

sostenibilità Gas  
diversificazione europa  
**energia flessibilità**  
hub stoccaggio  
competitività

Paper  
sulla liberalizzazione  
del mercato gas



interconnessioni  
competitività hub  
Sicurezza  
stoccaggio sviluppo Gas



ASSOLOMBARDA  
Gruppo Energia

## Prefazione

*Il mercato del gas in Italia, nell'ultimo decennio, è stato interessato da cambiamenti di ampia portata, che ne hanno modificato contorni e prospettive. Con la liberalizzazione, istituzioni e operatori si sono trovati ad affrontare temi quali la promozione degli investimenti, la sicurezza degli approvvigionamenti, l'accesso alle reti e l'assetto del trasporto, l'apertura e l'integrazione dei mercati dei paesi dell'Unione Europea in un contesto completamente mutato, che ha richiesto l'adozione di logiche nuove e sempre più complesse. Con questo documento il Gruppo di Lavoro "Liberalizzazione del mercato del gas naturale" del Gruppo Energia di Assolombarda ha sinteticamente ripercorso le tappe del processo di liberalizzazione e l'evoluzione del settore gas in Italia, individuando le criticità esistenti e proponendo, al contempo, alcuni spunti di riflessione e proposte di miglioramento. L'approccio adottato mira ad offri-*

*re una chiave di lettura delle dinamiche del settore, che sia utile ad affrontare le nuove sfide per il miglioramento della competitività dell'intero sistema, sia in termini di riduzione di costi che di standard qualitativi dei servizi offerti. Ciò anche alla luce del ruolo cruciale che il gas naturale riveste nel tessuto produttivo di territori ad alta vocazione industriale, quale quello lombardo, e nel panorama energetico nazionale ed internazionale.*

*Considerando infine la dipendenza dell'Italia dalle importazioni da Paesi extra-europei, nel documento si intende sottolineare la centralità degli investimenti in infrastrutture (trasporto, stoccaggio, GNL) al fine di diversificare le fonti, aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti e l'economicità delle forniture e incrementare la flessibilità del mercato in senso ampio consentendo l'effettivo sviluppo di un hub del gas italiano, ponte tra paesi produttori e mercati europei.*

## Premessa

Il presente documento mira a fornire una completa panoramica del mercato del gas naturale focalizzandosi precipuamente sul mercato italiano, evidenziandone lo stato di liberalizzazione e concorrenzialità raggiunto, anche in termini comparativi con i principali mercati europei. Tale analisi è preceduta da una sintetica ma esaustiva descrizione della filiera del gas naturale e del contesto europeo.

Al fine di comprendere al meglio l'attuale situazione di mercato il lavoro dà anche evidenza delle principali fasi della liberalizzazione del mercato, evidenziando i numerosi passi che sono stati compiuti da quando, con il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 di

recepimento della direttiva gas 98/30/CE (c.d. "Decreto Letta"), ha avuto inizio il processo di liberalizzazione.

Il documento si conclude con alcuni interessanti spunti di riflessione circa le prospettive di impiego del gas naturale e le azioni necessarie per consentire al sistema gas italiano di essere più efficiente ed effettivamente parte integrante del più ampio mercato europeo.

"Il documento considera i key drivers per lo sviluppo del mercato gas italiano"

interconnessioni  
competitività hub  
Sicurezza  
stoccaggio sviluppo Gas

# Indice

<b>1.</b>	<b>Filiera del gas naturale e il contesto europeo</b>	<b>4</b>			
1.1.	Approvvigionamento	5			
1.2.	Infrastrutture: Trasporto e stoccaggio	7			
1.2.1.	Trasporto via gasdotto	7			
1.2.2.	Trasporto via nave (GNL)	8			
1.2.3.	Stoccaggio	10			
1.3.	Vendita finale	11			
<b>2.</b>	<b>Percorso normativo in Italia</b>	<b>12</b>			
2.1.	Evoluzione normativa	12			
2.1.1.	D.Lgs. 93/11: recepimento del "Terzo Pacchetto Energia"	14			
2.1.1.1.	Definizione area di tutela - regolazione della vendita e poteri tariffari AEEG	14			
2.1.1.2.	Regolazione dello stoccaggio	15			
2.1.1.3.	Unbundling dell'attività di trasporto	15			
2.1.1.4.	Infrastrutture e sicurezza degli approvvigionamenti	16			
2.1.2.	Decreto Stoccaggi	18			
2.1.3.	Bilanciamento di merito economico	19			
<b>3.</b>	<b>Mercato del gas in Italia</b>	<b>21</b>			
3.1.	Approvvigionamento in Italia	21			
3.2.	Trasporto nazionale	22			
3.3.	Distribuzione e misura	24			
3.4.	Stoccaggio in Italia	25			
3.5.	Rigassificazione	26			
3.6.	Commercializzazione	27			
3.6.1.	PSV	29			
3.6.2.	Borsa gas	31			
	<b>Conclusioni</b>	<b>32</b>			

interconnessioni interconnessioni

competitività

hub

competitività

hub

Sicurezza Sicurezza

2

3

stoccaggio

sviluppo

Gas

stoccaggio

sviluppo

Gas

# 1. Filiera del gas naturale e il contesto europeo

La filiera del gas rappresenta l'intero ciclo produttivo che parte dalla fase di approvvigionamento, passa per il trasporto (via gasdotto o via nave) e lo stoccaggio, e termina con l'attività di vendita, all'ingrosso e al dettaglio. Si tratta, dunque, di tutta quella serie di attività svolte tra la fase di estrazione dai giacimenti produttivi e il momento in cui viene consumato. Lo sviluppo del mercato del gas naturale è avvenuto – fino a poco più di un decennio fa – in un contesto che vedeva le società del gas sostanzialmente integrate lungo la filiera e lo sviluppo infrastrutturale sinergicamente associato alle dinamiche contrattuali di vendita.

Ciò ha permesso, a partire dai primi anni '70, la realizzazione di direttrici di trasporto di lunga distanza tra i Paesi produttori e quelli consumatori, nonché la maggior penetrazione del gas naturale nel mix energetico di molti Paesi, inizialmente per rispondere alle esigenze del solo mercato residenziale e progressivamente a quelle del settore industriale e, più recentemente, della generazione elettrica.

“La filiera gas è radicalmente cambiata negli ultimi 10 anni”

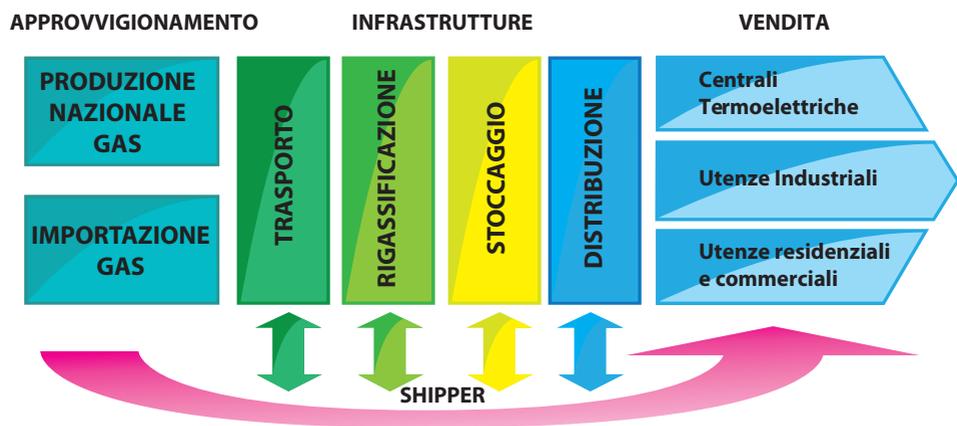


Figura 1 - Schema della filiera del gas post-liberalizzazione

## 1.1. Approvvigionamento

L'approvvigionamento è la fase più a monte della filiera (escludendo in questa sede ciò che attiene all'esplorazione e alla produzione del gas) che comprende le attività volte al reperimento della materia prima necessaria per il soddisfacimento del fabbisogno energetico.

A livello europeo solo Norvegia e Olanda possono soddisfare la propria domanda di gas naturale sulla base della produzione interna; tutti gli altri Paesi europei, in funzione del grado di penetrazione del gas nel mix energetico e dell'eventuale contribuzione della produzione domestica, devono invece ricorrere alle importazioni per la maggior parte da Paesi esterni all'Unione Europa, Russia in primis.

A livello europeo, le importazioni vengono assicurate per oltre l'80% via gasdotto attraverso contratti stipulati con le compagnie nazionali dei Paesi di produzione.

Tali contratti di norma contengono vincoli di prelievo (clausole c.d. "Take or Pay", che sostanzialmente prevedono il pagamento di una quota minima indipendentemente dai volumi prelevati), sono di lunga durata e prevedono prezzi indicizzati a panieri di beni sostituibili (come gli oli combustibili o il petrolio).

Negli ultimi anni si è progressivamente assistito a un incremento del ruolo del GNL, con contratti di approvvigionamento aventi caratteristiche analoghe a quelli per l'importazione via gasdotto ma che, generalmente, consentono maggiore flessibilità, permettendo in particolare di indirizzare i carichi di GNL in mercati diversi da quelli originariamente ritenuti di destinazione.

“Gran parte del fabbisogno gas europeo è soddisfatto dalle importazioni da paesi extra UE”

Nella tabella che segue sono riportati nel dettaglio i 10 più grandi importatori del globo<sup>1</sup>.

(Miliardi di metri cubi)

	1995	2000	2005	2008	2009	2010
Stati Uniti	78.47	104.69	120.31	110.12	103.8	103.57
Giappone	61.13	75.74	80.86	95.29	92.77	98.69
Germania	95.98	72.85	87.7	89.23	91.05	95.66
<b>Italia</b>	<b>33.52</b>	<b>56.12</b>	<b>71.76</b>	<b>75.09</b>	<b>67.65</b>	<b>73.60</b>
Regno Unito	1.80	2.40	16.00	37.57	42.07	54.41
Francia	33.52	43.48	49.64	47.83	48.57	50.40
Sud Corea	9.85	20.36	31.14	39.77	36.03	45.50
Spagna	8.97	18.45	36.08	42.08	37.90	38.11
Turchia	6.76	14.37	26.40	36.51	35.21	37.35
Ucraina	63.51	59.24	60.22	52.6	37.97	36.31
Primi 10 Paesi	363.5	467.72	580.11	626.09	593.01	633.9
Resto del mondo	121.57	170.08	260.79	309.88	306.1	341.76
Mondo	485.07	637.8	840.89	935.97	899.11	975.66

Tabella 1 – Principali Paesi importatori di gas Fonte: i dati originari sono tratti da IEA Energy Statistics CECD® / International Energy Agency 2011 e per l'Italia dal MISE.

I dati sono stati convertiti utilizzando un PCS di 39 MJ/m<sup>3</sup>.

1 - Il dato relativo agli Stati Uniti si riferisce ad importazioni che sostanzialmente provengono dal Canada e che, come risulta ben evidente, sono in sensibile riduzione per il costante e rapido incremento della produzione interna derivante dal cosiddetto "shale gas". Oggi, di fatto, il mercato nord-americano del gas può essere considerato "isolato" rispetto al resto del mondo.

## 1.2. Infrastrutture: Trasporto e stoccaggio

Come accennato, il trasporto di gas naturale può essere operato attraverso due distinte tipologie di infrastruttura: via gasdotto e via nave.

### 1.2.1. Trasporto via gasdotto

Il mercato internazionale del gas naturale si è sviluppato in Europa a partire dagli anni '70, in risposta all'esigenza di trasportare quantitativi crescenti dai luoghi di produzione a quelli di consumo: così si sono realizzati i primi gasdotti Russia-Germania-Italia.

Oggi l'Europa è attraversata da una fitta rete di gasdotti ad alta pressione con uno sviluppo complessivo di circa 190.000 km, di cui oltre 100.000 km sono concentrati tra Francia, Italia e Germania.

Il sistema interconnesso europeo, in continua espansione, si estende dal Mare del Nord e dal Baltico fino al Mediterraneo e dall'Europa orientale e dalla Siberia fino all'Atlantico, consentendo di sfruttare le riserve provenienti dalle diverse aree di estrazione, di diversificare le vie di trasporto e di operare scambi a livello internazionale. Inoltre è in grado

di garantire la fornitura del gas naturale persino a fronte di problemi di approvvigionamento o punte di consumo particolarmente elevate.

All'interno dei singoli paesi il gas naturale viene veicolato per mezzo delle reti di trasporto nazionali che, nei tratti eserciti in bassa pressione e dotati di elevata capillarità, assumono la configurazione di reti di distribuzione.

"I gasdotti europei garantiscono la fornitura e la sicurezza del sistema"





## 1.2.2. Trasporto via nave (GNL)

Se il gas naturale è normalmente trasportato dalle zone di produzione a quelle di consumo attraverso gasdotti, qualora detto trasporto non sia tecnicamente possibile o economicamente conveniente, il gas naturale viene liquefatto in impianti predisposti ad hoc e trasportato attraverso le c.d. "navi metaniere" fino ai terminali di rigassificazione, dove, dopo essere stato riportato allo stato gassoso, viene immesso nella rete di trasporto.

In sintesi, un terminale di GNL è un impianto nel quale si svolgono principalmente le attività di ricezione delle navi metaniere e di scarico del GNL, lo stoccaggio del GNL e la sua vaporizzazione, prima della riconsegna nella rete di trasporto cui il terminale è interconnesso.

Il trasporto via nave è stato sviluppato storicamente in particolare per permettere lo sfruttamento di riserve la cui distanza dai mercati rendeva particolarmente onerosa o tecnicamente difficoltosa la realizzazione di gasdotti. Oggi il GNL viene sempre più adottato per poter fruire di una maggiore diversificazione delle fonti di approvvigionamento.

"Il GNL consente l'integrazione del mercato del gas a livello globale e aumenta la flessibilità del mercato"

Di seguito è rappresentato schematicamente il ciclo di liquefazione – rigassificazione del gas naturale.

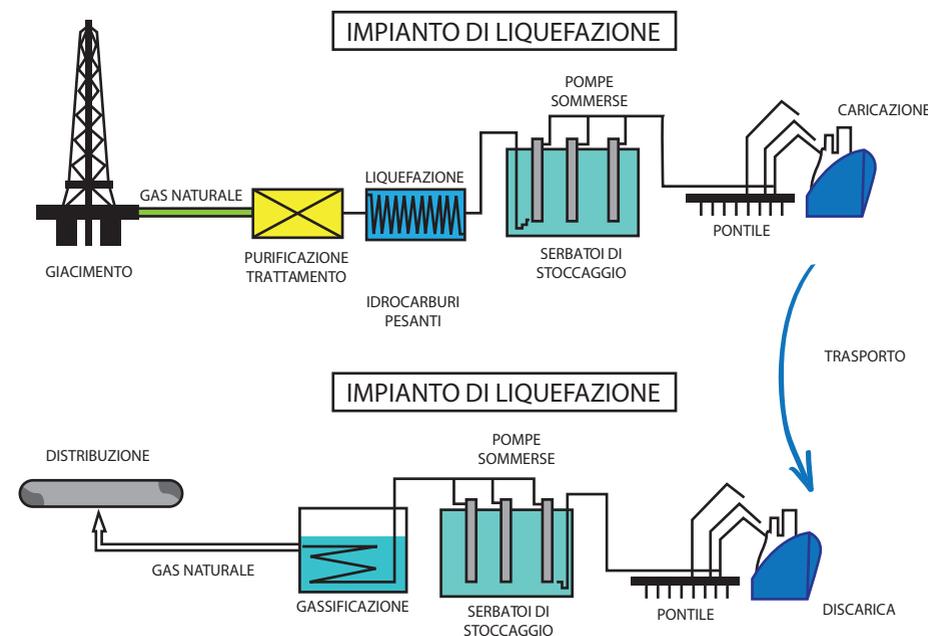


Figura 2 - Ciclo del GNL

La capacità di rigassificazione contribuisce ancora in modo limitato all'importazione in Italia ma a livello europeo ha portato negli anni un contributo crescente, arrivando a coprire nel 2011 circa il

30% della capacità di importazione totale, con una significativa concentrazione della stessa in pochi Paesi (Spagna e Regno Unito rappresentano i due terzi della capacità attuale europea).

### 1.2.3. Stoccaggio

Per stoccaggio si intende il deposito di gas in strutture geologiche idonee a ricevere, trattenere e rilasciare il gas. La sua funzione prevalente è quella di immagazzinare il gas approvvigionato eccedente i consumi per posticiparne l'utilizzo nei periodi di alto fabbisogno e per compensare le variazioni giornaliere o stagionali della domanda. Inoltre rappresenta la risorsa per sopperire alle situazioni di crisi del sistema. Lo stoccaggio viene esercito prevalentemente attraverso strutture geologiche di produzione di idrocarburi opportunamente convertite (unica modalità presente in Italia) o, in paesi dove ciò è geologicamente possibile, in depositi salini o acquiferi, sia on-shore, sia off-shore. L'attività di stoccaggio si compone sostanzialmente di due distinte fasi, correlate alla stagionalità dei consumi.

La fase di iniezione (che in Italia va da aprile ad ottobre), durante la quale il gas naturale proveniente dalla rete di trasporto viene immesso nei giacimenti di stoccaggio, e la fase di erogazione (generalmente da novembre a marzo) quando il gas naturale viene prelevato dal giacimento per essere immesso nel sistema e soddisfare così la domanda.

“Lo stoccaggio è fondamentale per la modulazione della domanda e la sicurezza delle forniture”

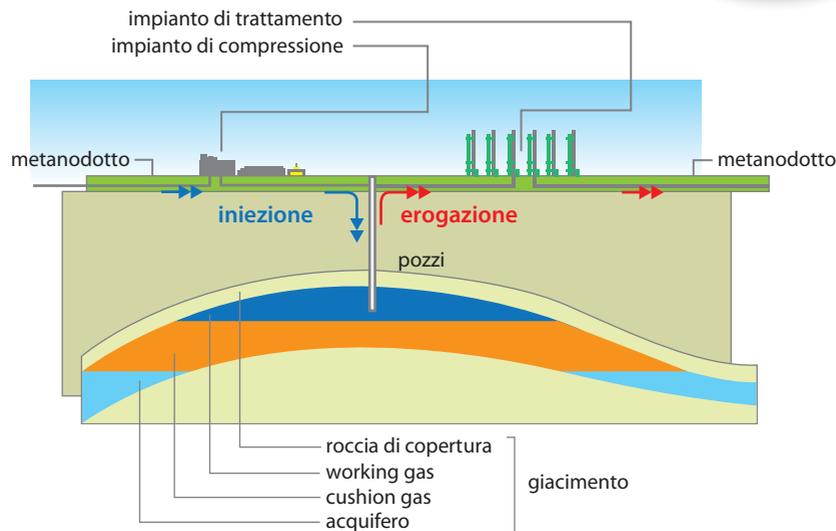


Figura 3 - Schema di un giacimento di stoccaggio (fonte Stogit)

In mercati liquidi, lo stoccaggio assolve ulteriori funzioni di supporto alla commercializzazione del gas naturale, sia per il bilanciamento, sia per lo sfruttamento di opportunità di breve e medio termine derivanti dalle dinamiche di pricing (differenziali di prezzo tra estate e inverno). A livello europeo, la capacità di stoccaggio è pari a circa 85 miliardi di

metri cubi di working gas<sup>2</sup>, di cui 50 miliardi costituiti da giacimenti esauriti di idrocarburi dislocati prevalentemente in Germania, Francia e Italia, che da soli concentrano oltre il 55% della capacità complessiva. In Italia, la capacità di stoccaggio complessivamente ammonta a oltre 15,5 miliardi, di cui 5,1 miliardi adibiti a riserva strategica.

### 1.3. Vendita finale

La vendita finale di gas naturale in Italia è stata completamente liberalizzata a partire dal 1° gennaio 2003, secondo quanto previsto dal Decreto Legislativo n. 164/00.

Nella recente “Segnalazione dell’AEEG sullo stato dei mercati dell’energia elettrica e del gas naturale e le relative criticità” (PAS 21/11), l’AEEG ha constatato che il mercato al dettaglio del gas naturale ha raggiunto un buon grado di apertura, allineato a quello dei mercati europei, in quanto, al 30 giugno 2011, il 12% dei clienti domestici e il 48% dei restanti delle altre categorie disponevano di un contratto a condizioni di libero mercato. Ciò ad esito di un trend di crescente concorrenza nel mercato finale

italiano, che, come rappresentato nell’ultima Relazione Annuale dell’AEEG, nel 2010 ha fatto segnare una percentuale di clienti che hanno cambiato fornitore di gas pari al 4,5%, corrispondente a oltre il 33% dei volumi di gas consumati complessivamente in Italia.

“La dinamica dello switch in Italia è allineata a quella europea con un trend di progressivo incremento”

2 - Ovvero la capacità disponibile per i servizi offerti al mercato. Parte della capacità di stoccaggio è occupata dal cosiddetto “cushion gas”, cioè gas che deve essere conservato all’interno del giacimento di stoccaggio per consentirne il corretto funzionamento.

## 2. Percorso normativo in Italia

### 2.1. Evoluzione normativa

Il settore del gas naturale in Italia è monitorato e regolato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG), Autorità indipendente istituita con la legge del 14 novembre 1995, i cui poteri di regolazione settoriale fanno riferimento alla determinazione delle tariffe per i servizi regolati (trasporto, stoccaggio, rigassificazione) e per tutelare alcune tipologie di clienti finali (si veda a tal proposito al paragrafo 3.1.1.1) e dei livelli di qualità dei servizi per i quali il mercato non sarebbe in grado di garantire, secondo l'AEEG, l'interesse di utenti e consumatori.

Come accennato in premessa, l'avvio della liberalizzazione del mercato del gas naturale risale al 1998 con l'emanazione della direttiva europea 98/30/CE, con la quale sono state stabilite le prime norme comuni per il trasporto, la distribuzione, la fornitura e lo stoccaggio di gas naturale, le norme relative all'organizzazione e al funzionamento del settore del gas naturale, compreso il GNL, l'accesso al mercato, le modalità di gestione dei sistemi, nonché i criteri e le procedure applicabili in materia di rilascio di autorizzazioni per il trasporto, la distribuzione, la fornitura e lo stoccaggio di gas naturale.

La direttiva comunitaria 98/30/CE è stata recepita in Italia con il Decreto Letta con

cui sono stati declinati gli indirizzi comunitari, in molti casi attraverso regole più stringenti rispetto alle previsioni contenute nella direttiva sopracitata, promuovendo l'apertura del mercato.

In particolare il Decreto Letta ha previsto:

- in tema di unbundling, la separazione societaria delle attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale da tutte le altre attività del settore, ad eccezione dello stoccaggio (per cui prevede comunque la separazione contabile);
- in relazione all'apertura del mercato, l'idoneità (ovvero la possibilità dei clienti di poter scegliere liberamente il fornitore) fin dal 2000 dei clienti industriali, termoelettrici, delle imprese di distribuzione e dei grossisti e disposto che dal 1° gennaio 2003 tutti i clienti sono idonei;
- a tutela e sviluppo della concorrenza i cosiddetti "tetti antitrust", ovvero limiti imposti a ciascun operatore alla quantità di gas naturale immissibile nel sistema al fine della vendita in Italia e limiti alla vendita ai clienti finali.

Anche in relazione alla c.d. "Seconda direttiva gas" (2003/55/CE), molte delle disposizioni in essa contenute sono state di fatto recepite nell'ordinamento nazionale

"Le norme europee hanno determinato l'avvio del processo di liberalizzazione del mercato"

in modo più stringente rispetto ai requisiti minimi richiesti dalla normativa comunitaria. Ci si riferisce in particolare alle norme di separazione giuridica, organizzativa e decisionale introdotte dall'AEEG con la delibera n. 11/07 in modo da surrogare gli effetti di una vera e propria separazione proprietaria. Infatti, il provvedimento ha da un lato esteso l'ambito di applicazione dell'unbundling funzionale ad attività diverse dal trasporto e dalla distribuzione (ovvero allo stoccaggio, al GNL), e dall'altro ha previsto l'adozione di un modello di governance molto penetrante teso a regolare i rapporti tra società capogruppo e società controllate in modo da:

- garantire la neutralità della gestione delle infrastrutture essenziali per lo sviluppo di un libero mercato energetico;
- impedire discriminazioni nell'accesso ad informazioni commercialmente sensibili;
- impedire i trasferimenti incrociati di risorse tra i segmenti della filiera.

Il costante cammino verso una maggior concorrenzialità del mercato ha trovato, anche recentemente, nuovo impulso. In particolare con:

1. il Decreto Legislativo 93/11 di recepimento del c.d. "Terzo Pacchetto Energia";
2. il Decreto Legislativo 13 agosto 2010, n. 130 (c.d. "Decreto stoccaggi");
3. l'avvio del bilanciamento di merito economico.

"La separazione tra infrastrutture e altri segmenti della filiera è ormai consolidata"



## 2.1.1. D.Lgs. 93/11: recepimento del "Terzo Pacchetto Energia"

Con il D.Lgs. 93/11 lo scorso 1 giugno 2011 è stato recepito nel nostro ordinamento il Terzo Pacchetto Energia, inclusivo della Direttiva 2009/73/CE e del Regolamento 2009/715/CE. Di seguito se ne richiamano gli aspetti più critici.

### 2.1.1.1. Definizione area di tutela – regolazione della vendita e poteri tariffari AEEG

- Tariffe: Viene ampliata l'area di tutela, anche tariffaria, dei clienti finali: sono dichiarati vulnerabili tutti i clienti domestici e tutti i clienti civili e non civili con consumi inferiori a 50.000 m<sup>3</sup>/anno, e tutte le utenze relative ad attività di servizio pubblico (ospedali, case di cura, carceri, scuole, ecc...);
- Switching: dovrà avvenire entro tre settimane, assicurando che l'inizio della fornitura coincida con il primo giorno del mese;
- Fornitura di Ultima Istanza (FUI): ambito di applicazione ristretto ai clienti civili e non, con consumi inferiori a 50.000 m<sup>3</sup> ad un prezzo che deve incentivare la ricerca di un nuovo fornitore. Se non si attiva il FUI (mancanza requisiti e impossibilità di disalimentazione) viene assegnato un ruolo di bilanciamento (di fatto di fornitura) all'impresa di distribuzione.

"La regolazione italiana è tuttora intensa anche in segmenti aperti al mercato"

### 2.1.1.2. Regolazione dello stoccaggio

- Priorità di conferimento: viene confermata l'esistente priorità nell'assegnazione della capacità di stoccaggio di modulazione per le esigenze dei clienti civili, ma viene estesa alle attività di servizio pubblico nonché ai clienti non civili con consumi inferiori a 50.000 m<sup>3</sup>/anno.
- Stoccaggio strategico: viene ora posto a carico sia dei produttori nazionali, sia degli importatori di gas naturale indipendentemente dalla provenienza UE ed extra UE del gas naturale. L'autorizzazione all'uso di stoccaggio strategico viene assicurato solo nel caso in cui "l'intera capacità di importazione conferita (...) sia stata utilizzata, salvo documentati casi di forza maggiore e compatibilmente con le condizioni e i vincoli tecnici esistenti"<sup>3</sup>.

### 2.1.1.3. Unbundling dell'attività di trasporto

La Direttiva stabilisce che gli Stati membri in cui il sistema di trasporto appartiene a un'impresa verticalmente integrata operante nella commercializzazione del gas possano optare tra tre possibili modalità attraverso le quali garantire l'indipendenza del trasportatore. I modelli di separazione tra cui optare sono:

- Ownership Unbundling (OU): le società che detengono la proprietà delle reti ed effettuano la gestione delle attività di trasporto sono separate dal punto di vista proprietario dalle imprese verticalmente integrate che svolgono le attività di approvvigionamento/produzione e vendita.
- Independent Transmission Operator (ITO): le imprese verticalmente integrate mantengono il controllo delle società che gestiscono l'attività di trasporto e che detengono la proprietà delle reti, a condizione di garantire l'indipendenza decisionale e funzionale del gestore del trasporto dall'impresa verticalmente integrata.

- Independent System Operator (ISO): le imprese verticalmente integrate mantengono la proprietà delle reti, ma ne affidano la gestione ad un soggetto terzo. Il legislatore italiano ha optato per il modello ITO per l'impresa maggiore di trasporto (Snam Rete Gas), mentre agli altri trasportatori nazionali è concessa la scelta di uno dei tre modelli sopra descritti.

3 - Si ricorda la previsione del Regolamento CE/994/10 che prevede che l'uso dello stoccaggio strategico possa essere unicamente associato ad una situazione di emergenza, definita ai sensi dello stesso Regolamento.

## 2.1.1.4. Infrastrutture e sicurezza degli approvvigionamenti

Il Regolamento 2010/994/EC, di cui il D.lgs. 93/11 contiene alcune previsioni di attuazione, ha inoltre introdotto una serie di misure volte a garantire la sicurezza degli approvvigionamenti gas europei, tra le quali meritano una menzione: lo standard "N-1 rule";

- la realizzazione di capacità di trasporto bidirezionale continua tra Stati Membri (per garantire una miglior risposta in casi di emergenza).

- lo standard "N-1 rule" prevede che in caso di interruzione della principale infrastruttura di approvvigionamento, il sistema disponga di una capacità tecnica sufficiente a soddisfare l'intera domanda nazionale nel giorno di consumo eccezionalmente elevato (ovvero quello che si verifica con probabilità di accadimento di una volta ogni 20 anni).

"La sicurezza delle forniture è un elemento distintivo del mercato del gas"



## Riepilogo delle principali previsioni delle Direttive europee di liberalizzazione del mercato del gas e delle leggi di recepimento

	OBIETTIVO PRINCIPALE	UNBUNDLING	ACCESSO AL SISTEMA DI TRASPORTO	SCELTA DEL FORNITORE	ULTERIORI PREVISIONI
Dir. 98/30	Abolizione dei monopoli nazionali	Separazione contabile delle attività infrastrutturali	Negoziato e/o regolato	clienti idonei almeno gli impianti a gas per la produzione di energia elettrica e i clienti finali con consumo annuo superiore a 25 Mm <sup>3</sup>	
D.lgs 164/2000	Sviluppo della concorrenza	Separazione societaria delle attività infrastrutturali	Regolato e con tariffe approvate dell'AEEG	Dal 1° gennaio 2003 tutti i clienti sono idonei	
Dir. 2003/55	piena liberalizzazione, integrazione dei mercati nazionali in un mercato unico europeo	separazione funzionale e giuridica attività di trasporto e distribuzione	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Trasporto regolato</li> <li>• Stoccaggio: negoziato e/o regolato</li> </ul>	Clienti idonei: <ul style="list-style-type: none"> <li>• dal 1° luglio 2004 tutti i clienti non civili;</li> <li>• dal 1° luglio 2007 tutti i clienti.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Obblighi di servizio pubblico e tutela dei consumatori;</li> <li>• Autorità di Regolamentazione nazionale;</li> <li>• Possibile esenzione dall'accesso dei terzi per le nuove reti transfrontaliere, GNL e stoccaggio</li> </ul>
Dir. 2009/73 "Terzo pacchetto"	completa liberalizzazione con effettivo mercato unico europeo	separazione proprietaria o ISO o ITO per le reti di trasporto; separazione funzionale e giuridica per le reti di distribuzione	regolato	per tutti i clienti	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aumento delle competenze e dell'indipendenza dei Regolatori;</li> <li>• Agenzia internazionale per la cooperazione dei Regolatori;</li> <li>• Regole sul possesso delle reti da parte di operatori esterni alla UE;</li> <li>• Codici di rete definiti da organizzazione dei gestori di rete</li> </ul>
D.lgs 93/2011		Modello ITO per impresa maggiore di trasporto	regolato	per tutti i clienti	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estensione ambito tutela clienti finali;</li> <li>• Nuove regole priorità conferimento stoccaggio modulazione e obblighi di strategico;</li> <li>• Piano decennale di sviluppo delle infrastrutture</li> </ul>

## 2.1.2. Decreto Stoccaggi

Il Decreto Legislativo n. 130/2010 ha la finalità di trasferire ai clienti finali i benefici derivanti dalla maggiore apertura del mercato e incentiva l'incremento della capacità di stoccaggio. In particolare il Decreto ha introdotto limiti alle quote di mercato all'ingrosso per i soggetti che immettono gas nella rete nazionale di trasporto, in sostituzione dei pre-vigenti "tetti antitrust" previsti dal sopracitato Decreto Letta e in scadenza a fine 2010. Esso individua nuove misure volte a promuovere una maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale. Il decreto stabilisce in particolare che la quota di mercato all'ingrosso sia limitata a una soglia massima del 40% dei consumi nazionali; meccanismi di gas release a prezzi regolamentati sono previsti in caso di superamento di tale limite. È inoltre contemplata la possibilità di elevare la soglia al 55% a fronte dell'assunzione di impegni di potenziamento e sviluppo della capacità di stoccaggio per 4 miliardi di metri cubi in cinque anni. Sulla base di tale previsione Eni si è impegnata a realizzare 4 miliardi di metri cubi di nuova capacità di stoccaggio entro il 2015, consentendo la partecipazione di soggetti investitori terzi alle iniziative di sviluppo infrastrutturale. Il Decreto prevede inoltre la possibilità per

gli operatori di stoccaggio di aderire volontariamente alle forme di finanziamento in esso previste per sviluppare fino ad ulteriori 4 miliardi di metri cubi di capacità di stoccaggio.

Con questo Decreto, oltre che strumento per garantire la continuità delle forniture, lo stoccaggio assume anche un ruolo commerciale con opportunità di "arbitraggio temporale" consentendo di approvvigionarsi di gas quando il prezzo è più basso (generalmente in estate), per poi poterlo utilizzare quando è più alto (in inverno).

I soggetti investitori che ne hanno fatto richiesta potranno ottenere anticipatamente effetti equivalenti a quelli che avrebbero avuto qualora la capacità di stoccaggio corrispondente a quella loro assegnata fosse stata immediatamente operativa.

Le misure compensative sono state attuate a partire dall'anno 2010 ed AEEG ha già avviato la raccolta dei fondi necessari alla copertura dei costi sostenuti da GSE.

"Il decreto favorisce lo sviluppo di 4 miliardi di m<sup>3</sup> di nuova capacità di stoccaggio"

## 2.1.3. Bilanciamento di merito economico

Il Regolamento comunitario n. 715/2009 relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale ha posto le basi per un'evoluzione coordinata dei Paesi membri in relazione alla regolazione del bilanciamento sulle reti di trasporto del gas naturale. In particolare l'articolo 21 del citato Regolamento prevede che i Paesi membri dell'Unione Europea elaborino regole di bilanciamento fondate sul mercato e secondo principi di equità, non discriminazione e trasparenza, in modo da riflettere le reali esigenze del sistema, tenendo conto delle risorse di cui il gestore dei sistemi di trasporto dispone. Al fine di consentire agli utenti della rete di adottare misure correttive in tempo utile, il gestore dei sistemi di trasporto fornisce informazioni sufficienti, tempestive e attendibili sullo stato di bilanciamento degli utenti della rete.

Gli oneri di sbilancio devono inoltre rispecchiare i costi, fornendo allo stesso tempo incentivi adeguati agli utenti della rete per bilanciare le immissioni e i prelievi di gas. Gli Stati membri assicurano che i gestori dei sistemi di trasporto si adoperino per armonizzare sistemi di bilanciamento e razionalizzino la struttura e i livelli degli oneri di bilanciamento, così da facilitare gli scambi di gas.

"Il bilanciamento di mercato rende più efficiente l'utilizzo di tutte le risorse"

L'AEEG ha recentemente delineato la disciplina del bilanciamento di merito economico con la delibera ARG/gas 45/11 la quale prevede, a decorrere dal 1° dicembre 2011, (come previsto dalla delibera ARG/gas 81/11):

- l'introduzione di un bilanciamento basato su criteri di mercato e le necessarie modifiche ai servizi di trasporto, dispacciamento e stoccaggio;
- la modifica delle tempistiche per la programmazione delle immissioni e dei prelievi nel/dal sistema di trasporto nazionale, al fine di garantire la massima flessibilità agli operatori e di rendere tali tempistiche coerenti e compatibili con quelle dei sistemi gas europei interconnessi.

Attraverso tale disciplina il disequilibrio giornaliero di ciascun utente non sarà più compensato mediante l'automatica allocazione in stoccaggio, bensì attraverso compravendite di gas che si considereranno concluse con il responsabile del bilanciamento (Snam Rete Gas - SRG). SRG nello svolgimento del compito di assicurare l'erogazione del servizio di bilanciamento:

- determinerà giornalmente lo sbilanciamento complessivo del sistema;
- si approvvigionerà delle risorse di stoccaggio per la copertura dello sbilanciamento complessivo attraverso una piattaforma organizzata e gestita dal GME;
- provvederà alla regolazione del saldo netto delle partite economiche relative alle transazioni concluse con gli utenti del bilanciamento per la copertura del disequilibrio;
- organizzerà e gestirà il sistema di garanzie a copertura dell'esposizione del sistema nei confronti dei singoli utenti.

Al fine di renderne più agevole e graduale l'introduzione, l'AEEG adotterà **transitoriamente un regime di bilanciamento semplificato** in cui gli utenti abilitati, tenuti ad offrire giornalmente risorse di flessibilità, saranno esclusivamente gli utenti del servizio di stoccaggio (sono escluse le risorse di stoccaggio strategico).

Le offerte presentate nella sessione di bilanciamento saranno accettate, sulla base dell'ordine di merito economico, esclusivamente fino a concorrenza dello sbilanciamento complessivo di sistema. È tuttavia previsto che dal 31 marzo 2012, nonostante l'obbligo di partecipazione al mercato del bilanciamento da parte degli operatori che dispongono di stoc-

“L'avvio del nuovo regime comporta significativi cambiamenti per il sistema”

caggio minerario/ di modulazione, sul mercato del bilanciamento si perfezionino transazioni anche non strumentali al bilanciamento qualora ci fossero offerte di acquisto/ vendita di gas tra esse compatibili.

Sono ancora in via di definizione:

- la revisione delle modalità e delle tempistiche di determinazione delle partite economiche del bilanciamento (c.d. chiusura dei bilanci – settlement), ivi incluse le modalità per la profilazione convenzionale giornaliera dei punti di prelievo non misurati giornalieri (c.d. load profiling);
- la riforma della disciplina del conferimento della capacità di trasporto con riferimento ai punti di prelievo, e la previsione di un unico soggetto a livello nazionale per la gestione commerciale nei confronti di terzi dei servizi di trasporto e di bilanciamento.

Fra le ulteriori azioni intraprese dall'AEEG e dal Ministero dello Sviluppo Economico vi sono le c.d. gas release e l'avvio della piattaforma P-GAS (che anticipa la creazione imminente di una vera e propria borsa del gas). Questi e altri interventi, che per ovvi motivi di spazio non possono essere qui descritti, hanno favorito, e continuando a farlo, l'aumento della pressione concorrenziale.

## 3. Mercato del gas in Italia

### 3.1. Approvvigionamento in Italia

Nel Bel Paese l'offerta di gas è rappresentata essenzialmente dalle importazioni sia tramite tubo che tramite nave, cui si affianca, anche se in misura sempre più residuale, la produzione nazionale. Per rendere un'idea del progressivo esaurimento dei siti produttivi in Italia, si pensi che negli anni Novanta, tra il 1993 e il 1995, la produzione italiana di gas ha raggiunto il massimo con oltre 20 miliardi di m<sup>3</sup>/anno, arrivando a soddisfare circa un terzo dei consumi nazionali dell'epoca. Da allora il declino è stato costante, circa il 7% ogni anno. Nel 2010 la copertura del fabbisogno interno (pari a circa 83 miliardi di metri cubi) è stata assicurata solo per 8,3 miliardi di metri cubi dalla produzione nazionale.

Per quanto concerne le importazioni, il 90% circa del gas importato in Italia proviene da Paesi non appartenenti all'Unione Europea. Il gas giunge (dati 2010) nel nostro Paese per circa l'88% attraverso i gasdotti, per circa il 12% via nave. Nel 2010 tale quota è triplicata rispetto all'anno precedente grazie all'entrata in funzione a pieno regime del nuovo terminale di GNL situato al largo delle coste di Rovigo. Questa quota è potenzialmente destinata ad accrescersi ulteriormente nei prossimi

“L'Italia può contare su un sistema di approvvigionamento ben diversificato”

anni a fronte di possibili ulteriori terminali di rigassificazione in costruzione o pianificati per il Paese.

I Paesi extracomunitari da cui proviene il gas (via gasdotto) utilizzato in Italia sono Algeria, Russia e Libia. Le prime due forniscono un terzo ciascuna del fabbisogno complessivo; dalla Libia, invece, arriva il 13% del totale importato. Dalla Russia sono giunti nel 2010, attraverso i punti di ingresso di Tarvisio e Gorizia, 22,6 miliardi di metri cubi; dall'Algeria, invece, sono stati importati 25,9 miliardi di metri cubi via tubo a Mazara del Vallo e 9,1 miliardi di metri cubi via nave, rigassificati presso gli impianti di Panigaglia e di Rovigo. Il gas proveniente dalla Libia, lo scorso anno pari a 9,4 miliardi di metri cubi, entra in Italia attraverso il punto di Gela della Rete nazionale, mentre i quantitativi importati da Olanda e Norvegia 7,8 miliardi di metri cubi transitano da Passo Gries, presso il confine svizzero<sup>4</sup>.

4 - Si ricorda che il gasdotto Transitgas è stato chiuso a seguito di una frana in Svizzera tra il 23 luglio e il 24 dicembre 2010.

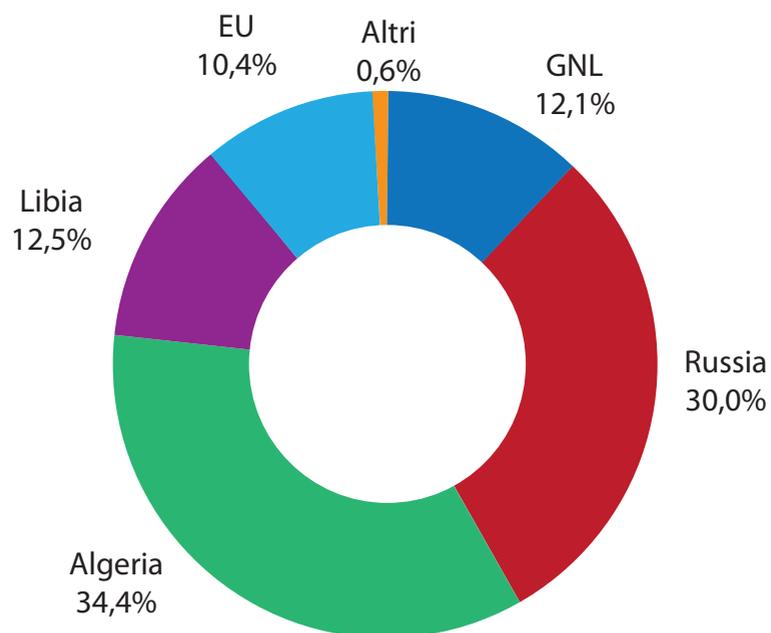


Grafico 1 - Composizione dell'importazione di gas in Italia nel 2010 (fonte MiSE).

### 3.2. Trasporto nazionale

Il gas naturale prodotto e importato in Italia raggiunge i singoli punti di prelievo (PdR) nel sistema italiano attraverso l'infrastruttura di trasporto composta dalla rete nazionale di gasdotti, dalle reti regionali, e dalle reti di distribuzione locale.

La rete di trasporto nazionale, o "primaria" è costituita di gasdotti in alta pressione che trasportano il gas dai punti di entrata del gas nel sistema (campi di produzione e interconnessione con i punti di importazione) ai punti di uscita, cioè all'interconnessione con le reti di trasporto regionali

(alta e media pressione) attraverso le quali il gas giunge alle reti locali di distribuzione (esercite in bassa pressione). La rete di trasporto del gas nazionale e regionale è gestita da 10 imprese: 7 operano esclusivamente su reti regionali, 3 anche su tratti di rete nazionale. Circa il 96% della rete di trasporto nazionale è di proprietà di Snam Rete Gas che svolge anche l'attività di dispacciamento. Allo scopo si avvale di un sistema integrato di infrastrutture formato da oltre 31.500 km di metanodotti e un centro di dispacciamento. Una quota prossima

al 4% della rete, concentrata nella dorsale tirreno-adriatica tra Lazio e Abruzzo e TMPC (il tratto in acque territoriali italiane del gasdotto proveniente dall'Algeria) è controllata da S.G.I (Società Gasdotti Italia - circa 1.297 km di rete, di cui 120 sulla Rete nazionale).

L'altro operatore nazionale, Edison Stoccaggio, è proprietario e gestore del metanodotto Cavarzere-Minerbio (83 km) che collega il punto di entrata corrispondente all'immissione dal rigassificatore di Rovigo della Società Adriatic GNL alla rete nazionale dei gasdotti.

Vi sono infine altri 7 operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale.

Nel 2010 sono stati riconsegnati sulle reti di trasporto circa 75 miliardi di metri cubi a oltre 7.600 punti di riconsegna. Come evidenziato in precedenza, la crisi econo-

mica ha comportato una diminuzione nei consumi e conseguentemente l'attività di trasporto ha registrato un calo rispetto al passato, che può essere valutato in media nell'ordine del 3,9%, ma differenziato secondo le classi di utenza. Le riconsegne al termoelettrico sono infatti diminuite del 15,1%, quelle ai clienti finali industriali del 14,1%, mentre i volumi di gas immessi negli impianti di distribuzione risultano cresciuti dell'1,7% rispetto all'anno precedente. Le differenze dai consumi riportate comprendono le riconsegne agli stoccaggi e alle altre imprese di trasporto, oltre ai clienti finali non industriali o termoelettrici direttamente allacciati alla rete di trasporto.

L'accesso al servizio di trasporto è di tipo regolato, così come le tariffe che vengono definite sulla base di criteri stabiliti dall'Autorità e approvate ogni anno da quest'ultima.

"La rete di trasporto è la spina dorsale del sistema gas e il suo sviluppo consente la progressiva integrazione tra i mercati europei"



### 3.3. Distribuzione e misura

L'attività di distribuzione del gas è, ad oggi, un'attività regolata, svolta da oltre 250 differenti imprese, in regime di concessione rilasciata esclusivamente tramite gara dagli enti locali per un periodo massimo di 12 anni. È svolta attraverso un sistema integrato di infrastrutture (cabine per il prelievo, impianti di riduzione della pressione, reti di distribuzione, punti di riconsegna), che consentono di trasportare il gas dalla rete di trasporto (in corrispondenza dei c.d. city-gate) fino ai clienti finali.

La numerosità degli operatori è in progressiva ed efficiente riduzione a seguito di accordi, fusioni ed aggregazioni tra le numerose realtà locali, ma sarà la riforma del settore in via di definizione a ridurre sensibilmente il numero dei distributori che si contenderanno le concessioni nei 177 ambiti di gara in cui è stato suddiviso il territorio nazionale. La tradizionale ripartizione geografica tra Nord, Centro, Sud e Isole mantiene, come negli scorsi anni, la netta predominanza del Nord nel quale viene distribuito il 71% del gas totale a poco meno di 12,5 milioni di clienti; seguono il Centro con il 19,7% del gas erogato a 5,3 milioni di clienti e il Sud e Isole con il 9,3% di gas a 3,9 milioni di clienti. Il distributore è anche il soggetto a cui è attribuita la titolarità del servizio di misura sulla propria rete. Con delibera n. 155/08 l'Autorità ha previsto la progressiva sostituzione dei contatori elettromeccanici con contatori elettronici, in analogia con quanto già fatto per il settore elettrico; l'Autorità prevede che a fine 2012 vengano messi in servizio misuratori teleletti per tutti i

clienti eccetto le famiglie (per tale categoria d'utenza l'obiettivo dell'AEEG è di sostituire l'80% dei contatori entro fine 2016). Alla luce dell'attuale stato di implementazione e delle numerose criticità tecniche ed economiche legate al piano di sostituzione dei contatori, si ritiene che tali scadenze potrebbero essere procrastinate.

In concreto, la diffusione su larga scala del contatore elettronico - in particolare per misurare i consumi dell'utenza domestica - potrà essere resa possibile solamente dalla risoluzione di alcune criticità di tipo tecnico (legate in particolare alle modalità di trasmissione dei dati e all'autonomia delle batterie necessarie per il funzionamento dei contatori) che sono ancora allo studio degli operatori del settore e dei costruttori di apparecchi.

Il contatore elettronico permetterà di registrare tempestivamente i consumi dell'utente a livello anche giornaliero, il che tra l'altro potrà consentire una maggiore correlazione tra il prezzo di acquisto del gas e i profili di consumo degli utenti rispetto all'utilizzo del contatore tradizionale.

“Le nuove normative sulla distribuzione comportano significative modifiche al settore”

### 3.4. Stoccaggio in Italia

L'attività di stoccaggio permette un'ottimizzazione dinamica delle infrastrutture disponibili al fine di soddisfare le richieste degli utenti del Sistema.

In Italia è un'attività soggetta a concessione da parte del MiSE e il principale operatore è Stogit, che gestisce circa il 96% della capacità di stoccaggio complessiva. La restante quota è gestita da Edison Stoccaggio. La tariffa, definita sulla base di criteri stabiliti dall'AEEG e da quest'ultima approvata ogni anno è la più bassa d'Europa.

Il sistema degli stoccaggi è gestito da ciascun operatore come un unico sistema integrato (hub) per il cui accesso gli utenti corrispondono una tariffa unica a livello nazionale. Attraverso un sistema di perequazione le due imprese di stoccaggio percepiscono i propri ricavi di riferimento approvati dall'Autorità.

Le regole di accesso alla capacità e ai servizi di stoccaggio sono definite dall'AEEG. Per l'anno termico 2010-2011 il sistema di stoccaggio ha offerto una disponibilità complessiva per il conferimento di riserva attiva (c.d. working gas) pari a oltre 15,5 miliardi di metri cubi di cui una quota pari a circa 5,1 miliardi di metri cubi è destinata

“La capacità di stoccaggio per il mercato ha superato i 10 miliardi di metri cubi nel 2011 (con un incremento di quasi il 70% sul 2001)”

alla riserva strategica.

La disponibilità di punta giornaliera in erogazione, valutata al termine dell'erogazione del gas destinato al servizio di modulazione e minerario, è pari complessivamente a circa 153 milioni di metri cubi al giorno. In termini di prospettive future, oltre alle numerose istanze di concessione di stoccaggio avanzate alle Autorità competenti, si ricorda la realizzazione entro il 2015 di nuove infrastrutture di stoccaggio per 4 miliardi di metri cubi, nell'ambito del Decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130.

A seguito di tale Decreto legislativo sono già stati assegnati nel corso della prima metà del 2011 a soggetti industriali circa 1,7 miliardi di metri cubi di capacità di working gas rispetto ai 3 miliardi di metri cubi previsti dalla norma.



### 3.5. Rigassificazione

In Italia il gas naturale liquefatto è immesso nella Rete Nazionale di trasporto attraverso l'interconnessione con il terminale GNL di Panigaglia e il terminale di Rovigo.

L'impianto di Panigaglia, di proprietà della società GNL Italia S.p.A, a lungo è stata l'unica struttura per la ricezione e la rigassificazione di Gas Naturale Liquefatto (GNL) esistente in Italia cui si è recentemente affiancato l'impianto al largo di Rovigo – prima offshore gravity based structure al mondo – di proprietà della società Terminale GNL Adriatico Srl (Edison, Exxon-Mobil e Qatar Petroleum).

La capacità conferibile giornaliera a Panigaglia è pari a 11,5 milioni di m<sup>3</sup>/giorno, quella a Rovigo pari a 26,4 milioni di m<sup>3</sup>/giorno. Il terminale di Rovigo sarà esercito

per 25 anni in regime di esenzione dall'accesso di terzi per una quota pari all'80% della capacità a favore di Edison.

Proseguono inoltre attività sui progetti per la realizzazione di altri terminali.

“Dal 2009 l'Italia ha incrementato in modo rilevante la propria disponibilità di GNL”



### 3.6. Commercializzazione

L'attività di commercializzazione del gas, ultima fase della filiera, si esplica sia attraverso le vendite all'ingrosso (gli strumenti per realizzare questo tipo di commercializzazione sono diversi), sia con le vendite al dettaglio. A decorrere dal 1° gennaio 2003 le imprese che intendono svolgere attività di vendita del gas naturale a clienti finali devono essere autorizzate dal MiSE. L'autorizzazione è rilasciata allorché il richiedente dispone di un servizio di modulazione adeguato, dimostra la provenienza del gas e l'affidabilità delle condizioni di trasporto, dispone di capacità tecniche e finanziarie adeguate. Le aziende che in Italia risultano autorizzate alla vendita ai clienti finali, mediante rilascio formale dell'autorizzazione o per intervenuto silenzio assenso, sono ben 411 (dato aggiornato al 30 settembre 2011) e testimoniano una concorrenza in crescita nel mercato<sup>5</sup>. Nonostante l'attività sia libera, l'AEEG è intervenuta garantendo una protezione ai consumatori più deboli (tipicamente clienti domestici) attraverso diversi strumenti quali: tariffe, introduzione di bonus sociali, standardizzazione del contenuto delle fatture e definizione di un codice di comportamento commerciale per la stipula di contratti di fornitura ai clienti finali (codice di condotta commerciale).

In particolare, l'AEEG garantisce la tutela di prezzo attraverso l'applicazione delle condizioni economiche di riferimento da lei definite per le seguenti tipologie di clienti:

- clienti domestici;
- condomini con consumo non superiore a 200.000 Smc/anno;
- attività di servizio pubblico (tra cui ospedali, case di cura e di riposo, carceri e scuole);
- altre tipologie di clienti, compresi i clienti industriali, con consumo non superiore a 50.000 Smc/anno.

I clienti di gas naturale sono tradizionalmente segmentati nel seguente modo:

- domestici;
- commercio e servizi;
- industria;
- generazione elettrica.

“L'attività di vendita è libera ... ma condizionata dagli interventi regolatori”

L'andamento delle vendite in Italia, suddivise per tipologia di cliente, è rappresentato nel grafico seguente:

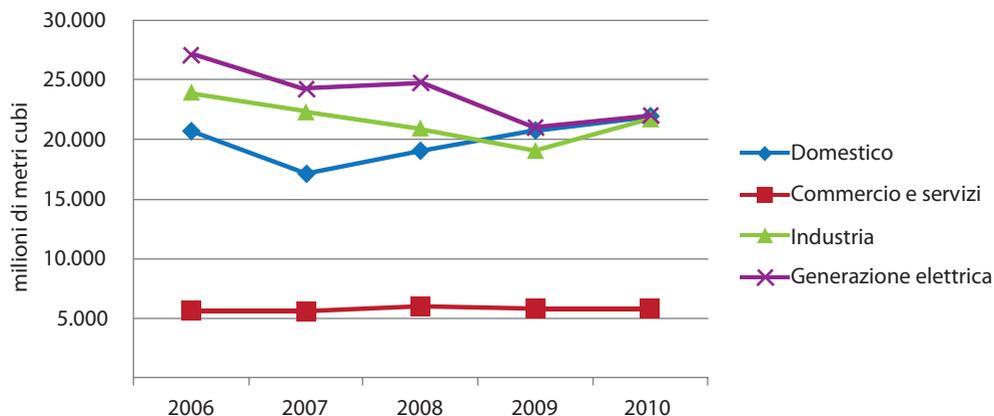


Grafico 2 - Vendita di gas naturale in Italia distinta per tipologia di cliente  
(Fonte: AEEG su dichiarazioni degli operatori)

### 3.6.1. PSV

Gli strumenti per la commercializzazione all'ingrosso del gas si sono diversificati nel tempo; quelli attualmente in uso sono costantemente in evoluzione in risposta alle continue richieste di flessibilità che provengono dal mercato. Sul lato pratico vengono convenzionalmente identificati quali punti di consegna del gas scambiato e come luoghi di mercato:

- gli hub fisici, dove si incontrano diverse infrastrutture di trasporto ed interconnessione tra più paesi (metanodotti o terminali di rigassificazione) e avviene il trasferimento fisico del gas. In Europa gli hub fisici sono rappresentati dallo Zeebrugge hub in Belgio e dal CEGH in Austria;
- gli hub virtuali, cioè punti convenzionali all'interno di un sistema infrastrutturale, nazionale o regionale, per lo scambio di gas fra gli operatori all'interno di un sistema di rete. In Europa i principali sono: NBP in regno Unito, TTF in Olanda, PEGs in Francia, NCG e Gaspool in Germania.

Le forme di organizzazione del trading presenti agli hub fisici e virtuali possono essere di varia natura:

- le piattaforme elettroniche per l'incontro della domanda e dell'offerta, in alcuni casi sono organizzate dai gestori delle reti, in maniera indipendente o su impulso dei regolatori;
- le borse del gas, o gas exchange, sono esperienze recenti. In Europa esistono diversi operatori che gestiscono aste per prodotti standardizzati di gas: l'APX olandese, l'EEX tedesco, il Powernext

francese. Esse offrono numerosi vantaggi (rappresentano forme di trading anonime, con ridotto o annullato rischio di controparte, attraverso di esse è possibile acquistare prodotti standardizzati, tipicamente di breve o brevissimo periodo (mercato spot), il prezzo di riferimento è pubblico).

"Lo sviluppo del PSV  
è centrale per  
la creazione  
di un hub  
del gas italiano"

In Italia, da ottobre 2003, secondo la normativa in vigore, gli operatori del gas possono effettuare cessioni e scambi di gas immesso nella Rete nazionale presso un punto virtuale concettualmente localizzato tra i punti di entrata e i punti di uscita della rete nazionale: il Punto di Scambio Virtuale (di seguito PSV).

Il PSV rappresenta un utile strumento di bilanciamento e le transazioni si effettuano sulla base di contratti bilaterali over-the-counter. Negli anni ha notevolmente accresciuto la sua importanza, in termini sia di volumi scambiati, sia di numero delle contrattazioni.

Secondo le disposizioni dell'Autorità, dal novembre 2006 i trader possono effettuare transazioni presso l'hub nazionale, senza essere al contempo utenti del sistema di trasporto.

La figura che segue mostra l'andamento nel tempo la dinamica del PSV tra

il 1 ottobre 2008 e il 30 settembre 2011, in termini di volumi e di numero di transazioni.

A titolo di raffronto su base europea, si riporta inoltre la dinamica dei volumi scambiati su diversi hub europei, tra 2008 e 2010.

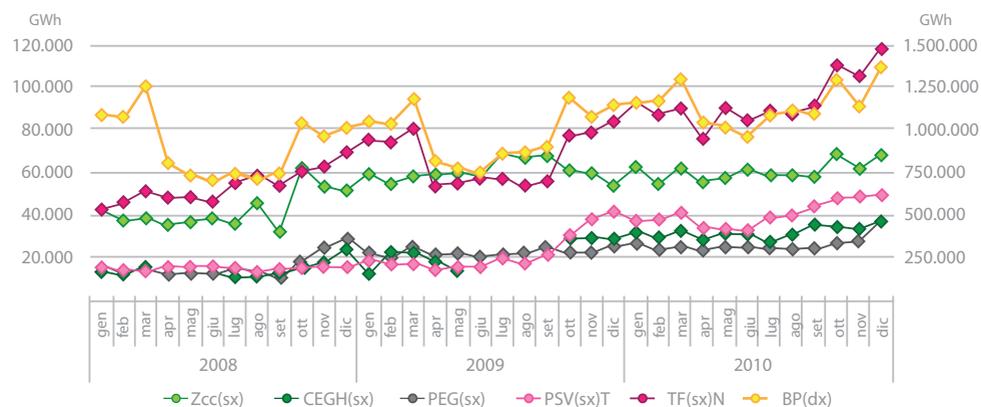
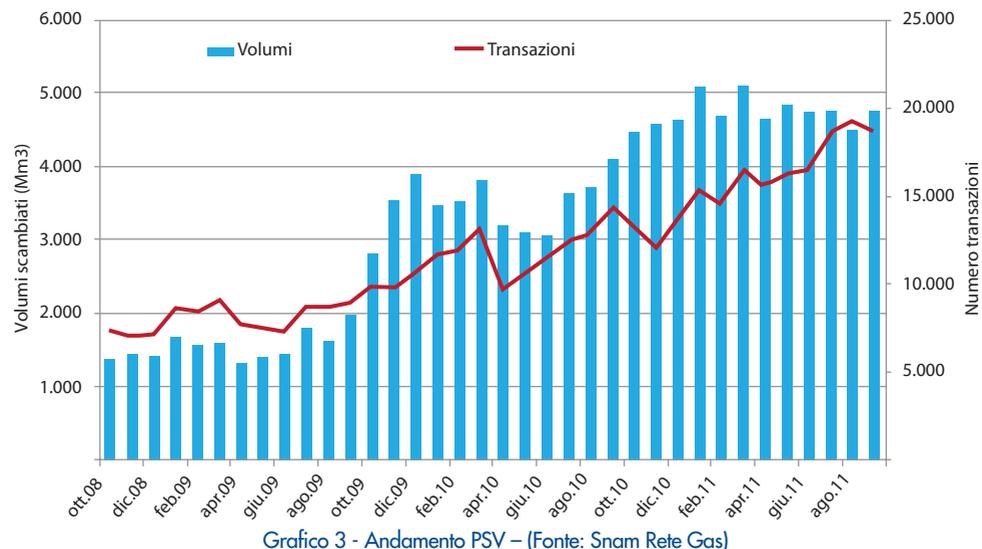


Grafico 4 - Volumi di gas scambiati sugli hub europei – (Fonte: Relazione annuale 2010 GME)

### 3.6.2. Borsa gas

Il decreto del 18 marzo 2010 ha dato avvio, a partire dal 10 maggio 2010, alla piattaforma di negoziazione per l'offerta gas, un mercato organizzato per gli scambi di gas naturale volto al conseguimento di una maggiore concorrenzialità e flessibilità nel mercato all'ingrosso. La gestione e l'organizzazione della piattaforma negoziale sono assegnate al Gestore dei Mercati Energetici (GME). Sulla piattaforma, sono trattati i volumi di gas connessi all'adempimento da parte degli importatori di gas italiani da Paesi extra-UE degli obblighi sanciti dal Decreto Legge n. 7/2007 (si tratta di quote, variabili dal 5% al 10%, del gas importato sulla base di contratti di approvvigionamento da Paesi extra-UE per i quali la necessaria autorizzazione ministeriale è stata rilasciata dopo il gennaio 2007) nonché la vendita dei volumi corrispondenti alle royalties dovute allo Stato da parte dei titolari delle concessioni di coltivazione nazionali. È inoltre lasciata facoltà agli operatori, anche diversi dagli importatori, di trattare sulla piattaforma ulteriori volumi di gas rispetto ai quantitativi obbligatori secondo modalità di offerta e di consegna stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Da dicembre 2010 il GME ha, inoltre, assunto la funzione di controparte centrale delle transazioni concluse dagli operatori sul mercato del gas naturale (articolato in mercato del giorno prima e mercato infragiornaliero) dove gli operatori possono acquistare e vendere quantitativi di gas naturale a pronti.

La legge n. 99 del 23 luglio 2009 (articolo 30 comma 1) ha affidato al GME, in esclu-

siva, la gestione economica del mercato del gas naturale. Dal 10 maggio 2010, come definito da decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico, il GME gestisce la piattaforma per la negoziazione del gas naturale (P-GAS) su cui gli importatori offrono le quote con obbligo di offerta ed i titolari di concessioni di coltivazione di giacimenti vendono le aliquote dovute allo Stato. A questo, recentemente, si è aggiunto un ulteriore tassello per il completamento di una vera e propria Borsa del gas (M-GAS): il 29 novembre 2010 il ministero ha approvato il Regolamento del mercato del gas dove, a differenza della P-GAS, il GME svolge anche il ruolo di controparte centrale.

L'M-GAS si articola in:

- mercato del giorno prima del gas (MGP-GAS). Il MGP-GAS si svolge in due fasi successive tra loro, nella prima fase le negoziazioni si svolgono secondo le modalità di negoziazione continua, nella seconda fase secondo le modalità di asta. Sul MGP-GAS vengono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas relative al giorno-gas di calendario successivo a quello in cui termina la sessione della negoziazione ad asta.
- mercato infragiornaliero del gas (MI-GAS). Il MI-GAS si svolge in un'unica sessione secondo le modalità della negoziazione continua. Sul MI-GAS vengono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas relative al giorno-gas corrispondente a quello in cui termina la sessione.

# Conclusioni

## Sicurezza degli approvvigionamenti

L'Italia, come tutta l'Europa, è fortemente dipendente dalle importazioni di gas dall'estero. Per aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti è fondamentale investire in nuove infrastrutture di trasporto così come promuovere la realizzazione di siti di produzione nei Paesi esportatori. E' pertanto importante trovare soluzioni efficaci per promuovere l'ulteriore sviluppo di infrastrutture anche per il futuro. Nell'ambito delle misure intraprese in sede comunitaria in tema di "security of supply" meritano attenzione due principi contenuti nel Regolamento 994/2010 relativi all'adeguatezza infrastrutturale per la sicurezza delle forniture di gas naturale e recepiti nel nostro ordinamento nel seguente modo:

- il primo, noto come "N-1", prevede che il Ministero dello sviluppo economico adotti le misure necessarie affinché entro il 3 dicembre 2014, nel caso di interruzione del flusso di gas naturale dalla maggiore delle infrastrutture di approvvigionamento dall'estero, la capacità delle infrastrutture rimanenti sia in grado, anche tenuto conto delle possibili azioni di riduzione della domanda e della capacità di stoccaggio di modulazione e strategico nazionale, di soddisfare la domanda giornaliera totale

di gas naturale di punta massima, calcolata con una probabilità statistica almeno ventennale;

- il secondo prevede, entro il 31 dicembre 2013, l'adeguamento delle infrastrutture di trasporto di interconnessione tra Stati Membri, ivi inclusa l'interconnessione tra Italia e Centro Europa attraverso il gasdotto Transitgas, in territorio svizzero, mediante la realizzazione di capacità di trasporto bidirezionale continua, per assicurare – in casi di necessità – la possibilità di fornire miglior risposta a livello europeo a possibili crisi locali.

"La crisi russo-ucraina ha promosso l'adozione di nuove norme europee a maggiore tutela dei consumatori finali"

Secondo quanto previsto dallo stesso Regolamento, ed in coerenza con il D.Lgs. 93/11<sup>1</sup>, il Ministero dello Sviluppo Economico – con il supporto del Comitato di emergenza e monitoraggio del sistema gas – ha la responsabilità di predisporre la valutazione dell'indicatore "N-1" oltre ai cosiddetti Piani di Azione Preventiva e di Emergenza a fronte del Risk Assessment sul sistema gas. Si osserva che allo stato attuale la dotazione infrastrutturale italiana rispetta il principio dell'N-1 e i progetti

attualmente in sviluppo contribuiranno ad incrementare ulteriormente i margini di sicurezza e a diversificare le forniture.

Al riguardo si evidenzia in ogni caso che Snam Rete Gas, l'impresa maggiore di trasporto di gas naturale, offre già capacità bidirezionale fisica per le interconnessioni con Austria e Slovenia mentre è in corso di realizzazione quella verso la Svizzera, espressamente prevista dal D.Lgs. 93/11.

## L'Italia come hub del gas per il sud Europa

L'Italia può giocare un ruolo importante nella realizzazione del mercato unico del gas a livello europeo, contribuendo al conseguimento degli obiettivi espressi dal Consiglio Europeo dello scorso febbraio 2011: (1) completamento del mercato interno al 2014 e (2) pieno "market coupling" del mercato dell'energia al 2015.

Tale ruolo può derivare da un lato dallo sviluppo dei cosiddetti "corridoi prioritari" che possono coinvolgere il sistema Italia e dall'altro da uno sviluppo organico di servizi e prodotti sul mercato del gas che permettano di congiungere in modo più compiuto il mercato italiano con quelli dell'Europa continentale.

In tal modo l'Italia può sicuramente traggare la costituzione di un hub per il Sud

Europa, volto a meglio connettere paesi produttori, in particolare del Nord Africa o del Medio Oriente, con le aree di consumo del nostro Paese e dell'Europa continentale. Le premesse per lo sviluppo di tale ruolo sono già presenti.

Da una parte il nostro sistema infrastrutturale gode infatti già oggi di una posizione importante nella connessione tra paesi produttori e consumatori e, attraverso i progetti di "reverse flow" già attivati, potrà da un lato stimolare l'ingresso di nuove fonti e dall'altro consentire agli operatori attivi sul mercato gas italiano una migliore ottimizzazione dei flussi commerciali con gli altri hub europei.

"In Italia esistono le premesse per la realizzazione di un importante hub del gas europeo"

5 - Decreto legislativo recante attuazione della Direttiva 2009/72/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, della Direttiva 2009/73/CE, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e della Direttiva 2008/92/CE concernente una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas ed energia elettrica.

Peraltro, la disponibilità di un'ampia capacità di stoccaggio potrà rendere ulteriormente flessibile la gestione del sistema infrastrutturale italiano ed europeo, a tutto vantaggio di un hub che, sulla base di regole condivise a livello europeo, potrà peraltro portare un ulteriore miglioramento della sicurezza e diversificazione delle forniture.

D'altra parte l'attuale riforma del regime di bilanciamento e il recente avvio della

Borsa del Gas potranno consentire un rapido sviluppo di servizi e prodotti che stimolino l'ingresso e la partecipazione attiva di un numero sempre maggiore di player.

Affinché ciò avvenga risulta essenziale che il mercato – nell'alveo di linee guida ben definite – sia in grado di evolvere autonomamente senza che un'eccessiva normazione di dettaglio possa di fatto rallentare o inibire tali sviluppi.

## Obblighi relativi al servizio pubblico e tutela dei consumatori

A più di 10 anni dall'entrata in vigore del Decreto Letta il mercato del gas naturale ha raggiunto un livello di maturità tale da consentire una sempre più spinta deregulation delle c.d. attività libere, prima fra tutte l'attività di vendita al dettaglio. In quest'ottica deve essere rivisto anche il perimetro di tutela dei consumatori che, si auspica, nel prossimo futuro, si riduca progressivamente per consentire un libero e pieno sviluppo del mercato. Per tale ragione appaiono eccessivamente limitative, e per certi versi anacronistiche, le disposizioni contenute nel D.Lgs. 93/11.

In particolare, se da una parte appare condivisibile l'obbligo di garantire la sicurezza della fornitura di gas ai c.d. "clienti vulnerabili", dall'altro appare eccessiva la tutela economica di fornitura riconosciuta a tutti i clienti con consumi annui non superiori a 50.000 metri cubi e ai clienti che svolgono un'attività riconosciuta di servizio pubblico (ospedali, case di cura e di riposo, carceri e scuole) e assistenza, indipendentemente

dal livello di consumo annuo. In un mercato che ha già raggiunto un buon livello di liberalizzazione, è auspicabile un ripensamento di tale ambito di tutela economica e una sua ridefinizione, per esempio riducendolo ai soli clienti civili che versano in stato di disagio economico.

"La "deregulation" sulla vendita è necessaria per stimolare il pieno sviluppo concorrenziale"

Altro esempio di eccessiva regolazione è sicuramente quello inerente alle caratteristiche e ai contenuti dei documenti di fatturazione

per clienti con consumi annui non superiori a 200.000 metri cubi. In particolare il recente quadro regolatorio<sup>2</sup> ha imposto l'adozione di schemi analoghi a quelli già previsti nel settore elettrico per i venditori al dettaglio operanti nel mercato libero e nella maggior tutela. L'AEEG ha così lasciato invariato l'ambito di applicazione degli obblighi inerenti i documenti di fatturazione senza distinzioni tra mercato libero e tutelato. Pare che l'intento del nuovo collegio dell'AEEG, insediato a marzo 2011, sia quello di andare in un prossimo futuro verso una regolazione del mercato di vendita al dettaglio più snella.

In un mercato pienamente liberalizzato come quello energetico la pretesa di definire nel singolo dettaglio ogni elemento delle fatture costituisce un eccesso di regolazione che tende ad inibire la libertà commerciale dei venditori. Ciò si traduce in un layout ob-

bligato dei documenti di fatturazione e rende impossibile qualsiasi miglioramento che i venditori intendano apportare alla propria fattura per soddisfare le esigenze evidenziate dai propri clienti. Poiché la fattura costituisce il primo e più importante canale di contatto tra fornitore e cliente, è nell'interesse stesso del venditore utilizzare tale documento come leva competitiva, rendendolo sempre più appropriato alle esigenze del mercato.

Il mercato libero mal si concilia a rigidi schemi di fatturazione. La soluzione auspicata è quella di prevedere un modello di fattura in termini di contenuto minimo, ferma restando la facoltà per i venditori di aggiungere eventuali specificazioni e/o dettagli relativi al contratto sottoscritto dal cliente, per consentire al cliente stesso la piena ricostruzione dei corrispettivi fatturati.

## Il ruolo del gas nello sviluppo energetico del paese

L'energy mix europeo di lungo periodo non può prescindere dal riconoscimento di un ruolo centrale del gas naturale, che rappresenta una delle soluzioni più efficienti, più pulite e più versatili di tutte le fonti fossili. La sua abbondanza, i suoi costi competitivi di fornitura, la sua immediata disponibilità e la flessibilità con cui può supplire alle energie rinnovabili lo rendono peraltro una delle fonti di energia più adatte a realizzare gli obiettivi di riduzione di emissioni di gas serra e a garantire contemporaneamente competitività all'Europa a livello globale.

Per quanto riguarda il settore termoelettrico, in questi anni lo sviluppo dei cicli combinati a gas naturale (CCGT) ha fornito un contributo positivo al parco italiano che oggi è tra i più efficienti e meno inquinanti d'Europa con un'emissione di CO<sub>2</sub> specifica di circa 500 g/kWh contro, ad esempio, i quasi 800 g/kWh della Germania.

"Il gas naturale è una fonte a tripla "A" per il presente e il futuro dell'energia"

<sup>2</sup> - Definito con la Delibera ARG/com 202/09 che si applica indistintamente ai venditori del mercato libero e del mercato tutelato.

I CCGT presentano i seguenti vantaggi: sostenibilità (basse emissioni di CO<sub>2</sub>), bassi costi di investimento (inferiori rispetto ad altre tecnologie) ed efficienza (rendimenti elettrici medi del 56% vs. 35-45% di tecnologie alternative, arrivando a rendimenti complessivi - elettricità e calore - che nel caso dei cicli combinati cogenerativi a gas possono superare il 75%). Queste caratteristiche, unite alla flessibilità nel funzionamento, identificano il gas come possibile partner per le fonti rinnovabili, bilanciandone la variabilità e promuovendone un ruolo che in Italia, rispetto all'Europa, ha già assunto proporzioni significative. La quota di produzione termoelettrica a gas in Italia, infatti, è superiore al 50%, a fronte di quote decisamente inferiori in Europa (media UE del 20% circa con valori inferiori al 15% in Germania e intorno al 5% in Francia).

Per quanto riguarda il settore del trasporto, il gas naturale può potenzialmente fornire significative opportunità per la riduzione delle emissioni inquinanti attraverso l'impiego in forma compressa (CNG) per il settore automobilistico e in forma liquefatta (GNL) per quello marittimo e dell'autotrasporto "pesante". Tali vantaggi potranno essere colti attraverso la realizzazione di una rete distributiva adeguata. Rispetto all'alimentazione elettrica, che consente comunque significativi benefici ambientali (azzerando le emissioni nei centri abitati ed utilizzando elettricità prodotta anche da fonti rinnovabili) e vantaggi in termini di efficienza (visti gli elevati rendimenti degli impianti di generazione termoelettrica), le auto a metano hanno

- con le tecnologie attuali - maggiore autonomia e consentono trasferimenti anche di lungo raggio.

"Sono opportune regole atte a promuovere investimenti infrastrutturali e a sviluppare tecnologie low carbon"

Infine, il trasporto di energia sotto forma di gas è sicuro ed efficiente e il gas può essere facilmente immagazzinato, pertanto, il sistema infrastrutturale del gas costituisce il fondamento per la sostenibilità, la sicurezza e la competitività del mercato del gas europeo.

In conclusione, per le ragioni sopra citate, è auspicabile che siano:

- tutelati i contratti di lungo termine, che rappresentano un elemento fondamentale per il corretto sviluppo infrastrutturale e, di conseguenza, per la sicurezza degli approvvigionamenti e la stessa competitività futura del Paese. Infatti, i contratti di approvvigionamento di lungo periodo, spesso caratterizzati da clausole di tipo "take or pay", rispondono all'esigenza di soddisfacimento dei bisogni di gas naturale nel lungo periodo e consentono importanti investimenti infrastrutturali garantendone la remunerazione. Peraltro un mercato to-

talmente basato su scambi "spot" ridurrebbe inevitabilmente il ruolo degli importatori europei, lasciando spazio all'ingresso diretto dei produttori extra-UE in Europa; ciò sarebbe preoccupante sia in termini di sicurezza del sistema che di prezzi, a fronte dell'elevato potere di mercato che i (pochi) produttori esteri potrebbero sfruttare. Si propone, perciò, di prevedere per tali contratti opportuni meccanismi regola-

tori analoghi alla remunerazione della capacità attualmente prevista per l'elettrico;

- adottate ulteriori politiche in grado di favorire gli investimenti in tecnologie low carbon;
- valutati gli opportuni strumenti per stimolare una più ampia penetrazione del gas naturale in quanto esso è una delle fonti energetiche a basso impatto ambientale impiegate nell'autotrazione.

## Evoluzione del mercato del bilanciamento

Come precedentemente descritto nel paragrafo relativo all'introduzione della disciplina del bilanciamento di merito economico, l'AEEG con la Delibera ARG/gas 45/11 ha previsto, a decorrere da dicembre 2011, l'utilizzo del solo stoccaggio come risorsa disponibile ai fini del bilanciamento. Ciononostante la stessa AEEG prefigura in un mercato a regime la possibilità d'accesso anche ad altre risorse come modifiche ai programmi d'importazione via gasdotto, ai programmi di produzione delle centrali termoelettriche alimentate a gas e ai programmi di send-out dei terminali di GNL.

Se le prime due classi di risorse richiederanno del tempo per poter essere disponibili sul mercato del bilanciamento in ragione di una certa esigenza di coordinamento tra Snam Rete Gas e i TSOs esteri (nel caso di modifiche ai programmi di import ai punti di interconnessione con l'estero) e tra Snam Rete Gas e Terna (nel caso di modifiche ai programmi delle centrali termoelettriche), si ritiene che nel caso dei terminali di rigassificazione (ad oggi in Italia vi sono quelli di Panigaglia e Rovigo) questi possano essere

inclusi come risorse del bilanciamento in tempi ben più rapidi.

Già attualmente con la piena operatività del terminale di Rovigo, il contributo degli approvvigionamenti di gas via GNL è decisamente aumentato a netto beneficio del Sistema Paese; la stessa AEEG ha riconosciuto un importante ruolo di questa risorsa soprattutto in concomitanza con le interruzioni che nel corso dell'anno termico 2010/2011 si sono verificate sui gasdotti Transitgas e Greenstream.

"Le regole di bilanciamento devono rapidamente evolvere verso il mercato europeo"

## Distribuzione: riforma meccanismi di concessione

Il settore della distribuzione gas si trova in una fase di sviluppo normativo che sarà decisivo per l'assetto dell'intero comparto nei prossimi anni. I decreti attuativi, relativi alla definizione dei bacini ottimali di gara e dei criteri di valutazione dell'offerta, sono stati finalizzati solo di recente presso il MiSE.

In particolare sono 177 i bacini ottimali per cui si dovranno svolgere le gare per l'affidamento dodecennale del servizio di distribuzione, sulla base dei criteri stabiliti dal Regolamento approvato dal MiSE lo scorso 11 novembre 2011. In precedenza, nel mese di ottobre, è stato definito l'elenco dei Comuni afferenti a ciascun bacino di gara.

La puntuale disamina delle norme sopra richiamate permetterà solo nei prossimi mesi e nel contesto della loro concreta attuazione la valutazione degli effetti.

Aspetto centrale è la tutela degli investimenti e il valore degli asset delle aziende, in particolare nel caso di mancato rinnovo della concessione: la determinazione dell'indennizzo da corrispondere al gestore uscente non può, infatti, essere lasciato a perizie di parte e scarsamente rappresentative, che troppo spesso danno luogo a contenziosi.

La riforma del settore della distribuzione, una volta a regime, oltre ai benefici

“La riforma della distribuzione si è conclusa e ora deve essere messa alla prova dei fatti”

dovuti all'economia di scala che si tradurranno in una gestione più efficiente della rete, favorirà principalmente le società di vendita, che non dovranno più interfacciarsi con numerosi distributori bensì con un limitato numero di soggetti con procedure sempre più standardizzate, con benefici percepibili anche dai clienti finali.

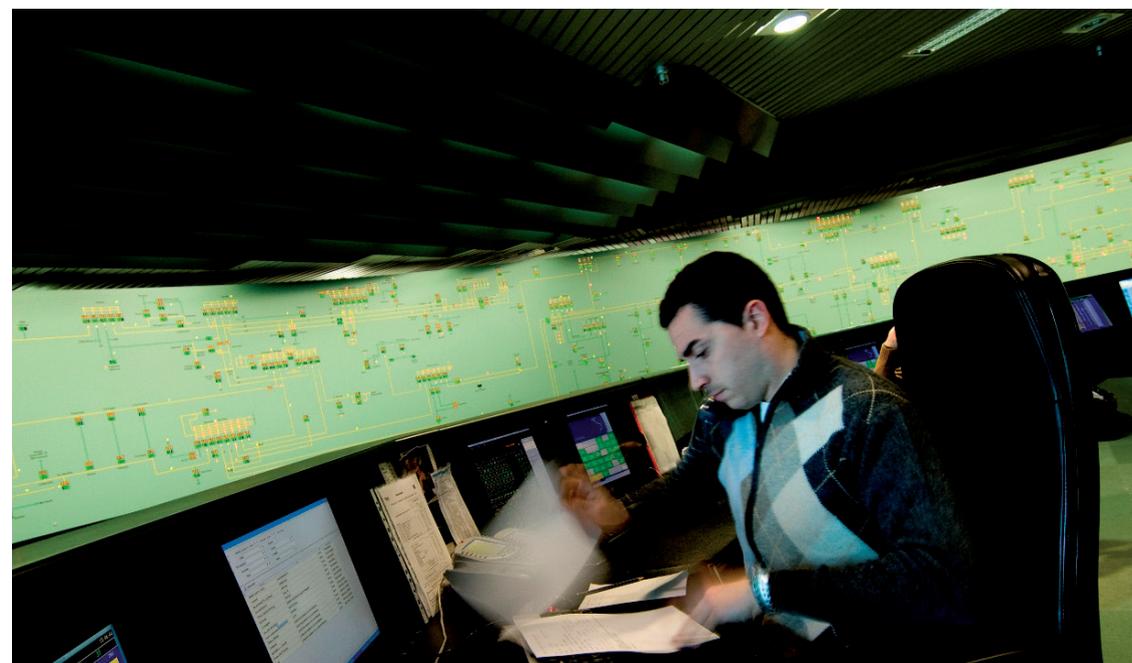
Presupposto irrinunciabile è che sia pubblicato il regolamento dei criteri di gara, la cui bozza, condivisa dal MiSE con gli operatori, contiene importanti misure per una corretta ed equilibrata presentazione delle offerte a tutela della qualità del servizio.

## Standard di comunicazione tra distributori e venditori

La qualità e l'efficienza del servizio offerto ai clienti finali (per ogni prestazione, dallo switching alle richieste per servizi di connessione ed esecuzione lavori) è strettamente correlata all'efficacia dei sistemi informativi e dei protocolli di comunicazione utilizzati per lo scambio di dati e di documentazione tra i vari attori operanti nelle filiere del mercato del gas naturale ed elettrico. In particolare, nel caso dei mercati retail l'automazione dei processi appare ancora inadeguata a causa dell'incompleta standardizzazione delle regole di dialogo tra operatori (flussi di comunicazione, tracciati e formati dei dati, canali di trasmissione), dell'eterogeneità delle procedure adottate e della numerosità degli interlocutori sul territorio nazionale. Pertanto, tutte le iniziative regolatorie volte a raggiungere un adeguato livello

di standardizzazione dello scambio di dati con i vari attori della filiera del settore energetico (tra cui a titolo d'esempio il Sistema Informativo Integrato) sono generalmente condivise da tutti gli operatori del mercato.

“Un'informazione trasparente e tempestiva è necessaria sia per la domanda sia per l'offerta”





# ASSOLOMBARDA

## Gruppo Energia



ASSOLOMBARDA  
Gruppo Energia

Via Pantano 9 - 20122 Milano

Tel. 02.58370.211

Fax 02 58370490

[gruppi@assolombarda.it](mailto:gruppi@assolombarda.it)