 mln (promotore) e € 120 mln (sostegno EERP).
- Il sostegno finanziario dell'EERP è volto all'acquisto e alla messa in posa dei gasdotti.
- Inizio: dicembre 2009.
- Fine: settembre 2014. Le autorizzazioni ambientali sono già state conseguite; i permessi di costruire e le procedure contrattuali si sarebbero dovute chiudere entro il 2012. Tuttavia i promotori del progetto hanno rinviato la decisione finale di investimento a maggio 2013.

3.6 Le risorse per il periodo 2014-2020: la Connecting Europe Facility.

Per il prossimo quadro finanziario pluriennale (2014-2020)¹⁷, la Commissione Europea ha proposto l'istituzione della Connecting Europe Facility (CEF), con lo scopo di accelerare e promuovere gli investimenti, pubblici e privati, nelle infrastrutture prioritarie dell'Unione nei settori dei trasporti, delle telecomunicazioni e dell'energia¹⁸. Con riferimento al gas, le risorse della CEF possono contribuire a realizzare una rete trans-europea per un mercato più integrato, meno dipendente da fonti esterne alla UE, più sicuro negli approvvigionamenti, più efficace per la realizzazione degli obiettivi climatici.

Nel Consiglio europeo dell'8 febbraio 2013, i Capi di Stato e di Governo dei 27 paesi UE, in un generale riassetto del budget europeo per gli anni 2014-2020, hanno concluso che l'impegno finanziario per l'attuazione della CEF è pari a € 29,3 mld, di cui **€ 5 mld** dedicati alle reti dell'energia. La riduzione delle risorse europee rispetto alla proposta della Commissione europea (€ 50 mld, di cui € 9,1 mld destinati al settore energetico) deve ancora essere sottoposta al voto del Parlamento europeo. Ad ogni modo, le misure relative alla CEF dovranno rispettare le responsabilità dei principali attori di mercato nel pianificare gli investimenti di settore.

Risorse stanziare dalla CEF

(17) Comunicazione della Commissione Europea, Un bilancio per la strategia 2020, COM(2011) 500/I e COM(2011) 500/II.

(18) Comunicazione della Commissione Europea, Proposta di Regolamento che istituisce il meccanismo per collegare l'Europa, COM(2011)665. Una volta approvato, è previsto che il Regolamento CEF entri in vigore dal 1° gennaio 2014.

Le regole e le risorse previste nell'ambito della CEF integrano i nuovi orientamenti europei e dovrebbero sostituire gli strumenti finora usati nell'ambito del programma di finanziamento TEN-E, che non si è mostrato particolarmente efficace nel garantire l'accesso al credito e nell'incentivare l'investimento pubblico e privato nelle reti energetiche.

L'assistenza finanziaria della CEF deve, tuttavia, integrarsi con le fonti di finanziamento relative ad altre politiche comunitarie. In particolare, il Meccanismo sosterrà infrastrutture energetiche di rilevanza europea, mentre i fondi strutturali promuoveranno le reti intelligenti di distribuzione dell'energia di importanza locale o regionale.

Nel prossimo quadro finanziario pluriennale, la UE attingerà, dunque, al proprio bilancio ordinario per sostenere la rete trans-europea dell'energia, con un effetto leva su altri investitori pubblici, privati o pubblico-privati. Ciò dovrebbe consentire di attrarre gli investitori e far convergere nuove risorse nei corridoi prioritari, mantenendo al minimo il contributo dell'Unione Europea.

Si punta, inoltre, per i progetti con un potenziale commerciale a lungo termine, sul **partenariato con i settori finanziario e bancario**, in particolare con la Banca Europea per gli Investimenti (BEI) e le istituzioni finanziarie pubbliche degli Stati membri, ma anche con altre istituzioni finanziarie internazionali e con il settore finanziario privato¹⁹.

Nel mercato dell'energia, a partire dal 2014, la CEF fornirà sostegno per realizzare progetti riconosciuti come di interesse comune²⁰ e che consentano di:

- promuovere l'ulteriore **integrazione del mercato interno dell'energia e l'interoperabilità transfrontaliera delle reti**, anche facendo in modo che nessuno Stato membro sia isolato dalla rete europea. Il conseguimento di questo obiettivo si misurerà in base al numero di progetti che assicurano in maniera efficace l'interconnessione delle reti degli Stati membri e l'eliminazione dei colli di bottiglia;
- migliorare la **sicurezza dell'approvvigionamento nell'Unione**. Il conseguimento di questo obiettivo si misurerà in base all'evoluzione della resilienza del sistema e alla sicurezza di funzionamento dello stesso, nonché al numero di progetti che permettono la diversificazione delle fonti di approvvigionamento;
- contribuire allo **sviluppo sostenibile e alla tutela dell'ambiente**, in particolare favorendo l'integrazione dell'energia da fonti rinnovabili nella rete di trasmissione e sviluppando le reti per la cattura e il sequestro della CO₂. Questo obiettivo si misurerà in base alla trasmissione di energia rinnovabile dai luoghi di produzione ai principali centri di consumo e di stoccaggio, nonché alla quantità di emissioni evitate grazie alla realizzazione dei progetti che hanno beneficiato della CEF.

La CEF mette a disposizione risorse per finanziare studi e lavori relativi a progetti di interesse comune, nell'ambito di una "call for proposals" annuale o pluriennale e nel rispetto di **due condizioni**:

- il progetto deve dimostrare benefici sociali e una vocazione non commerciale attraverso un'analisi costi-benefici (CBA) e un business plan;
- l'Autorità nazionale di regolamentazione competente ha fornito un parere favorevole sul CBA e l'entità dei benefici non commerciali.

L'assistenza finanziaria della CEF può assumere la forma di sovvenzione, appalto o di strumento finanziario innovativo e deve seguire le seguenti regole, da integrare con il nuovo Regolamento finanziario:

- l'importo del contributo finanziario dell'Unione non deve superare il 50% del costo ammissibile degli studi e/o lavori;

(19) Si veda il considerando 35 del Regolamento UE sulla CEF in corso di approvazione.

(20) In base al memo della Commissione Europea MEMO/11/710 sono esempi di progetti cofinanziabili: progetti complessi per l'adduzione del gas da nuove fonti di approvvigionamento, come la regione del Mar Caspio, verso l'Unione Europea; compressori per il flusso bidirezionale del gas, che consentirebbe a due Paesi di aiutarsi reciprocamente in caso di crisi di approvvigionamento.

- i tassi di cofinanziamento possono salire fino a un massimo dell'80% per le azioni che garantiscano un grado elevato di sicurezza dell'approvvigionamento a livello regionale o di Unione, ovvero rafforzino la solidarietà dell'Unione o comprendano soluzioni molto innovative;
- i tassi di cofinanziamento possono essere maggiorati fino a 10 p.p. per le azioni che presentino sinergie intersettoriali, realizzino obiettivi di mitigazione dei cambiamenti climatici, migliorino l'adattabilità ai cambiamenti climatici o riducano le emissioni di gas a effetto serra;
- l'importo del contributo finanziario concesso alle azioni selezionate sarà modulato sulla base di un'analisi costi-benefici di ciascun progetto, della disponibilità di risorse di bilancio e della necessità di massimizzare l'effetto moltiplicatore dei finanziamenti dell'Unione Europea.

Oltre al sostegno diretto della UE, la Commissione Europea conta di ricorrere maggiormente a **strumenti finanziari innovativi** nell'ambito della CEF, allo scopo di garantire un significativo effetto moltiplicatore delle risorse di bilancio (che la Commissione stima potrebbe arrivare fino a 1:15 o 1:20), consentendo di attirare nuove tipologie di investitori (ad esempio, fondi pensione e assicurativi), di attenuare i rischi e garantire ai promotori di ottenere i finanziamenti a lungo termine di cui necessitano per la realizzazione dei progetti di interesse comune.

Nell'ambito della CEF, possono essere utilizzati i seguenti strumenti finanziari a favore dei progetti di infrastrutture per l'energia:

- **strumenti azionari.** Strumenti rappresentativi di capitale, quali fondi di investimento aventi l'obiettivo di mettere a disposizione capitale di rischio per azioni che contribuiscono a progetti di interesse comune;
- **strumenti di condivisione del rischio.** Prestiti e/o garanzie la cui concessione venga facilitata dall'uso di strumenti di condivisione del rischio, tra cui meccanismi di credit enhancement a favore di obbligazioni per il finanziamento di progetti, emessi da un'istituzione finanziaria, avvalendosi di risorse proprie con un contributo UE per l'accantonamento e/o l'allocazione dei capitali²¹. In tale contesto rientra l'iniziativa europea sui Project Bond (la Europe 2020 Project Bond Initiative) la cui fase pilota, prevista per il 2012-2013, può contare in generale su € 230 mln e, in particolare, fino a € 10 mln per le reti energetiche²²;
- **altri strumenti finanziari.**

La Commissione Europea stima che per il settore dell'energia, le risorse di bilancio UE necessarie per gli strumenti finanziari non dovrebbero superare gli €1 mld, ma il volume dei finanziamenti europei assegnati agli strumenti finanziari varierà annualmente sulla base di una valutazione del portafoglio di progetti, effettuata da intermediari finanziari (ad esempio, la BEI nel caso dei project bond).

In definitiva, gli investitori pubblici, privati o pubblico-privati, specializzati nelle infrastrutture potrebbero essere attratti da strumenti innovativi, sviluppati nell'ambito della CEF, e contribuire in modo significativo alla realizzazione delle reti energetiche trans-europee, facendo convergere le risorse nei corridoi prioritari delle TEN-E.

Nel Consiglio europeo dell'8 febbraio 2013, si è ribadita la necessità di un uso più diffuso di strumenti finanziari, tra cui i project bond, nel periodo 2014-2020, considerando soprattutto l'obiettivo di massimizzare l'effetto leva delle azioni sostenute dal bilancio dell'UE. Gli strumenti finanziari devono operare in modo non discriminatorio, con una chiara data di scadenza, rispettare i principi di sana gestione finanziaria ed essere utilizzati in modo complementare agli strumenti tradizionali come le sovvenzioni. La responsabilità finanziaria dell'Unione per tali strumenti finanziari sarà limitata al contributo del bilancio UE e non deve dar luogo a passività potenziali per il bilancio dell'Unione. Gli strumenti finanziari potranno, infine, essere attuati solo nel rispetto delle condizioni rigorose previste dal nuovo regolamento finanziario.

(21) Gli strumenti di condivisione del rischio sono tendenzialmente più idonei per gli investimenti di maggiore entità come i grandi gasdotti d'importazione che richiedono la partecipazione di numerosi azionisti, mentre per i progetti innovativi ad alto rischio tecnologico, ad esempio nel settore del trasporto off-shore, potrebbero risultare più idonee le sovvenzioni.

(22) Comunicazione della Commissione Europea, "A pilot phase for the Europe 2020 Project Bond Initiative", COM(2011)660 e Regolamento UE n. 670/2012.



04

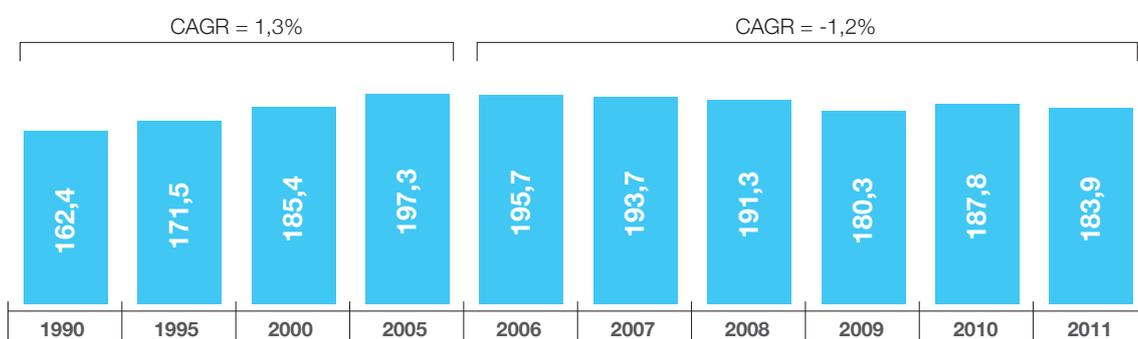
Il mercato dell'energia in Italia

Dopo oltre vent'anni, l'Italia torna a dotarsi di uno strumento di pianificazione con la Strategia Energetica Nazionale: priorità note, un nuovo approccio integrato per rilanciare la crescita del Paese e recuperare un ruolo centrale nel contesto europeo

64

- 4.1 Il fabbisogno energetico nazionale.** Il fabbisogno energetico italiano complessivo ha raggiunto nel 2011 i 183,9 mln/TEP, evidenziando una contrazione del 2,1% rispetto all'anno precedente (187,8 mln/TEP).

Grafico 24 – Consumi finali di energia in Italia, 1990-2011 (mln/TEP)



Fonte: Unione Petrolifera, 2012

Consumi energetici finali

Dopo quindici anni caratterizzati da un progressivo incremento dei consumi, con un tasso di crescita medio annuo pari all'1,3% nel periodo 1990-2005, a partire dal 2006 si è verificata una graduale contrazione dei consumi, culminata nel 2008 in un -5,8%. Questa dinamica è riconducibile sia agli effetti della crisi economica che ha determinato la flessione della produzione industriale e il rallentamento della domanda elettrica, sia da temperature più elevate rispetto alla media.

Tabella 11 – Consumi finali di energia per fonte, 2010-2011 (mln/TEP)

	2010	2011	Var. %
Combustibili solidi	14,9	15,9	6,7%
Gas Naturale	68,1	63,8	-6,3%
Petrolio	72,2	69,7	-3,5%
Fonti Energetiche Rinnovabili	22,9	24,4	6,6%
Importazioni nette di energia elettrica	9,7	10,1	4,1%
Totale	187,8	183,9	-2,1%

Fonte: Unione Petrolifera, 2012

Analizzando l'andamento delle singole fonti nell'ultimo biennio è possibile evidenziare i mutamenti nel profilo dei consumi. In particolare:

- il **petrolio** ha evidenziato un calo pari al 3,5% a causa dell'ulteriore crescita delle quotazioni, nonché del rallentamento economico. I circa 2,5 mln/t consumati in meno rispetto al 2010, sono ascrivibili alla riduzione di 1 mln/t del fabbisogno petrolchimico netto, di 600 mila t dell'olio combustibile (generazione termoelettrica e usi industriali) e di circa 690 mila t dei consumi di benzina e gasolio;
- il **gas naturale** ha sperimentato una severa contrazione (-6,3%), sia per effetto della riduzione dei consumi civili (-8,4%), sia per il minore uso come input per la generazione termoelettrica (-6,9%). Se la riduzione dei consumi civili è stata influenzata dal clima mite – fattore di natura congiunturale – la minore produzione termoelettrica riflette non solo il protrarsi della crisi economica, ma anche i cambiamenti strutturali del mercato della generazione. Il gas naturale, infatti, da un lato sconta la concorrenza del carbone che, pur essendo caratterizzato da un impatto ambientale significativo, presenta rilevanti vantaggi competitivi in termini di economicità; dall'altro, deve fronteggiare il ricorso sempre più diffuso alle rinnovabili nelle ore diurne. Questa circostanza ridimensiona la presenza del gas naturale nella generazione elettrica e produce effetti negativi, sotto il profilo economico-finanziario, agli impianti a ciclo combinato, che rappresentano un parco impianti relativamente giovane per aver remunerato in maniera adeguata la mole di investimenti effettuata;
- i **combustibili solidi** in controtendenza rispetto alle altre fonti fossili hanno segnato un incremento del 6,7%, contribuendo con 15,9 Mtep all'8,6% del fabbisogno energetico nazionale. Nonostante la maggiore produzione termoelettrica (+11%) e l'aumento dell'utilizzo nei settori industriali, tale fonte sta subendo le conseguenze della crisi in particolare con riferimento agli investimenti previsti nelle centrali. Sebbene si stimi che nel breve termine gli impianti a carbone continuino a mantenere la loro quota produttiva, l'incremento della generazione da fonti rinnovabili, insieme a una debole crescita della domanda e a elevati prezzi dei combustibili fossili, potrebbe determinare una situazione di overcapacity e, conseguentemente, un maggior grado di incertezza;
- le **fonti energetiche rinnovabili** hanno mostrato una dinamica espansiva (+6,6%), continuando a beneficiare di un forte regime di sostegno. In questo contesto, se è diminuito l'apporto della componente idroelettrica (-9,3%), hanno contribuito positivamente l'eolico (+11,1%), le biomasse e i rifiuti (+19,9%), ma in modo straordinario il fotovoltaico, che ha conosciuto una crescita del 463%. La diffusione esponenziale degli impianti installati, giunti complessivamente a sfiorare i 13 mila MW (+267,4%) è stata la conseguenza di un sistema di incentivazione particolarmente premiante; infatti, in controtendenza rispetto alla crisi, nel 2011 l'industria fotovoltaica ha raggiunto il miglior risultato di sempre;
- le **importazioni nette di energia elettrica** registrano una crescita del 4,1%.

L'effetto complessivo di queste dinamiche, caratterizzate da una contrazione dei consumi e da un incremento della produzione interna, in particolare di fonti rinnovabili, è stato un miglioramento del dato relativo alla dipendenza energetica dall'estero dell'Italia che, tra il 2010 e il 2011 si è ridotto di 1,3 p.p. passando dall'81,4% all'80,1%.

La fattura energetica e petrolifera

Nonostante la flessione dei consumi di energia (-2,1%) e il rafforzamento del cambio euro/dollaro (+5,2%), la fattura energetica italiana ha registrato, nel 2011, un peggioramento rispetto all'anno precedente. La spesa nazionale per l'approvvigionamento di energia dall'estero (costituita dal saldo fra l'esborso per le importazioni e gli introiti derivanti dalle esportazioni), infatti, ha subito un incremento del 18,4%, passando dagli € 52,96 mld agli € 62,73 mld.

In questo contesto, tutte le materie prime hanno registrato un incremento rispetto al 2010. In particolare, dopo quella petrolifera, la spesa netta per l'approvvigionamento del gas naturale, ha determinato il maggior contributo alla crescita della spesa energetica (+10,9%), passando da € 18,99 mld a € 21,08 mld.

L'incidenza della fattura energetica sul PIL è salita dal 3,7% del 2010 al 4,4% (era pari in media al 5,2% nel periodo 1980-1985 e al 2,2% nel periodo 2000-2004). Nel corso del 2011 è la bolletta petrolifera ad aver risentito in misura maggiore della crescita delle quotazioni, passando da € 28,43 mld a € 34,74 mld (+22,2%). Il petrolio, pertanto, continua a rappresentare il maggior onere, con una quota pari a circa il 55% dell'esborso complessivo. Anche il peso sul PIL della fattura petrolifera si è accentuato, raggiungendo il 2,4%, a fronte di una media dell'1,5% nel decennio 1999-2009 (nel periodo di picco tra il 1980 e il 1983 era il 4,6%).

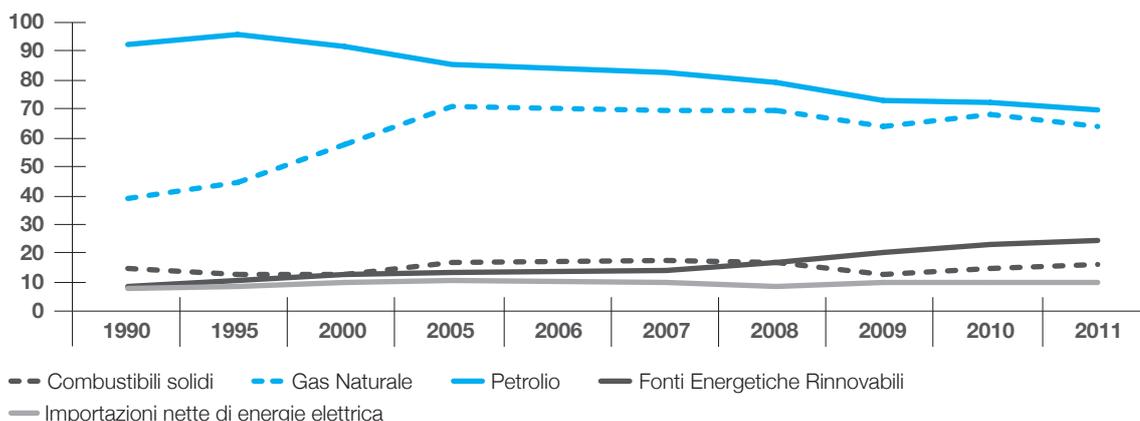
Il costo medio annuo di una tonnellata di greggio – pari a € 579, contro gli € 439 del 2010 con un incremento del 32% – è la risultante di un maggior costo all'origine (+40% in dollari), solo parzialmente attenuato dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro.

66

Dinamica
dei consumi
energetici

Con riferimento alla dinamica sperimentata dalle diverse fonti nel corso degli ultimi venti anni è possibile evidenziare come il petrolio abbia subito un graduale e costante decremento (CAGR 1990-2011 pari al -1,2%) a fronte di una sostanziale stabilità delle componenti relative ai combustibili solidi (CAGR +0,3%) e alle importazioni nette di elettricità (CAGR +1,4%). In questo contesto, mentre le fonti energetiche rinnovabili hanno registrato un progressivo incremento (CAGR 1990-2011 pari al 5,1%), con un'accelerazione negli ultimi quattro anni (CAGR 2007-2011 del 14,3%), il gas naturale ha evidenziato una significativa progressione nel periodo 1990-2005 (CAGR 4,1%), per poi subire oscillazioni positive e negative in ragione dell'andamento economico congiunturale.

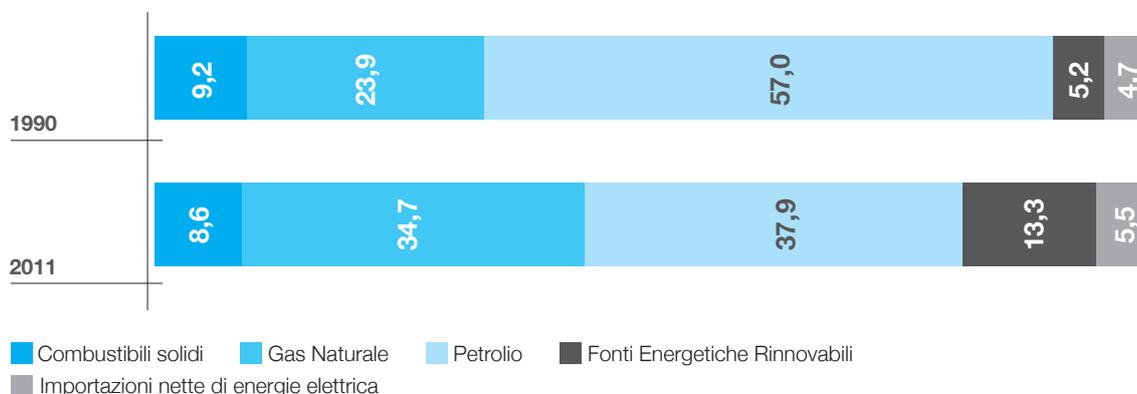
Grafico 25 – Consumi finali di energia per fonte in Italia, 1990-2011 (mln/TEP)



Fonte: Unione Petrolifera, 2012

L'effetto di questi diversi andamenti ha determinato un mutamento profondo nella composizione del mix di combustibili che coprono il fabbisogno energetico nazionale. Nel periodo 1990-2011 il petrolio ha visto calare il proprio contributo di 19,1 p.p., passando da 57% al 37,9%. In contrazione anche il ruolo dei combustibili solidi (-0,6 p.p. dal 9,2% all'8,6%) a fronte di incrementi estremamente significativi per il gas naturale (+10,8 p.p. dal 23,9% al 34,7%) e le fonti rinnovabili (+8,1 p.p. dal 5,2% al 13,3%).

Grafico 26 – Consumi finali di energia per fonte in Italia, 1990-2011 (mln/TEP)



Fonte: Unione Petrolifera, 2012

4.2 La nuova Strategia Energetica Nazionale. Dopo un'attesa durata oltre vent'anni, l'Italia sembra intenzionata a dotarsi nuovamente di un Piano Energetico Nazionale allo scopo di fornire un quadro organico per la riorganizzazione e lo sviluppo di un comparto strategico per il futuro del sistema Paese.

Infatti, l'elaborazione di una nuova Strategia Energetica Nazionale (SEN) – resa pubblica sotto forma di documento di consultazione nell'ottobre 2012 e varata in via definitiva il 14.03.2013 – prende le mosse dalla consapevolezza che una riforma complessiva del settore possa svolgere un ruolo cruciale per la ripresa di un sentiero di crescita sostenibile e per il rilancio della competitività del Paese.

4.2.1 Gli obiettivi generali. In particolare, nella stesura del Piano il Governo ha individuato alcune criticità fondamentali che richiedono un'azione incisiva per superare un gap accumulato nel corso degli anni nei confronti degli altri Paesi europei.

Figura 15 – Criticità del sistema energetico nazionale



Fonte: Strategia Energetica Nazionale, 2013

Muovendo da queste premesse, la nuova Strategia Energetica Nazionale pone quattro obiettivi principali che dovrebbero consentire di coniugare i recuperi di competitività con il perseguimento dei target fissati in ambito europeo dal Pacchetto Clima-Energia (i target 20-20-20) e con il percorso di decarbonizzazione previsto in un più ampio orizzonte temporale (la "Roadmap to 2050" della Commissione Europea).

Figura 16 – Obiettivi della Strategia Energetica Nazionale

Ridurre significativamente il gap di costo dell'energia per i consumatori e le imprese, con un allineamento alla media UE	Area di maggior criticità e per la quale sono necessari gli sforzi più significativi: differenziali di prezzo di oltre il 25% ad esempio per l'energia elettrica hanno un impatto decisivo sulla competitività delle imprese e sul bilancio delle famiglie
Raggiungere e superare gli obiettivi ambientali definiti dal Pacchetto europeo Clima-Energia 2020	Tutte le scelte di politica energetica mireranno a migliorare gli standard ambientali e di decarbonizzazione, già oggi tra i più elevati al mondo, e a far assumere al Paese un ruolo esemplare a livello globale
Migliorare la sicurezza di approvvigionamento, soprattutto nel settore del gas, e ridurre la dipendenza dall'estero	È necessario migliorare soprattutto la capacità di risposta ad eventi critici e ridurre il livello di importazioni di energia, che oggi costano complessivamente al Paese circa € 62 mld l'anno
Favorire una crescita economica sostenibile attraverso lo sviluppo del settore energetico	Supportare lo sviluppo della filiera industriale dell'energia, sfruttando le opportunità, anche internazionali, che si presenteranno in un settore in continua crescita (stimati € 38 mila mld di investimenti mondiali al 2035)

Fonte: Strategia Energetica Nazionale, 2013

Scendendo ancora in maggior dettaglio, la Strategia Energetica Nazionale prende a riferimento un orizzonte temporale di medio periodo (2020) per individuare sette aree di intervento prioritarie su cui concentrare gli sforzi anche attraverso la messa a punto di misure di supporto specifiche.



Figura 17 – Aree di intervento della Strategia Energetica Nazionale



Fonte: Strategia Energetica Nazionale, 2013

In particolare:

- la **promozione dell'efficienza energetica**, strumento ideale per perseguire tutti gli obiettivi sopra menzionati, per la quale si prevede il superamento degli obiettivi europei;
- la **promozione di un mercato del gas competitivo**, integrato con l'Europa e con prezzi a essa allineati, e con l'opportunità di diventare il principale Hub nella fascia meridionale del continente;
- lo **sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili**, per le quali il Governo mira a superare gli obiettivi europei (20-20-20), contenendo al contempo l'onere in bolletta;

- lo **sviluppo di un mercato elettrico pienamente integrato** con quello europeo, efficiente (con prezzi competitivi con l'Europa) e con la graduale integrazione della produzione rinnovabile;
- la **ristrutturazione della raffinazione** e della rete di distribuzione dei carburanti, verso un assetto più sostenibile e con livelli europei di competitività e qualità del servizio;
- lo **sviluppo sostenibile della produzione nazionale di idrocarburi**, con importanti benefici economici e di occupazione e nel rispetto dei più elevati standard internazionali in termini di sicurezza e tutela ambientale;
- la **modernizzazione del sistema di governance**, con l'obiettivo di rendere più efficaci e più efficienti i processi decisionali.

Nelle intenzioni del legislatore, la realizzazione di questa strategia dovrebbe consentire un'evoluzione del sistema graduale ma significativa, con i seguenti **risultati attesi al 2020**:

- un allineamento dei prezzi all'ingrosso ai livelli europei per tutte le fonti energetiche (elettricità, gas e carburanti), con un risparmio di € 14 mld/a sulla fattura energetica estera (rispetto agli attuali € 62 mld). Contestualmente, si dovrebbe registrare una riduzione della dipendenza dall'estero di 17 p.p. (dall'attuale 84% al 67%), grazie all'incremento dell'efficienza energetica, all'aumento della produzione da fonti rinnovabili, alle minori importazioni di elettricità e alla maggiore produzione di risorse nazionali. Si stima che questi risparmi possano equivalere a 1 p.p. di PIL addizionale e siano sufficienti a riportare in attivo la bilancia dei pagamenti;
- investimenti per € 180 mld nel periodo 2012-2020, sia nella green e white economy (rinnovabili e efficienza energetica), sia nei settori tradizionali (reti elettriche e gas, terminali di rigassificazione, stoccaggi, sviluppo idrocarburi);
- una riduzione del 21% delle emissioni di gas serra, superando gli obiettivi europei per l'Italia pari al 18% di riduzione rispetto alle emissioni del 2005;
- una contrazione del 24% dei consumi primari rispetto all'andamento inerziale al 2020 (ovvero, -4% rispetto al 2010), superando gli obiettivi europei di -20%, grazie alle azioni di efficienza energetica;
- il raggiungimento di una quota del 23% dell'energia rinnovabile sui consumi primari e di circa il 35%-38% sui consumi elettrici, con una graduale riduzione dall'86% al 76% dei combustibili fossili.



Figura 18 – Benefici attesi dall'implementazione della Strategia Energetica Nazionale

FATTURA ENERGETICA	- € 14 MLD
DIPENDENZA DALL'ESTERO	- 17 P.P.
INVESTIMENTI	+ € 180 MLD
EMISSIONI GAS SERRA	- 21%
CONSUMI PRIMARI D'ENERGIA	- 24%
INCIDENZA ENERGIE RINNOVABILI	23%

Fonte: Strategia Energetica Nazionale, 2013

Il perseguimento degli obiettivi prioritari e il raggiungimento dei risultati stimati dovrebbero essere accompagnati da ulteriori benefici in termini di rilancio della crescita economica e dell'occupazione grazie ai recuperi di competitività conseguiti nei settori in cui i consumi di elettricità e gas hanno un'incidenza maggiore.

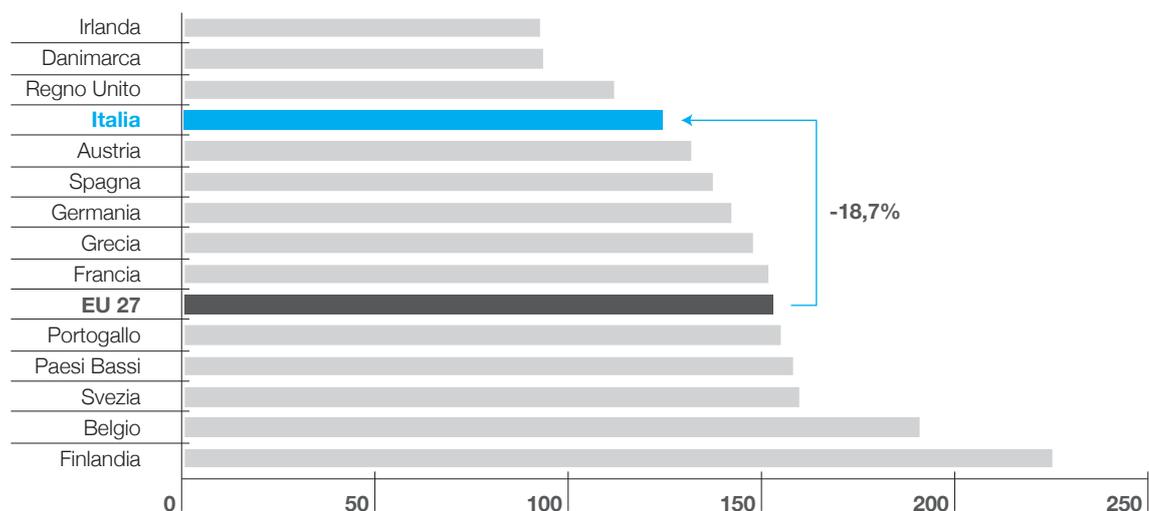
4.2.2 Gli assi prioritari di intervento. In linea generale, per ciascuno degli assi di intervento, la Strategia Energetica Nazionale si pone l'obiettivo di individuare i target da raggiungere e le iniziative da intraprendere per implementare efficacemente i programmi di sviluppo dei differenti segmenti.

La promozione dell'efficienza energetica. Il primo fattore preso in esame dal documento di consultazione relativo alla SEN è quello che riguarda l'individuazione delle misure di promozione dell'efficienza energetica, che viene considerata un'opportunità fondamentale per raggiungere in modo simultaneo gli obiettivi di contenimento dei costi energetici, di incremento della competitività, di rafforzamento della sicurezza, di miglioramento della performance ambientale e di promozione della crescita economica. Il superamento dei target fissati a livello europeo (un recupero di efficienza del 20% entro il 2020 rispetto ai livelli del 1990), infatti consentirebbe risparmi significativi in termini di importazioni di combustibili fossili e di emissioni climalteranti, oltre a contribuire al perseguimento di una leadership industriale in grado di catturare la crescita del settore sia in Italia, sia all'estero. In particolare la Strategia Energetica Nazionale pone l'obiettivo di:

- ridurre di ulteriori 20 Mtep i consumi di energia primaria al 2020, equivalente a un risparmio pari al 24% circa rispetto allo scenario di riferimento europeo (superando così l'obiettivo del 20%);
- ridurre di circa 55 mln/t l'anno le emissioni di CO₂ in atmosfera;
- evitare l'importazione di combustibili fossili per un valore pari a circa € 8 mld/a.

Sebbene l'Italia evidenzi una buona performance in termini di efficienza energetica, ponendosi in ambito europeo ai primi posti in termini di intensità energetica con un livello del 18,7% inferiore alla media, si registra un elevato potenziale di risparmio non ancora sfruttato che, attraverso interventi mirati, potrebbe offrire significative opportunità per il Paese nel suo complesso e per i singoli consumatori.

Grafico 27 – Intensità energetica nei Paesi UE27, 2011 (Kep/1.000 €)



Fonte: Eurostat, 2012

Più incisive misure per incentivare i recuperi di efficienza, infatti, avrebbero un impatto rilevante su una pluralità di segmenti di business e di comparti del settore energetico in cui l'applicazione di tecnologie caratterizzate da una migliore performance potrebbe garantire una sostanziale riduzione dei consumi.

Tabella 12 – Consumi di energia per comparto e per utenza finale, 2011 (%)

	Elettrico	Calore	Trasporti	Totale
Residenziale	5	18		23
Servizi	5	8		13
PA	1	1		2
Industria	9	17		26
Trasporti			32	32
Altro	3	1		4
Totale	23	45	32	100

Fonte: Strategia Energetica Nazionale, 2013

In questo contesto l'Italia vanta una presenza consolidata in molti settori industriali direttamente coinvolti nel comparto dell'efficienza energetica (elettrodomestici, domotica, illuminotecnica, caldaie, motori, inverter, smart grid, edilizia e auto) che potrebbero dare un contributo sostanziale se venissero rimosse alcune barriere che impediscono la piena realizzazione degli interventi.

La Strategia Energetica Nazionale concentra lo sforzo di programmazione proprio sul superamento di questi ostacoli, prevedendo, in particolare:

- il rafforzamento di standard minimi e normative, con riferimento sia al comparto dell'edilizia, sia al settore dei trasporti;
- l'estensione nel tempo delle detrazioni fiscali, prevalentemente dedicate al settore delle ristrutturazioni civili, introducendo inoltre meccanismi correttivi che ne incrementino l'efficacia in termini di rapporto costi-benefici;
- l'introduzione di incentivazione diretta per gli interventi della Pubblica Amministrazione, impossibilitata ad accedere al meccanismo delle detrazioni, anche allo scopo di trasformare l'efficientamento del patrimonio immobiliare della PA in un volano per il resto dell'economia;
- il rafforzamento degli obiettivi e dei meccanismi dei Certificati Bianchi, prevalentemente dedicati ai settori industriale e dei servizi, ma rilevanti anche nei trasporti e nel residenziale. Questo strumento, infatti, presenta elevate potenzialità in relazione all'ambito d'intervento e all'efficienza in termini di costo sostenuto dalla collettività.

Congiuntamente a queste misure, la SEN pone l'ambizioso obiettivo di consolidare sul mercato la presenza di alcuni fattori determinanti per l'abilitazione effettiva delle tecnologie e degli interventi di efficienza energetica. In questo ambito risultano di particolare rilievo: il rafforzamento del modello ESCO, l'azione di controllo e enforcement delle misure, le azioni di comunicazione e sensibilizzazione, il miglioramento del sistema di monitoraggio e contabilizzazione dei risultati e il supporto alla ricerca e all'innovazione.

La realizzazione delle misure previste e programmate comporta nell'orizzonte 2013-2020 un intervento pubblico cumulato stimato in circa € 15 mld, che dovrebbe essere in grado di stimolare 50-60 €/mld di investimenti complessivi, con importanti ricadute su un settore industriale che potrebbe acquisire una posizione di leadership a livello internazionale, consentendo parallelamente una contrazione di circa € 8 mld/a nella fattura relativa al combustibile importato.

La creazione di un Hub per il mercato del gas naturale. Secondo la Strategia Energetica Nazionale, nell'ambito del mercato del gas naturale gli obiettivi prioritari da perseguire sono due:

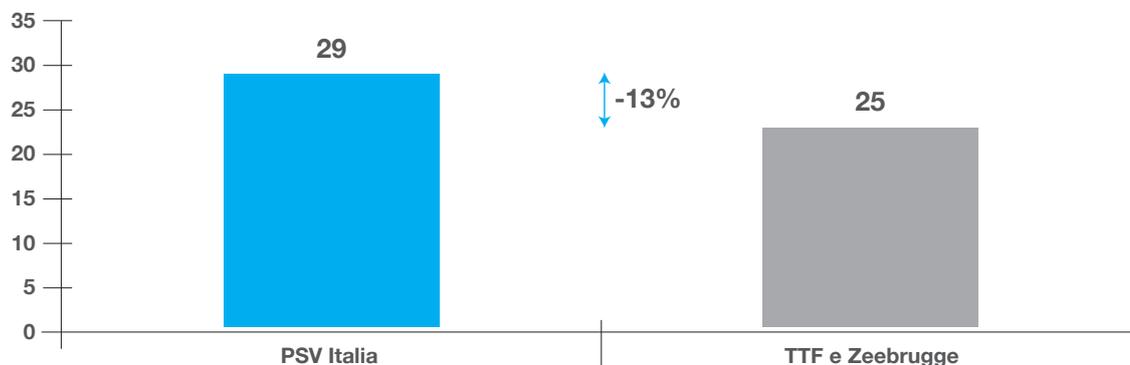
- il recupero della competitività in termini di costo della materia prima e conseguentemente di prezzo all'utenza finale;
- il miglioramento della sicurezza degli approvvigionamenti, in un mercato sempre più dipendente dall'estero per la copertura del proprio fabbisogno.

Misure di intervento
previste
dalla SEN

17

Con riferimento al primo obiettivo viene posto l'accento sulla necessità di ridurre il differenziale di prezzo con i mercati nord europei, fattore che consentirebbe, tra l'altro, di incrementare la competitività del parco di generazione termoelettrica, che oggi sconta un maggior costo variabile stimato in media tra i 10 €/MWh e i 12 €/MWh. Più in particolare, nel 2012, il prezzo medio del gas al Punto Virtuale di Scambio italiano (PSV) è risultato pari a 29 €/MWh, a fronte di un valore registrato sui mercati spot olandese e belga (TTF e Zeebrugge) di 25 €/MWh, con un differenziale del 13%.

Grafico 28 – Prezzo spot del gas naturale in Italia e in Europa, 2012 (€/MWh)



Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico, 2013

I prezzi del gas naturale in Italia

Come precedente evidenziato (cfr. par. 1.5), in Europa circa l'80% dei volumi di gas naturale commercializzati fa riferimento a contratti Take-or-Pay di lungo periodo indicizzati all'andamento dei prodotti petroliferi.

Questa tipologia contrattuale, tipica degli scambi internazionali tra soggetti economici di grandi dimensioni, contiene una clausola che obbliga l'acquirente a pagare comunque, interamente o parzialmente, una quantità minima di gas prestabilita e fissata nel contratto stesso (annual minimum quantity), anche nel caso in cui non venga ritirato. Sono, tuttavia, previsti meccanismi di flessibilità (clausole di make up e carry forward) per recuperare l'eventuale divario registrato in un periodo (per esempio un anno) nel periodo successivo e mitigare i rischi connessi alle fluttuazioni della domanda.

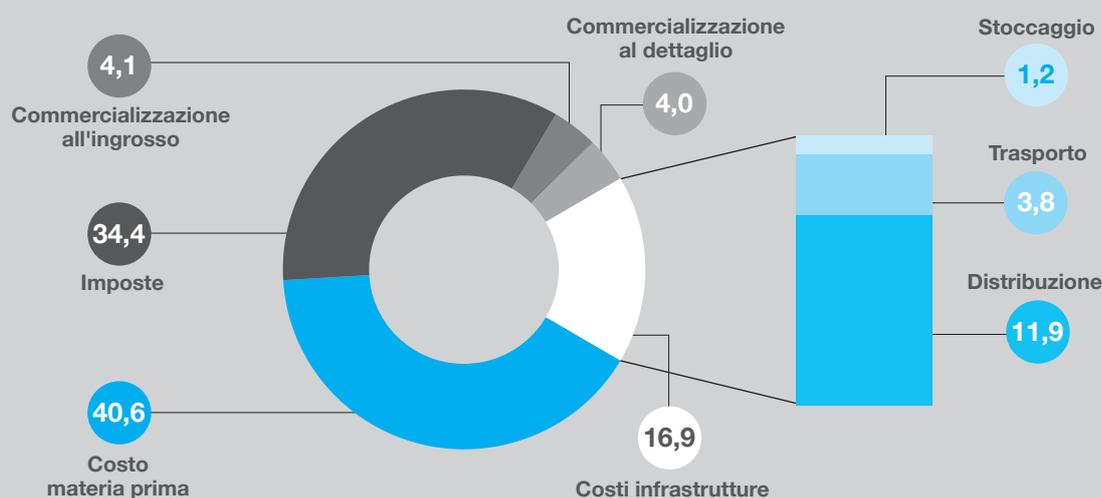
Le altre caratteristiche di questi rapporti negoziali sono la durata (normalmente 20-30 anni) e la determinazione del prezzo del gas naturale sulla base dell'andamento dei corsi petroliferi, con aggiornamento in genere su base semestrale. In questo contesto, quindi, nonostante i due mercati abbiano dimensioni, caratteristiche e dinamiche differenti, in Europa il prezzo del gas ha un andamento simile a quello del greggio. In linea generale, peraltro, è necessario sottolineare come i contratti ToP siano caratterizzati da uno scarso livello di trasparenza con riferimento alle caratteristiche economiche: dato il giro d'affari estremamente significativo, i prezzi di acquisto degli importatori sono ufficialmente riservati e coperti da eccezionale riserbo e sono pubblicamente disponibili solo valutazioni di massima da parte di esperti del settore.

L'insieme di queste circostanze ha storicamente favorito i Paesi produttori. A mero titolo d'esempio, in Russia il costo di estrazione del gas è stimato in 2 € cent./mc (a cui vanno aggiunti i costi di trasporto dai giacimenti al mercato di consumo e l'eventuale costo di transito sul territorio di Paesi terzi rispetto al fornitore e all'acquirente), valore notevolmente inferiore al border price alla frontiera italiana

che, secondo le valutazioni di Nomisma Energia, può raggiungere un valore compreso tra i 30 € cent./mc e i 34 € cent./mc.

In Italia, per un consumatore domestico tipo, nel corso dell'ultimo anno la tariffa è oscillata tra gli 86 € cent./mc e i 92 € cent./mc. A esclusione del costo della materia prima che incide sul totale per una quota superiore al 40%, la componente più rilevante è quella relativa alle imposte (IVA e imposte statali e regionali), con un peso pari a oltre il 34% del totale. Stoccaggio, trasporto e distribuzione sono componenti di prezzo regolate dall'Autorità per l'energia e il gas e hanno un'incidenza complessiva del 17% circa, a fronte di un ruolo dei margini di commercializzazione stimati nell'8,1%.

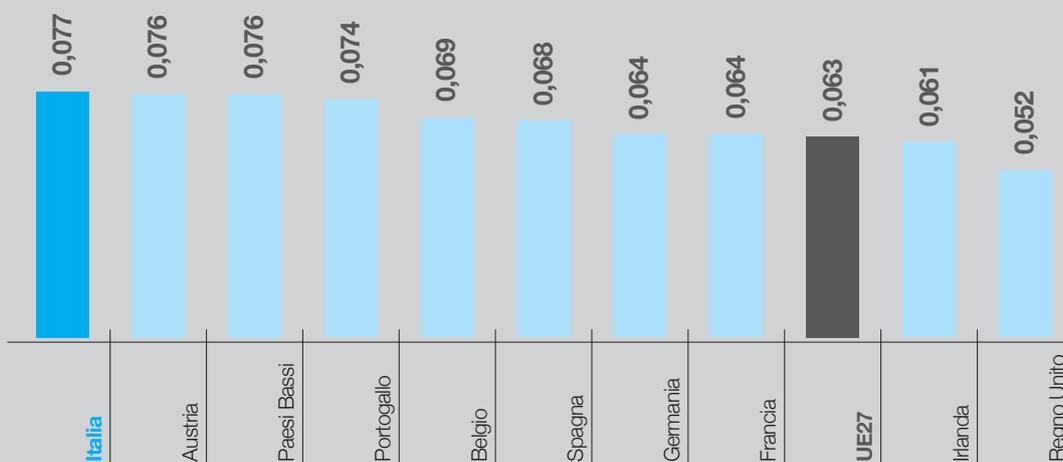
Composizione del prezzo del gas alle utenze domestiche in Italia, 2012 (%)



Fonte: AeeG, 2013

Rispetto ai prezzi rilevati in media in ambito europeo, l'Italia evidenzia un differenziale superiore al 20%, mostrando il valore più alto tra i principali Paesi UE consumatori di gas.

Prezzo del gas alle utenze domestiche nei principali Paesi UE27, I sem. 2012 (€/KWh)



Fonte: Eurostat, 2013

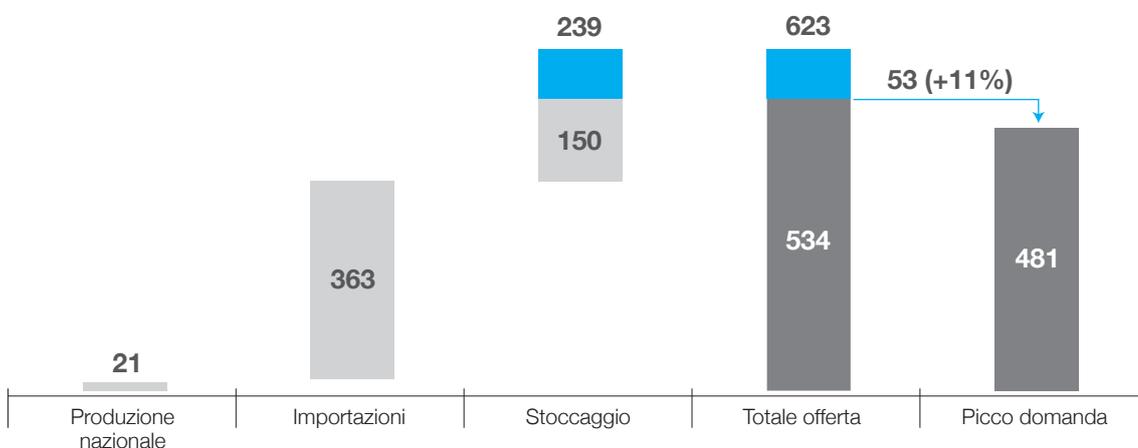
Il quadro migliora sensibilmente se si prendono a riferimento i prezzi al netto dell'imposizione fiscale. In questo caso, infatti, il differenziale rispetto alla media UE scende al 4,2%, segnalando come il peso delle tasse contribuisca in misura determinante a penalizzare i consumatori italiani rispetto a quelli europei, per i quali il carico fiscale incide in media per il 20% circa.

La situazione risulta complessivamente più favorevole con riferimento ai consumatori industriali. I dati relativi a un'utenza di medie dimensioni evidenziano un prezzo italiano comprensivo dell'imposizione fiscale in linea i valori europei. In questo caso, tuttavia, il quadro peggiora (con un differenziale del 4,4%) se si escludono le imposte, evidenziando come anche la rigidità dei contratti di approvvigionamento contribuisca a ridurre la competitività in un'ottica di sistema.

In relazione al secondo obiettivo, la SEN sottolinea la presenza di un problema legato alla limitata flessibilità del sistema "alla punta". Nonostante la capacità d'importazione dell'Italia sia, infatti, notevolmente superiore al fabbisogno medio annuo, il margine di sicurezza giornaliero che dovrebbe essere garantito dal sistema per evitare interventi sulla domanda in caso di picco eccezionale e in presenza di una situazione di riduzione di approvvigionamenti dall'estero risulta insufficiente.

A fronte di una domanda di picco pari a 481 mln/mc/g, infatti, la produzione nazionale e i flussi di importazione sono in grado di offrire 384 mln/mc/g. In questo contesto, il sistema degli stoccaggi - che vengono ricostituiti tra aprile e settembre per poi essere utilizzati per l'erogazione nella fase invernale - possono offrire una capacità aggiuntiva compresa tra i 239 mln/mc/g all'inizio della stagione fredda e i 150 mln/mc/g alla fine di marzo. Con tali premesse il margine di sicurezza del sistema può essere valutato in circa 50 mld/mc/g per una durata di alcuni giorni, valore che in particolari condizioni può risultare insufficiente. Nel febbraio 2012, ad esempio, il protrarsi di rigide condizioni climatiche ha richiesto l'adozione delle misure del Piano di Emergenza, tra cui l'attivazione di centrali termoelettriche a olio e il contenimento di consumi di gas da parte dei clienti industriali che avevano offerto tale servizio a pagamento, con elevati costi complessivi per il sistema Paese.

Grafico 29 – Disponibilità del sistema alla punta, 2012 (mln/mc/g)



Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico, 2013

Prezzi più contenuti e una maggiore dotazione infrastrutturale consentirebbero, inoltre, di promuovere la creazione di un mercato liquido e competitivo, pienamente integrato a livello europeo, **agevolando l'Italia nel diventare un Paese di interscambio con l'Europa** (offrendo anche servizi a elevato valore aggiunto) **e di transito dalle fonti di approvvigionamento del Sud/Sud-Est.**

Per creare un ambiente favorevole al perseguimento di questi obiettivi è necessaria una significativa evoluzione del quadro normativo e regolamentare di riferimento. In particolare, gli elementi prioritari sono:

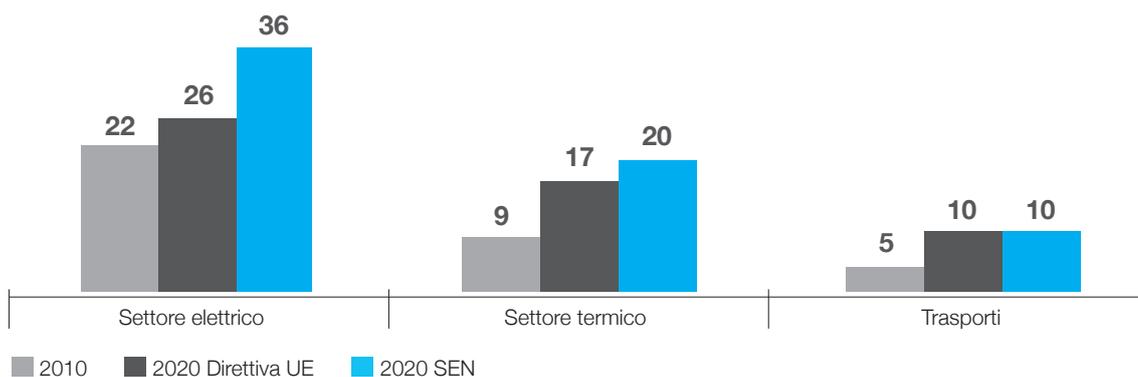
- la promozione del pieno utilizzo dell'esistente capacità di trasporto dall'Europa verso l'Italia, attraverso un'applicazione rapida e rigorosa delle regole definite a livello europeo per la gestione delle congestioni e di allocazione della capacità transfrontaliera;
- la promozione della cooperazione tra Stati membri a livello di Regolatori, TSO e Governi al fine di evitare che possano sorgere ostacoli tariffari o di altra natura alla piena integrazione del mercato unico del gas;
- la costruzione delle infrastrutture strategiche, realizzabili con garanzia di copertura dei costi di investimento a carico del sistema, per assicurare nel medio periodo sufficiente capacità di import e di stoccaggio, anche per operazioni spot. Queste beneficeranno anche di iter autorizzativi accelerati e verranno selezionate attraverso procedure pubbliche basate su criteri trasparenti di costo-beneficio per il sistema, assicurandosi che i miglioramenti attesi in termini di competitività di prezzo e di sicurezza di approvvigionamento siano ampiamente superiori rispetto agli eventuali costi a carico del sistema;
- il supporto alla realizzazione di altre infrastrutture di importazione (gasdotti e terminali di rigasificazione) non considerate strategiche, anche in regime di esenzione dall'accesso dei terzi, senza garanzia dei ricavi e contributi finanziari di natura pubblica. Queste infrastrutture potranno avere un ruolo chiave nella diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento;
- la promozione della disponibilità di capacità di contro-flusso virtuale e fisica verso i mercati del Nord e Centro Europa, per sfruttare a pieno la posizione geografica di collegamento dell'Europa con il Mediterraneo;
- la promozione dello sviluppo di nuova capacità di stoccaggio, in particolare per le esigenze di punta in erogazione;
- la definizione del Regolamento per il mercato a termine, al fine di sviluppare efficacemente la borsa italiana del gas, presupposto essenziale per un mercato efficiente e liquido;
- la revisione della modalità di allocazione e accesso alla capacità di stoccaggio in maniera non discriminatoria per tutti gli operatori.

Lo sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili. Lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili continua a essere uno dei pilastri centrali per l'evoluzione del sistema energetico nazionale. In questo contesto la Strategia fissa target ambiziosi. In particolare:

- il superamento degli obiettivi di produzione previsti in ambito europeo della Direttiva 20-20-20, con un più equilibrato bilanciamento tra le diverse fonti;
- la sostenibilità economica dello sviluppo del settore con un allineamento dei costi di incentivazione ai livelli europei;
- un maggior sostegno alle tecnologie con ricadute più significative sulla filiera economica nazionale.

Più in dettaglio, gli obiettivi quantitativi fissati prevedono il raggiungimento di una quota pari al 20% dei consumi finali lordi al 2020 – a fronte di un target europeo del 17% - equivalente a circa 25 Mtep di energia finale l'anno. Con riferimento ai singoli settori si prevede un obiettivo del 36%-38% nella generazione elettrica, del 20% negli usi termici e del 10% nel segmento dei trasporti.

Grafico 30 – Obiettivi della SEN nelle rinnovabili (%)



Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico, 2013

Misure di sostegno alle rinnovabili

Con riferimento alle misure da mettere in atto per il raggiungimento di questi target, la SEN prevede:

- > per il **settore elettrico**, che ha quasi già raggiunto gli obiettivi fissati per il 2020, di continuare a sostenere lo sviluppo, contenendo gli oneri per il sistema e incrementando la capacità di governo del volume e del mix. In questo ambito, il Governo ha destinato ulteriori € 3,5 mld/a di incentivi, raggiungendo un totale di circa € 12,5 mld/a, con un impegno complessivo nei prossimi 20 anni di € 70 mld che si aggiungeranno ai 170 già stanziati. Gli incentivi unitari vengono ridotti avvicinandosi ai livelli europei e si sposta il mix verso tecnologie a maggior ricaduta sulla filiera economica del Paese e a maggiore innovazione. Nel medio-lungo periodo, si prevede la graduale riduzione degli incentivi (con un previsto annullamento, in particolare nel caso del fotovoltaico) e la completa integrazione con il mercato elettrico e con la rete. Il raggiungimento della grid parity non implica l'abbandono delle politiche di sostegno, ma il ri-orientamento verso strumenti non onerosi per i consumatori elettrici;
- > per il **settore termico**, di mettere in campo una serie di meccanismi di sostegno specifici dedicati alle diverse categorie d'uso. Per lo stimolo delle rinnovabili di piccola taglia si punta all'introduzione di un Conto Termico che incentivi le tecnologie più virtuose, coprendo una quota dei costi di investimento iniziale. L'onere atteso a regime per il sistema è di circa € 900 mln/a con copertura sulle tariffe del gas. Per gli interventi di maggiore dimensione rimane il meccanismo di supporto dei Certificati Bianchi, che dovrebbe indirizzare verso la massimizzazione dell'efficacia ed efficienza degli interventi. Particolare attenzione verrà, inoltre, riservata alle potenzialità del teleriscaldamento e teleraffrescamento, attraverso l'attivazione di un fondo di garanzia. A fronte del sistema di incentivi messo a disposizione sono attesi 15-20 €/mld di investimenti cumulati al 2020, in un settore industriale in cui l'Italia vanta già un'importante presenza;
- > per il **settore dei trasporti**, di guardare con attenzione alle potenzialità dei biocarburanti e, in particolare, del biometano di produzione nazionale. Lo sviluppo dei biocarburanti è oggetto di ampia discussione a livello internazionale, dati i dubbi sull'effettiva sostenibilità del comparto. In questo contesto, la Direttiva Europea che regola la materia sarà rivista nel 2014. La Strategia conferma l'obiettivo di raggiungere una quota del 10% nell'uso dei biocarburanti entro il 2020, stimando un onere aggiuntivo per il sistema pari a circa € 1 mld/a rispetto all'uso di carburanti da combustibili fossili. Parallelamente, nell'ottica di promuovere la seconda e terza generazione di biocarburanti, la SEN propone una partecipazione attiva alla revisione della Direttiva Europea, lasciando aperta la possibilità di valutare un posticipo dell'obiettivo nel caso in cui sia necessario più tempo per un adeguato sviluppo delle tecnologie. Nel breve termine, il Governo ha già adottato alcuni provvedimenti per orientare il settore verso la produzione di biocarburanti di seconda generazione e per favorire lo sviluppo del sistema nazionale e comunitario lungo la filiera di produzione.

Lo sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico. Il mercato elettrico italiano sta attraversando una fase di profonda trasformazione. In questo contesto, la SEN individua tre obiettivi principali:

- > allineare prezzi e costi dell'elettricità ai valori europei;

- assicurare la piena integrazione nel mercato europeo;
- mantenere e sviluppare un mercato libero e pienamente integrato con la produzione da fonti rinnovabili, eliminando progressivamente tutti gli elementi di distorsione e assorbendo gradualmente la sovraccapacità produttiva attuale.

Per eliminare il differenziale di costo – oltre alle azioni per l’allineamento dei prezzi del gas e degli incentivi per le rinnovabili ai livelli europei – si provvederà a:

- **sviluppare la rete elettrica**, per ridurre i colli di bottiglia tra le differenti zone di mercato e per allentare i vincoli al pieno sfruttamento della capacità produttiva più efficiente;
- **monitorare le inefficienze e le distorsioni di mercato**. In particolare si attiverà un’attenta revisione delle voci in, già cominciata con quella sugli incentivi Cip6 e con le azioni di accelerazione del decommissioning nucleare;
- **riedere le agevolazioni a specifici segmenti di clientela**. Diverse categorie, in particolare le piccole-medie imprese a elevata incidenza di consumi energetici, risultano infatti svantaggiate dall’attuale sistema.

Per cogliere le opportunità derivanti dall’integrazione europea, sarà necessario armonizzare il sistema attuale e assicurarsi che tutte le scelte future convergano al contesto di regole comunitario. In questo contesto richiederanno un’attenzione strategica:

Convergenza
alle regole
europee

- la definizione dei codici di rete europei e della governance del mercato, e in particolare le nuove linee guida per l’allocazione della capacità di trasporto e la gestione delle congestioni trans-frontaliere;
- l’armonizzazione delle procedure operative al fine di favorire un efficiente accoppiamento dei mercati (market coupling). Tra questi assume particolare rilievo la riflessione sul mantenimento o meno del prezzo unico nazionale, che costituisce un elemento di difformità rispetto agli altri mercati europei;
- l’incremento della capacità di interconnessione trans-frontaliera.

La realizzazione di queste misure appare di particolare rilievo. L’integrazione con il mercato unico, infatti, può rappresentare un’opportunità importante per il parco di generazione italiano – soprattutto se le azioni di allineamento dei costi del gas avranno pieno effetto – per poter esportare energia (o importarne meno) e servizi di dispacciamento verso i mercati europei, alleviando il problema di sovraccapacità produttiva del sistema.

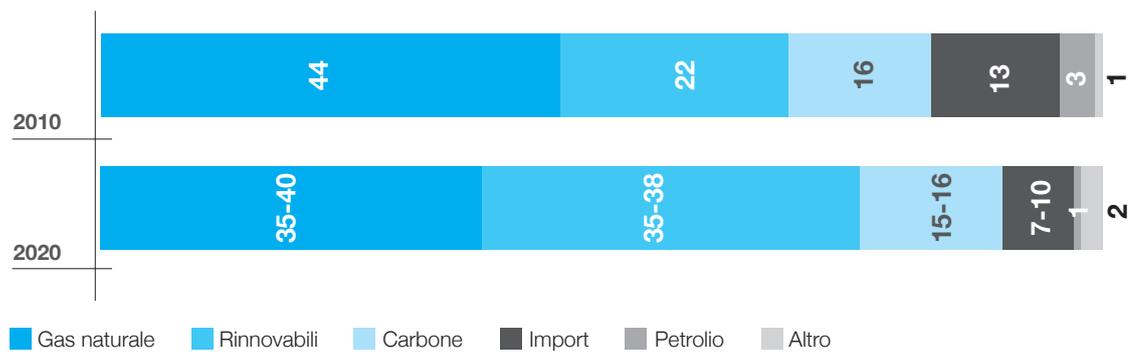
Per integrare al meglio la crescente capacità di generazione distribuita rinnovabile sempre più sviluppata, la Strategia Energetica punta l’attenzione sulla necessità di affrontare sia le problematiche dovute all’eccesso di produzione, sia quelle di sicurezza del sistema in un mercato in cui il parco termoelettrico viene progressivamente spiazzato. In particolare, la potenziale sovra-produzione a livello locale o nazionale sarà gestita:

Gestione del
parco di
produzione

- in maniera preventiva, con effetto sui nuovi impianti, identificando le aree critiche, limitando la potenza incentivabile in quelle aree, e adottando specifiche prescrizioni in termini di prestazione;
- nel breve, tramite una razionalizzazione di distacchi di importazioni e/o di produzione rinnovabile in caso di overflow;
- nel medio periodo, rafforzando le linee di trasporto e distribuzione tra le diverse aree;
- nel lungo periodo, a fronte di uno sviluppo sempre maggiore di produzione rinnovabile distribuita, rinforzando lo sviluppo di sistemi evoluti di controllo della distribuzione (smart grid) e la capacità di accumulo, sia tramite un maggior ricorso ai sistemi di pompaggio, che tramite l’adozione di sistemi a batterie.



Grafico 31 – Evoluzione del mix di generazione, 2010-2020 (%)



Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico, 2013

Le misure definite dalla Strategia Energetica Nazionale dovrebbero determinare una progressiva evoluzione del mix produttivo, modificando in modo sostanziale lo scenario atteso al 2020. In particolare, si dovrebbe determinare un quadro caratterizzato da:

- un contenimento dei consumi elettrici, previsti in linea con i valori registrati nel 2010, per effetto dell'andamento della congiuntura economica, ma in via prioritaria grazie alle politiche di efficientamento energetico;
- un incremento dell'incidenza delle fonti energetiche rinnovabili, che dovrebbero raggiungere il gas naturale nel contributo complessivo alla generazione elettrica;
- una riduzione delle importazioni nette, in virtù del progressivo allineamento dei prezzi nazionali a quelli europei.

La ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione dei carburanti. La raffinazione e la distribuzione di carburanti sono settori di grande rilevanza per il Paese, che attraversano un periodo di forti cambiamenti e di difficoltà e che richiedono un'azione incisiva da parte delle istituzioni per salvaguardarne la rilevanza industriale e occupazionale. In questo contesto, la Strategia Energetica si pone l'obiettivo di:

- accompagnare il settore della raffinazione verso una progressiva ristrutturazione;
- contenere i prezzi dei prodotti petroliferi;
- migliorare la qualità del servizio della distribuzione per i consumatori.

Con riferimento alla ristrutturazione del settore della raffinazione, in particolare, le azioni previste puntano a riconoscere la strategicità delle raffinerie e dei depositi maggiori e a introdurre procedure semplificate per la riconversione degli impianti di raffinazione. A questo scopo, appare di particolare rilievo la promozione di un piano di ristrutturazione del settore, con la possibilità di nuovi investimenti miranti a razionalizzare e ammodernare i cicli produttivi, orientando il settore verso prodotti di migliore qualità. Un ulteriore fattore che può assumere un ruolo fondamentale è l'introduzione di una green label in ambito comunitario per allineare gli standard ambientali e le condizioni competitive delle produzioni extra-UE.

In relazione al settore della distribuzione carburanti, invece, gli interventi previsti nell'ambito della SEN mirano a:

- incrementare il livello di liberalizzazione del settore, anche attraverso un maggior ricorso alla modalità di rifornimento self-service, la rimozione di vincoli sulle attività non oil, il miglioramento della comunicazione e della trasparenza dei prezzi;

- razionalizzare la rete carburanti e la contrattualistica, mediante l'implementazione di misure per la chiusura di impianti incompatibili, la progressiva introduzione di nuove forme contrattuali di gestione degli impianti di distribuzione e di modalità di fornitura, la possibilità per i gestori di riscattare l'impianto, e l'incentivazione alla diffusione del metano per autotrazione;
- istituire – nell'ambito del recepimento della Direttiva Europea sulle scorte – una piattaforma per il mercato all'ingrosso dei carburanti.

Lo sviluppo sostenibile della produzione nazionale di idrocarburi. Come precedentemente evidenziato, l'Italia soffre di un'elevata dipendenza dall'estero per la copertura del proprio fabbisogno energetico primario, con un impatto significativo in termini di bilancia commerciale. In questo contesto, il Paese può beneficiare di un ammontare di riserve di idrocarburi non trascurabile che, se adeguatamente valorizzate, avrebbero un impatto significativo non solo sulla fattura energetica, ma anche in termini di occupazione e crescita economica.

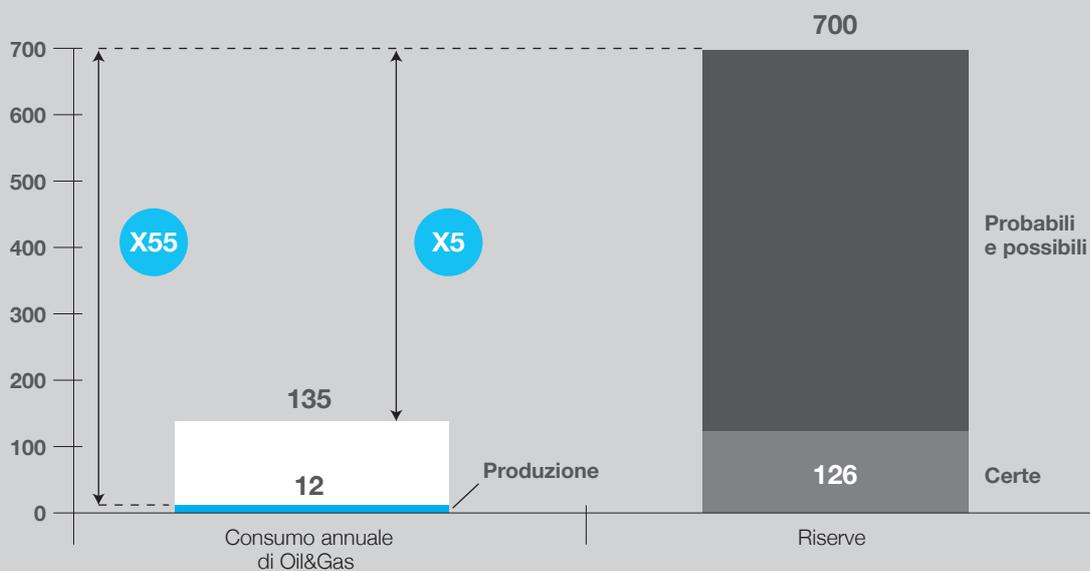
FOCUS

Le potenzialità del segmento Exploration & Production in Italia

L'Italia, nonostante il continuo declino della produzione nazionale, vanta risorse di idrocarburi ancora significative. Secondo le stime del Ministero dello Sviluppo Economico, le riserve potenziali totali ammontano a circa 700 mln/tep, oltre 120 mln/tep classificate come certe, la restante parte come probabili e possibili. In questo contesto, peraltro, è necessario evidenziare come nel corso degli ultimi anni le attività di ricerca e prospezione di nuovi giacimenti si sia drasticamente ridotta. Questa circostanza induce a ritenere che l'ammontare delle riserve sia stimato per difetto.

Dati gli attuali livelli di produzione annua, pari a circa 12 mln/tep, la vita utile delle risorse presenti sul territorio è superiore ai 50 anni. Questo dato scende a 5 anni, se si considerano i consumi complessivi.

Consumi e riserve di idrocarburi in Italia (mln/tep)



Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico, 2013

Fatta eccezione per i Paesi dell'Europa Settentrionale, che presentano un ammontare significativo di risorse localizzate nell'off-shore del Mare del Nord, l'Italia detiene le più importanti riserve dell'Europa continentale.

In particolare, sul territorio nazionale esistono cinque aree particolarmente promettenti per la coltivazione dei giacimenti – Val Padana, Alto Adriatico, Abruzzo, Basilicata, Canale di Sicilia – rispetto alle quali, tuttavia, è necessario tenere in considerazione le problematiche relative al potenziale impatto ambientale.

L'Italia, inoltre, presenta nel settore upstream un forte settore industriale, con una consolidata tradizione, elevate competenze e una vocazione internazionale. In particolare, il segmento conta oltre 120 imprese attive, con più di 65 mila occupati, un giro d'affari stimato in circa € 20 mld e una spesa per attività di ricerca e sviluppo pari a € 300 mln/a.

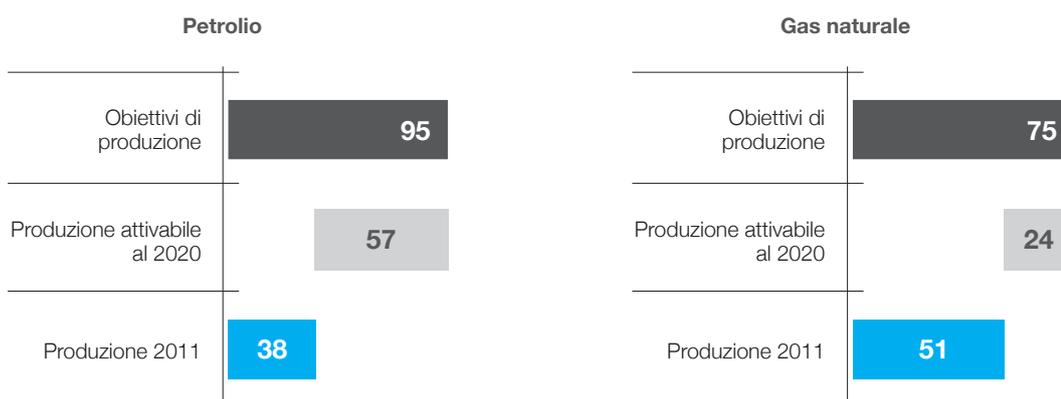
Target di sviluppo nell'E&P

In termini di obiettivi al 2020, la Strategia Energetica Nazionale individua:

- lo sviluppo dell'attuale produzione di circa 24 mln/boe/a di gas e 57 mln/boe/a di petrolio, portando dal 7% al 14% il contributo al fabbisogno energetico totale;
- la mobilitazione di investimenti per circa € 15 mld, la creazione di 25 mila nuovi posti di lavoro e un risparmio sulla fattura energetica di circa € 5 mld/a.

Per il raggiungimento di questi target appaiono opportuni interventi sia di natura normativa, per garantire il rispetto dei più elevati standard internazionali in termini di sicurezza e tutela ambientale, e per semplificare gli iter autorizzativi oggi particolarmente lunghi e complessi; sia di tipo industriale, per favorire l'ulteriore sviluppo di poli tecnologici.

Grafico 32 – Produzione di idrocarburi, 2011-2020 (mln/boe/a)



Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico, 2013

La modernizzazione del sistema di governance. Affinché la complessa architettura di riforma del settore energetico prevista dalla Strategia Energetica Nazionale sia concretamente realizzabile, è necessario prevedere una profonda riforma del sistema di governance. In particolare, appare indispensabile rafforzare e coordinare la partecipazione dell'Italia ai processi decisionali internazionali (soprattutto europei), migliorare e semplificare il coordinamento orizzontale a livello nazionale e migliorare la cooperazione tra Stato, Regioni e Enti Locali.

In questo contesto la SEN pone alcuni obiettivi particolarmente sfidanti:

- con riferimento alle attività di formazione della **legislazione europea**, rafforzare la qualità e incisività della partecipazione delle Amministrazioni nazionali al processo di elaborazione delle norme comunitarie, consolidare la consultazione con stakeholder nazionali in modo da avere posizioni condivise sui temi in discussione, e introdurre un maggior coordinamento con i rappresentanti al Parlamento europeo;
- in relazione al **livello nazionale**, rafforzare le forme di consultazione preventiva su obiettivi e strumenti, riducendo ove possibile la concertazione delle norme secondarie;
- per quanto attiene il rapporto tra **Stato, Regioni e Enti Locali**, attuare la modifica della Costituzione, invocata da più parti, per riportare in capo allo Stato le competenze in materia di energia nell'individuazione delle infrastrutture di rilevanza nazionale; coinvolgere maggiormente i territori nelle scelte ex ante che riguardano gli insediamenti energetici, con l'istituto del dibattito pubblico informativo, e l'introduzione di forme di coordinamento preventivo con le Regioni, in modo da ridurre incertezze e contenzioso.

05

Il mercato del gas naturale in Italia

Con un ruolo centrale nel mix energetico il gas naturale offre un'importante occasione di sviluppo al Paese che, se saprà sfruttare le opportunità offerte dal mercato, si candida a diventare uno snodo nevralgico per i flussi di importazione diretti verso l'Europa continentale

82

Ruolo del gas nel mix energetico

5.1 Le dinamiche del mercato. Come sottolineato nell'ambito dell'analisi della Strategia Energetica Nazionale, lo sviluppo di un mercato competitivo ed efficiente del gas naturale e l'opportunità di diventare il principale hub sud europeo rappresentano elementi in grado di rilanciare la competitività del Paese e di migliorare il profilo di sicurezza del sistema energetico nazionale.

A livello nazionale, il gas naturale occupa un ruolo centrale nel mix energetico: l'Italia è il Paese UE che evidenzia il maggior ricorso a questa fonte energetica, sia come input per la generazione elettrica (quasi il 50%), sia, più in generale, nel soddisfacimento dei consumi primari (circa il 35%). Con queste premesse il gas rappresenta un fattore fondamentale per la sicurezza energetica, anche per effetto di un grado di dipendenza dall'estero che ha superato il 90% del fabbisogno complessivo.

5.1.1 Il bilancio del gas naturale in Italia. Dopo un decennio di crescita ininterrotta, che ha portato il bilancio del gas naturale in Italia a raggiungere nel 2005 volumi pari a 86,3 mld/mc (CAGR 4,7%), nel corso degli ultimi anni l'Italia ha sperimentato prima una stagnazione e in seguito una severa contrazione del gas immesso sul mercato. In particolare, tra il 2008 e il 2012 si è registrato un decremento pari, in valore assoluto, all'11,8%. Il fabbisogno complessivo di gas – 74,9 mld/mc nel 2012 – è stato soddisfatto dalla produzione nazionale per una quota pari all'11,5%, mentre la restante parte è stata coperta dalle importazioni nette.

Analizzando in maggior dettaglio le voci che compongono il bilancio del gas naturale in Italia è possibile osservare quanto segue:

Declino della produzione nazionale

➤ la **produzione nazionale**, dopo anni di costante declino ha evidenziato nel corso dell'ultimo triennio un lieve recupero attestandosi nel 2012 a 8,6 mld/mc, con un GAGR del 2,4%. Nel periodo 1995-2009, al contrario, si era registrato un tasso di decremento medio annuo pari al 6,5%, con un valore della produzione che è passato da 20,4 mld/mc a 8 mld/mc. Questo andamento è riconducibile da un lato al progressivo esaurimento dei giacimenti maturi, dall'altro alla penuria di nuovi inve-

stimenti in exploration&production, anche per effetto dei vincoli ambientali sempre più stringenti e del significativo impatto dei fenomeni NIMBY (“Not In My BackYard”). Attualmente il Ministero dello Sviluppo economico stima le riserve di gas naturale in Italia in 62,3 mld/mc con riferimento alle certe e in 61,4 mld/mc in relazione alle probabili. La quota preponderante delle riserve certe è localizzata in mare (58,5%), mentre la parte restante sulla terraferma (4,1%) in particolare nel Mezzogiorno (31%);

- le **importazioni** di gas naturale hanno registrato un picco nel 2006, raggiungendo i 77,4 mld/mc, con un tasso di incremento medio annuo nel decennio precedente pari al 7,7%. Nel corso degli ultimi cinque anni si è registrato un andamento discontinuo, con un valore minimo raggiunto nel 2012 pari a 67,7 mld/mc.

Tabella 13 – Il bilancio del gas naturale in Italia, 1995-2011 (mld/mc/a)

	1995	2000	2005	2008	2009	2010	2011	2012
Produzione	20,4	16,6	12,1	9,3	8,0	8,4	8,5	8,6
Importazioni	34,3	57,5	73,5	76,9	69,3	75,4	70,4	67,7
Esportazioni	0,0	0,1	0,4	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Variazione delle scorte	0,3	3,3	-1,1	1,0	-0,9	0,5	0,8	1,3
Totale	54,4	70,8	86,3	84,9	78,0	83,1	77,9	74,9
Usi Civili	22,5	25,1	32,2	30,2	31,6	33,9	31,1	n.d.
Usi industriali	19,2	21,5	21,8	18,4	15,2	16,4	16,0	n.d.
Generazione termoelettrica	11,3	22,8	30,6	33,9	29,0	30,1	28,0	n.d.
Altro	1,4	1,4	1,7	2,4	2,2	2,7	2,8	n.d.

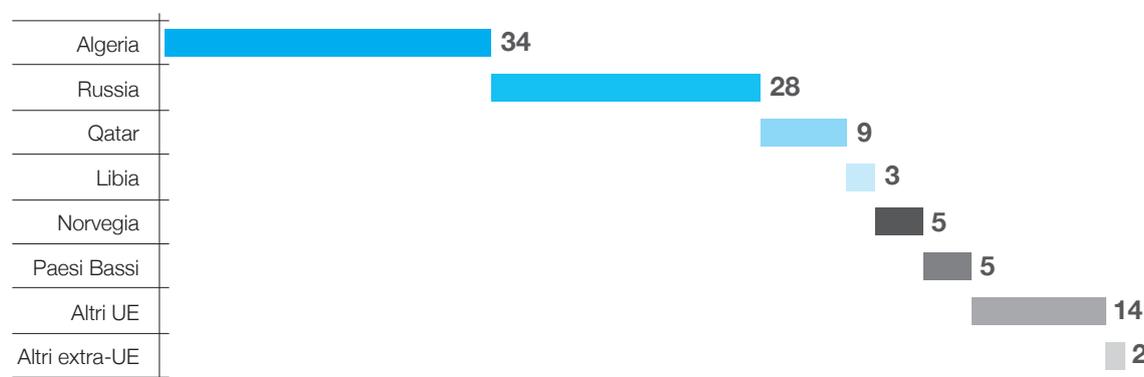
Fonte: Eni, 2012; Ministero dello Sviluppo Economico, 2013

L'Italia, per la copertura del proprio fabbisogno dall'estero dipende per il 75% da Paesi Extra-UE, in particolare Algeria (34%), Russia (28%), Qatar (9%) e Norvegia (5%). Il 90% circa del gas naturale importato viene trasportato tramite gasdotto; mentre il ruolo del GNL, sebbene ancora oggi, residuale, ha conosciuto una significativa espansione per effetto dell'entrata in esercizio del terminale di rigassificazione di Rovigo.



Copertura del fabbisogno dall'estero

Grafico 33 – Importazioni di gas naturale per Paese di origine, 2011 (%)



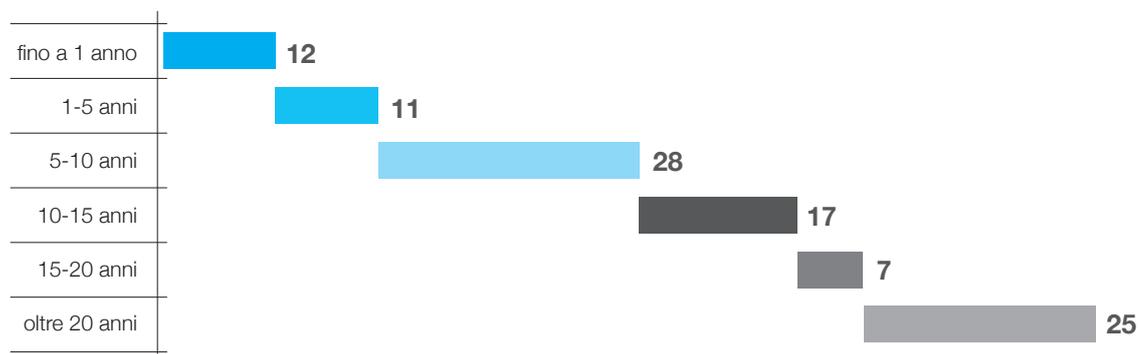
Fonte: Aeeq, 2012

Dal punto di vista della struttura commerciale, è possibile evidenziare come il mercato si fondi in misura prevalente sui contratti di fornitura pluriennale di lungo periodo: appena il 9% dei contratti ha durata inferiore a un anno, mentre il 5% ha un orizzonte temporale compreso tra 1 e 10 anni.

Struttura per scadenze dei contratti ToP

Con riferimento alla durata residua, invece, si registra come entro i prossimi dieci anni andrà in scadenza oltre il 50% dei contratti in essere;

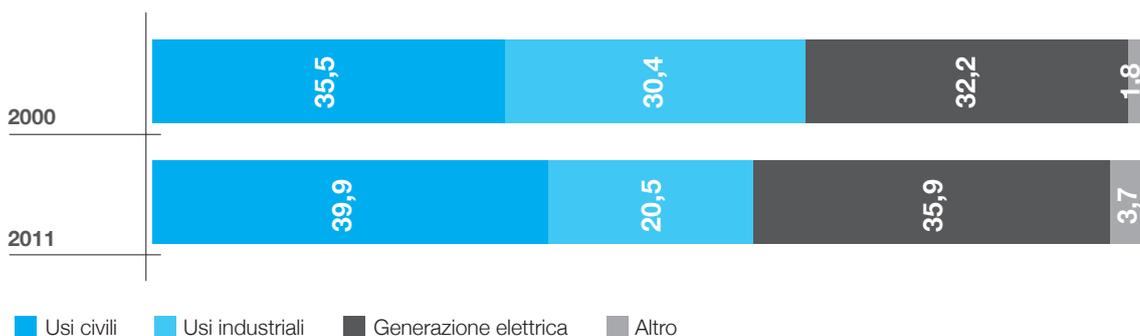
Grafico 34 – Struttura contrattuale per durata residua, 2011 (%)



Fonte: Aeeg, 2012

- > i **consumi finali** hanno sperimentato una significativa evoluzione in termini di peso relativo delle differenti categorie di utenza. In particolare, a fronte di una severa contrazione del comparto industriale, in calo di quasi 10 p.p. nel periodo 2000-2011, si evidenzia il ruolo crescente degli usi civili (+4,4 p.p.) e della generazione termoelettrica (+3,7 p.p.).

Grafico 35 – Consumi finali di gas naturale per utenza, 2000-2011 (%)



Fonte: Unione Petrolifera, 2012

5.1.2 Le prospettive di crescita del settore.

La severa battuta d'arresto dei consumi di gas naturale registrata nel corso dell'ultimo quinquennio per effetto della crisi ha determinato un mutamento strutturale nell'assetto e nelle previsioni di crescita del settore.

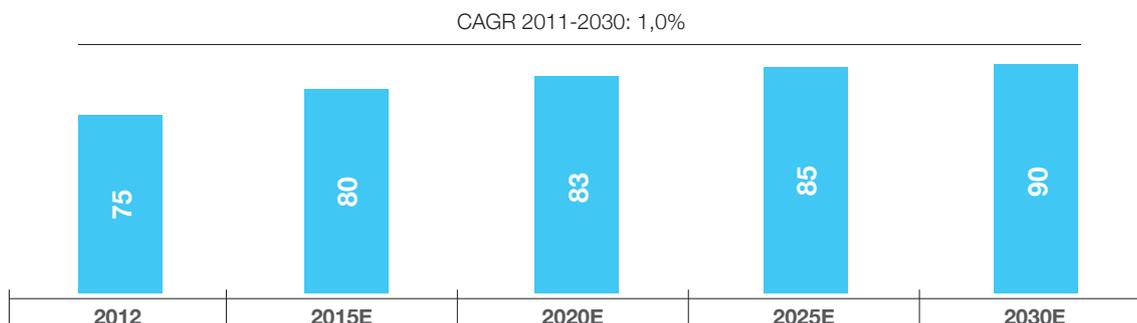
Stime di crescita dei consumi

Se la straordinaria progressione sperimentata dal mercato alla fine degli anni '90 e nei primi anni 2000 aveva spinto gli analisti a fissare nel 2010 l'orizzonte temporale in cui i volumi di gas approvvigionati avrebbero superato i 90 mld/mc (nel 2004, le stime più ottimistiche si spingevano a prevedere consumi nell'ordine dei 96-100 mld/mc), oggi le prospettive si sono ridimensionate in misura significativa. Peraltro, è necessario sottolineare come l'incertezza che ha caratterizzato il recente passato abbia determinato una generale tendenza alla cautela nel prefigurare le analisi di scenario.

Con queste premesse, prendendo in esame differenti fonti è possibile comporre un quadro sullo sviluppo atteso del mercato italiano del gas naturale. Snam, Ministero dello Sviluppo Economico e IEA sono so-

stanzialmente concordi nel ritenere che i consumi di gas naturale in Italia supereranno gli 80 mld/mc nel 2020 per raggiungere circa 90 mld/mc nel 2030, con un tasso di incremento medio annuo nell'intero arco temporale pari all'1,0%.

Grafico 36 – Andamento della domanda di gas naturale in Italia, 2012-2030E (mld/mc/a)



Fonte: Elaborazioni CDP su dati Snam, Ministro dello Sviluppo Economico, IEA, 2013

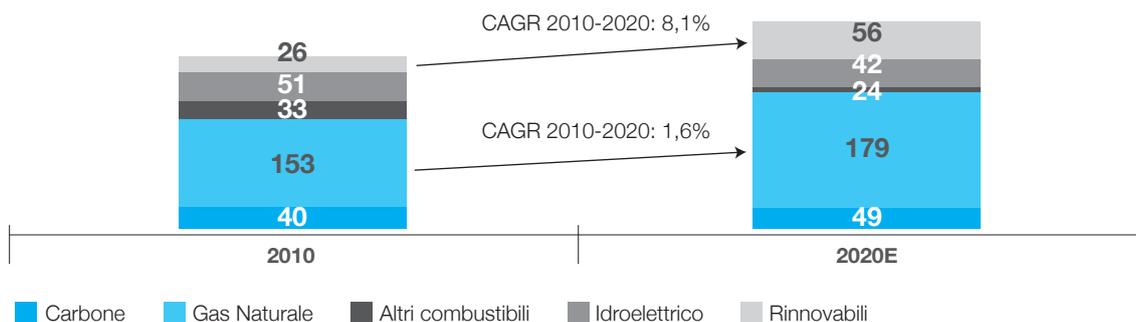
Se queste stime rappresentano un'indicazione circa le dimensioni a tendere del mercato, è necessario, tuttavia, sottolineare come lo sviluppo del settore dipenda concretamente da una serie di fattori determinanti. In particolare, oltre alla ripresa dell'economia nel suo complesso, assumeranno un ruolo centrale l'effettiva realizzazione delle politiche di efficienza energetica e l'evoluzione del mix di generazione elettrica, in primis degli impianti da fonti rinnovabili.

Con riferimento al primo tema, l'efficacia delle misure messe in atto nel corso del prossimo decennio avrà un effetto sostanziale nella determinazione del fabbisogno energetico complessivo del Paese e, per questa via, sull'approvvigionamento delle differenti fonti primarie.

In relazione, al secondo, l'evoluzione della produzione di elettricità da fonti energetiche alternative e l'effettiva integrazione del parco impianti nel sistema elettrico nazionale contribuiranno in misura rilevante alla ridefinizione del peso che la generazione termoelettrica avrà nel soddisfacimento dei consumi energetici.

In questo contesto, nell'ambito della dinamica di espansione del mercato del gas naturale, il principale driver della domanda sarà proprio la generazione termoelettrica che nel periodo 2010-2020 dovrebbe registrare, nell'ambito del mix di generazione, un tasso di incremento medio annuo pari all'1,6%. Nonostante la dinamica espansiva delle fonti rinnovabili, infatti, il gas naturale continuerà a rappresentare la componente dominante nel mix per la generazione elettrica, con una quota superiore al 50%.

Grafico 37 – Mix di generazione elettrica in Italia, 2010-2020E (TWh)



Fonte: Unione Petrolifera, 2012

Il solo incremento ascrivibile a questo segmento determinerebbe al 2020 un fabbisogno aggiuntivo stimato in oltre 4 mld/mc/a. A questa tendenza espansiva, in assenza di misure incisive per il rilancio del segmento dell'E&P, farà riscontro un progressivo declino della produzione nazionale, per la quale si stima, nel periodo 2010-2030, un tasso di decremento medio annuo pari al 5%. La somma di questi due fattori è destinata a determinare il progressivo inasprimento della dipendenza dall'estero per la copertura del fabbisogno di gas naturale che dovrebbe raggiungere oltre il 95% nel 2030.

Con questo scenario, la necessità di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti, la diversificazione delle fonti e l'economicità delle forniture continuerà a rappresentare un obiettivo prioritario per lo sviluppo del sistema. In tale ambito, se i volumi garantiti da contratti ToP rimarranno stabili fino al 2015, nei quindici anni successivi una quota significativa degli accordi in essere andrà a scadenza, lasciando nel 2030 ancora contrattualizzato il 40% circa dei volumi di gas necessari a soddisfare la domanda attesa.

In prospettiva, pertanto, appare necessario valutare l'adeguatezza della dotazione infrastrutturale – in termini di gasdotti, terminali di rigassificazione e stoccaggi – per supportare lo sviluppo del mercato e il posizionamento competitivo del Paese.

Obiettivi
per lo sviluppo
del settore

5.2 La dotazione di infrastrutture. Per il trasporto del gas naturale, l'Italia si avvale di un'infrastruttura tra le più estese e articolate d'Europa. Snam svolge l'attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale avvalendosi di un sistema integrato di infrastrutture formato da circa 31.700 Km di metanodotti (articolati in 8.800 Km di Rete Nazionale e in 22.600 Km di Rete Regionale), un centro di dispacciamento, 8 Distretti, 55 Centri e 11 Centrali di compressione.

Lunghezza
della rete

Con riferimento alle interconnessioni con l'estero, il Paese può far affidamento su una rete di gasdotti articolata in cinque linee principali che portano il gas alla frontiera in corrispondenza dei punti di ingresso della Rete Nazionale e di due terminali di rigassificazione situati a Panigaglia (SP) e nell'off-shore della provincia di Rovigo.

86

Figura 19 – Principali infrastrutture di importazione



Fonte: Elaborazioni CDP su dati Snam; Aeeg, 2012

In particolare:

- il **gasdotto TENP-Transitgas**, che collega i Paesi Bassi al Passo di Gries, attraverso Germania e Svizzera, con una capacità pari a circa 20 mld/mc/a. Il tratto tedesco del gasdotto è di proprietà di E.ON Ruhrgas (51%) e di Fluxys (49%), mentre i diritti sulla capacità fanno capo a Fluxys (70%) e a E.ON Gas Transport (30%);
- il **gasdotto TAG**, che collega Baumgarten (punto di consegna del gas russo al confine tra Austria e Slovacchia) a Tarvisio, attraverso l'Austria, con una capacità di 37 mld/mc/a. La proprietà dell'infrastruttura è di OMV, mentre i diritti sulla capacità appartengono a Cassa depositi e prestiti (89%) e a OMV (11%);
- il **gasdotto TTCP-TMPC**, che collega l'Algeria a Mazara del Vallo, attraversando la Tunisia e il Canale di Sicilia, con una capacità di 34 mld/mc/a. Il tratto tunisino dell'infrastruttura è di proprietà di Sotugas, mentre i diritti sulla capacità fanno capo a Eni. La sezione che attraversa il Canale di Sicilia, invece, vede la partecipazione paritetica di Eni e Sonatrach con riferimento sia alla proprietà sia ai diritti sulla capacità;
- il **gasdotto Greenstream**, che collega la Libia a Gela, attraverso il Mar Mediterraneo, con una capacità di 10 mld/mc/a. La proprietà e i diritti sulla capacità dell'infrastruttura sono pariteticamente detenuti da Eni e NOC;
- il **terminale di rigassificazione di Panigaglia**, con una capacità di 3,5 mld/mc/a di proprietà di Snam e soggetto a regime di TPA (Third Party Access) regolato;
- il **terminale di rigassificazione off-shore di Porto Viro (RO)**, con una capacità di 8 mld/mc/a. L'infrastruttura è di proprietà di Qatar Terminal (45%), ExxonMobil (45%) e Edison (10%). I diritti di accesso sono riservati a Edison per l'80%, mentre il residuo 20% è oggetto di TPA regolato.

Complessivamente, il sistema italiano ha una capacità nominale di importazione stimabile in oltre 110 mld/mc/a di gas articolati in circa 100 mld/mc/a tramite gasdotto e oltre 10 mld/mc/a tramite nave, che si traduce in una capacità giornaliera pari nel 2011 a 370 mln/mc/g.

Tabella 14 – Capacità di trasporto nei punti di ingresso, 2011 (mln/mc/g)

	Capacità di trasporto	Capacità conferita	Saturazione (%)
Tarvisio	118,8	109,9	92,5
Passo di Gries	64,4	61,7	95,8
Mazara del Vallo	105,0	88,2	84,0
Gela	37,6	21,9	58,2
Gorizia	4,8	0,6	12,5
Rovigo	26,4	24,6	93,2
Panigaglia	13,0	11,4	87,7
Totale	370,0	318,3	86,0

Fonte: Sham, 2012

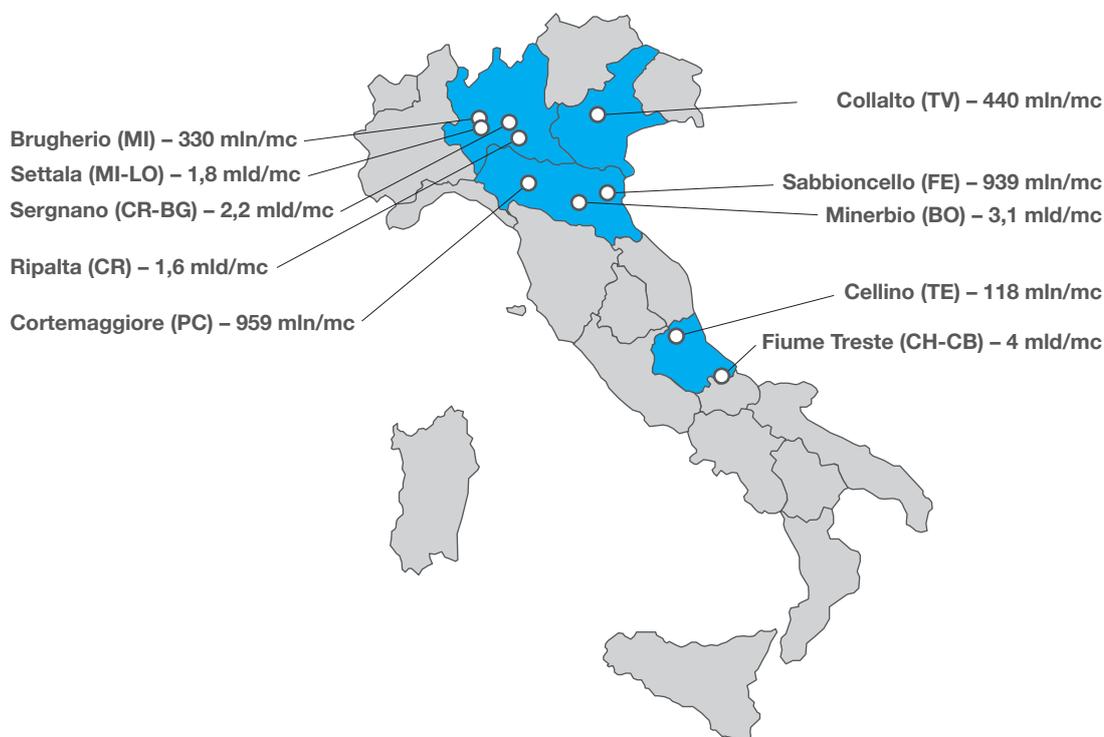
In questo contesto, l'utilizzo delle infrastrutture ha raggiunto un livello dell'86%, per effetto dei minori volumi immessi a Gela e Mazara del Vallo (che hanno registrato una saturazione della capacità rispettivamente pari al 58,2% e all'84%), cui ha fatto riscontro un aumento delle importazioni in ingresso al Passo di Gries (95,8%) e a Tarvisio (92,5%).

Per le attività di stoccaggio sono attivi 10 campi, realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas naturale esauriti, con una capacità di erogazione pari a 15,6 mld/mc, di cui 5,1 mld/mc destinati allo stoccaggio strategico:

- Brugherio, Settala, Sergnano, Ripalta in Lombardia;
- Cortemaggiore, Minerbio, Sabbioncello in Emilia Romagna;
- Collalto in Veneto;
- Cellino e Fiume Treste in Abruzzo.

La proprietà e la gestione delle infrastrutture di stoccaggio fa capo a Stogit, società del Gruppo Snam.

Figura 20 – Infrastrutture di stoccaggio, 2012



Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico, 2012

5.3 I progetti di potenziamento delle infrastrutture. Il settore del gas naturale è ormai da 10 anni oggetto di grande attenzione nell'ottica del potenziamento delle infrastrutture di importazione e della capacità di stoccaggio. Ben prima che la Strategia Energetica Nazionale mettesse in luce le potenzialità del Paese come piattaforma di scambio in grado di intercettare i flussi di gas sia sulla direttrice sud-nord, sia su quella est-ovest, i temi della sicurezza degli approvvigionamenti e della diversificazione delle fonti erano al centro del dibattito tra operatori e attori istituzionali.

Nonostante questo particolare livello di attenzione, dal 2000 – anno di avvio del processo di liberalizzazione del settore – a oggi, sono stati portati a termine due soli nuovi progetti: il gasdotto Greenstream e il terminale di rigassificazione di Rovigo.

Questa circostanza, se da un lato è riconducibile alla governance estremamente articolata del settore energetico italiano, che contribuisce ad alimentare un elevato grado di incertezza in ordine ai tempi e alle modalità di realizzazione delle infrastrutture; dall'altro ha risentito della severa battuta d'arresto sperimentata dalla dinamica dei consumi nel corso degli ultimi anni. La stagnazione del mercato, infatti, ha reso meno urgente il potenziamento della capacità di importazione, in un contesto caratterizzato, peraltro, da una generale scarsità di risorse, portando molti operatori a differire nel tempo le decisioni di investimento.

Oggi, solo la prospettiva di creazione di un mercato unico su base europea, congiuntamente alla possibilità di giocare un ruolo centrale nell'area del Mediterraneo, può creare le condizioni per un rilancio del comparto con la realizzazione di nuovi gasdotti e terminali.

Analizzando in dettaglio i piani di sviluppo di nuove infrastrutture di approvvigionamento è possibile osservare come esistano numerosi progetti in essere che, se integralmente realizzati, porterebbero la capacità di ricezione del nostro Paese quasi a raddoppiare.

Con riferimento ai gasdotti si evidenziano quattro progetti principali:

- due – **TAP** e **IGI** – che dovrebbero consentire all'Italia di intercettare i flussi di gas naturale del corridoio sud che a sua volta dovrebbe convogliare risorse provenienti dall'Azerbaijan, dall'Iraq e dal Turkmenistan;
- uno – **GALSI** – che prevede la realizzazione di un'interconnessione tra l'Algeria la Toscana, attraverso la Sardegna, consentendone finalmente la metanizzazione;
- uno – **TGL** – che comporta la realizzazione di un flusso bidirezionale (reverse flow) tra Italia, Austria e Germania, coinvolgendo i mercati della Repubblica Ceca e della Slovacchia.

Lo stato di avanzamento di queste infrastrutture registra luci e ombre. Se l'iter dei gasdotti di connessione con il corridoio sud procede con la sottoscrizione degli accordi tra le parti e le richieste di autorizzazione per l'esenzione dal TPA e il progetto TGL avanza con le richieste di Valutazione di Impatto Ambientale, il progetto GALSI si trova in una fase interlocutoria, con i soci che hanno fatto slittare la decisione finale di investimento a maggio 2013. L'operatore di Stato algerino Sonatrach, in particolare, imputa questa circostanza non solo al calo della domanda ma anche a un indebolimento della volontà di supportare il progetto da parte del Governo italiano, a oggi maggiormente orientato a sostenere gli investimenti per l'interconnessione con l'Europa sud-orientale.



Tabella 15 – Progetti per nuovi gasdotti

Progetto	Punto di ingresso	Capacità	Inizio esercizio
TAP	Brindisi	10-20	2017
IGI	Otranto (LE)	8,8	2017
GALSI	Porto Botte (CI)	8-10	2014
TGL	Malborghetto (UD)	11,4	2015

Fonte: AeeG, 2012

Ancor più complesso il quadro relativo ai terminali di rigassificazione, per i quali si rileva una moltitudine di progetti, con diverso stadio di avanzamento e differenti probabilità di realizzazione. La necessità di acquisire numerose autorizzazioni da un lato e la presenza di un elevato grado di opposizione da parte di Enti e Comunità locali dall'altro, rende particolarmente incerte le previsioni di sviluppo di questo segmento di business.

Le elaborazioni effettuate da Nomisma Energia²³ evidenziano come i progetti in fase più avanzata risultino quelli di Falconara Marittima, Gioia Tauro, Porto Empedocle e Livorno. Proprio quest'ultimo, che prevede la realizzazione di un impianto di rigassificazione off-shore con una capacità di 3,75 mld/mc/a dovrebbe entrare in esercizio entro la fine dell'anno in corso.

(23) Nomisma Energia stila bimestralmente un rating delle infrastrutture di importazione gas in fase di progetto/autorizzazione/realizzazione, valutando quantitativamente ciascuna delle seguenti variabili: 1) processo di autorizzazione; 2) processo di negoziazione e conclusione degli approvvigionamenti; 3) esistenza di progetti di importazione alternativi; 4) livello di accettazione politica (Enti Locali il cui territorio è interessato dal progetto); 5) livello di accettazione sociale (popolazioni residenti nel territorio interessato dal progetto); 6) tempistiche di realizzazione dichiarate dai proponenti; 7) stato di avanzamento dei lavori; 8) esenzioni TPA; 9) problematiche legate all'accesso alla rete di trasporto nazionale; 10) strategie e posizionamento del proponente sul mercato italiano dell'energia ed europeo, e integrazione lungo la filiera. Il rating si articola su 12 livelli (da "aa+" a "c-") e non ha valore predittivo ma di monitoraggio dell'evoluzione dei progetti nel loro complesso.

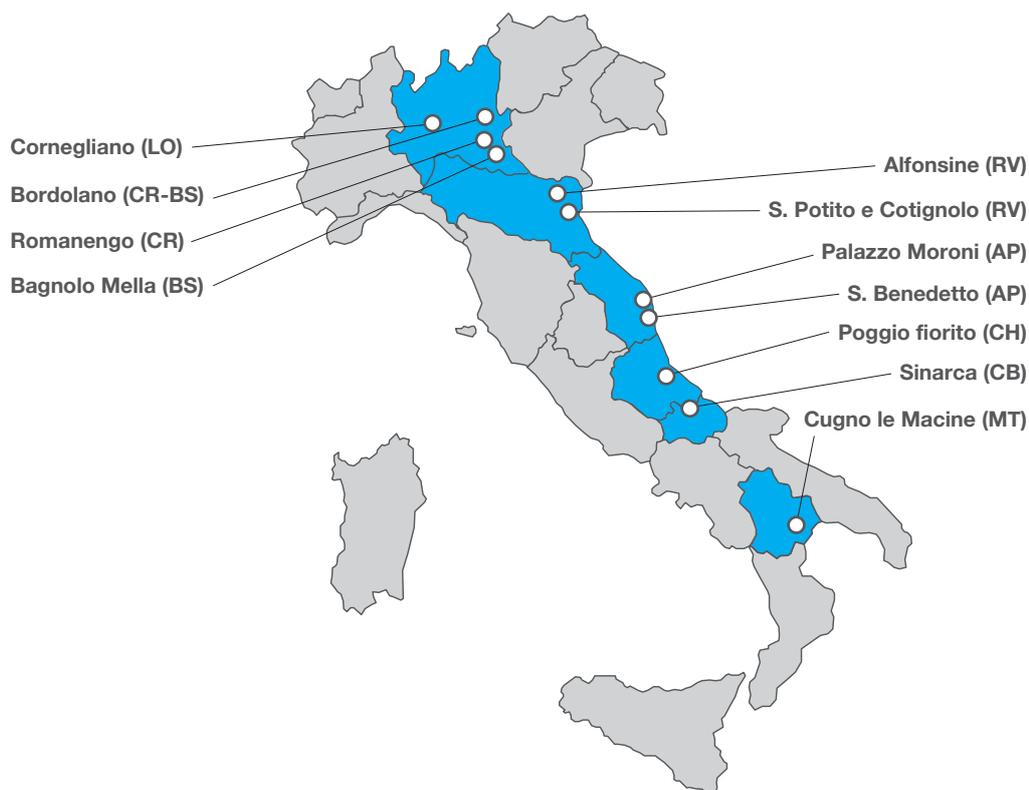
Tabella 16 – Progetti per nuovi terminali di rigassificazione

Progetto	Società	Capacità (mld/mc/a)	Inizio esercizio
Falconara Marittima (AN)	Api Nòva Energia	4	n.d.
Gioia Tauro (RC)	Fingas-Sorgenia-Iren-Medgas	12	2017
Porto Empedocle (AG)	Enel	8	n.d.
Toscana Offshore (LI)	E.ON-Iren-OLT-Golar	3,75	2013
Brindisi	British Gas	8	n.d.
Zaule (TS)	Gas Natural	8	2013
Monfalcone (TS)	E.ON	8	n.d.
Rosignano (LI)	Edison-BP-Solvay	8	n.d.
Porto Recanati (AN)	Gas de France-Suez	5	n.d.

Fonte: Aeg, 2012

Nell'ottica di creazione di una piattaforma del gas naturale, il potenziamento delle infrastrutture di stoccaggio riveste un ruolo particolarmente rilevante. Un sistema potente e flessibile, infatti, non solo può garantire in modo più efficace la sicurezza e la continuità delle forniture a livello nazionale, ma è in grado di agevolare il funzionamento delle infrastrutture di trasporto come hub di scambio. In questo contesto, l'area della Pianura Padana – su cui già oggi insiste la più significativa capacità di stoccaggio a livello europeo – potrebbe rappresentare un punto di snodo fondamentale per il gas proveniente dall'estero attraverso le nuove infrastrutture di approvvigionamento.

Figura 21 – Progetti per nuove infrastrutture di stoccaggio



Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico, 2012

A oggi sono presenti sul territorio nazionale dieci progetti per la realizzazione di nuovi impianti di stoccaggio: sei localizzati proprio in Pianura Padana (quattro in Lombardia, due in Emilia Romagna); due nelle Marche, uno in Abruzzo, uno in Molise e uno in Basilicata.

Di questi: tre sono in corso di realizzazione (San Potito e Cotignolo, Cornegliano e Bordolano) per una capacità complessiva di oltre 3 mld/mc/a; uno (Cugno le Macine), con una capacità di 700 mln/mc/a, è in fase di rilascio; sei (Romanengo, Bagnolo Mella, S. Benedetto, Sinarca, Palazzo Moroni e Poggiofiorito) hanno intrapreso l'iter autorizzativo.

FOCUS

I piani di sviluppo di Snam

Nel corso degli ultimi anni la strategia di crescita di Snam si è progressivamente focalizzata sullo sviluppo in chiave europea del mercato italiano del gas. In questo contesto le due principali direttrici lungo cui si muovono gli interventi della società sono:

- realizzare le infrastrutture necessarie a garantire la sicurezza e la diversificazione delle fonti di approvvigionamento;
- favorire l'integrazione del mercato italiano con quello europeo attraverso la realizzazione di un hub per l'Europa meridionale.

Alla luce di tali orientamenti, il percorso di sviluppo non va più inquadrato in chiave squisitamente nazionale, ma in una logica di sistema cross-border. Sotto questo profilo, l'Italia costituisce un paradigma in ambito europeo. Sebbene si ravvisi una tendenza comune in atto – caratterizzata dal declino della produzione interna e dalla dipendenza per la copertura del proprio fabbisogno da un limitato numero di Paesi extra-UE – il nostro Paese si differenzia dagli altri per due aspetti fondamentali:

- una posizione geografica vantaggiosa, al centro di numerose direttrici di traffico;
- la presenza di un operatore integrato in tutte le attività regolate.

Con queste premesse, il piano industriale del Gruppo Snam prevede nuovi investimenti fino a € 6,9 mld complessivi nel periodo 2013-2016 (di cui € 1,3 mld effettuati nel 2013), con l'obiettivo di sviluppare ulteriormente il sistema di infrastrutture gas in Italia. In particolare, nel periodo di piano il Gruppo Snam intende:

- estendere di circa 1.000 km la rete di trasporto del gas (dagli attuali 32.200 km) e incrementare la potenza installata nelle centrali di compressione;
- incrementare la capacità complessiva di stoccaggio di circa 3 mld/mc, con una crescita del 14% della capacità di punta;
- raggiungere i 6,7 mln di contatori intelligenti (dagli attuali 5,9 mln).

Inoltre, in un contesto europeo in profonda evoluzione, che tende verso uno sviluppo integrato delle infrastrutture, finalizzato a incrementare la sicurezza degli approvvigionamenti, la diversificazione delle fonti e la flessibilità del sistema, il piano strategico intende creare le condizioni per candidare il Gruppo Snam a rivestire un ruolo di primaria importanza nell'integrazione delle reti a livello europeo, con investimenti che includono progetti di realizzazione di flussi di gas bidirezionali tali da consentire il transito diretto del gas dal Sud al Centro-Nord Europa. In tale ambito, si inquadra l'alleanza strategica siglata con la belga Fluxis²⁴ nonché l'acquisizione di quote di partecipazione nell'Interconnector UK (gasdotto

(24) Fluxys G S.A., attraverso la controllata Fluxys S.A., costruisce e gestisce infrastrutture di trasporto e stoccaggio del gas naturale e un terminali di rigassificazione in Belgio. Per favorire l'integrazione del mercato del gas naturale nell'Europa nord-occidentale, Fluxys G S.A. possiede partecipazioni azionarie e sviluppa partnership industriali in altri Paesi europei. Nel gennaio 2012, Snam S.p.A. e Fluxys G S.A. hanno sottoscritto un accordo per la valutazione di future strategie congiunte finalizzate a cogliere potenziali opportunità di sviluppo nel settore gas in Europa. L'accordo interessa attività di trasporto, stoccaggio e rigassificazione di gas naturale, attraverso progetti mirati a rafforzare la flessibilità e la sicurezza degli approvvigionamenti delle attuali infrastrutture europee. Le iniziative riguardano anche i flussi bi-direzionali, in linea con le raccomandazioni e le disposizioni del Terzo Pacchetto Europea, adottata dal Parlamento e dal Consiglio Ue per un mercato integrato del gas, al fine di promuovere i flussi transfrontalieri e collegare le più importanti infrastrutture di scambio del gas nell'Europa nord-occidentale e meridionale.

sottomarino tra Inghilterra e Belgio)²⁵, che rappresentano i primi passi di uno sviluppo che consentirà la creazione del corridoio per il transito del gas dal sud verso il centro e il nord Europa, con l'Italia in qualità di hub.

Un ulteriore passo è rappresentato dall'ingresso (febbraio 2013) del Consorzio guidato da Snam (45%) insieme a EDF (20%) e GIC (35%) in una trattativa esclusiva per l'acquisizione di TIGF, la società di Total attiva nel trasporto e nello stoccaggio di gas nel sud-ovest della Francia.

5.4 Le prospettive di sviluppo del mercato.

L'analisi dell'assetto del mercato italiano del gas naturale proposta, evidenzia come il settore debba affrontare numerose sfide, da cui dipende la sostenibilità di medio-lungo periodo non solo del comparto energetico, ma del sistema Paese nel suo complesso. In particolare:

Criticità
del sistema gas
italiano

- **Bilancio domanda-offerta.** La recente crisi economica e lo sviluppo delle tecnologie rinnovabili ha fatto registrare sostanziali cali nei consumi di gas, che sono passati dagli 85 mld/mc del 2008, ai circa 75 mld/mc del 2012. Per il 2020 gli scenari di evoluzione sono assai incerti, in base principalmente all'andamento della ripresa economica, all'efficacia del programma di efficienza energetica e allo sviluppo delle fonti rinnovabili. Anche in caso di un eventuale aumento dei volumi fino a 90 mld/mc o più, il Paese offre una ben più elevata capacità di importazione, attualmente superiore ai 110 mld/mc/a. Considerando anche la produzione nazionale (circa 9 mld/mc), oggi l'Italia rispetta la c.d. "Regola N-1 per la sicurezza delle forniture ai clienti tutelati" introdotta in ambito comunitario nel 2010, che stabilisce che ogni Stato membro debba essere in grado di garantire le forniture a tali clienti nelle peggiori condizioni di domanda invernale anche in assenza della maggiore delle fonti di approvvigionamento, per un periodo di tempo determinato. Esiste pertanto, in condizioni normali di esercizio, una situazione di overcapacity strutturale rispetto alla domanda, non solo prendendo in considerazione le capacità tecniche delle infrastrutture di import, ma anche il loro utilizzo effettivo. In questo contesto, tuttavia, è necessario prendere in esame due elementi che spingono a considerare l'opportunità di accrescere ulteriormente la capacità di importazione:
 - **la necessità di diversificazione delle forniture.** Un quota significativa della capacità di importazione del Paese, in particolare quella situata in corrispondenza dei punti di ingresso di Mazara del Vallo, Gela e del Terminale di Rovigo, è vincolata a fonti di approvvigionamento monofornitore: Algeria, Libia e Qatar. Lo sviluppo di un mercato competitivo e di un hub, al contrario, richiedono una pluralità di forniture alternative e in competizione, che consentano lo sviluppo di un mercato liquido;
 - **la potenziale riduzione dell'approvvigionamento da Nord.** La creazione di un hub per il mercato del gas presuppone la realizzazione dei reverse flow sulle linee di importazione di Passo di Gries, Tarvisio e Gorizia, per consentire ai volumi approvvigionati attraverso il corridoio sud di trovare un mercato di sbocco nell'Europa continentale. In questo scenario, cui è sottesa l'ipotesi che nei prossimi 15-20 anni i consumi di gas evidenzino un incremento di 150 mld/mc l'attuale capacità di importazione da Sud potrebbe risultare insufficiente.
- **Prezzi.** Come precedentemente evidenziato l'Italia mostra prezzi del gas elevati. Questa circostanza è dovuta principalmente alle modalità contrattuali di importazione. La maggior parte dei contratti, infatti, è di tipo Take or Pay con clausole di aggiornamento dei prezzi di fornitura stabilite in funzio-

(25) Nel febbraio 2012, Snam S.p.A. e Fluxys G S.A. hanno raggiunto un accordo per rilevare le partecipazioni detenute da Eni S.p.A. in Interconnector UK, nel terminal Interconnector di Zeebrugge e nell'operatore Huberator. In particolare, in base ai termini dell'accordo, Snam S.p.A. e Fluxys G S.A. acquisiranno congiuntamente e su base paritetica da Eni S.p.A. le seguenti partecipazioni: (i) il 16,41% di Interconnector UK, proprietario ed operatore del gasdotto sottomarino che collega Regno Unito (Bacton) e Belgio (Zeebrugge) e consente un collegamento strategico bi-direzionale tra il Regno Unito e le maggiori piazze europee del trading di gas; (ii) il 51% di Interconnector Zeebrugge Terminal SCRL, che comprende il terminal e gli impianti di compressione che collegano il gasdotto Interconnector al sistema di trasporto del gas in Belgio; e (iii) il 10% di Huberator, società controllata da Fluxys G S.A. ed operatore dell'hub di trading del gas di Zeebrugge. La transazione, per un valore complessivo di € 150 mln, è stata completata nel secondo semestre del 2012. L'acquisizione di quote di partecipazione nell'Interconnector UK rappresenta la prima importante tappa del percorso che vuole condurre alla creazione di una rete integrata del gas in Europa.

ne dell'andamento dei prezzi internazionali di un paniere di greggi. Questo meccanismo sta oggi originando un alto livello dei prezzi del gas in Italia che è scollegato dall'andamento dei prezzi del gas spot in Europa, in calo per la riduzione della domanda interna e per la maggiore presenza del GNL. Peraltro, anche rispetto ai contratti ToP europei l'Italia evidenzia un significativo gap di prezzo, riconducibile almeno in parte alle condizioni di fornitura negoziate prima dell'avvio del processo di liberalizzazione. L'incompleta integrazione con i mercati europei, dovuta a interconnessioni con l'Europa solo scarsamente disponibili per utilizzo di operatori terzi e la mancanza di volumi significativi di capacità di rigassificazione disponibile in regime regolato per operazioni spot (il terminale di Panigaglia presenta limiti operativi che lo escludono dal mercato internazionale del GNL e per il terminale off-shore Adriatico vi è solo una limitata capacità spot disponibile) contribuiscono a far sì che, nonostante l'Italia abbia una sovraccapacità di importazione dai Paesi produttori, il mercato spot, seppure in crescita, sia ancora poco liquido e i prezzi rimangano più alti rispetto ai concorrenti europei.

- **Sicurezza.** Nonostante la capacità d'importazione dell'Italia sia superiore al fabbisogno medio annuo, il margine di sicurezza giornaliero che dovrebbe essere garantito dal sistema per evitare interventi sulla domanda in caso di picco eccezionale e in presenza di una situazione di riduzione di approvvigionamenti dall'estero risulta insufficiente. A fronte di una domanda di picco pari a 481 mln/mc/g, infatti, la produzione nazionale e i flussi di importazione sono in grado di offrire 384 mln/mc/g. In questo contesto, il sistema degli stoccaggi - che viene ricostituito tra aprile e settembre per poi essere utilizzato per l'erogazione nella fase invernale - può offrire una capacità aggiuntiva compresa tra i 239 mln/mc/g all'inizio della stagione fredda e i 150 mln/mc/g alla fine di marzo. Con tali premesse il margine di sicurezza del sistema può essere valutato in circa 50 mld/mc/g per una durata di alcuni giorni, valore che in particolari condizioni può risultare insufficiente. Nel febbraio 2012, ad esempio, il protrarsi di rigide condizioni climatiche ha richiesto l'adozione delle misure del Piano di Emergenza, tra cui l'attivazione di centrali termoelettriche a olio e il contenimento di consumi di gas da parte dei clienti industriali che avevano offerto tale servizio a pagamento, con elevati costi complessivi per il sistema Paese. In questo contesto, un contributo importante può provenire dal potenziamento del sistema degli stoccaggi. Per il quale è prevista la realizzazione di nuovi progetti già autorizzati.

Il superamento delle fragilità che ostacolano il pieno dispiegamento del potenziale del settore, passa attraverso una chiara definizione degli obiettivi e delle strategie di sviluppo e l'adeguamento dei profili regolamentari allo scopo di assicurare una progressiva diversificazione delle fonti di approvvigionamento e un aumento dei volumi scambiati alla Borsa del gas. Questi due fattori, infatti, renderebbero il mercato più liquido, contribuendo a far emergere un segnale di prezzo legato agli equilibri di domanda e offerta.

A tale scopo, un ruolo di particolare rilievo sarà giocato dalla componente spot delle forniture, in grado di incrementare ulteriormente la flessibilità del settore, sfruttando eventuali condizioni favorevoli sui mercati internazionali e utilizzando gli impianti di approvvigionamento in una logica "merchant". Tuttavia, è necessario sottolineare come i contratti di fornitura di lungo periodo continueranno a svolgere un'importante funzione nel salvaguardare la sicurezza degli approvvigionamenti e la continuità nelle forniture, sebbene si possa considerarne sostanzialmente esaurita la funzione originaria di garanzia per la costruzione delle infrastrutture.

Con la Strategia Energetica Nazionale, il Governo ha mosso i primi importanti passi nell'individuare priorità e interventi capaci di restituire all'Italia una programmazione di ampio respiro e, in prospettiva, un ruolo di rilievo nel contesto europeo. In tale ambito, risultano fondamentali le indicazioni che prevedono:

- **la promozione del pieno utilizzo della capacità di trasporto esistente.** Attraverso l'applicazione rapida e rigorosa delle regole definite a livello europeo che entreranno in vigore a partire dall'Ottobre 2013, l'Italia mira a massimizzare l'offerta di capacità in ingresso sulla rete nazionale grazie a una più efficiente gestione delle congestioni e a meccanismi trasparenti per l'allocazione delle capacità transfrontaliera. L'implementazione delle nuove regole comunitarie dovrebbe peraltro rendere più semplici i transiti e gli scambi di gas, anche mediante l'introduzione di meccanismi di cessione della capacità prenotata, ma non utilizzata, anche su base continua. In particolare, il Governo intende promuovere il pieno utilizzo della capacità del gasdotto Transitgas - che riveste rilevanza strategica per l'Italia, rappresentando la principale rotta di collegamento con i mercati liquidi dell'Europa settentrionale - attraverso appositi accordi intergovernativi per l'applicazione dei principi di assegnazione della capacità di trasporto e delle regole di "Use It or Lose It";



- > **la realizzazione delle infrastrutture strategiche.** L'individuazione delle nuove infrastrutture di rilevanza strategica per il mercato rappresenta il nodo centrale per lo sviluppo del settore e richiede di determinare la capacità addizionale necessaria a rendere il mercato liquido e competitivo, salvaguardandone al tempo stesso la sostenibilità finanziaria senza gravare in modo eccessivo sui consumatori finali²⁶. Per le opere ritenute strategiche, il Governo prevede un meccanismo di recupero garantito dei costi totali di investimento a carico del sistema, anche in un contesto di riduzione dei consumi che quindi ne rallenterebbe la costruzione in base a meccanismi puramente di mercato. Tali infrastrutture verrebbero destinate ad accesso regolato prevalentemente per operazioni di breve periodo e beneficerebbero di una regolazione incentivante (ad esempio tramite garanzia dei ricavi anche in caso di parziale utilizzo) e di iter autorizzativi accelerati. Più un particolare, la formulazione definitiva della SEN individua come prioritari:
 - > **la realizzazione dei progetti di stoccaggio già autorizzati.** Lo sviluppo di queste infrastrutture determinerà, infatti, un incremento di 75 mln/mc/g della capacità di erogazione alla punta e di circa 5mld/mc della capacità di stoccaggio complessiva, consentendo di mettere in sicurezza il sistema nel caso di situazioni di emergenza;
 - > **l'incremento della capacità di rigassificazione** di almeno 8-16 mld/mc/a, attraverso la realizzazione di 1-2 terminali selezionati mediante procedure ad evidenza pubblica tra i progetti in corso di sviluppo che non abbiano già assunto la decisione finale di investimento.
- > **la promozione di altre infrastrutture di importazione ritenute non strategiche.** La SEN ritiene che questo genere di infrastrutture – costruite anche in regime di esenzione dall'accesso dei terzi e quindi con costi di investimento sostenuti dai soggetti proponenti, senza garanzia dei ricavi e contributi finanziari di natura pubblica – possano svolgere un ruolo chiave nella diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento e nello sviluppo dell'Italia come Paese di transito su base strutturale verso il Nord Europa e di fornitura di servizi a valore aggiunto. In questo contesto, la strategia intende promuovere a condizioni di mercato, ulteriori terminali di rigassificazione, i gasdotti TAP, GALSi e SouthStream e gli impianti di stoccaggio (per complessivi 3,4 mld/mc) in corso di autorizzazione;
- > **la realizzazione della capacità di contro-flusso verso i mercati del Nord e Centro Europa.** Per sfruttare a pieno la nostra posizione geografica di collegamento dell'Europa con il Mediterraneo, sono già in corso interventi sulla rete italiana da parte di Snam che dovrebbero consentire al Paese di disporre dal 2016 del reverse flow su base continua dall'Italia verso l'Europa settentrionale con una capacità di 40 mln/mc/g, oltre al potenziamento della capacità di trasporto dal Sud e isole verso il Nord Italia;
- > **lo sviluppo di una autentica borsa del gas.** Nell'ambito della SEN questo elemento è considerato un presupposto essenziale per creare un mercato efficiente e liquido capace di fornire segnali di prezzo che dipendano dagli equilibri di domanda e offerta. In questo contesto verranno prese in considerazione misure per favorire lo spostamento di volumi significativi di contrattazioni commerciali verso la borsa al fine di accelerarne l'aumento della liquidità (ad esempio, incentivando l'offerta in borsa dei volumi di produzione nazionale e di import). L'emergere di prezzi di borsa attendibili avrebbe l'indubbio vantaggio di consentire una diversa determinazione dei prezzi di riferimento della materia prima per le offerte al mercato tutelato, superando progressivamente l'indicizzazione ai contratti ToP, a oggi prevalente;
- > **la revisione dei meccanismi di allocazione e di accesso alla capacità di stoccaggio.** L'accesso trasparente e non discriminatorio alle infrastrutture di stoccaggio – che costituiscono una risorsa scarsa – per tutti gli operatori dei diversi comparti rappresenta un fattore determinante per lo svi-

(26) Il Ministero dello Sviluppo Economico e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, nell'ambito dello studio finalizzato a quantificare le effettive esigenze del sistema in termini di nuove infrastrutture, hanno effettuato una stima dell'impatto dei nuovi investimenti sui prezzi finali del gas. In questo contesto, a titolo di riferimento, l'investimento in un terminale di rigassificazione con un costo stimato di € 1 mld, se finanziato interamente in tariffa, comporterebbe un costo per il sistema di circa € 130 mln/a. Considerato che la spesa per la sola materia prima gas è stimabile in circa € 25 mld/a, anche una contenuta riduzione del prezzo del gas attribuibile all'apporto di liquidità offerto dall'infrastruttura potrebbe giustificare l'investimento.

luppo di un mercato realmente competitivo. In questo contesto si prevede la progressiva adozione di meccanismi di mercato non discriminatori in grado di far emergere il valore reale delle capacità di stoccaggio, anche allo scopo di stimolare nuovi investimenti in capacità.

Questi obiettivi risultano particolarmente ambiziosi e richiederanno lo sforzo congiunto non solo degli attori istituzionali coinvolti, ma anche di tutti gli operatori presenti a vario titolo nel mercato. In questo scenario, tuttavia, giova sottolineare l'importanza del fatto che il settore delle infrastrutture – vero asset strategico dello sviluppo – sia presidiato dal Gruppo Snam, che dopo il processo di separazione proprietaria, si presenta come un soggetto forte, indipendente e stabile in grado di:

- sviluppare nuovi investimenti nei segmenti del trasporto, dello stoccaggio e della rigassificazione sia in Italia, sia all'estero (direttamente o in partnership con altri operatori) in modo da promuovere il ruolo del sistema gas italiano in Europa;
- garantire la piena terzietà di accesso alla rete e focalizzare lo sviluppo delle infrastrutture necessarie ad un mercato concorrenziale e diversificato;
- assicurare la continuità della strategia di lungo periodo nell'interesse del Paese.



Lo shale gas

I giacimenti di gas “non convenzionale” hanno catturato l’attenzione degli operatori di settore solo in tempi recenti, nonostante la loro presenza fosse nota già da decenni.

L’International Energy Agency stima che le risorse di gas non convenzionale ancora estraibili ammontino, a livello globale, a circa 331 mila mld/mc. Si tratta di volumi piuttosto significativi, tenuto conto che – a oggi – le riserve di gas convenzionale ammontano a circa 421 mila mld/mc.

La presenza di risorse di gas non convenzionale rileva non solo per via delle dimensioni del fenomeno, ma anche per la sua distribuzione geografica. Si stima infatti che i Paesi più ricchi di tali giacimenti siano tra quelli a minore concentrazione di giacimenti di gas convenzionale. In prospettiva, lo sviluppo del settore del gas non convenzionale potrebbe dunque avere un ruolo determinante nel ristabilire gli equilibri energetici mondiali.

96

I.1 **Definizione e tipologie di gas non convenzionale.** Generalmente, il gas naturale si definisce **convenzionale** quando:

- proviene da giacimenti ben individuati e delimitati a livello geologico;
- viene estratto con processi relativamente poco complessi, che richiedono la realizzazione di soli pozzi verticali;
- ha un tasso di recupero in fase di estrazione superiore all’80% (rispetto al volume totale presente all’interno del giacimento).

Per differenza, il gas naturale si definisce **non convenzionale** quando ha modalità di produzione maggiormente difficoltose o costose rispetto al gas convenzionale, poiché generalmente:

- si trova in strati rocciosi meno permeabili;
- è distribuito in modo più diffuso su vaste aree;
- richiede tecniche di recupero maggiormente complesse;
- ha un tasso di recupero compreso tra il 15% e il 30%.

Il gas non convenzionale viene comunemente distinto in tre categorie:

- **gas da argille (shale gas).** Gas contenuto all’interno dello scisto (shale), roccia sedimentaria a grana fine, particolarmente friabile. Si tratta di una roccia metamorfica contenente minerali lamellari o fibrosi disposti in piani paralleli che la rendono facilmente sfaldabile ma poco penetrabile, con conseguente difficoltà per il gas a fluire attraverso di essa;
- **metano da carbone (coalbed methane).** Gas contenuto negli strati carboniferi dei giacimenti di carbone, insieme a un’elevata concentrazione di acqua. Generalmente si trova a profondità minori

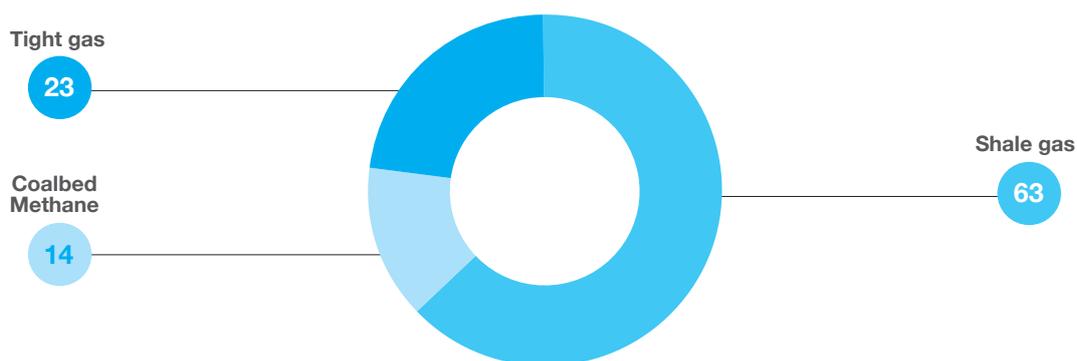
rispetto alle altre tipologie di gas non convenzionale. Per ragioni di sicurezza, inoltre, esso viene solitamente prodotto nei giacimenti in cui il carbone non è estraibile;

- **gas in depositi clastici a bassa permeabilità (tight gas).** Categoria residuale che include il gas naturale contenuto in formazioni rocciose calcaree o arenarie scarsamente permeabili, la cui estrazione richiede l'uso di tecnologie che agevolino l'afflusso del gas verso il pozzo.

I.2 Dimensione del fenomeno.

Dei circa 331 mila mld/mc di gas non convenzionale stimati come ancora estraibili dallo IEA, 208 mila mld/mc (63%) sono rappresentati da shale gas, 76 mila mld/mc (23%) da tight gas e 47 mila mld/mc (14%) da coalbed methane.

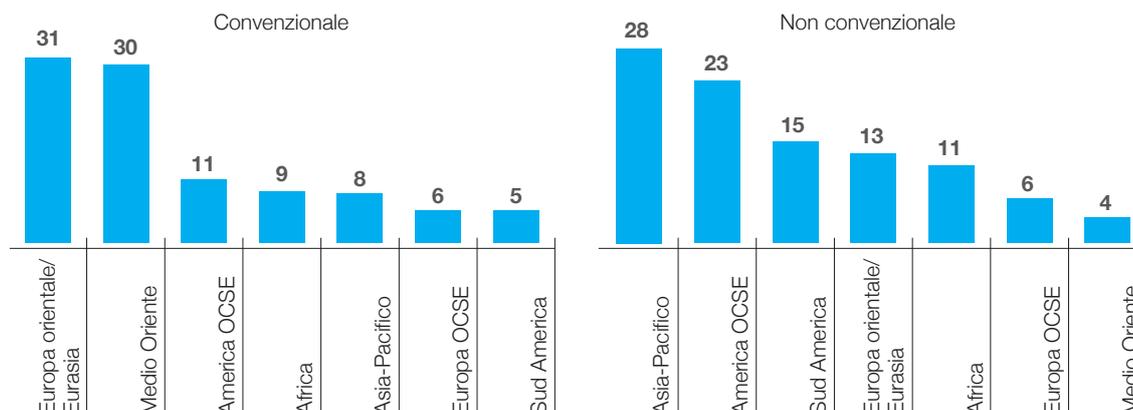
Grafico 38 – Riserve di gas non convenzionale tecnicamente estraibili a livello globale per tipologia, 2011 (%)



Fonte: IEA, 2012

A differenza del gas convenzionale, largamente presente nell'Est europeo/Eurasia e nel Medio Oriente, i più vasti giacimenti di gas non convenzionale risultano concentrati altrove, soprattutto nei Paesi dell'Asia-Pacifico (28%) e in America (23% nei Paesi americani membri OCSE e 15% in Sud America). Giacimenti di minore entità sono stati rilevati nei Paesi dell'Est-Europa/Eurasia (13%) e dell'Africa (11%). Piuttosto scarsa è invece la presenza di giacimenti nei Paesi europei OCSE (6%) e in Medio Oriente (4%).

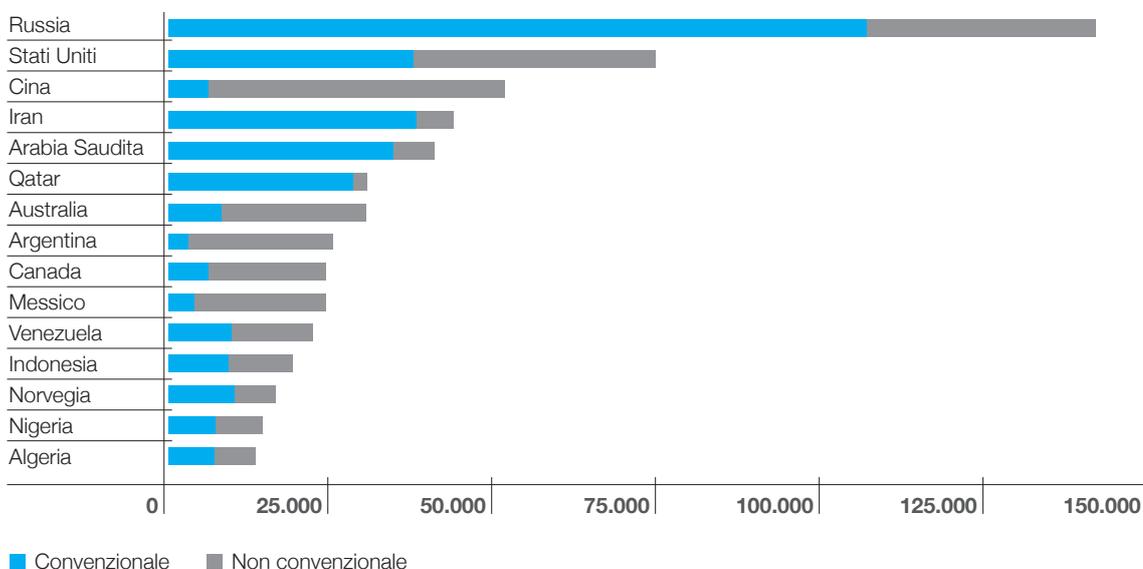
Grafico 39 – Distribuzione geografica delle riserve di gas tecnicamente estraibili a livello globale, 2011 (%)



Fonte: IEA 2012

Tra i Paesi più ricchi di giacimenti di gas non convenzionale spiccano la Cina, gli Stati Uniti e la Russia. Anche in Australia, Argentina, Messico e Canada sono presenti giacimenti di dimensione importante.

Grafico 40 – Principali riserve di gas per Paese, 2011 (mld/mc)



Fonte: IEA, 2012

Nonostante sia evidente che la disponibilità di risorse non convenzionali a livello globale è ancora ingente, non altrettanto certo è quanta parte di esse possa essere effettivamente recuperata, a che condizioni e con quali conseguenze economiche, sociali e ambientali.

1.3 La produzione del gas non convenzionale. Il processo di estrazione del gas non convenzionale ricalca per molti aspetti quello del gas convenzionale. Esso risulta tuttavia più complesso, a causa della maggiore difficoltà di estrazione e del più alto rischio d'impatto ambientale e sociale a essa legato. In questo contesto, gli aspetti più rilevanti riguardano:

- **le caratteristiche geologiche.** La realizzazione delle infrastrutture per l'estrazione, primo step del processo di produzione del gas, è tra le operazioni più complesse, in particolar modo per il gas non convenzionale. Quest'ultimo, infatti, essendo contenuto in aree più estese, ma in bassa concentrazione all'interno di strati rocciosi poco permeabili e trovandosi in genere a profondità maggiori, fa sì che le aree di scavo per la sua estrazione siano molto estese e caratterizzate da un ingente numero di pozzi (più di un pozzo per ogni km², a fronte di meno di uno ogni 10 km² nel caso del gas convenzionale);
- **la localizzazione dei giacimenti.** Nella scelta del sito per la realizzazione dei pozzi, oltre alle caratteristiche geologiche del suolo, vanno anche presi in considerazione altri aspetti, tra cui la vicinanza ad aree abitate, la prossimità alle infrastrutture, la disponibilità di risorse acquifere;
- **gli aspetti tecnologici.** Una volta che il pozzo è stato predisposto, la pressione creata all'interno di esso, attraverso appositi fluidi poi rimossi, viene abbassata, in modo che il gas cominci a fluire dagli strati rocciosi al pozzo. Nel caso del gas non convenzionale, data la scarsa permeabilità degli strati rocciosi, la pressione del gas è generalmente molto bassa. Per questo motivo, soprattutto nel caso di shale e tight gas - vengono spesso utilizzate tecniche specifiche che agevolano la fuoriuscita del gas. Tra queste, l'iniezione di piccole quantità di acidi, che dissolvendo parzialmente i minerali rocciosi ne aumentano la permeabilità. Altra tecnica molto diffusa è la cosiddetta fratturazione

idraulica, attraverso cui vengono pompate ad alta pressione all'interno del pozzo appositi fluidi che creano micro fratture della roccia, così da permettere al gas in essa contenuto di fluire. Tali micro fratture possono estendersi per decine o perfino centinaia di metri. Poiché, una volta venuta meno la pressione del fluido di fratturazione, esse tenderebbero a richiudersi sotto la spinta pressoria della roccia, nel fluido di fratturazione vengono inserite particelle di sabbia o materiale ceramico che permettono alle crepe di rimanere aperte;

- **le emissioni gassose.** Dopo che la fratturazione idraulica è stata completata, il fluido di fratturazione fuoriesce dal pozzo, inizialmente in grandi quantità e poi in misura decrescente man mano che il gas comincia a fluire. Sarebbe sempre opportuno che, in questa fase intermedia, i fluidi e i gas che fuoriescono dal pozzo fossero immediatamente separati, per potere velocemente procedere allo smaltimento dei fluidi di fratturazione e al trattamento del gas. Poiché questo processo di separazione immediata richiede investimenti appositi, che non sempre vengono effettuati, possono verificarsi dispersione di gas nell'aria e fiammate.

L'insieme delle attività associate all'estrazione del gas non convenzionale presenta dunque diversi elementi di **criticità**:

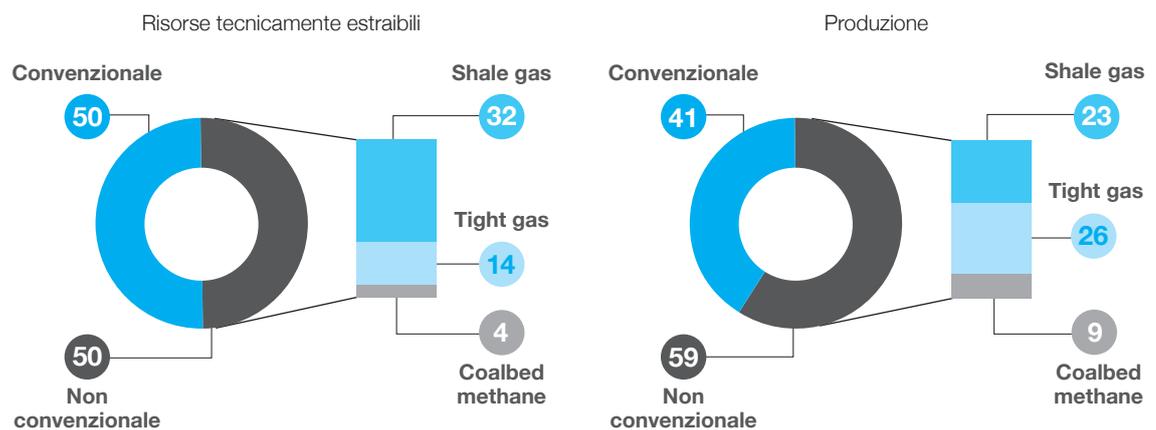
- nella fase della trivellazione, come per il gas convenzionale, vengono prodotti rumori, fumi e luci 24 ore al giorno, in alcuni casi per diversi mesi. In questa fase si producono inoltre centinaia di tonnellate di materiale, che devono essere appositamente smaltite;
- la realizzazione del pozzo (sia nella fase di trivellazione, sia nell'attività di completamento), se non attentamente studiata e progettata, potrebbe causare la dispersione del gas o dei liquidi utilizzati per la fratturazione idraulica, con rischio di inquinamento del suolo e delle acque circostanti;
- la fratturazione idraulica:
 - creando delle crepe nelle profondità rocciose, genera sempre lievi eventi sismici che non hanno generalmente effetti in superficie. Tuttavia, può accadere che le fratture vadano a intersecare e riattivare faglie già esistenti, generando così fenomeni sismici di portata più ampia;
 - richiede l'impiego di grandi quantità d'acqua (fino a 20 mila mc per pozzo). Quest'ultima, se non ricavata da precedenti operazioni di fratturazione idraulica, proviene da fonti di superficie (fiumi, laghi e mari) o da falde acquifere altrimenti utilizzate per altri scopi, principalmente in agricoltura. Inoltre, nel caso in cui le fonti d'acqua non si trovino in prossimità del pozzo, esse devono essere portate in loco attraverso l'uso di appositi mezzi, con conseguente aumento dei costi di trasporto e d'impatto ambientale;
 - comporta il pompaggio all'interno del pozzo del fluido di fratturazione. Dopo l'immissione, parte di esso rifluisce all'esterno, mentre una certa quantità rimane intrappolata negli strati rocciosi e mai più recuperata. Dopo la fratturazione, il liquido contiene, oltre alle sostanze usate per tenere aperte le crepe, anche metalli, idrocarburi e minerali rilasciati dalla roccia. Questi ultimi possono risultare lievemente radioattivi e vanno trattati appositamente, una volta venuti in superficie;
- le acque reflue, derivanti dalla fratturazione idraulica – nel caso di shale e tight gas – e fuoriuscite dagli strati carboniferi – nel caso del coalbed methane – vanno trattate appositamente, poiché come visto, possono risultare inquinanti. In alcuni casi, esse vengono riciclate in nuovi processi di fratturazione idraulica; in altri, vengono trattate con processi che separano l'acqua dalle altre sostanze, così da potere essere scaricate in sicurezza (ad esempio nei fiumi) o utilizzate in agricoltura; in altri ancora, ove sussistano le condizioni a livello geologico, esse vengono depositate nelle profondità degli strati rocciosi;
- la produzione del gas non convenzionale – in particolar modo di shale e tight gas, che più frequentemente fa ricorso alla fratturazione idraulica – produce una maggiore quantità di emissioni a effetto serra. Ciò per due ordini di motivi: in primo luogo poiché la realizzazione di un maggior numero di pozzi e la tecnica della fratturazione idraulica richiedono un maggior impiego di energia (principalmente attraverso l'uso di motori a diesel) e dunque comportano maggiori emissioni di CO₂; in secondo luogo perché anche gli eventuali fenomeni di dispersione di gas nell'aria producono emissioni a effetto serra.

I.4 Il mercato del gas non convenzionale. Nonostante da alcuni anni a questa parte il mercato del gas sia sempre più integrato a livello internazionale, esso rimane ancora un mercato fortemente regionalizzato. La disponibilità di ingenti volumi aggiuntivi di gas derivanti da fonti non convenzionali potrebbe tuttavia aprire la strada a forme di integrazione dei mercati molto più avanzate. Tale fenomeno, in effetti, ha già avuto inizio con la produzione da parte degli Stati Uniti.

Gli **Stati Uniti** sono stati pionieri nella produzione di gas non convenzionale già da diversi decenni. La grande disponibilità di risorse e la relativa facilità a raggiungerle hanno fatto sì che gli USA siano stati i primi e per lungo tempo i soli a sfruttare i giacimenti di gas non convenzionale disponibili.

A oggi le risorse di gas tecnicamente estraibili negli Stati Uniti ammontano a circa 74 mila mld/mc; metà di esse proviene da fonti non convenzionali e, nello specifico, è rappresentata per il 32% da shale gas (24 mila mld/mc), per il 14% da tight gas (10 mila mld/mc) e per il 4% da coalbed methane (3 mila mld/mc).

Grafico 41 – Risorse e produzione di gas naturale negli Stati Uniti, 2010 (%)



Fonte: IEA, 2012

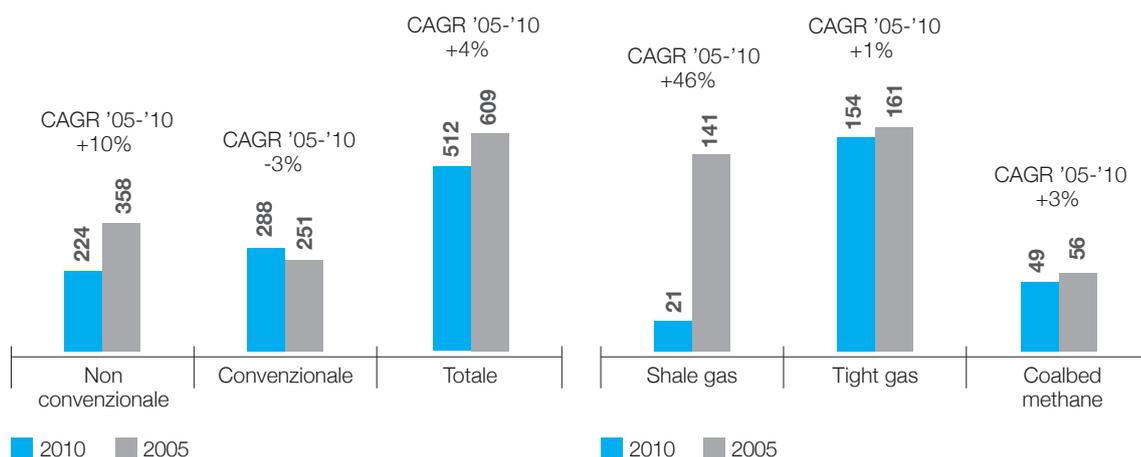
Nel 2010 gli USA hanno complessivamente estratto 511 mld/mc di gas naturale, di questi, il 41% da fonti convenzionali (251 mld/mc) e il restante 59% da fonti non convenzionali (358 mld/mc, di cui rispettivamente 26% tight gas, 23% shale gas e 9% coalbed methane).

Rispetto al 2005, la produzione di gas naturale negli Stati Uniti è cresciuta a un tasso medio annuo del 4%. Tale incremento è da attribuire quasi esclusivamente allo straordinario aumento della produzione di shale gas, cresciuta del 46% annuo. Più ridotto, invece, l'incremento della produzione di coalbed methane (+3%), i cui giacimenti – come visto – rappresentano oggi solo il 4% delle risorse di gas naturale ancora disponibile. Molto contenuta anche la crescita della produzione di tight gas (+1%), che tuttavia è ancora la fonte principale di gas non convenzionale.

La maggiore disponibilità di gas naturale derivante dallo sfruttamento delle fonti non convenzionali ha contribuito – insieme agli effetti della crisi – a una riduzione del prezzo del gas sul mercato statunitense. Tale fenomeno ha così stimolato l'impiego del gas naturale, da parte dell'industria americana, soprattutto nel campo della generazione di elettricità e nel settore della trasformazione (industria petrolchimica in primis) e, nel medio termine, potrebbe avere ricadute positive anche nel settore dei trasporti.

L'incremento della produzione di gas non convenzionale ha significativamente ridotto il fabbisogno degli Stati Uniti di importare GNL dall'estero. Per tale motivo, le risorse – ormai in eccesso – che gli USA hanno continuato a importare negli ultimi anni, per effetto di accordi vincolanti, sono state in gran parte vendute a Messico e Canada e per la restante parte sono state nuovamente esportate verso l'Europa. Il vecchio continente, infatti, ha continuato a essere uno dei principali importatori di gas al mondo anche durante e dopo la crisi e a investire nelle infrastrutture relative, sia gasdotti, sia impianti di rigassificazione e stoccaggio.

Grafico 42 – Produzione di gas naturale negli Stati Uniti, 2005-2010 (mld/mc)

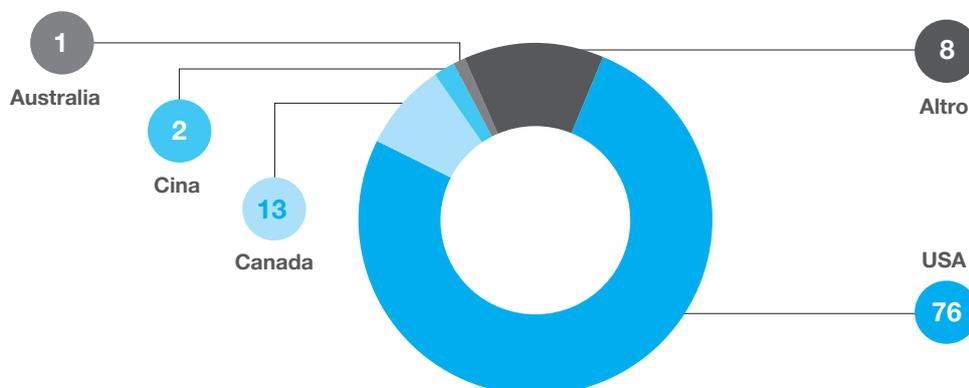


Fonte: IEA 2012

Tra il 2008 e il 2009, anche in Europa come negli USA, tale disponibilità aggiuntiva di risorse – in concomitanza con il calo della produzione che è seguito alla crisi – ha comportato una riduzione del prezzo del gas. Il 2010 ha tuttavia segnato un’inversione di tendenza, complici l’inasprirsi delle condizioni metereologiche, l’incertezza sugli approvvigionamenti provenienti dal Nord Africa per via della primavera araba e la nuova crescita della domanda di gas da parte dei Paesi asiatici, che per primi hanno evidenziato una ripresa della crescita.

I.5 Possibili sviluppi del settore. Fino a oggi, la produzione di gas non convenzionale ha riguardato quasi esclusivamente il Nord America. Nel 2010 il 76% del gas non convenzionale prodotto a livello globale è stato estratto negli Stati Uniti, il 13% in Canada, il 2% in Cina, l’1% in Australia e il restante 8% altrove.

Grafico 43 – Produzione di gas non convenzionale a livello mondiale, 2010 (%)



Fonte: IEA, 2012

Solo in tempi recenti, diversi altri Paesi hanno preso in considerazione la possibilità di sfruttare i propri giacimenti di gas non convenzionale. Ciò per due ordini di motivi:

- in primo luogo perché l’avanzamento tecnologico dei processi di estrazione del gas sta contribuendo a ridurre in modo significativo i costi di produzione e di impatto ambientale e sociale;

- in secondo luogo perché – alla luce dell'esperienza statunitense – è emerso in modo evidente che lo sviluppo del settore del gas non convenzionale può avere un impatto molto significativo in termini di sicurezza degli approvvigionamenti energetici e di maggiore disponibilità di risorse, sia per l'impiego all'interno del territorio nazionale sia, ove sussistano le condizioni, per l'eventuale esportazione.

D'altro canto, lo sviluppo del gas non convenzionale incontra forti resistenze, soprattutto nei Paesi in cui, data l'alta densità abitativa e le caratteristiche geologiche del territorio, la produzione risulta particolarmente onerosa in termini di impatto sia economico, sia ambientale e sociale.

In prospettiva, lo sfruttamento delle ingenti risorse di gas non convenzionale a livello globale potrebbe incidere in modo determinante sulla bilancia commerciale di diversi Paesi e aree geografiche, fino a cambiare gli equilibri energetici mondiali dei prossimi decenni.

Diverse fonti, anche molto autorevoli, hanno sostenuto che, attraverso l'individuazione di principi e criteri guida certi, nonché di un quadro regolamentare adeguato, il settore del gas non convenzionale possa avere ampi margini per uno sviluppo in sicurezza. Lo IEA, ad esempio ha individuato una serie di regole, comunemente denominate *Golden Rules*, rivolte ai policy maker, ai regolatori, agli operatori di settore e a tutti i soggetti coinvolti.

Focus

Le Golden Rules dello IEA per lo sviluppo del gas non convenzionale

Misurare, divulgare e impegnarsi

- Ricercare il coinvolgimento delle comunità locali, dei residenti e di tutti gli altri stakeholders in ogni fase del processo;
- stabilire degli indicatori ambientali di riferimento e monitorarli costantemente;
- misurare e divulgare i dati e le informazioni relativi all'uso di risorse acquifere, ai volumi e alle caratteristiche dei fluidi di fratturazione, delle acque reflue e delle emissioni atmosferiche;
- cercare di limitare al minimo la portata delle operazioni, avendo sempre in vista la propria responsabilità sociale e ambientale e avendo cura di divulgare a livello della comunità locale i benefici dell'attività condotta.

Scegliere il luogo di trivellazione

- Scegliere il luogo per la trivellazione in modo da minimizzare l'impatto geologico e sulle comunità locali;
- testare ex-ante le caratteristiche geologiche delle aree prescelte;
- effettuare un'attività di monitoraggio per assicurarsi che le fratture non si estendano oltre le formazioni rocciose interessate alla produzione del gas.

Isolare i pozzi e prevenire le perdite

- Progettare, costruire e testare adeguatamente i pozzi;
- limitare allo stretto necessario la fratturazione idraulica;
- prevenire la fuoriuscita e conseguente dispersione di sostanze sia all'esterno del pozzo, sia in superficie e gestire adeguatamente le sostanze solide e liquide di scarto.

Trattare le fonti d'acqua in modo responsabile

- Ridurre al minimo l'uso di acqua pulita, attraverso operazioni di efficientamento dei processi e di riciclaggio delle fonti utilizzate;

- › gestire in sicurezza le acque reflue;
- › ridurre al minimo l'uso di additivi chimici e sostanze simili contenute nei fluidi di fratturazione.

Ridurre le emissioni a effetto serra

- › Minimizzare, con tutti i mezzi a disposizione, la dispersione di gas nell'aria;
- › minimizzare l'inquinamento atmosferico derivante dall'uso di veicoli, motori per la trivellazione, motori per il pompaggio dei fluidi e compressori.

Essere pronti a pensare "in grande"

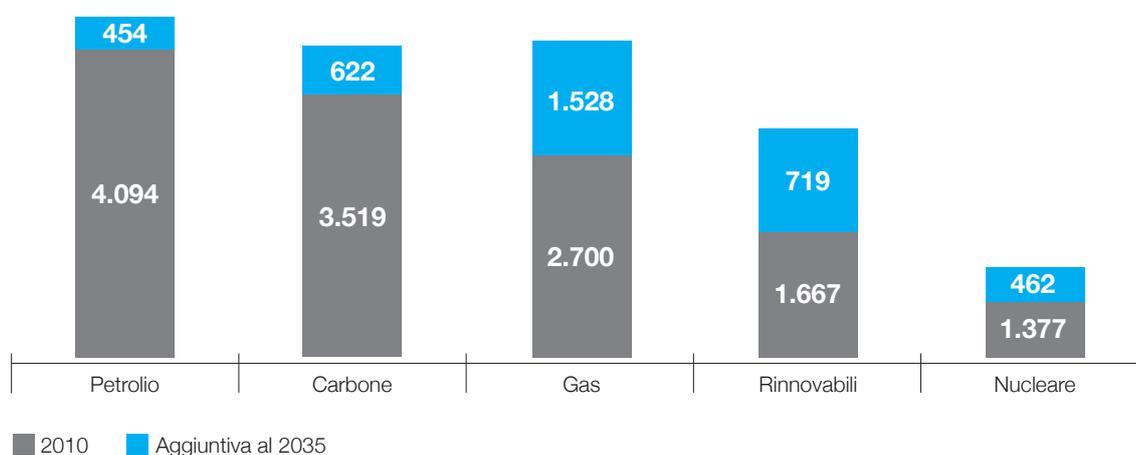
- › Cercare ogni opportunità di realizzare economie di scala e sviluppare le infrastrutture che possono ridurre l'impatto ambientale delle operazioni;
- › prendere in considerazione il processo nel suo complesso.

Assicurare un alto livello di performance

- › Assicurare che l'attività sia adeguatamente sostenuta a livello regolamentare e di policy making;
- › trovare il giusto bilanciamento tra disposizioni normative e disposizioni di politica economica;
- › predisporre adeguati piani di emergenza in caso di imprevisti;
- › effettuare il continuo miglioramento della regolamentazione e delle prassi operative;
- › scegliere, ove opportuno, certificatori indipendenti per le valutazioni di impatto ambientale.

Lo IEA ha recentemente stimato che con l'applicazione delle Golden Rules, e nell'ipotesi ottimistica in cui il mercato del gas non convenzionale subisse un'espansione a livello globale, la maggiore offerta potrebbe comportare un rallentamento dei prezzi del gas tale da stimolare la domanda di oltre il 50% entro il 2035, con una quota sul mix energetico che supererebbe quella del carbone, portandosi al 25%.

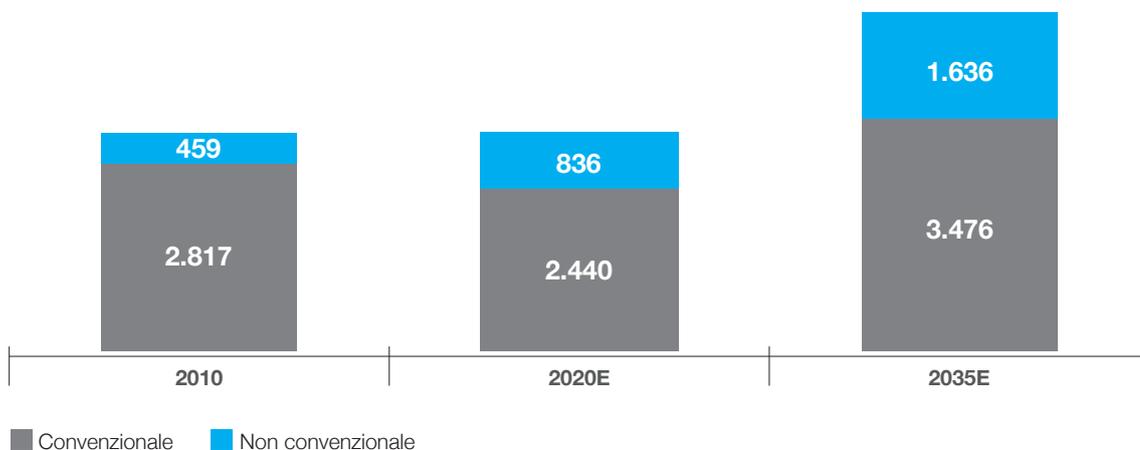
Grafico 44 – Domanda globale di energia primaria per tipologia in caso di applicazione delle Golden Rules, 2010-2035E (mln/tep/a)



Fonte: IEA, 2012

Nello stesso orizzonte temporale, la produzione di gas non convenzionale potrebbe triplicare, fino a raggiungere i 1.636 mld/mc, pari al 32% della produzione totale di gas (rispetto al 14% del 2010).

Grafico 45 – Produzione globale di gas in caso di applicazione delle Golden Rules, 2010-2035E (mld/mc/a)



Fonte: IEA, 2012

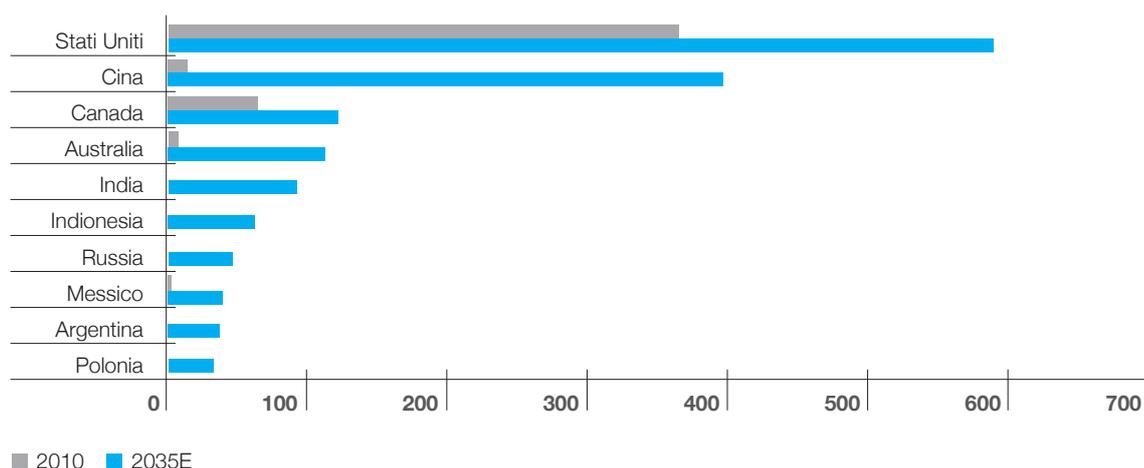
Lo sviluppo del gas non convenzionale a livello globale dipenderà in modo significativo dalla capacità dei soggetti coinvolti di cooperare, nel rispetto dei principi sopra individuati. Tali principi, tuttavia, sono condizione necessaria ma non sufficiente. Infatti, fattori chiave per lo sviluppo del settore saranno anche, sia a livello Paese sia a livello internazionale, la reale accessibilità delle risorse e i relativi costi di estrazione, l'esistenza di un quadro regolamentare e fiscale certo, la disponibilità di competenze e tecnologie sempre all'avanguardia, l'interazione con le infrastrutture esistenti, nonché la capacità di svilupparne di nuove e, infine, le condizioni del mercato e le dinamiche di formazione dei prezzi. Più in particolare, avranno un ruolo determinante:

- **i costi di produzione** (costo del capitale, costi operativi, costi di trasporto, tasse e diritti). Tali costi possono variare molto a seconda delle condizioni geologiche e del mercato, incidendo in maniera significativa sulla redditività dell'investimento;
- **un quadro normativo e regolamentare certo**, che garantisca lo sviluppo del settore in sicurezza. Molti dei Paesi ricchi di giacimenti di gas non convenzionale, tuttavia, hanno scarsa esperienza nella produzione di idrocarburi e per questo motivo si confrontano con la carenza o l'inadeguatezza della normativa. Alcuni Paesi stanno ancora valutando l'opportunità e la convenienza di sfruttare le risorse a disposizione, altri hanno scelto di procedere con la produzione, ma in alcuni casi, perfino negli Stati Uniti (negli Stati di New York, New Jersey e Maryland), la fratturazione idraulica è stata temporaneamente vietata, in attesa di effettuare alcuni approfondimenti sul suo potenziale impatto ambientale. In molti Paesi, inoltre, le competenze giuridiche in materia sono distribuite a livello federale, statale e regionale. Ciò rischia di impedire una loro chiara attribuzione e, conseguentemente, la corretta applicazione della disciplina normativa e regolamentare. Per lo sviluppo del settore, dunque, è necessario che la disciplina che regola la produzione del gas non convenzionale sia quanto più omogenea, nel rispetto delle peculiarità di ciascun territorio. Tra le altre priorità, vi sono quelle di colmare gli eventuali gap regolatori ancora esistenti e di adeguare tempestivamente la normativa ai cambiamenti delle tecnologie di produzione;
- **la dinamica di formazione del prezzo del gas** e degli idrocarburi suoi diretti sostituti. Un'eventuale maggiore disponibilità di gas derivante dall'impiego delle risorse non convenzionali potrebbe avere un effetto calmierante sul prezzo del gas. Tale rallentamento renderebbe il gas più competitivo rispetto agli altri idrocarburi, stimolandone la domanda. D'altro canto, poiché i contratti di

fornitura del gas hanno generalmente lunga durata, e larga parte di essi è ancora indicizzata al prezzo del petrolio, i prezzi del gas non dovrebbero subire forti flessioni nei prossimi anni. In più, il graduale processo di integrazione del mercato del gas a livello internazionale – fenomeno che è già in atto – potrebbe contribuire all'assorbimento di eventuali shock dell'offerta, spingendo i prezzi al rialzo.

Secondo le stime dello IEA, nell'ipotesi ottimistica di pieno sviluppo del settore, in poco più di 20 anni gli **Stati Uniti** potrebbero più che raddoppiare la propria produzione di gas non convenzionale, fino a raggiungere quasi i 600 mld/mc. Gli Stati Uniti potrebbero così pienamente coprire il proprio fabbisogno di gas e perfino divenirne un esportatore netto.

Grafico 46 – Principali produttori di gas non convenzionale in caso di applicazione delle Golden Rules, 2010-2035E (mld/mc/a)



Fonte: IEA, 2012

Alle stesse condizioni, la **Cina** potrebbe divenire il secondo produttore di gas non convenzionale al mondo, passando da una produzione di 12 mld/mc a quasi 400 mld/mc.

Il governo cinese sta elaborando un piano molto ambizioso per lo sviluppo del settore, dal momento che, in un Paese che è tra i maggiori importatori di risorse energetiche nel mondo, incrementi della produzione di gas nazionale come quelli stimati andrebbero a ridurre in modo decisivo le importazioni dall'estero, con un impatto positivo sulla bilancia commerciale. Il piano è ancora in fase di studio, ma potrebbe essere portato a compimento in tempi rapidi, agevolato dal fatto che, sul fronte regolamentare, la sua approvazione incontra certamente meno resistenze che in altri Paesi.

Il **Canada** è oggi il secondo produttore al mondo di gas non convenzionale, con oltre 60 mld/mc. Le prospettive di sviluppo del settore indicano come il Paese sia destinato a essere superato dalla Cina. Tuttavia, nonostante le crescenti preoccupazioni sull'impatto ambientale del processo di estrazione del gas non convenzionale sollevate a livello nazionale, dovrebbe mantenere un ruolo chiave nella produzione, stimolato dalla crescente domanda interna di gas e dal naturale calo della produzione da fonti convenzionali.

L'**Australia**, allo stesso modo, potrebbe avere un ruolo determinante nello sviluppo del gas non convenzionale nei prossimi anni. La sua produzione si attesta oggi intorno ai 5 mld/mc ma, qualora sostenuta dal governo nazionale e dagli operatori del settore, essa potrebbe subire uno sviluppo significativo, fino a superare i 100 mld/mc nel 2035.

In questo contesto, anche l'**Europa** ha riservato crescente attenzione al settore del gas non convenzionale, data la presenza di giacimenti di shale gas in Polonia, Francia, Norvegia, Ucraina, Svezia, Danimarca e Regno Unito e di coalbed methane in Ucraina, Regno Unito, Germania, Polonia e Turchia.

Il mercato europeo del gas è oggi il secondo del mondo per dimensione, con una domanda attestata intorno ai 550 mld/mc nel 2011. Esso sembra essere destinato a dipendere sempre più dalle importazioni, man mano che la produzione interna di gas convenzionale si andrà esaurendo.

Lo sviluppo del gas non convenzionale potrebbe incidere su tale prospettiva, rallentando questo processo. Tuttavia, l'alta densità di popolazione nelle regioni europee più ricche di gas non convenzionale ne rende l'attività di produzione particolarmente onerosa in termini di costi e di rischi, tanto da destare forti preoccupazioni, non soltanto presso le comunità locali, ma anche presso i policy maker e i regolatori, che risultano infatti divisi. Alcuni Paesi, soprattutto est-europei, spinti dalla possibilità di affrancarsi dalla dipendenza dalle importazioni russe, si sono dichiarati favorevoli allo sfruttamento del gas non convenzionale. È questo, ad esempio, il caso di Polonia e Ucraina, ma anche del Regno Unito. Altri Paesi, in particolare Germania e Francia - grande produttore di energia nucleare ed esportatore di energia elettrica - hanno assunto una posizione decisamente contraria allo sviluppo del settore.

Attualmente, a livello regolamentare, vige in Europa una disciplina piuttosto stringente in materia di protezione delle acque, uso di agenti chimici e protezione dell'habitat naturale. Uno studio condotto nel 2011 dalla Commissione Europea ha accertato che, al momento, la disciplina vigente è sufficiente a tutelare la protezione ambientale in Europa in caso di produzione di gas non convenzionale. Non è escluso tuttavia che un'espansione di tale attività possa richiedere un'implementazione della normativa di riferimento.

Alla luce di quanto detto, nel breve periodo non sembrano sussistere, le condizioni per uno sviluppo rilevante del gas non convenzionale in Europa. Di conseguenza, il mercato comunitario potrà più facilmente risentire degli effetti sul prezzo del gas legati all'aumento della produzione estera che non registrare una minore dipendenza dall'export derivante da un aumento della produzione interna.

A. II

Le norme europee per il mercato interno del gas

II.1 Il quadro normativo di riferimento. Secondo l'impostazione dell'Unione Europea, un mercato dell'energia integrato e competitivo può offrire a cittadini e imprese forniture sicure e sostenibili a prezzi equi. Un presupposto fondamentale per raggiungere questo risultato è che i mercati nazionali siano sufficientemente interconnessi e che siano realizzate le infrastrutture transfrontaliere. L'apertura del mercato è inoltre, strettamente collegata agli obiettivi di qualità e competitività dei servizi offerti, di protezione dei consumatori e di sicurezza dell'approvvigionamento.

Il settore del gas, come quello dell'elettricità, è stato oggetto di una normativa europea che ha stimolato un processo di progressiva liberalizzazione e privatizzazione, scardinando gli elementi monopolistici esistenti nei diversi Stati membri, anche grazie all'attività di regolazione e controllo di apposite autorità nazionali settoriali.

Con la **Direttiva 98/30/CE (la c.d. Direttiva di prima generazione)** è stato avviato il processo di liberalizzazione del mercato del gas naturale, ma ampi margini di manovra erano lasciati agli Stati membri nel processo attuativo delle regole europee, con riguardo, ad esempio, al tipo di accesso alle reti di trasporto, alla separazione richiesta alle imprese verticalmente integrate, alla previsione di Autorità nazionali di regolazione e alle garanzie di indipendenza delle stesse. La mancanza di una regolamentazione e di un'attuazione uniforme ha ostacolato l'effettiva realizzazione di un efficace mercato interno del gas.

Con la **Direttiva 2003/55/CE**, che ha abrogato la Direttiva 98/30/CE, si è cercato di rimediare ai precedenti ostacoli, di garantire parità di condizioni e di ridurre il rischio di posizioni dominanti nel mercato. In questa prospettiva, è stato imposto a tutti gli Stati membri l'obbligo di consentire entro la fine del 2007 a tutti gli utenti, inclusi quelli residenziali, piena libertà di scelta del fornitore di energia. Tra le altre misure, si è prevista l'imposizione agli operatori verticalmente integrati dell'obbligo di separare in modo più netto le attività di trasporto rispetto a quelle di approvvigionamento e vendita agli utenti finali, una maggiore indipendenza dei regolatori nazionali e nuove regole per l'accesso alle reti di trasporto, contenute nel Regolamento n. 1775/2005.

Nel 2009, al fine di progredire nel processo di costruzione di un mercato interno, è stato approvato il terzo pacchetto in materia di energia²⁷, entrato in vigore il 3 marzo 2011. Le norme comuni per il mercato interno del gas naturale sono attualmente contenute nella **Direttiva 2009/73/CE**²⁸ le cui disposizioni sono integrate dalle norme previste in due distinti regolamenti europei:

- il **Regolamento n. 713/2009**, che istituisce un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia;
- il **Regolamento n. 715/2009**, relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale.

(27) Comunicazione della Commissione Europea, "Relazione sui progressi nell'istituzione di un mercato interno del gas e dell'elettricità", COM(2009)115.

(28) A livello nazionale, le regole europee sono state recepite con il D. Lgs 23 maggio 2000, n. 164 e il D. Lgs 1 giugno 2011, n. 93 e s.m.i.

Oltre ai profili analizzati nei seguenti paragrafi relativi all'unbundling, alle regole per l'accesso alle reti e alla cooperazione tra i soggetti attivi nel mercato del gas con diversi ruoli (regolatori, gestori e Stati), è opportuno ricordare che il terzo pacchetto prevede nuovi strumenti per la regolamentazione europea, quali i codici di rete, predisposti dalle associazioni europee dei gestori dei sistemi di trasporto (ENTSO-E e ENTSO-G), secondo linee guida adottate dall'Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dei mercati energetici e che la Commissione Europea può rendere vincolanti utilizzando la procedura di comitatologia²⁹.

Tali codici sono importanti nell'ottica dell'armonizzazione delle regole fra i vari Stati e dell'integrazione dei mercati europei, costituendo un punto di riferimento essenziale per la costruzione del mercato interno del gas naturale, con particolare riguardo ai meccanismi per l'allocazione della capacità di trasporto e la gestione delle congestioni.

A fianco del c.d. terzo pacchetto, il legislatore europeo si è occupato, peraltro, della sicurezza dell'approvvigionamento del gas con un'apposita disciplina³⁰ al fine di migliorare la capacità dell'UE di reagire alle situazioni di crisi, grazie a:

- una maggiore resilienza della rete;
- norme comuni in materia di sicurezza dell'approvvigionamento e di equipaggiamenti supplementari;
- obblighi chiari in materia di investimenti nelle reti.

Infine, le regole europee che completano il quadro normativo che disciplina il settore del gas sono contenute nel pacchetto clima-energia, che prevede una serie di misure volte a favorire lo sviluppo di fonti rinnovabili nell'ambito della lotta ai cambiamenti climatici e nella nuova Direttiva Europea in materia di efficienza energetica³¹.

II.1.1 L'unbundling nel settore del trasporto del gas naturale. Al fine di realizzare un mercato dell'energia effettivamente concorrenziale, la normativa europea di terza generazione ha imposto la separazione delle attività legate alla rete di trasporto, generalmente svolte in monopolio, dalle attività di produzione, approvvigionamento e fornitura all'utenza finale, in modo da evitare, tra l'altro, che le imprese verticalmente integrate possano operare discriminazioni nei confronti dei loro concorrenti soprattutto con riferimento all'accesso alla rete.

Nel settore del gas, la direttiva europea del 2009 ha introdotto nuove disposizioni in materia di separazione dei gestori dei sistemi di trasporto dalle altre attività non legate alla rete. In particolare, le norme europee hanno stabilito che gli Stati membri provvedano affinché, a decorrere dal 3 marzo 2012, ciascuna impresa proprietaria di un sistema di trasporto operi nell'ambito di un modello di separazione proprietaria (Ownership Unbundling - OU).

Se al 3 settembre 2009, il sistema di trasporto appartiene a un'impresa verticalmente integrata, lo Stato membro interessato può decidere, in alternativa alla separazione proprietaria, tra diversi modelli di separazione delle attività:

- l'istituzione di un gestore di sistema indipendente che gestisce una rete di proprietà di un soggetto terzo (Independent System Operator – ISO);
- l'istituzione di un gestore di trasporto indipendente che gestisce ed è proprietario della rete (Independent Transmission System Operator - ITO);

(29) La Commissione Europea deve stilare un elenco annuale di priorità in cui sono individuati i settori da includere nell'elaborazione dei codici di rete. Si veda la decisione della Commissione del 19 luglio 2012 sull'istituzione degli elenchi di priorità annuali per la definizione dei codici di rete e degli orientamenti per il 2013 (2012/413/UE). Poiché si prevede che le norme armonizzate sulla gestione della congestione saranno sottoposte alla procedura di comitatologia nel 2012, la Commissione stabilisce, per il 2013, il seguente elenco di priorità annuali per l'elaborazione di norme armonizzate sul gas: assegnazione di capacità (adozione con procedura di comitatologia); norme di bilanciamento, comprese le norme legate alla rete in materia di procedure di nomina, oneri di sbilancio, norme di bilanciamento operativo tra i sistemi dei gestori dei sistemi di trasporto (finalizzazione del codice di rete e avvio del processo di adozione); norme di scambio dei dati e di interoperabilità; norme riguardanti le strutture tariffarie armonizzate per il trasporto.

(30) Regolamento UE n. 994/2010.

(31) Direttiva 2012/27/UE.

- l'istituzione di un gestore di trasporto, che rispetti regole di indipendenza già esistenti che garantiscono una separazione effettiva in linea con quanto previsto dal modello ITO.

Affinché il modello di separazione sia approvato e un'impresa sia designata come gestore di un sistema di trasporto, è necessaria un'apposita certificazione rilasciata dall'Autorità di regolamentazione nazionale, con il coinvolgimento della Commissione Europea nella procedura che precede la decisione finale.

Il D. Lgs. n. 93/2011 ha recepito nell'ordinamento nazionale i requisiti e gli adempimenti europei per la certificazione delle imprese che intendono agire in qualità di gestore di trasporto. La normativa nazionale ha, inoltre, previsto l'applicazione della procedura di certificazione di cui alla Direttiva Europea e ha, altresì, stabilito che:

- entro il 3 marzo 2012, l'impresa maggiore di trasporto, proprietaria della rete di trasporto nazionale e regionale del gas naturale si conformi alla disciplina europea del gestore di trasporto indipendente - modello ITO;
- è fatta salva, in ogni momento, la possibilità per l'impresa maggiore di trasporto di conformarsi a quanto previsto dall'articolo 9 della direttiva 2009/73/CE, optando per il modello della separazione proprietaria.

FOCUS

Dalla separazione funzionale alla separazione proprietaria di Snam

Snam S.p.A. ("Snam") è una società holding di partecipazioni che detiene l'intero capitale sociale di Snam Rete Gas S.p.A. ("Snam Rete Gas"), GNL Italia S.p.A. ("GNL Italia"), Stogit S.p.A. ("Stogit") e Italgas S.p.A. ("Italgas"), le quattro società operative nel mercato del gas, cui fanno capo la gestione e lo sviluppo rispettivamente delle attività di trasporto, rigassificazione, stoccaggio e distribuzione di gas naturale.

L'Aeeg ha completato la procedura di certificazione di Snam Rete Gas come gestore di trasporto indipendente, attestandone la separazione funzionale dall'impresa verticalmente integrata, al fine di assicurare l'indipendenza dell'attività di trasporto da quelle di approvvigionamento e fornitura e di impedire lo scambio di informazioni riservate³². A seguito della certificazione, Snam Rete Gas è quindi autorizzata a operare, a livello nazionale ed europeo, nell'attività di trasporto del gas naturale.

In base all'art. 15, comma 1, del Decreto Liberalizzazioni, il legislatore ha optato per il modello di separazione proprietaria della società Snam S.p.a. nei confronti della maggiore impresa di produzione e vendita di gas (Eni S.p.A.), nonché delle imprese verticalmente integrate di produzione e fornitura di gas naturale e di energia elettrica. Ciò al fine di introdurre la piena terzietà dei servizi regolati di trasporto, di stoccaggio, di ri-gassificazione e di distribuzione dalle altre attività della relativa filiera svolte in concorrenza.

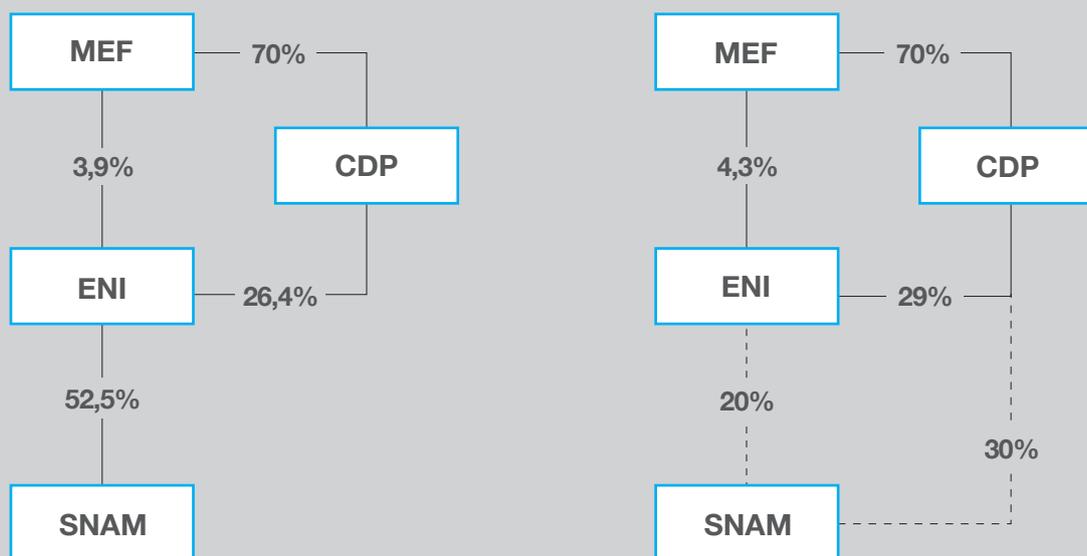
Con Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri (DPCM) del 25 maggio 2012 sono stati disciplinati i criteri, le condizioni e le modalità dell'operazione di separazione proprietaria.

Il DPCM ha previsto due ordini di misure per assicurare la separazione proprietaria:

- la cessione a Cassa Depositi e Prestiti Spa (CDP) di un numero di azioni che, al momento di esecuzione dell'operazione, rappresentino il 30% (meno una azione) del capitale sociale votante di Snam;
- una serie di regole che incidono sulla governance di Snam ed Eni, sui poteri di indirizzo del MEF e sulla gestione delle partecipazioni da parte di CDP.

(32) La certificazione (Delibera 403/2012/R/gas) è stata adottata a seguito del parere favorevole della Commissione Europea sulla certificazione preliminare adottata dall'Autorità (Delibera 191/2012/E/gas).

Struttura azionaria di Snam ante e post operazione



Fonte: AGCM, 2012

Secondo l'Autorità garante della concorrenza e del mercato: "l'operazione in esame ha determinato il passaggio da una situazione di integrazione verticale piena tra Eni e Snam (e le sue società controllate) a una situazione in cui tra l'incumbent Eni e il gruppo Snam non vi è più nessun legame se non quello, indiretto, e di natura puramente finanziaria, connesso al fatto che CDP possiede una partecipazione del 29% in Eni, sotto la gestione separata e dunque sottoposta al potere di indirizzo del MEF.

L'effetto globale dell'operazione è dunque di un miglioramento netto delle condizioni concorrenziali sui mercati dello stoccaggio, della rigassificazione e della distribuzione di gas, ove si passa da una situazione di integrazione verticale (non mediata da nessun meccanismo del tipo ITO) a una situazione di controllo di CDP.

Con riferimento alle attività di trasporto e dispacciamento, l'operazione – che comporta la separazione proprietaria tra Eni e Snam Rete Gas – determinerà necessariamente, invece, l'abbandono del modello di unbundling funzionale e il passaggio a una situazione di controllo di CDP su Snam (e dunque Snam Rete Gas) sulla base delle norme civilistiche vigenti. L'operazione di concentrazione è stata, dunque, autorizzata in quanto non suscettibile di determinare una restrizione alla concorrenza sostanziale e durevole".

A seguito dell'autorizzazione da parte dell'Antitrust, l'acquisizione è stata realizzata da CDP RETI Srl (CDP RETI), società interamente posseduta da CDP e già proprietaria di 1.000 azioni Snam. CDP detiene, pertanto, attraverso CDP RETI, una partecipazione nel capitale sociale votante di Snam pari al 30,00003%.

Nel dicembre 2012, Snam, in qualità di controllante, ha presentato all'Aeeg istanza di ricertificazione per Snam Rete Gas S.p.A. in qualità di gestore di trasporto del gas in separazione proprietaria. L'Aeeg, nel gennaio 2013, ha aperto il procedimento istruttorio.

II.1.2 L'obbligo di accesso dei terzi alle infrastrutture del gas. Un accesso aperto e non discriminatorio da parte di terzi alle reti di trasporto del gas naturale, agli impianti di stoccaggio e ai terminali di rigassificazione è fondamentale per un'effettiva concorrenza nel mercato interno del gas.

In base alla normativa europea, gli Stati membri devono garantire l'attuazione di un sistema di accesso dei terzi ai sistemi di trasporto e di distribuzione nonché agli impianti GNL, basato su tariffe pubblicate, praticabili a tutti i clienti idonei, comprese le imprese di fornitura, e applicato obiettivamente e senza discriminazioni tra gli utenti del sistema (c.d. Third Party Access)³³.

Le tariffe per l'accesso dei terzi alle reti, o le metodologie di calcolo, fissate o approvate dalle Autorità di regolamentazione devono:

- essere trasparenti e non discriminatorie;
- tenere conto della necessità di integrità del sistema e del suo miglioramento;
- rispecchiare i costi effettivamente sostenuti purché corrispondenti a quelli di un gestore di reti efficiente e strutturalmente comparabile;
- fornire un appropriato rendimento degli investimenti nonché incentivi a costruire nuove infrastrutture, compreso un trattamento normativo speciale per i nuovi investimenti³⁴;
- prendere in considerazione le analisi comparative delle tariffe da parte delle Autorità di regolamentazione, se esiste un'effettiva concorrenza tra gasdotti.

Gli Stati membri possono decidere che le tariffe siano determinate in base a procedure basate sul mercato, quali le aste, purché tali procedure e gli introiti che ne derivano siano approvati dall'Autorità di regolamentazione.

In ogni caso, le tariffe non devono limitare la liquidità del mercato né falsare gli scambi transfrontalieri tra sistemi di trasporto diversi, altrimenti i gestori dei sistemi di trasporto devono provvedere attivamente, in cooperazione con le competenti Autorità nazionali, alla convergenza delle strutture tariffarie e dei principi di addebito, anche in relazione alle regole di bilanciamento.

Le imprese di gas naturale possono rifiutare in modo motivato l'accesso al sistema:

- qualora non dispongano della capacità necessaria;
- nel caso in cui impedisse di adempiere agli obblighi relativi al servizio pubblico cui sono soggette;
- sulla base di gravi difficoltà economiche e finanziarie in relazione ai contratti Take-or-Pay.

FOCUS

L'esenzione all'accesso per le nuove infrastrutture del gas

Nuovi investimenti in infrastrutture del gas di rilievo trans-nazionale (gasdotti di interconnessione, impianti di GNL e impianti di stoccaggio) possono essere particolarmente rischiosi e garantire un ritorno economico solo nel lungo termine. Tali investimenti potrebbero non essere realizzati se venissero sempre applicate le regole europee in materia di accesso regolato dei terzi. La normativa europea prevede, quindi, un regime di esenzione ai diritti di accesso dei terzi per rimediare al problema degli investimenti in nuove importanti infrastrutture.

In base al **regime di esenzione ai diritti di accesso dei terzi**, un'impresa che intenda investire in una nuova infrastruttura può chiedere una deroga preventiva e temporanea all'obbligo di accesso dei terzi³⁵.

(33) Si veda la Direttiva 2009/73/CE e il Regolamento CE n. 715/2009 relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale.

(34) La regolazione tariffaria può contribuire a creare le condizioni affinché il gestore della rete operi lungo linee d'interesse generale. In tale direzione, si muovono, per esempio, le nuove metodologie di regolazione che si stanno diffondendo a livello europeo, secondo cui la remunerazione è correlata ad indicatori di performance nell'erogazione del servizio e non solo a misure d'investimento.

(35) Si veda l'art. 36 della Direttiva 2009/73/CE.

Le regole europee prevedono, tuttavia, il necessario rispetto di alcune rigorose condizioni per poter ottenere la deroga:

- l'investimento deve rafforzare la concorrenza nella fornitura di gas e la sicurezza degli approvvigionamenti;
- il livello del rischio connesso all'investimento deve essere tale che l'investimento non verrebbe effettuato senza la concessione di una deroga;
- l'infrastruttura deve essere di proprietà di una persona fisica o giuridica, separata quanto meno sotto il profilo della forma giuridica dai gestori dei sistemi nei quali tale infrastruttura sarà creata;
- gli oneri devono essere riscossi presso gli utenti di tale infrastruttura;
- la deroga non deve pregiudicare la concorrenza o l'efficace funzionamento del mercato interno del gas naturale o l'efficiente funzionamento del sistema regolato a cui l'infrastruttura è collegata.

La possibilità della deroga si applica anche a un aumento significativo della capacità di infrastrutture esistenti e a modifiche tali da permettere lo sviluppo di nuove fonti di approvvigionamento di gas.

L'Autorità di regolamentazione nazionale decide in merito all'esenzione all'accesso, valutando caso per caso l'esigenza di imporre specifiche condizioni sulla durata e l'estensione della deroga e l'accesso non discriminatorio. Prima di concedere una deroga, l'Autorità adotta le norme e i meccanismi per la gestione e l'assegnazione della capacità relativa alla nuova infrastruttura.

La decisione di deroga viene presa, inoltre, con il coinvolgimento dell'ACER, quando l'infrastruttura è situata nel territorio di più Stati membri, e della Commissione Europea che, entro un periodo di due mesi a decorrere dal giorno successivo alla ricezione di una notifica, può adottare una decisione che impone all'Autorità di regolamentazione nazionale interessata di rettificare o revocare la decisione di concedere una deroga.

L'approvazione da parte della Commissione di una decisione perde effetto due anni dopo la sua adozione qualora, alla scadenza di tale termine, la costruzione dell'infrastruttura non sia ancora iniziata, e cinque anni dopo la sua adozione qualora, alla scadenza di tale termine, l'infrastruttura non sia ancora operativa, a meno che la Commissione non decida che il ritardo è dovuto a gravi ostacoli che esulano dal controllo della persona cui la deroga è stata concessa.

II.1.3 La cooperazione tra i regolatori nazionali, i gestori di rete e gli Stati.

Nel 2009, è stata istituita un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia³⁶, dotata di personalità giuridica, con compiti prevalentemente consultivi (pareri e raccomandazioni) nei confronti dei gestori dei sistemi di trasmissione, delle Autorità nazionali di regolazione e delle Istituzioni europee, in primis la Commissione Europea.

Sebbene non sia un vero e proprio regolatore europeo, l'Agenzia garantisce un maggiore coordinamento delle funzioni nazionali di regolazione, soprattutto grazie al Comitato interno dei regolatori, e può inoltre adottare decisioni individuali su singoli aspetti tecnici relativi a infrastrutture transfrontaliere, attenendosi agli orientamenti eventualmente adottati dalla Commissione. L'istituzione dell'ACER può contribuire a garantire il corretto funzionamento di un effettivo mercato interno dell'energia, grazie a un processo di convergenza nella regolazione nazionale e di uniformità nell'applicazione del diritto europeo³⁷. La normativa europea prevede, inoltre, una cooperazione regionale dei gestori dei sistemi di trasporto del gas nell'ambito della ENTSO-G³⁸, al fine di:

(36) Regolamento CE n. 713/2009.

(37) Per la regolamentazione delle questioni transfrontaliere, si veda l'art. 42 della Direttiva 2009/73/CE.

(38) Art. 12 del Regolamento 715/2009.

- pubblicare ogni due anni un piano regionale sulla base del quale prendere decisioni in materia di investimenti;
- promuovere l'adozione di modalità pratiche tali da assicurare la gestione ottimale della rete;
- incoraggiare lo sviluppo degli scambi di energia, l'assegnazione coordinata delle capacità transfrontaliere mediante soluzioni non discriminatorie basate sul mercato, con particolare attenzione alle caratteristiche specifiche delle aste implicite per le assegnazioni a breve termine, e l'integrazione di meccanismi di bilanciamento.

L'area geografica di competenza di ciascuna struttura di cooperazione regionale può essere definita dalla Commissione, tenendo conto delle strutture di cooperazione regionali esistenti. Ciascuno Stato membro può promuovere la cooperazione in più aree geografiche.

Le regole europee, infine, promuovono la cooperazione regionale³⁹. In particolare, gli Stati membri e le Autorità di regolamentazione cooperano tra di loro per l'integrazione dei mercati nazionali a uno o più livelli regionali, quale primo passo verso un mercato interno pienamente liberalizzato. In caso di cooperazione regionale, le Autorità di regolamentazione devono favorire la coerenza del quadro legislativo, regolamentare e tecnico e agevolare l'integrazione dei sistemi che formano "isole del gas" che permangono nella Comunità.

L'Agenzia coopera con le Autorità nazionali di regolamentazione e con i gestori dei sistemi di trasporto per garantire la compatibilità delle regolamentazioni tra le regioni, allo scopo di creare un mercato interno competitivo del gas naturale. Qualora ritenga necessarie norme vincolanti per tale cooperazione, l'Agenzia formula idonee raccomandazioni.

Le iniziative regionali nel settore del gas. Le iniziative regionali - sette regioni per l'elettricità e tre regioni per il gas - sono state istituite nel 2006 dal Gruppo dei regolatori europei per l'elettricità e il gas (ERGEG), su richiesta della Commissione Europea, quale fase intermedia per integrare a livello europeo i singoli mercati nazionali dell'elettricità e del gas in un mercato interno dell'energia.

L'integrazione regionale riveste un ruolo chiave per lo sviluppo di nuove infrastrutture e interconnessioni transfrontaliere, per il completamento del mercato interno del gas nonché per garantire la sicurezza di approvvigionamento⁴⁰.

La Commissione Europea e l'ACER intendono promuovere un rafforzamento del ruolo delle Iniziative regionali per colmare il divario esistente tra i mercati nazionali del gas e per contribuire alla creazione di altri hub del gas e borse elettriche a livello regionale.

L'ACER è oggi responsabile per il coordinamento delle Iniziative regionali e coopera con le ANR e gli operatori del sistema di trasmissione per assicurare la compatibilità dei quadri regolamentari tra regioni al fine di creare un mercato interno dell'energia competitivo.

L'Agenzia ha creato due gruppi dedicati al coordinamento dell'Iniziativa regionale dell'elettricità (ERI) e di quella del gas (GRI), che riunisce l'ACER, la Commissione Europea, le Autorità che guidano le regioni e gli altri regolatori nazionali. L'attuale struttura di governance delle Iniziative regionali comprende tre organismi:

- un comitato di coordinamento regionale (Regional Co-ordination Committee - RCC) che comprende tutte le ANR della regione interessata e che funge da coordinatore globale per i compiti spettanti alla regione, offrendo una guida e indicazioni strategiche;
- il gruppo di attuazione (Implementation Group - IG), costituito dalle ANR e dalle principali parti interessate. Propone azioni concrete delle quali si fa carico e che affrontano le problematiche prioritarie identificate a livello di RCC;
- le parti interessate riunite nel gruppo omonimo (Stakeholder Group - SG).

(39) Art. 7 della Direttiva 2009/73/CE.

(40) Comunicazione della Commissione Europea, "Il ruolo futuro delle iniziative regionali", COM(2010)721.

Iniziativa regionale del Gas del Sud (South GRI). Tale Iniziativa regionale è guidata dalla Commissione dell'energia spagnola e si propone di integrare il Portogallo, la Francia e la Spagna in un unico mercato regionale del gas.

Figura 22 – Iniziativa regionale del Gas del Sud

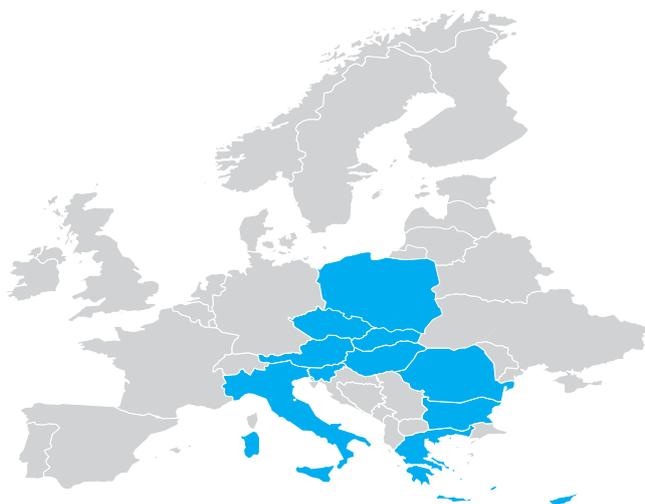


Fonte: Commissione Europea, 2012

Nel 2010, questa regione ha evidenziato un consumo di quasi 90 mld/mc/a, coprendo il 16,5% del mercato del gas della UE. In questo contesto è importante segnalare come l'area ospiti una significativa capacità di rigassificazione (in particolare in Spagna dove, con circa 60 mld/mc/a, è presente un terzo della capacità installata a livello europeo) che, in prospettiva potrebbe contribuire in modo sostanziale alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento dell'Unione Europea.

Iniziativa regionale del Gas del Sud, Sud-Est (South South-East GRI). I Paesi coinvolti sono: Austria, Bulgaria, Cipro, Grecia, **Italia**, Polonia, Repubblica Ceca, Romania, Slovacchia, Slovenia e Ungheria.

Figura 23 – Iniziativa regionale del Gas del Sud, Sud-Est

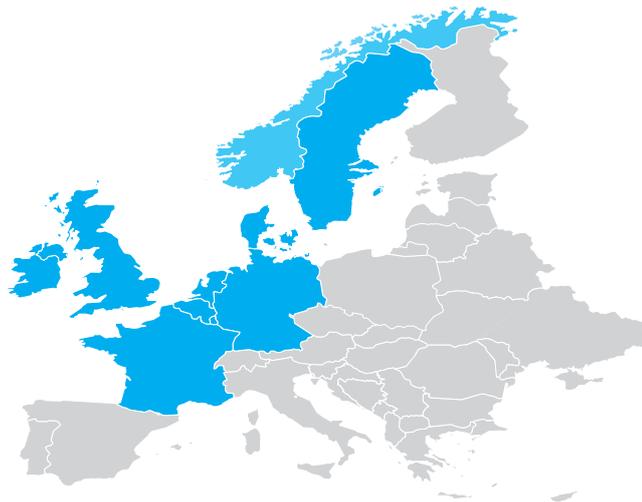


Fonte: Commissione Europea, 2012

La regione è co-presieduta dalle Autorità di regolamentazione di Austria e Italia e ha un consumo di gas di 155 mld/mc/a, pari a circa il 28% del mercato europeo. Quasi la metà della capacità di transito dei gasdotti europei di interconnessione insiste su questa regione. Le interruzioni nella fornitura di gas del 2009 hanno dimostrato come la regione presenti delle fragilità strutturali e necessiti di una particolare attenzione nell'affrontare la questione della diversificazione delle fonti di gas, dell'implementazione della capacità in contro-flusso e di una migliore connettività lungo l'asse Nord-Sud.

Iniziativa regionale del Gas del Nord-Ovest (North West – GRI). I Paesi che partecipano sono: Belgio, Danimarca, Francia, Irlanda, Regno Unito, Germania, Paesi Bassi, Svezia, Lussemburgo e Norvegia (osservatore).

Figura 24 – Iniziativa regionale del Gas del Nord-Ovest



N.B.: la Norvegia partecipa all'iniziativa in qualità di Paese osservatore

Fonte: Commissione Europea, 2012

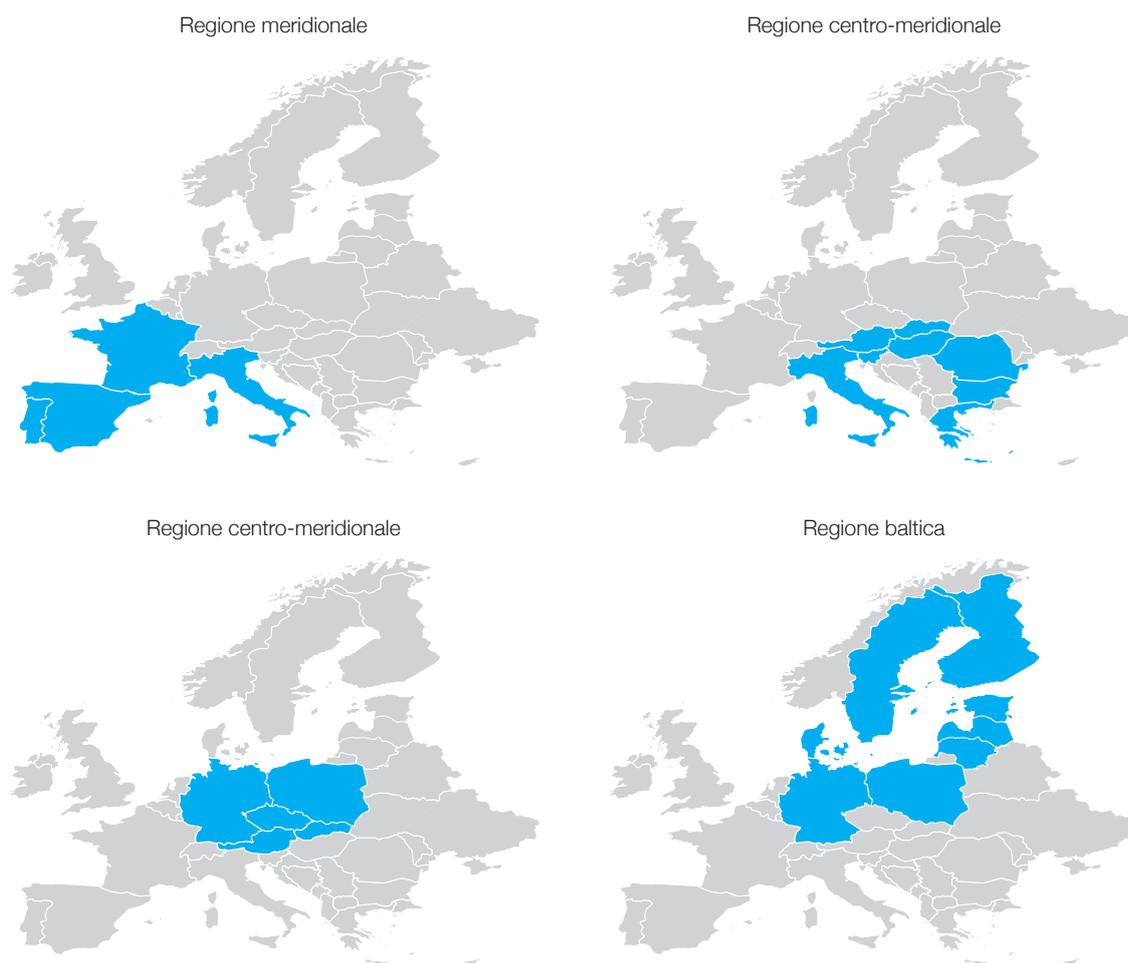
La regione nord-occidentale è presieduta dal regolatore olandese e ha un consumo di 300 mld/mc/a, pari a oltre il 55% del totale. Questa regione ospita alcuni tra i mercati del gas più sviluppati della UE.

La Commissione può ridefinire l'area geografica di competenza di ciascuna struttura di cooperazione regionale, nel contesto di un più ampio processo di riforma dei compiti e della governance delle iniziative regionali al quale contribuiranno, in funzione dei propri rispettivi ruoli e responsabilità, la Commissione, l'ACER, i gestori dei sistemi di trasmissione, gli Stati membri e le parti interessate.

In questo contesto, allo scopo di perseguire in modo più efficace il processo di integrazione, la Commissione Europea ha proposto:

- di affiliare l'Italia all'attuale regione meridionale per migliorare l'accesso del gas naturale di provenienza nordafricana, con possibili effetti positivi sulla liquidità presente nella nuova regione meridionale;
- di suddividere l'attuale regione Sud, Sud-Est in tre nuove regioni, che includano anche gli Stati baltici e i Paesi nordici:
 - la regione centro-meridionale: Italia, Austria, Slovacchia, Slovenia, Ungheria, Romania, Bulgaria e Grecia;
 - la regione centro-orientale: Germania, Polonia, Repubblica Ceca, Slovacchia e Austria;
 - la regione BEMIP (Baltic Energy Market Interconnection Plan): Svezia, Finlandia, Estonia, Lettonia, Lituania, Polonia, Germania e Danimarca.

Figura 25 – Nuove regioni del gas proposte in ambito europeo



Fonte: Commissione Europea, 2012

FOCUS

La comunità dell'energia

Il Trattato che istituisce la Comunità dell'energia, firmato ad Atene nel 2005 ed entrato in vigore il 1° luglio 2006, lega l'Unione Europea, da una parte, e i Paesi dei Balcani occidentali e altri Paesi limitrofi, dall'altra, con la finalità di estendere il mercato interno dell'energia della UE e i relativi benefici alla parte Sud-Est dell'Europa.

- > Sono **membri** della Comunità dell'energia: l'Unione Europea come soggetto dotato di personalità giuridica da una parte, e i Paesi contraenti, dall'altra: Albania, Bosnia-Erzegovina, Croazia, Macedonia, Montenegro, Serbia, Kosovo, Moldavia (dal 2011) e Ucraina (dal 2011);
- > sono **partecipanti** alla Comunità: Austria, Bulgaria, Cipro, Repubblica ceca, Francia, Germania, Grecia, Ungheria, Italia, Paesi Bassi, Polonia, Romania, Slovenia, Slovacchia e Regno Unito;
- > hanno lo status di **osservatori**: Norvegia, Turchia, Armenia e Georgia.

L'obiettivo generale della Comunità dell'energia è quello di creare un quadro normativo e di mercato stabile al fine di:

- attrarre investimenti nella produzione di energia elettrica e delle reti, al fine di garantire un approvvigionamento energetico stabile e continuo, essenziale per lo sviluppo economico e la stabilità sociale;
- creare un mercato integrato dell'energia che consenta gli scambi transfrontalieri di energia e l'integrazione con il mercato UE;
- migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti in tutta Europa;
- migliorare la situazione ambientale in relazione all'approvvigionamento energetico;
- aumentare la concorrenza a livello regionale e sfruttare le economie di scala.

II.2 Rendere efficace il mercato interno dell'energia. I capi di Stato e di Governo europei hanno fissato il termine del **2014 per il completamento del mercato interno dell'energia e il 2015 per collegare i mercati isolati**. Questi obiettivi comportano sfide urgenti e impegnative per un passaggio a sistemi a basse emissioni di CO₂, efficienti in termini energetici, sostenibili e innovativi.

A tal fine, la Commissione Europea ha individuato ciò che occorre per consentire al mercato di dispiegare al massimo le proprie potenzialità e per rispondere ai bisogni e alle aspettative dei cittadini e delle imprese della UE in materia di energia⁴¹:

- garantire che tutti gli Stati membri diano esecuzione e applichino correttamente le norme europee contenute nel terzo pacchetto energia sull'interconnessione dei mercati del gas e dell'elettricità;
- potenziare l'efficacia delle iniziative regionali e del loro contributo all'integrazione del mercato interno dell'energia;
- assicurare un sostegno maggiore ai consumatori, soprattutto quelli più vulnerabili, anche in termini di sistemi di raffronto delle tariffe, chiarezza e trasparenza della bolletta;
- assicurare che i cittadini siano consapevoli dei loro diritti, tra cui quello di cambiare fornitore con un preavviso di tre mesi e senza spese. Se tutti i consumatori in Europa pagassero la tariffa più economica, il risparmio complessivo sarebbe di € 13 mld/a;
- promuovere l'installazione di contatori intelligenti, che consentano ai consumatori di monitorare il loro consumo energetico in tempo reale e di avere un miglior controllo sulle bollette energetiche;
- eliminare i prezzi regolamentati che rappresentano un ostacolo per una maggiore concorrenza e per maggiori investimenti. Attualmente, nella UE solo nove Paesi non regolamentano i prezzi al dettaglio;
- preparare i sistemi energetici alle sfide future mediante:
 - l'adozione di codici di rete che nel settore del gas prevedano:
 - meccanismi di assegnazione della capacità;
 - regole di bilanciamento, comprese norme procedurali legate alla rete in materia di programmi di trasporto ("nomination"), oneri di sbilancio, regole di bilanciamento operativo tra i sistemi dei gestori dei sistemi di trasporto;

(41) Comunicazione della Commissione Europea, Rendere efficace il mercato interno dell'energia, COM(2012)663.

- › norme di interoperabilità e di scambio dei dati;
- › norme riguardanti strutture tariffarie armonizzate per il trasporto.
- › la creazione dei presupposti di mercato per l'introduzione su vasta scala delle apparecchiature intelligenti.
- › adottare e attuare in tempi rapidi il pacchetto sulle infrastrutture energetiche e il primo elenco dei progetti di interesse comune per l'Unione Europea;
- › garantire l'adeguatezza degli interventi statali, ad esempio mediante la soppressione graduale delle tariffe vincolate dell'energia elettrica e del gas nel rispetto dell'obbligo di servizio universale e tenuto conto della necessità di una tutela effettiva della clientela vulnerabile.

La Commissione raccomanda all'Italia il miglioramento della qualità delle condutture nazionali per garantire una sicurezza maggiore nell'approvvigionamento del gas. Inoltre, l'Italia deve continuare a diversificare le fonti di approvvigionamento, contribuendo alla realizzazione del Gasdotto Trans-adriatico, che costituisce il ramo italiano del Corridoio meridionale.

FOCUS

Trans Adriatic Pipeline - TAP

Il progetto TAP è una joint venture di alcune multinazionali attive nel settore dell'energia, interessate alla creazione di un gasdotto da 20 mld/mc/a che consentirà l'afflusso di gas naturale – estratto dal secondo più grande giacimento di gas naturale al mondo situato in Azerbaijan, lo Shah Deniz II – in Italia e in Europa, passando attraverso la Grecia e l'Albania. I partner di TAP, il cui tragitto collegherà l'Azerbaijan con la dorsale adriatica, sono la norvegese Statoil, la svizzera Egl e la tedesca E.ON Ruhrgas.

Attraverso l'interconnessione delle infrastrutture nazionali e dei sistemi di trasporto del gas naturale di Italia, Grecia e Albania, il gas naturale confluirà in Europa occidentale attraverso il Corridoio meridionale, consentendo di:

- › rafforzare la sicurezza degli approvvigionamenti energetici in Europa;
- › favorire la diversificazione delle rotte, delle fonti e delle forniture di gas nella regione.

Tale progetto è stato definito dal Commissario Europeo per l'Energia un "progetto d'interesse comune" per l'Europa, perché consente l'approvvigionamento di gas direttamente dalla regione del Mar Caspio, agevolando il trasporto di gas naturale dall'Azerbaijan in Europa ed evitando un'eccessiva dipendenza dagli approvvigionamenti provenienti dalle infrastrutture controllate dalla Russia, che detiene, nella parte centro-orientale del vecchio continente, il monopolio nella compravendita di gas.

Il 27 settembre 2012, a New York, è stato firmato da Albania, Grecia e Italia un Memorandum d'Intesa finalizzato alla realizzazione della TAP, preparando la strada alla firma di un successivo accordo intergovernativo che definirà il quadro giuridico-normativo entro il quale dovrà avvenire l'effettiva realizzazione della TAP.

Ad Atene, le Autorità per l'energia di Italia, Grecia e Albania hanno, inoltre, incontrato i partecipanti al consorzio TAP per discutere la richiesta di esenzione dall'obbligo di accesso di terzi, in base alla deroga prevista dalla normativa europea, giustificata dalla complessità e onerosità del progetto. È in corso un'apposita procedura di valutazione e il consorzio TAP ha dichiarato che prenderà la decisione finale di investimento nel 2013.

Bibliografia

- ACER (2011), *Annual Activity Report*
- Aeeg (2012), *Relazione annuale sull'attività svolta*
- BEI (2012), *The European Investment Bank reviews its Energy Sector Lending Policy - Call for public views*
- BEI (2011), *Supporting sustainable, competitive and secure energy in Europe*
- BEI (2009), *Finanziamenti BEI alle reti transeuropee*
- BP (2012), *Energy Outlook 2030*
- BP (2012), *BP Statistical Review of World Energy*
- Commissione Europea (2012), *Unconventional Gas: Potential Energy Market Impacts in the European Union*
- Commissione Europea (2012), *EU energy in figures. Statistical pocketbook*
- Commissione Europea (2012), *Rendere efficace il mercato interno dell'energia*, COM(2012) 663
- Commissione Europea (2012), *L'Atto per il mercato unico II - Insieme per una nuova crescita* COM(2012) 573
- Commissione Europea (2012), *Relazione sull'attuazione del programma energetico europeo per la ripresa*, COM(2012) 445
- Commissione Europea (2012), *decisione sull'istituzione degli elenchi di priorità annuali per la definizione dei codici di rete e degli orientamenti per il 2013*, (2012/413/UE)
- Commissione Europea (2011), *Final Report on unconventional gas in Europe*
- Commissione Europea (2011), *A resource-efficient Europe – Flagship initiative under the Europe 2020 Strategy*, COM(2011) 21
- Commissione Europea (2011), *Proposta di regolamento del Parlamento e del Consiglio sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche trans-europee che abroga la decisione n.1364/2006/CE*, COM(2011) 658
- Commissione Europea (2011), *Un bilancio per la strategia 2020*, COM(2011) 500/I e COM(2011) 500/II
- Commissione Europea (2011), *Proposta di regolamento del Parlamento e del Consiglio che istituisce il meccanismo per collegare l'Europa*, COM(2011) 665
- Commissione Europea (2011), *A pilot phase for the Europe 2020 Project Bond Initiative*, COM(2011)660 e Reg. UE n. 670/2012.
- Commissione Europea (2011), *Relazione sui progressi nell'istituzione di un mercato interno del gas e dell'elettricità*, COM(2009) 115
- Commissione Europea (2011), *Sulla sicurezza dell'approvvigionamento energetico e la cooperazione internazionale – La politica energetica dell'UE: un impegno con i partner al di là delle nostre frontiere*, COM(2011) 539
- Commissione Europea (2011), *Energy roadmap 2050*, COM(2011) 885
- Commissione Europea (2010), *Europe 2020 A strategy for smart, sustainable and inclusive growth*, COM(2010)2020
- Commissione Europea (2010), *Energy 2020 A strategy for competitive, sustainable and secure energy*, COM(2010)639
- Commissione Europea (2010), *Priorità per le infrastrutture energetiche per il 2020 e oltre - Piano per una rete energetica europea integrata*, COM(2010) 677
- Commissione Europea (2010), *Relazione sull'attuazione delle TEN-E nel periodo 2007-2009*, COM(2010) 203
- Commissione Europea (2010), *Il ruolo futuro delle iniziative regionali*, COM(2010) 721
- ENTSO-G (2012), *Securing Europe's energy future*
- I-Com (2012), *La Strategia Energetica Nazionale*
- IEA (2012), *Golden Rules for a Golden Age of Gas*
- IEA (2012), *World Energy Outlook 2012*
- Eni (2012), *Oil&Gas Review*
- ENTOSOG (2012), *Annual Report 2011*
- Il sole 24 ore (2012), *articoli vari*
- Ministero dello Sviluppo Economico (2013), *Strategia Energetica Nazionale: per un'energia più competitiva e sostenibile*
- Quotidiano Energia (2012), *articoli vari*
- Senato della Repubblica (2011), *Il pacchetto di regolamenti sul meccanismo per collegare l'Europa (Connecting Europe Facility)*
- Unione Petrolifera (2012), *Relazione Annuale*
- Unione Petrolifera (2012), *Previsioni di domanda energetica e petrolifera 2012-2025*



Cassa depositi e prestiti

Roma

Via Goito, 4
00185 Roma - Italia
Tel +39 06 4221.1

Milano

Palazzo Busca
Corso Magenta, 71
201223 Milano - Italia
Tel +39 02 4674.4322

Bruxelles

Square de Meeûs, 37
(7° piano)
1000 Bruxelles - Belgio
Tel +32 2 2131950

www.cassaddpp.it