

Il ruolo dei rigassificatori: il caso italiano

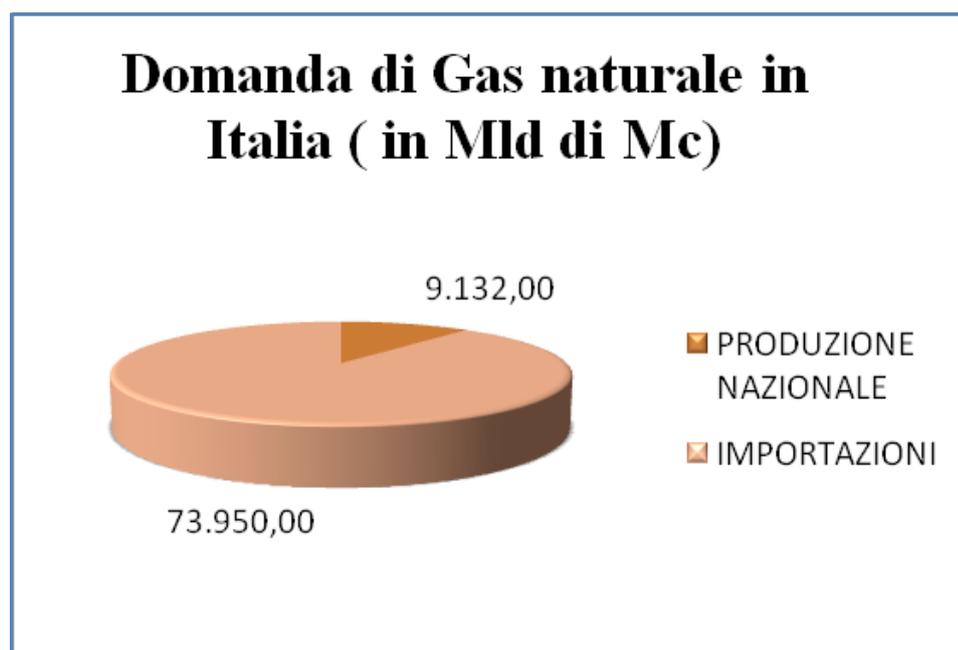
di Riccardo Gallottini

Il ruolo dei rigassificatori : il caso italiano

Dopo le due “crisi del gas” russo-ucraine, è riemerso con grande vigore il tema del gas naturale liquefatto (GNL) ed è ripartita la corsa ai rigassificatori. La precarietà del sistema di accesso ai gasdotti e i contrasti geopolitici che spesso condizionano le forniture di gas naturale hanno riportato al centro del dibattito energetico il tema della diversificazione degli approvvigionamenti. L'Italia è l'unico paese europeo che ha deciso di virare verso il gas il quale copre circa il 40% della domanda di energia totale. Il “bisogno di gas” è anche reso necessario dal fatto che la produzione nazionale di gas metano è in continuo calo attestandosi a un 8–9% della domanda totale.

Le importazioni quindi rappresentano per il paese il nodo cruciale e il problema su cui si basa tutto lo sviluppo della politica energetica da qui ai prossimi 50 anni. Proprio il GNL può rappresentare un modo efficace per diversificare l'approvvigionamento di gas e un efficace sistema alternativo alla rete dei gasdotti.

FIGURA 1



Elaborazioni da dati AEEG 2007

KEY FINDINGS

- Il gas naturale liquefatto costituisce un'alternativa economica al trasporto del gas via pipeline;
- Grazie al Gnl, è possibile perseguire una maggiore diversificazione degli approvvigionamenti e più sicurezza energetica;
- L'Italia ha scommesso fortemente sui rigassificatori;
- In parte l'alto numero di progetti rispecchia le incertezze amministrative;
- La realizzazione dei principali progetti autorizzati o in via di autorizzazione creerebbe un eccesso di offerta;
- L'eventuale eccesso di offerta potrebbe trovare sfogo solo se l'Italia fosse in grado di evolvere nell'hub del gas per l'Europa meridionale;
- Perché questo processo si svolga in modo efficiente, è cruciale poter contare su una regolazione “buona” e indipendente.

Riccardo Gallottini è laureato in economia e diritto con una tesi sulle Politiche Energetiche Europee al 2020. Attualmente è Junior research presso una società di consulenza e si occupa principalmente di politiche energetiche ed ambientali.

Il mercato del GNL

Il mercato del GNL rappresenta l'unica alternativa valida in materia di approvvigionamenti di gas al sistema dei gasdotti. I volumi di gas scambiati negli ultimi dieci anni sono cresciuti in modo esponenziale dai 100 miliardi di metri cubi (Mmc) del 1995, ai 200 del 2005 con un'ulteriore previsione di crescita al 2010 intorno ai 400 Mmc scambiati.¹

Il mercato è in forte sviluppo grazie ai numerosi vantaggi che il GNL comporta. Il primo dato da rilevare è la virtuale assenza di rapporti diretti tra paese fornitore e paese consumatore. La fase a monte della liquefazione è totalmente distaccata dalla fase a valle di rigassificazione non essendoci legami fisici come invece avviene nel sistema dei gasdotti. Questo comporta una diminuzione della percentuale di rischio sull'accesso alle forniture. Alcune clausole contrattuali, più flessibili rispetto a quelle abituali tipiche del sistema dei gasdotti, fanno sì che la quantità di carico che eccede il fabbisogno dell'acquirente originario, o anche l'intero volume oggetto del trasporto su metaniera, possa dirottarsi poi verso un impianto differente da quello dell'acquirente storico così da rendere più ampi i ricavi che andranno a essere suddivisi tra i contraenti originari secondo clausole contrattuali specifiche.

Si pensi poi al problema della ricerca dei giacimenti di gas, e al sempre più probabile allontanamento dei campi rispetto ai centri di consumo. Le nuove scoperte infatti sono in zone sempre più "scomode" come il giacimento russo di Sakhalin, tra i più imponenti quanto a riserve, ma che difficilmente potrà rifornire in modo efficiente i paesi europei in quanto la collocazione dell'isola, essendo sulle coste del Giappone, presupporrebbe enormi investimenti in pipeline, irrealizzabili nel breve periodo.

Si tenga presente poi l'attuale contesto geo – strategico in materia di riserve e produzione di gas. Se è vero che attualmente Russia e Iran detengono le maggiori riserve, il mercato del GNL si sta sviluppando in realtà totalmente nuove sul panorama energetico. Accanto ai paesi africani come Algeria, Egitto e Nigeria, il leader nel settore è il Qatar seguito da Trinidad e Tobago, paese che rifornisce interamente la quota GNL degli Stati Uniti. La diversificazione dei paesi produttori (stranded gas) è un altro indubbio vantaggio del GNL, vista l'instabilità che spesso accompagna i leader storici nel settore del gas naturale.

I costi della filiera del GNL sono in continuo calo rispetto al sistema dei gasdotti e per il 2015 è stimato il pareggio rispetto ai costi del sistema via pipeline. Le crescenti economie di scala che stanno prendendo piede nel mercato del GNL stanno lentamente creando condizioni vantaggiose per chi volesse investire nella filiera, che è composta da liquefazione, trasporto via nave e rigassificazione. La liquefazione è la fase più costosa e può incidere fino al 30-45% del totale; con un costo che può superare il miliardo di euro. I rigassificatori tradizionali sviluppano invece un costo medio intorno ai 600 milioni di euro, mentre una metaniera, che purtroppo sconta l'uso esclusivo per GNL, ha un costo che varia dai 150 ai 300 milioni di euro a seconda dei casi. Il costo dell'affitto delle navi comunque, che varia a seconda della distanza da percorrere, è più piccolo rispetto al costo di chilometri e chilometri di gasdotti soprattutto in zone non del tutto agevoli, dove spesso invece sono presenti i più grossi giacimenti.

Teoricamente la competizione tra GNL e condotte via tubo è già possibile, soprattutto nelle zone dove il costo della costruzione dei gasdotti è superiore di 4 o 5 volte rispetto alla filiera "tipo" del GNL. Va detto poi che il mercato del GNL, grazie ai volumi unitari

¹ Stefano Verde, un mercato spot per il GNL. Fonte: <http://www.agienergia.it/Notizia.aspx?idd=189&id=42&ante=0>.

scambiati, ad esempio per nave, è molto più interessante dal punto di vista della composizione del prezzo al Mmc. Grazie al crescente mercato spot rispetto al totale dei volumi scambiati, aumenta la liquidità sul mercato e l'allentamento delle cosiddette clausole *take or pay* (TOP) e di destinazione che possono avere un effetto distorcente sul mercato del gas.

Obblighi di acquisto minimo di volumi pena il pagamento anche in caso di non acquisto e impossibilità di rivendita dei volumi in eccesso al proprio fabbisogno hanno favorito spesso contratti di durata anche trentennale i cui effetti più negativi possono, di fatto, essere aggirati grazie alla unitarietà dei volumi presenti lungo la filiera del GNL. Se a questo leghiamo il processo di sganciamento del prezzo del gas rispetto a quello del petrolio, a cui oggi è ancorato, grazie anche alla creazione delle cd. "borse del gas" appare evidente che anche dal punto di vista dei prezzi il GNL già ora è altamente competitivo.

Il rovescio della medaglia è però che non si prevede un calo della percentuale di costi di liquefazione rispetto al totale della filiera del GNL e questo comporta numerosi problemi a monte.

In primo luogo il costante deficit di liquefazione che ha caratterizzato negli anni il mercato del GNL, rischia grazie all'aumento di domanda di gas atteso nel lungo termine, di ripercuotersi in modo eccessivo nel trasporto creando continui distorsioni nella filiera e possibili interruzioni nel tempo. Il deficit di liquefazione può produrre tra l'altro un mercato a monte del venditore² con possibili ricadute in termini di rialzo possibile dei prezzi.

A questo va aggiunto che la pur sottolineata diversità dei paesi esportatori rispetto ai tradizionali fornitori del settore, si stabilizzerà nel tempo con il rischio che un possibile swing producer (Qatar) si metta nella condizione di non consentire piena concorrenza a monte come invece sarebbe auspicabile per abbattere anche i decisivi costi di liquefazione.

L'Italia e i rigassificatori

Il caso italiano è degno di curiosità sia per quanto riguarda il numero di progetti in tema di rigassificatori, sia in termini di calcolo di offerta di gas rispetto a una domanda in continua evoluzione. Dopo l'autunno 2006 e la conseguente crisi del gas ci si è posti il problema della messa in moto degli impianti tutt'ora in fase di realizzazione con l'obiettivo di graduare la domanda di gas verso una più consistente quota di GNL. Problemi di tipo ambientale e burocratico hanno però fino ad ora bloccato molte delle autorizzazioni, in certi casi addirittura prima rilasciate e poi concesse.

Attualmente su una domanda di 90 Mmc di gas solamente uno è il rigassificatore in funzione: il terminal di Panigaglia, di proprietà di ENI, con capacità massima di 3,5 Mmc che immette nella rete di trasporto circa 2,5 Mmc di gas. Al 2015 è prevista la completa saturazione dell'impianto. Il gas viene ricevuto dall'Algeria, primo tra i paesi africani per esportazione di GNL.

Durante l'inverno 2009 - 2010 dovrebbe entrare in funzione il secondo rigassificatore a Porto Levante (RO) con una capacità di 8 Mmc di gas di proprietà di Edison, ExxonMobil e Qatar Petroleum. Esso riceverà il gas liquefatto dal Qatar che sarà rigassificato in

² IEFE 2007: Il potenziale ruolo del Gnl nell'incremento della concorrenzialità dei mercati europei e nella sicurezza dell'approvvigionamento energetico IEFE, 25 luglio 2007 Riunione del Gruppo di Lavoro. Fonte: <http://portale.unibocconi.it/wps/allegatiCTP/riunione25luglioDEF.pdf>.

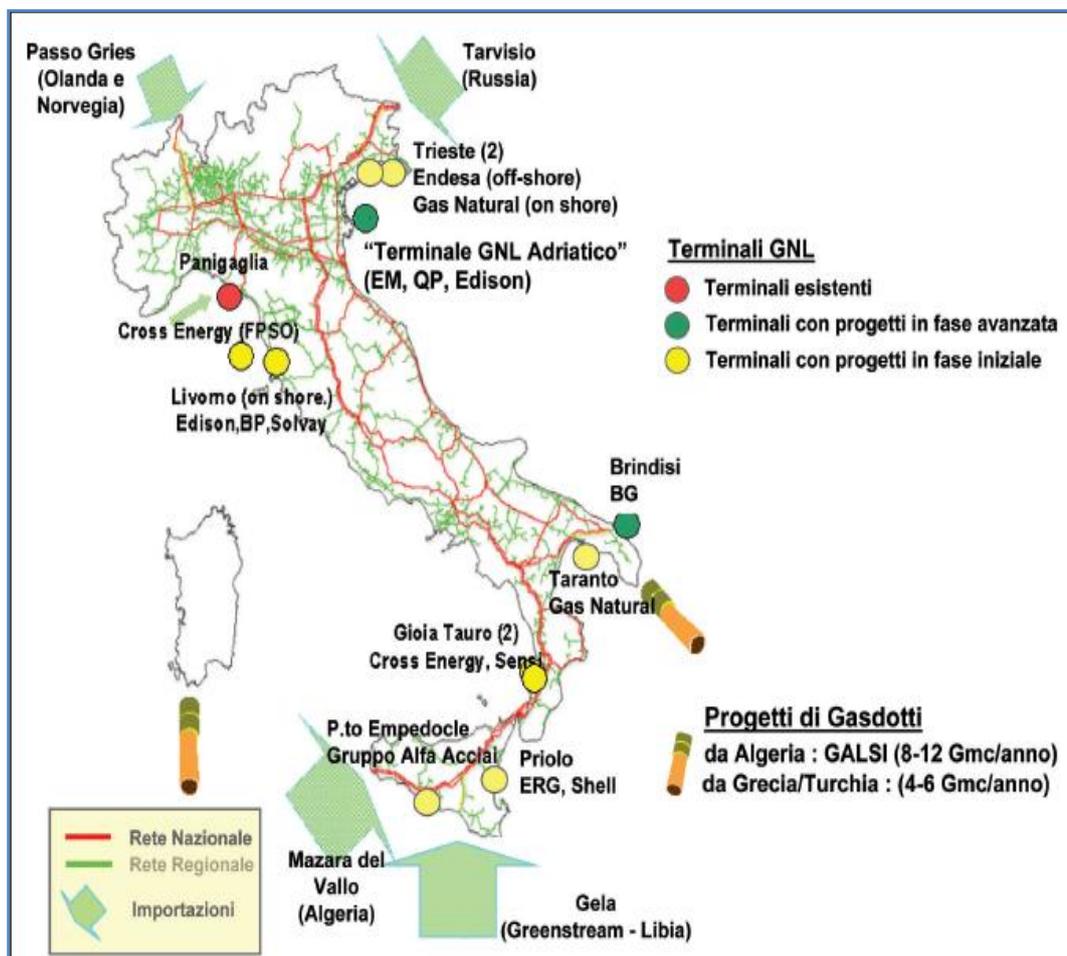
una piattaforma off-shore. In questo caso, rispetto a un impianto on-shore, i costi sono stati significativamente più elevati, anche se tutt'ora appare la tecnica più adatta per la messa a punto di tali tipi di impianti.

L'altro impianto che dovrebbe entrare in funzione nel 2009 è l'impianto off-shore su nave a Livorno con capacità massima di 4 Mmc di gas di proprietà di Endesa, che paradossalmente ha bloccato l'altro grande impianto di proprietà di Edison sempre a Livorno con capacità di 8 Mmc per l'annosa questione che gli enti locali non vogliono avere due impianti nella stessa zona, anche se in realtà solo quest'ultimo impianto sarebbe on-shore.

Al 2012 è prevista l'entrata in funzione dell'impianto di Gioia Tauro dalla capacità massima di 12 Mmc di gas di proprietà di Sorgania e Iride. La Valutazione d'impatto ambientale (VIA) è tutt'ora in istruttoria anche se non sembrano esserci problemi circa i tempi di inizio attività.

Il rigassificatore di Brindisi, con autorizzazione prima concesse e poi revocate con conseguente annullamento dell'autorizzazione a costruire è il tipico caso "all'italiana" dove si intrecciano veti locali a problemi di ordine burocratico, e un comportamento non sempre trasparente da parte dell'azienda. La capacità massima di rigassificazione sarebbe di 8 Mmc, e tutt'ora non si conoscono i tempi di realizzazione dell'opera.

FIGURA 2



Fonte: Iefe 2007

Per il 2012 dovrebbe entrare in funzione l'impianto di Porto Empedocle (AG) con capacità massima di 8 Mmc, come stabilito recentemente dalla conferenza sui servizi della regione Sicilia. Non si conoscono i tempi di realizzazione invece dei due impianti friulani di Zaule e Trieste con capacità di rigassificazione di 8 Mmc ciascuno.³

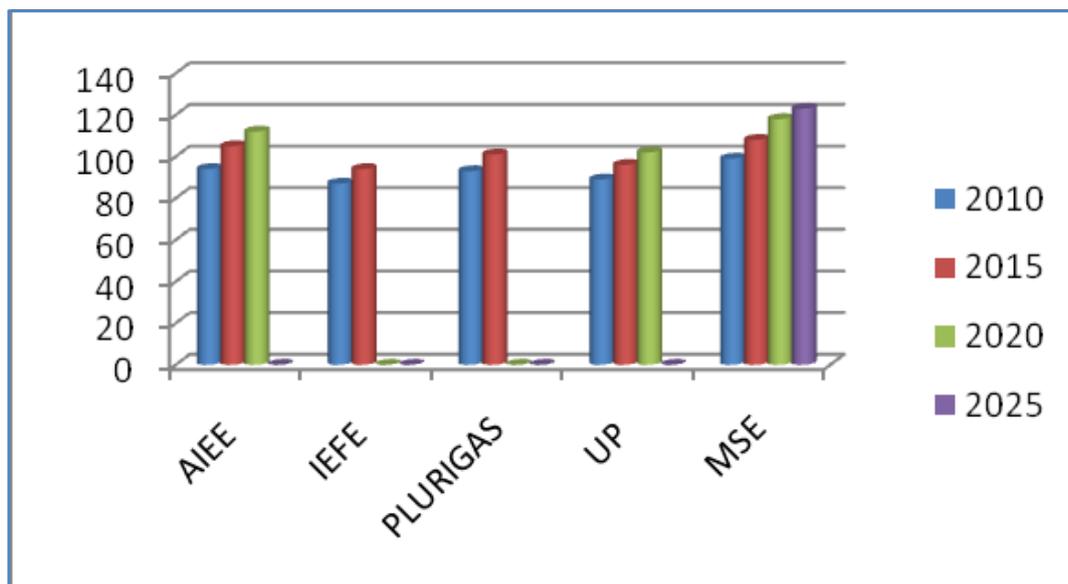
Per far fronte all'aumento di domanda di gas naturale, si sono poi potenziati i gasdotti Greenstream dalla Libia, TAG dalla Russia, GALSI dall'Algeria e IGI, questi ultimi due di gestione Edison, con in particolare l'IGI che occupa la tratta proveniente dalla Turchia direzione Mar Caspio. Si noti che questi ultimi due sono gli unici progetti pipeline a breve dove non è presente ENI, monopolista ancora in quasi tutta la filiera del gas naturale, dalla fase di approvvigionamento allo stoccaggio e trasporto.

Da questo punto di vista giova sottolineare come rispetto ai sistemi di rigassificazione, caratterizzati da un parco di imprese – gestori elevato, ancora le pipeline soffrono il problema dell'incumbent ENI, proprio a causa della clausole TOP e di destinazione accennate nel paragrafo precedente.

L'incremento di offerta di gas quindi arriverà al 2015 ad essere circa di 125 - 130 Mmc di gas a seconda delle stime di diversi operatori considerando anche la quota di stoccaggio che da qui al 2015 si incrementerà di 8 - 9 Mmc.

FIGURA 3

Domanda di Gas Naturale al 2020 in Mmc



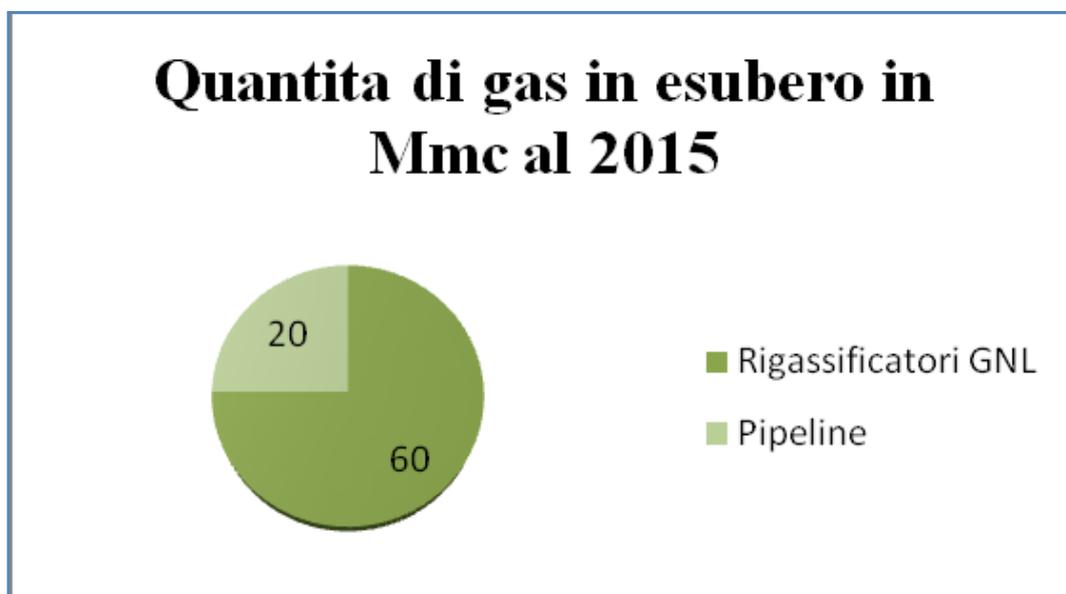
Elaborazioni da dati AEEG 2007

Se tutti i progetti in corso fossero realizzati il nostro paese si troverebbe ad avere circa 80 Mmc di offerta di gas in esubero potenzialmente non sfruttabile, di cui circa 60 Mmc provenienti da impianti di rigassificazione e 20 provenienti da gasdotti. Questo eccesso di offerta è il vero nodo cruciale su cui si svilupperà tutto il dibattito energetico in tema di gas naturale.

I veti locali e i tempi tipici italiani circa il realizzarsi dei progetti in corso hanno portato soprattutto per quanto riguarda gli impianti di rigassificazione GNL a un eccesso di metri

³ Dati presi dalla relazione dell'AEEG 2008

FIGURA 4



Elaborazioni da dati AEEG 2007

cubi di gas potenzialmente da immettere nella rete. Tutto ciò è dipeso da due ordini di ragioni.

In primo luogo sia il legislatore e sia l'autorità energia elettrica e gas (AEEG) hanno fatto da volano per sviluppare il mercato del GNL. L'articolo 23 del decreto Letta, che regola tutta la filiera del gas naturale, cita che "le tariffe per l'utilizzo degli impianti di rigassificazione sono determinate dall'autorità in modo da assicurare un'adeguata remunerazione del capitale investito". Le delibere 122/01 e la 178/05 dell'AEEG hanno in tal senso regolato i primi due periodi del sistema tariffario, mentre il terzo periodo che decorre da ottobre 2008 ha l'obiettivo preciso di incentivare il mercato considerando l'entrata a regime per gli anni successivi di impianti ora in fase di realizzazione. I primi due periodi infatti erano basati su criteri di determinazione delle tariffe per il solo impianto di Gnl Italia S.p.a di Panigaglia. Come si può facilmente immaginare però i terminali in fase di realizzazione divergono sia per struttura di costi, sia per determinazione di tariffe eventuali per remunerare gli investimenti eseguiti. E' per questo che con delibera 92/08 sono stati modificati i parametri riguardanti vincoli di ricavi e tassi di remunerazione del capitale. La delibera ad esempio prevede che i ricavi riconosciuti siano correlati per il 90% alla capacità di rigassificazione e per il rimanente 10% ai volumi effettivamente rigassificati (tale rapporto era 80/20 nel secondo periodo di regolazione). Gli incentivi tariffari hanno quindi favorito l'espansione di progetti di terminali di rigassificazione.

La seconda ragione che giustifica la complessa mole di progetti presentati, riguarda direttamente il sistema Italia in quanto le problematiche burocratiche e amministrative hanno portato a una sottostima riguardo alla capacità di realizzazione degli impianti, con conseguente eccesso di progetti. Questo per la banale idea che non tutti sarebbero stati approvati. Si tenga presente poi che impianti come quello di Livorno sono al vaglio delle autorità per problemi di ordine ambientale. Il gas liquefatto da -160°C alla temperatura di circa 20°C comporta rischi nell'immissione di calore nell'impianto con possibile scoppio del sistema. I rischi appaiono però infondati in quanto l'ultimo incidente in un sistema di rigassificazione è avvenuto nel 1940 a Cleveland, con una tecnologia nettamente inferiore a quella attuale.

Queste sono principalmente le ragioni che hanno portato a un eccesso di potenziale offerta di Mmc nella rete a cui si può aggiungere anche l'accelerazione impressa dovuta al black-out del gas avuta nel 2006 che ha portato a una sorta di "confusione energetica", con conseguente panico diffuso.

Trasformare l'Italia in hub europeo

Anche nell'ipotesi che non tutti i progetti in realizzazione andranno completati, ci troveremo comunque con un probabile eccesso di offerta. Da qui è partita l'idea lanciata dal presidente dell'AEEG, Alessandro Ortis⁴, di tramutare il paese da importatore a paese anche trasportatore di gas con tutti i vantaggi e le sfide che può comportare questa nuova accezione. Già da qualche anno l'Italia come tutti gli altri paesi importatori di gas è punto di riferimento per gli scambi di volumi, anche se non si può definire un vero e proprio *hub*, bensì un punto di scambio virtuale (PSV). Gli *hub* generalmente possono essere di due tipi: fisici e virtuali. Il primo tipo coinvolge due sistemi di scambi di trasmissione veri e propri. In Europa di solito tale sistema è collocato al confine tra due stati, come gli *hub* Zeebrugge e NBP. L'*hub* virtuale non è uno snodo fisico e non è associato a particolari sistemi di trasmissione, ma all'intera rete infrastrutturale nazionale. Qua avvengono gli scambi con particolari meccanismi di negoziazione tra gli operatori, favorendo la liquidità del mercato.⁵ L'AEEG, in tal senso, ha stimolato il dibattito sulla creazione di uno snodo del gas in Italia tramite il rilascio di numerose delibere sull'argomento. La delibera 22/04 dell'AEEG, rifacendosi all'art.13 della precedente 137/02, ha previsto che la disciplina del mercato regolamentato del gas si definisse secondo un percorso di interventi eseguiti dall'Autorità stessa per favorire la nascita di un PSV. Tali interventi hanno riguardato l'organizzazione di procedure per la cessione e lo scambio di capacità di gas naturale attraverso una piattaforma informatica, e la conseguente definizione di uno o più contratti standard aventi ad oggetto le procedure medesime. L'autorità ha disposto le tappe che dovrebbero condurre a un vero e proprio *hub* delineate nella delibera 22/04 in quattro fasi con l'ultima che ha lo scopo di creare una vera e propria borsa del gas dove il prezzo è determinato secondo una logica concorrenziale di incrocio automatico di domanda e offerta.

In concreto dal 1 ottobre 2003 SNAM offre la possibilità di scambiare quantità di gas giornaliera al suo punto di scambio virtuale dove gli operatori fanno richieste e pubblicano offerte per i 30 giorni successivi. SNAM mette a disposizione nei suoi siti una bacheca elettronica dove avvengono le contrattazioni e le comunicazioni relative agli scambi. Sulla bacheca vengono pubblicati solo i volumi e la date mentre il prezzo della transazione viene accordato privatamente fra gli operatori. Quando c'è l'accordo tra gli operatori per volumi di gas scambiati, prezzi e date, bisogna ufficializzare la transazione con l'emissione dell'offerta presentata da chi vende a chi compra attraverso il punto di scambio virtuale sui siti di SNAM.

A questo punto il compratore può accettare o rifiutare l'offerta, sempre attraverso il PSV. I volumi scambiati sono poi immessi dal gestore di rete, cioè SNAM. Gli operatori attualmente sono circa 50 tra cui fornitori e municipalizzate che si occupano della distribuzione in quanto è l'unico segmento della filiera del gas per ora altamente competitivo in termini di opportunità per gli operatori in competizione con Italgas (di proprietà

4 Ortis (Autorità dell'energia): "Non ci sono le condizioni per un vero mercato del gas". Fonte: <http://www.egazette.it/index.asp?npu=48&pagina=1>

5 Sergio Portatadino, "The Liberalization of the Italian Gas Market: Towards a Gas Hub?" Fonte: http://www.ambienteditritto.it/dottrina/Politiche%20energetiche%20ambientali/politiche%20e.a/liberalizzazione_gas_portatadino.htm.

di ENI). Per ora il PSV rimane comunque un “ibrido” di *hub* virtuale in quanto non esiste un vero e proprio contratto standard che governi le transazioni e stimoli l’efficienza nei prezzi. In termini di volumi scambiati come si vede dal grafico qui sotto, le quantità sono infatti ancora ai minimi.

Da qui nasce l’appello dell’AEEG di sviluppare un vero e proprio *hub* del gas anche in Italia, grazie anche alla posizione geo - strategica del paese, possibile punto di snodo del sud Europa rispetto agli approvvigionamenti provenienti dai paesi del nord africa. Gli *hub* possono svilupparsi per iniziativa dei privati, soprattutto in casi dove vi è una moltitudine di operatori che interagiscono tra loro ognuno nel proprio ambito. In Italia evidentemente tutto ciò è ancora irrealizzabile. La presenza di pochi operatori sul mercato, come già accennato, e il ruolo nella filiera di ENI fanno sì che solo l’autorità possa fungere da stimolo nella realizzazione di tale ambizioso obiettivo. Il lavoro fin qui svolto ha favorito la nascita del PSV ma non basta per ovviare nel medio periodo al potenziale eccesso di offerta di gas. In questo senso l’autorità dovrebbe lavorare per facilitare un’interconnessione sempre più stretta tra i vari *hub* europei, in particolare guardando il modello austriaco, oggi vero punto di snodo del gas in Europa. Andrà anche tenuta in considerazione l’ipotesi circa la messa in opera di un vero e proprio punto di transito del gas verso la Francia. Un vero e proprio *hub* del gas non può prescindere da un piano di potenziamento dei collegamenti verso ovest che attualmente sono in fase di studio a in sede europea.

*Volumi scambiati sugli hub europei**

La liberalizzazione dei mercati è un altro aspetto cruciale su cui si giocherà tutta la partita del gas. Il processo di adeguamento ai dettami normativi europei dovrebbe velocizzarli con conseguente rivisitazione di tutta la filiera del gas naturale. In Italia in particolare, data la forte dipendenza energetica di tale fonte, sarebbe auspicabile un’analisi seria che presupponga interventi strutturali nel breve periodo.

Un’armonizzazione normativa tra gli Stati dovrebbe essere il punto essenziale da cui cominciare. In tal senso l’autorità dovrebbe sollecitare il dibattito circa il problema delle reti, vero punto cruciale di tutta la filiera del gas. A parte il dibattito interno su SNAM, a livello europeo l’AEEG dovrebbe auspicare:

- la parità tra i diversi ex – monopolisti nella filiera nei vari Stati circa l’accesso al mercato, con eventuale ripensamento in sede UE di tutte le clausole sulle forniture, evidentemente ora a danno di molti e a favore di pochi;
- un dibattito sull’ipotesi di creazione di una società indipendentemente che si occupi della rete a livello europeo resa autonoma dagli incumbent, con una gestione azionaria eventualmente collocata nel mercato;

L’AEEG inoltre, per favorire la realizzazione di un vero e proprio *hub* del gas, dovrebbe auspicare l’ipotesi di una completa separazione verticale tra i soggetti a monte della filiera nella fase di produzione e approvvigionamento rispetto alle fasi di distribuzione e vendita, evitando quindi di favorire rendite eccessive dovute a una quasi completa integrazione in tutto l’arco della filiera. Questo per consentire una equa redistribuzione delle rendite grazie a una concorrenza a monte e una valle con operatori di diversa natura.

6 Massimo Beccarello, “Evoluzione generale del mercato elettrico e del gas naturale”. Fonte: <http://brunoleonimedia.servingfreedom.net/Slides/080703-Beccarello-Firenze.pdf>.

Le condizioni per sviluppare un *hub* vero e proprio possono venire inoltre anche dalla particolarità del mercato GNL, che come abbiamo detto favorisce la liquidità e le transazioni unitarie rispetto al sistema pipeline. In più il conseguente allargamento del mercato spot a breve del GNL favorisce l'allentamento della clausole TOP con tutti i vantaggi che ne derivano in termini di efficienza e incentivo allo sviluppo.

Conclusioni

Dato lo sviluppo dei rigassificatori in Italia e l'incremento atteso di offerta di gas, si auspica in questo senso la creazione di un vero e proprio *hub* che faccia da snodo per il mediterraneo verso l'Europa del nord. Il punto è cruciale perché attualmente non si vedono soluzioni di altra natura.

Buone capacità infrastrutturali, quantitativi sufficienti di gas da scambiare sul mercato spot, sistema di *trading* efficiente e numero minimo di operatori sono le condizioni per cui anche in Italia possa svilupparsi un vero e proprio *hub* del gas. Il mercato del GNL favorisce queste condizioni, soprattutto da un punto di vista di incentivi agli investimenti e allo sviluppo. La capacità di liquefazione, ancora minore rispetto a quella di rigassificazione, favorisce la libertà scambio di volumi in una perfetta logica di domanda e offerta. Da questo punto di vista il settore del GNL è forse il più "mercato" tra i mercati energetici, anche grazie a una crescita del mercato spot a breve. Altro incentivo alla nascita di un vero e proprio snodo del gas è il lento ma costante sganciamento del prezzo del metano rispetto a quello del greggio. Le borse del gas da una parte, e il GNL dell'altro stanno sempre più allargando la forbice con il prezzo del greggio. La sovrabbondanza di volumi di gas nel breve periodo può quindi essere un punto di partenza cruciale per ripensare interamente il sistema di approvvigionamenti di gas metano. L'eccesso di offerta al 2015 stimato in circa 80 Mmc infatti solo così può essere sfruttata in modo efficiente in un'ottica di flessibilità di lavoro tra gli operatori e di riduzione dei prezzi. La creazione di un vero e proprio punto di snodo, il tutto compreso in un vero e proprio market *hub* europeo, permetterà uno scambio di informazioni tali da consentire veramente la creazione dei prezzi del gas sullo sviluppo della domanda e dell'offerta, incentivando gli investimenti, e sviluppando un sistema di acquisti e vendite di volumi che realizzi veramente una competizione tra operatori.

Il percorso però non sarà dei più semplici. Le critiche verso i rigassificatori non si atteneranno, e forse rappresentano il più grosso scoglio alla completa realizzazione di tutti gli impianti in progettazione che a onor del vero sono forse in esubero rispetto all'effettivo bisogno del paese (basti pensare la domanda italiana di rigassificazione è circa un terzo del totale europeo). Altri problemi poi vengono principalmente dalla filiera del gas naturale dove purtroppo si registrano ancora vincoli sia dal punto di vista contrattuale che di assetto interno. Le clausole sugli acquisti di volumi di gas via pipeline dovranno essere allentate, e dovrà prima o poi essere ripensato l'assetto sia delle rete sia dello stoccaggio di gas naturale. È impensabile creare un vero e proprio sviluppo infrastrutturale sul modello inglese di *hub* senza una separazione proprietaria di STOGIT (società che si occupa dello stoccaggio del gas) da ENI. Questo perché un vero e proprio *hub* dovrebbe permettere l'interscambio costante di flussi e volumi tra i vari segmenti del circuito, ovvero terminali GNL, gasdotti e stoccaggio e rete interna. Attenzione andrebbe poi posta, per quanto riguarda i rigassificatori, al problema delle eventuali tendenze collusive tra SNAM e le società che si occupano della gestione degli impianti, che evidentemente avranno l'incentivo a sviluppare accordi favorevoli per l'immissione dei volumi di gas sulla rete nazionale.

In questo senso l'AEEG sarà determinante. Sia la fase di vigilanza che quella di avanzamento di proposte saranno fondamentali per la creazione di un vero e proprio snodo del gas che possa connettersi agli altri *hub* europei, in un'ottica futura di competizione energetica di profilo sempre più sovranazionale. In caso contrario l'eccesso di offerta di gas nel nostro paese, potrebbe rivelarsi inutile e addirittura dannosa, con conseguente scarico di costi sull'intera filiera del gas naturale.

IBL Briefing Paper

CHI SIAMO

L'Istituto Bruno Leoni (IBL), intitolato al grande giurista e filosofo torinese, nasce con l'ambizione di stimolare il dibattito pubblico, in Italia, promuovendo in modo puntuale e rigoroso un punto di vista autenticamente liberale. L'IBL intende studiare, promuovere e diffondere gli ideali del mercato, della proprietà privata, e della libertà di scambio. Attraverso la pubblicazione di libri (sia di taglio accademico, sia divulgativi), l'organizzazione di convegni, la diffusione di articoli sulla stampa nazionale e internazionale, l'elaborazione di brevi studi e briefing papers, l'IBL mira ad orientare il processo decisionale, ad informare al meglio la pubblica opinione, a crescere una nuova generazione di intellettuali e studiosi sensibili alle ragioni della libertà.

COSA VOGLIAMO

La nostra filosofia è conosciuta sotto molte etichette: "liberale", "liberista", "individualista", "libertaria". I nomi non contano. Ciò che importa è che a orientare la nostra azione è la fedeltà a quello che Lord Acton ha definito "il fine politico supremo": la libertà individuale. In un'epoca nella quale i nemici della libertà sembrano acquistare nuovo vigore, l'IBL vuole promuovere le ragioni della libertà attraverso studi e ricerche puntuali e rigorosi, ma al contempo scevri da ogni tecnicismo.

I BRIEFING PAPER

I "Briefing Papers" dell'Istituto Bruno Leoni vogliono mettere a disposizione di tutti, e in particolare dei professionisti dell'informazione, un punto di vista originale e coerentemente liberale su questioni d'attualità di sicuro interesse. I Briefing Papers vengono pubblicati e divulgati ogni mese. Essi sono liberamente scaricabili dal sito www.brunoleoni.it.