



IL MERCATO DEL GAS: Italiano, europeo o globale?



Presentazione della Relazione Annuale 2012 del GME
ATTI DEL WORKSHOP
Roma, 10 luglio 2013



IL MERCATO DEL GAS: Italiano, europeo o globale?



Presentazione della Relazione Annuale 2012 del GME
ATTI DEL WORKSHOP
Roma, 10 luglio 2013

INTRODUZIONE.....	5
SESSIONE 1. Presentazione della Relazione Annuale 2012 del Gestore dei Mercati Energetici (GME).....	9
Massimo Ricci, <i>Presidente e Amministratore Delegato, GME: Apertura dei lavori</i>	11
Cosimo Campidoglio, <i>Responsabile Ricerca, Sviluppo e Monitoraggio del mercato: Presentazione della Relazione Annuale 2012 del GME</i>	15
SESSIONE 2. Nuovi connotati per il mercato europeo del gas naturale.....	29
Sergio Ascari, <i>Consulente REF-E: Competitività, dotazione infrastrutturale e nuove regole europee</i>	31
Patrick Heather, <i>Independent Consultant & Senior Research fellow, Oxford Institute for Energy Studies PHLC: Il mercato italiano visto dall'Europa</i>	47
TAVOLA ROTONDA:	
"IL MERCATO DEL GAS: ITALIANO, EUROPEO O GLOBALE?"	55
Arnaldo Orlandini, <i>Amministratore Delegato, AF Mercados EMI EUROPE: Introduzione alla tavola rotonda</i>	56
Stuart Jones, <i>Head of Gas Business Europe, Tradition Ltd</i>	57
Luigi Michi, <i>Executive Vice President, Energy Management Business Area, ENEL Spa</i>	59
Yves Vercaemmen, <i>Managing Director, Eni Trading and Shipping</i>	62
Pierre Vergerio, <i>Executive Vice President Gas Midstream Energy Management & Optimization, Edison Spa</i>	65
Albrecht Wagner, <i>Managing Director Wagner, Elbling & Company Management Advisors: La liquidità del mercato del gas naturale, alcuni dati su Austria, Germania, Italia e Olanda</i>	67
DOMANDE E RISPOSTE.....	70
Stuart Jones.....	70
Yves Vercaemmen.....	70
Pierre Vergerio.....	71
Luigi Michi.....	71
Albrecht Wagner.....	72
CONCLUSIONI.....	73
Guido Bortoni, <i>Presidente Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas</i>	75
BIBLIOGRAFIA.....	79
GLOSSARIO.....	81

INDICE



Il mercato internazionale del gas naturale sta vivendo una fase di profonda trasformazione.

Alcuni fattori di novità stanno favorendo la transizione dei tradizionali mercati regionali del gas (Nord America, Europa, Asia) verso assetti nuovi con una maggiore apertura degli stessi e riflessi potenzialmente favorevoli per i consumatori finali.

Nell'ultimo decennio, a fianco dello sviluppo del mercato del gas via *pipeline*, la filiera industriale del gas naturale liquefatto (GNL) ha vissuto uno sviluppo straordinario con un incremento significativo della produzione di GNL passata dai 138 miliardi m³ del 2000 ai poco più di 333 miliardi m³ del 2011¹. Il commercio internazionale di gas naturale liquefatto ha così raggiunto una percentuale del 32% sul totale degli scambi transfrontalieri di gas.

Parallelamente, il gas naturale si è visto riconoscere un ruolo privilegiato tra le fonti fossili sulla spinta delle politiche adottate da molti governi in ottemperanza degli impegni del Protocollo di Kyoto (in vigore dal 2008 al 2012) e riguardanti il contenimento delle emissioni di CO₂.

Infatti, oggi è ampiamente riconosciuta alla fonte gas la capacità di assicurare una transizione dei sistemi energetici verso minori emissioni di CO₂ e di integrarsi in modo efficace con l'ampio sviluppo delle fonti rinnovabili intermittenti; la flessibilità delle centrali elettriche a gas a ciclo combinato dà un efficace supporto alle fonti rinnovabili intermittenti.

Il gas naturale è anche considerato strategico in ambito di lotta all'inquinamento locale in quanto diversamente dai derivati del petrolio non produce inquinanti, come SO₂, NO_x, PPM, causa di piogge acide e malattie respiratorie nelle aree ad alta urbanizzazione.

Inoltre, negli ultimi anni, nel mercato nordamericano si è assistito ad un incremento repentino delle disponibilità di gas provenienti da risorse domestiche cosiddette "non convenzionali" (*shale gas, tight gas e coalbed methane*) con costi di produzione competitivi rispetto al gas tradizionale. In particolare, gli avanzamenti tecnologici dell'industria estrattiva del petrolio e del gas hanno consentito la produzione di *shale gas* a costi competitivi limitando drasticamente le esigenze di importazione di gas naturale degli Stati Uniti d'America. Lo scenario nordamericano è, quindi, profondamente cambiato e gli USA, che sino a pochi anni fa sembravano destinati a divenire grandi importatori, stanno per diventare esportatori di GNL verso i mercati internazionali.

Il fenomeno dello *shale gas* americano, nel 2012, ha avuto le prime importanti ripercussioni sul mercato europeo dove si è assistito all'arrivo inaspettato di alcuni carichi di GNL originariamente destinati agli USA. Tale avvenimento ha aggravato la situazione di *oversupply* venutasi a creare negli ultimi anni nel mercato europeo del gas naturale che prima della crisi economica del 2008 era considerato un mercato potenzialmente a corto di approvvigionamenti esteri addizionali nel medio-lungo termine.

Un altro importante fattore di novità per il gas si è manifestato sul versante degli utilizzi.

L'evoluzione delle tecnologie di impiego del gas naturale, infatti, sta ampliando in modo significativo le sue possibili applicazioni in settori non tradizionali come i trasporti, sia sotto forma di gas naturale compresso (CNG) per la mobilità urbana, sia come GNL per l'impiego diretto nei trasporti pesanti di merci su lunga distanza e nel trasporto marittimo di passeggeri e merci.

INTRODUZIONE

Paolo D'Ermo,
Energy Studies and Analyses Manager,
World Energy Council Italy
(WEC Italia)

¹ International Gas Union, *World LNG Report 2011*, Giugno 2012.

Tali elementi di novità stanno favorendo la transizione del settore del gas naturale europeo verso un'integrazione infrastrutturale e di mercato che continua a ricevere un supporto molto importante sia sul piano istituzionale, da Governi e Autorità di regolazione, sia sul piano industriale con iniziative per l'ampliamento e la diversificazione degli approvvigionamenti.

In ambito di regolazione europea un particolare impulso è venuto negli ultimi anni dal cosiddetto "Terzo Pacchetto Energia"² del 2009 e, in particolare per il settore gas, dall'implementazione della direttiva per il mercato interno del gas naturale 2009/73/CE³ e del Regolamento per le condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas (EC) No 715/2009⁴.

Un'importante recente evoluzione, in quest'ambito, riguarda la bozza di regolamento in discussione a livello comunitario per i codici di rete sui meccanismi di allocazione delle capacità gas, che prevede una maggiore apertura per le vendite di lungo termine delle capacità di trasporto del gas naturale.

Il nuovo codice dovrebbe entrare in vigore dal novembre 2015 includendo la richiesta a tutti gli operatori delle reti di trasmissione nazionali (TSO) di rendere disponibili nelle aste annuali prodotti con durata quindicinale, a partire dal Marzo 2016. Tali aste dovrebbero portare una maggiore trasparenza e prodotti e scadenze standardizzate nelle vendite delle capacità di trasporto gas di lungo termine.

Sul versante degli utilizzi, nel gennaio 2013 la Commissione Europea ha elaborato un'ampia strategia per i carburanti alternativi⁵ volta a favorire la diversificazione delle fonti energetiche utilizzate per i trasporti, tra cui si ravvisa un potenziale importante per il gas naturale nei trasporti marittimi e quelli terrestri su gomma. Tali impieghi possono rappresentare uno sbocco per il possibile utilizzo delle eccedenze di offerta di gas presenti in Europa a causa del calo significativo della domanda per utilizzi tradizionali (calore ed elettricità) colpita dalla crisi economica.

Anche le iniziative di organizzazione del mercato e potenziamento delle infrastrutture in atto in Italia sul piano istituzionale stanno favorendo l'integrazione del settore gas nel contesto comunitario.

Tappe regolatorie importanti di questo processo hanno riguardato: l'avvio delle nuove aste per l'allocazione delle capacità di trasporto a livello europeo e in particolare per l'Italia quelle sul *Trans Austrian Gas* (TAG) nel 2012; l'introduzione da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) della piattaforma di bilanciamento gas (PB-Gas); la "riforma del civile" avviata nel 2011 dall'AEEG; l'implementazione, in atto, da parte del Gestore dei Mercati Energetici (GME) del mercato a termine gas (MTGAS) e lo sviluppo della cosiddetta "piattaforma di bilanciamento del giorno prima".

Le trasformazioni avviate nel 2012 stanno iniziando a influire positivamente sui prezzi italiani del gas naturale all'ingrosso favorendo una convergenza con i prezzi che si registrano sugli *hubs* europei. In tale contesto e in presenza di una contrazione della domanda di gas naturale, i principali approvvigionatori del paese con contratti *take or pay* (TOP) originariamente connessi al prezzo del petrolio, hanno avviato rinegoziazioni complesse con i propri produttori-fornitori ottenendo risposte positive.

2 Il "Terzo Pacchetto Energia" è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea L 211, 52° anno, 14 Agosto 2009. Il Pacchetto si compone di cinque misure normative: regolamento n. 713/2009 che istituisce un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia; direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE in materia di energia elettrica e gas naturale; regolamenti n. 714/2009 e n. 715/2009 in materia di accesso alle infrastrutture di trasmissione/trasporto. Le disposizioni contenute in esse dovevano essere recepite dagli ordinamenti degli Stati membri entro il 3 marzo 2011; un diverso termine era previsto in materia di unbundling (3 marzo 2012).

3 Direttiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE.

4 Regolamento (CE) N. 715/2009 del Parlamento Europeo e del Consiglio, 13 luglio 2009, relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale e che abroga il Regolamento (CE) n. 1775/2005.

5 Commissione Europea, *Clean Power for Transport: A European alternative fuels strategy COM (2013) 17 final*, Brussels, 24 gennaio 2013.

In prospettiva futura, sul versante delle infrastrutture un importante contributo all'integrazione e alla concorrenzialità del mercato italiano del gas è atteso anche dal completamento ed entrata in esercizio di nuovi progetti per l'approvvigionamento di gas. I principali progetti riguardano il Trans Adriatic Pipeline e i terminali di rigassificazione Offshore LNG Toscana (OLT) di Livorno e LNG MedGas Terminal di Gioia Tauro.

Per i consumatori italiani del settore civile un primo significativo risultato è giunto dall'avvio della seconda fase della riforma del mercato civile; significativi elementi di novità sono stati introdotti per il calcolo del costo della componente "materia prima" nelle bollette del gas degli utenti civili. Tra aprile e maggio 2013, infatti, il risparmio in bolletta è stato del 4,2% e l'AEEG ha stimato che a completamento della seconda fase della riforma il risparmio complessivo sulla bolletta del gas naturale della famiglia tipo potrà raggiungere il 7% entro la fine dell'anno⁶.

La presentazione della Relazione Annuale 2012 del Gestore dei Mercati Energetici è stata un'utile occasione di approfondimento e di confronto sui temi qui brevemente accennati e in particolare sulla trasformazione in atto nel settore internazionale ed europeo del gas naturale. Come messo in risalto dalle relazioni presentate durante i lavori, tale processo seppure non ancora compiuto ha fatto segnare negli ultimi anni importanti passi in avanti verso una maggiore trasparenza dei mercati del gas a beneficio, in prospettiva, degli utilizzatori finali.

Il workshop è stato aperto da Massimo Ricci, Presidente e Amministratore Delegato del GME e da Cosimo Campidoglio, Responsabile ricerca sviluppo e monitoraggio del mercato, GME, con la presentazione della Relazione Annuale 2012. Gli interventi del GME hanno sottolineato il momento storico di forte cambiamento che il settore del gas naturale sta vivendo a livello europeo e italiano.

Il 2012 per l'Italia è stato l'anno dell'allineamento dei prezzi italiani del gas con quelli europei, risultato raggiunto grazie ai succitati interventi regolamentari e infrastrutturali avviati negli ultimi anni in ambito comunitario e nazionale. Tuttavia, un tale risultato è stato anche agevolato dal calo della domanda di gas che oltre a essere stata colpita dalla crisi economica, in Italia ha risentito in modo particolare della concorrenza e dello spiazzamento prodotto dalle fonti rinnovabili nel settore termoelettrico.

La sessione successiva è stata incentrata sui nuovi connotati del mercato europeo del gas naturale con gli interventi di Sergio Ascari, Consulente REF-E, e Patrick Heather, Independent Consultant & Senior Research fellow, Oxford Institute for Energy Studies PHLC, che hanno presentato i risultati di un recente approfondimento condotto da REF-E sulle prospettive di competitività del mercato europeo del gas naturale.

La relazione di Sergio Ascari ha evidenziato come nei prossimi anni la concentrazione del mercato europeo midstream è prevista rimanere bassa mentre sul versante dei paesi fornitori si presentano i maggiori rischi: in caso di collusione questi paesi potrebbero aumentare significativamente il loro potere di mercato.

In merito ai meccanismi di formazione del prezzo del gas naturale, la presentazione di Patrick Heather ha sottolineato come il *market pricing* sia oggi largamente utilizzato solo in Gran Bretagna. Affinché gli *hubs* possano diventare un riferimento per i prezzi del gas naturale anche nel Continente europeo dovranno essere superate ancora diverse difficoltà, quali l'incremento della liquidità e della trasparenza degli *hubs* e lo sviluppo di adeguate interconnessioni fisiche.

Nella seconda parte dei lavori si è svolta la tavola rotonda dal titolo "Il mercato del gas: italiano, europeo o globale?" introdotta e moderata da Arnaldo Orlandini, Amministratore Delegato AF Mercados EMI Europe e con la partecipazione di rappresentanti di imprese energetiche italiane di rilevanza internazionale e del settore della consulenza e del trading.

6 Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, "Gas: approvata la 2° fase della riforma, obiettivo -7% della bolletta entro l'anno", dal sito www.autorita.energia.it comunicati e note stampa, 13 maggio 2013.

Per i *midstreamers* sono intervenuti Luigi Michi, Executive Vice President, Energy Management Business Area di ENEL, Yves Vercammen, Managing Director di Eni Trading and Shipping e Pierre Vergerio, Executive Vice President Gas Midstream Energy Management & Optimization di Edison che hanno enfatizzato l'importante ruolo dei grandi approvvigionatori "midstreamers" quali soggetti di interconnessione tra i nuovi modelli di mercato che si stanno sviluppando a livello internazionale e il mondo dei produttori di gas naturale.

Per la consulenza e il settore del trading, invece, sono intervenuti Stuart Jones, Head of Gas Business Europe di Tradition e Albrecht Wagner, Managing Director Wagner, Elbling & Company Management Advisors, portando l'attenzione sui cambiamenti di strategia resi necessari nelle attività di compravendita dei *midstreamers* a seguito degli sviluppi del mercato internazionale del gas.

Il Presidente dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, Guido Bortoni, ha concluso i lavori richiamando le importanti attività svolte negli ultimi anni dalla regolazione italiana ed europea insieme agli *stakeholders* del settore gas.

Il Presidente Bortoni ha in particolare sottolineato i notevoli traguardi raggiunti in termini di integrazione di mercato nel contesto comunitario grazie al lavoro sinergico di tutti i soggetti aventi interessi e competenze, con importanti risvolti sui prezzi del gas nel mercato all'ingrosso e nel settore civile.

SESSIONE 1

PRESENTAZIONE DELLA RELAZIONE ANNUALE 2012
DEL GESTORE DEI MERCATI ENERGETICI (GME)



Buongiorno a tutti,

Il primo ringraziamento va a tutti coloro che hanno partecipato e contribuito alla riuscita della presentazione della Relazione Annuale 2012 del GME.

Ogni anno, il GME organizza questo evento dando il suo contributo al dibattito energetico sempre complicato, maggiormente in questo periodo.

Un ringraziamento particolare va anche ai relatori e a coloro che sono intervenuti nel dibattito della tavola rotonda, quest'anno incentrata sul mercato del gas naturale.

Non è stato facile scegliere un singolo tema poiché molte sono le problematiche oggi in discussione sia per quanto riguarda il mercato elettrico sia per il mercato del gas naturale.

Il 2012, anno oggetto della Relazione Annuale del GME, è stato di fatto il secondo anno di una fase di transizione, e transizione è comunque un termine poco significativo rispetto all'incidenza che gli eventi susseguitisi in questo lasso di tempo hanno avuto sul settore energetico, in generale, e sui settori dell'energia elettrica e del gas naturale, in particolare.

I principali cambiamenti hanno riguardato l'evoluzione del mercato unico europeo dell'energia, favoriti dal lancio del terzo pacchetto della Commissione Europea sulla liberalizzazione dei mercati europei dell'elettricità e del gas naturale⁷.

Il lavoro degli ultimi anni ha fatto registrare importanti passi avanti nell'unificazione dei mercati sia dal punto di vista infrastrutturale sia delle regole di funzionamento degli stessi.

Lo sviluppo di infrastrutture che consentono il libero scambio della *commodity* - della merce che si intende scambiare sul mercato - rappresenta una condizione fondamentale per l'unificazione dei mercati, ma allo stesso tempo anche il cambio delle regole può dare un importante contributo. Ad esempio, nel mercato del gas naturale europeo un grosso impulso all'allineamento dei prezzi italiani con quelli europei è stato dato dalla modifica delle regole di allocazione delle capacità transfrontaliere.

Oltre a questi due elementi di natura regolamentare sono intervenuti altri fattori: gli eventi legati principalmente alla crisi economica che ha causato una contrazione della domanda in molti settori; l'avvio della produzione di risorse energetiche non convenzionali (in particolare lo *shale gas*) che ha modificato la geografia internazionale dei mercati energetici; il cosiddetto boom delle fonti rinnovabili, fenomeno quest'ultimo non solo italiano ma europeo, che ha di fatto causato una contrazione del "mercato classico" dell'energia elettrica in cui gli esiti erano determinati sostanzialmente dal termoelettrico.

Inoltre, l'ampia disponibilità e abbondanza di gas negli Stati Uniti, che ha comportato una discesa dei prezzi del carbone, ha impattato sull'energia elettrica non solo direttamente, tramite il gas naturale, ma anche indirettamente attraverso la maggiore competitività del carbone.

Massimo Ricci,
Presidente e Amministratore Delegato,
GME:
Apertura dei lavori

7 Cfr. nota n.2

In tale quadro, sui mercati europei del gas naturale si è verificata una convergenza dei prezzi, non ancora manifestatasi invece nel mercato elettrico.

A livello mondiale, sebbene lo sviluppo del gas naturale liquefatto (GNL) stia favorendo una convergenza dei prezzi internazionali del gas verso valori sempre più omogenei, esistono ancora differenze importanti: negli Stati Uniti d'America si registra il prezzo minore, in Europa un prezzo intermedio, nei paesi dell'Asia Orientale, in particolare in Giappone, il prezzo più elevato.

Venendo ora al lavoro svolto dal GME negli ultimi anni, i maggiori sforzi sono stati concentrati, da un lato sul mercato elettrico a livello internazionale, dall'altro sul mercato del gas naturale a livello nazionale, settore quest'ultimo in cui sono previste novità importanti nei prossimi mesi.

Un recente cambiamento riguarda l'allargamento delle competenze del GME anche agli oli minerali, per la parte logistica e *commodity*, e in particolare ai prodotti liquidi per autotrazione (carburanti). Si sta rafforzando dunque, la cosiddetta natura *multi-commodity* del GME, profilo che dovremo sviluppare e rafforzare nei prossimi anni in quanto dalle sinergie create nei diversi mercati possono sorgere vantaggi per gli operatori.

Nel 2012, il settore elettrico ha fatto segnare un calo della domanda che, tuttavia, nei mercati dell'energia elettrica è stato meno evidente rispetto al calo effettivo. Infatti, alla diminuzione della domanda di elettricità è corrisposto un incremento di liquidità nei mercati, soprattutto nel mercato del giorno prima (MGP) che ha raggiunto livelli di liquidità superiori del 70-80% rispetto al passato. Questo *trend* ha ridotto l'impatto della diminuzione delle quantità richieste, in particolare per il mercato dell'energia elettrica e solo in parte per gli altri mercati energetici.

I prezzi dell'elettricità, nel 2012, hanno fatto segnare un incremento rispetto all'anno precedente. Tuttavia, il livello medio dei prezzi del 2012 è fuorviante poiché, di fatto, nell'anno appena trascorso si sono registrati due livelli di prezzo: nel primo semestre dell'anno il prezzo era più elevato e crescente; nel secondo semestre si è verificato un crollo dei prezzi in borsa, che è proseguito anche nella prima parte del 2013 e con buona probabilità, guardando ai *forward* dei mercati, è destinato a mantenersi anche nel prossimo futuro.

Il vero mutamento si è avuto sul profilo giornaliero dei prezzi dell'elettricità, più che sul livello assoluto. Le fasce di prezzo stabilite dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (F1, F2, F3) hanno perso in gran parte la loro valenza poiché l'impatto delle fonti rinnovabili ha tagliato i picchi di prezzo che si formavano durante il giorno, in particolare a causa della produzione da fotovoltaico sostanzialmente concentrata nelle ore centrali del giorno.

La classica curva a "M" del profilo di domanda giornaliero ha assunto, soprattutto nei sabati e nelle domeniche, un andamento a "U" o a "V", con un minimo che si manifesta tra le 14:00 e le 15:00 in particolare nei giorni festivi con bassa domanda.

Questo è un evento particolarmente anomalo che ha generato problematiche completamente nuove per il settore e, ancor più, per gli operatori. La logica con cui il settore era abituato a gestire il sistema è stata in parte messa in discussione.

In un'ottica internazionale il GME sta lavorando alacremente con i colleghi europei per implementare il *market coupling*. Come noto il mercato italiano avrà bisogno di alcuni adattamenti, a cui il GME sta lavorando, ma a livello internazionale per quanto riguarda l'MGP (mercato del giorno prima) il progetto è ormai pronto.

Sui mercati *intraday* (infragiornalieri) bisogna ancora lavorare, quindi si auspica di giungere a una implementazione organizzata con il supporto di tutti i soggetti interessati, in particolare dei TSO (Transmission System Operators) e di Terna nell'ambito del progetto "Italian Borders Working Table".

Nel settore del gas naturale possiamo dire che sono intervenuti cambiamenti molto rilevanti. Tra i più significativi annoveriamo sicuramente la convergenza dei prezzi italiani del gas con quelli europei. Tale convergenza si è determinata con un relativo incremento dei prezzi del gas europei e una riduzione di quelli italiani.

Questo risultato è stato raggiunto con il contributo della nuova regolamentazione europea sull'allocazione della capacità dei gasdotti, ma anche grazie all'evoluzione della regolazione nazionale. Infatti, l'introduzione della piattaforma di bilanciamento gas (PB-GAS) nel nostro Paese ha finalmente reso disponibile un prezzo, anche se *spot*, sufficientemente liquido da costituire un primo indicatore per gli operatori e ha consentito agli stessi di scambiare gas in un contesto di liquidità.

In tale ambito il GME sta lavorando all'implementazione del mercato a termine del gas (MTGAS) il cui avvio è previsto a settembre 2013. In particolare, si stanno concludendo le ultime modifiche documentali, dopodiché, ci sarà un intervento del Ministero dello Sviluppo Economico per definire la data di avvio.

Un altro importante strumento che il GME sta sviluppando è la cosiddetta "piattaforma di bilanciamento del giorno prima" che dovrebbe completare il modello di bilanciamento. Quando l'Autorità dell'Energia Elettrica e il Gas ha introdotto la PB-GAS già aveva previsto la necessità di interventi di completamento che si concretizzeranno, almeno in una fase successiva, con la piattaforma di bilanciamento del giorno prima (G -1). Dunque, anche su questo fronte si dovrebbero ottenere risultati concreti entro la fine del 2013.

Anche nei mercati dell'Ambiente si è assistito, come per i mercati elettrici, a un incremento del numero degli operatori e quindi a una maggior vivacità. In particolare, i mercati dei titoli di efficienza energetica (TEE) e delle garanzie d'origine (GO) hanno subito delle modifiche, sostanzialmente di adattamento normativo.

Il cambiamento più rilevante ha riguardato le garanzie d'origine, ovvero il passaggio dal precedente meccanismo italiano delle cosiddette CO-FER ad un meccanismo di rilevanza europea, appunto le garanzie d'origine gestite dal GME in collaborazione con il Gestore dei Servizi Energetici (GSE).

Inoltre, sono stati mossi i primi passi nel settore petrolifero che presenta tre diversi campi in cui il GME dovrebbe essere attivo.

Il primo ha riguardato l'organizzazione di una piattaforma informatica per raccogliere i dati sulla logistica nazionale. In tale ambito, il GME ha lavorato con il Ministero dello Sviluppo Economico ed è oggi operativa la piattaforma informatica a cui gli operatori possono iscriversi e inserire i propri dati.

Gli altri due ambiti di azione fanno riferimento alla definizione delle condizioni per la costituzione delle piattaforme di mercato, da un lato per la logistica degli oli minerali, dall'altro per i prodotti petroliferi per autotrazione, vero mercato della *commodity*.

Il settore petrolifero è nuovo per il GME, quindi possiamo portare un'esperienza sostanzialmente legata alla gestione dei mercati. Al momento grazie anche alla collaborazione con gli operatori, il GME sta provando ad acquisire tutti gli elementi per diventare al più presto operativo.

Concludo con un rinnovato ringraziamento a coloro che hanno partecipato ai lavori, alle istituzioni e in particolare agli operatori che noi consideriamo i veri *stakeholders* del GME, in quanto destinatari delle nostre attività.

Auspico che il GME possa lavorare sempre più beneficiando delle sinergie che le diverse piattaforme di mercato consentono, dal punto di vista informatico piuttosto che dell'abilitazione degli operatori.

Questo lavoro è in fase di sviluppo e spero che avremo importanti novità magari già in occasione della presentazione della Relazione Annuale 2013 del GME.

Un ultimo ringraziamento ho voluto riservarlo all'Ingegnere Gilberto Dialuce e alla Dottoressa Susan Elizabeth Battles che fanno parte con me del Consiglio di Amministrazione e con i quali ho lavorato benissimo in questo mio primo anno di attività al GME.

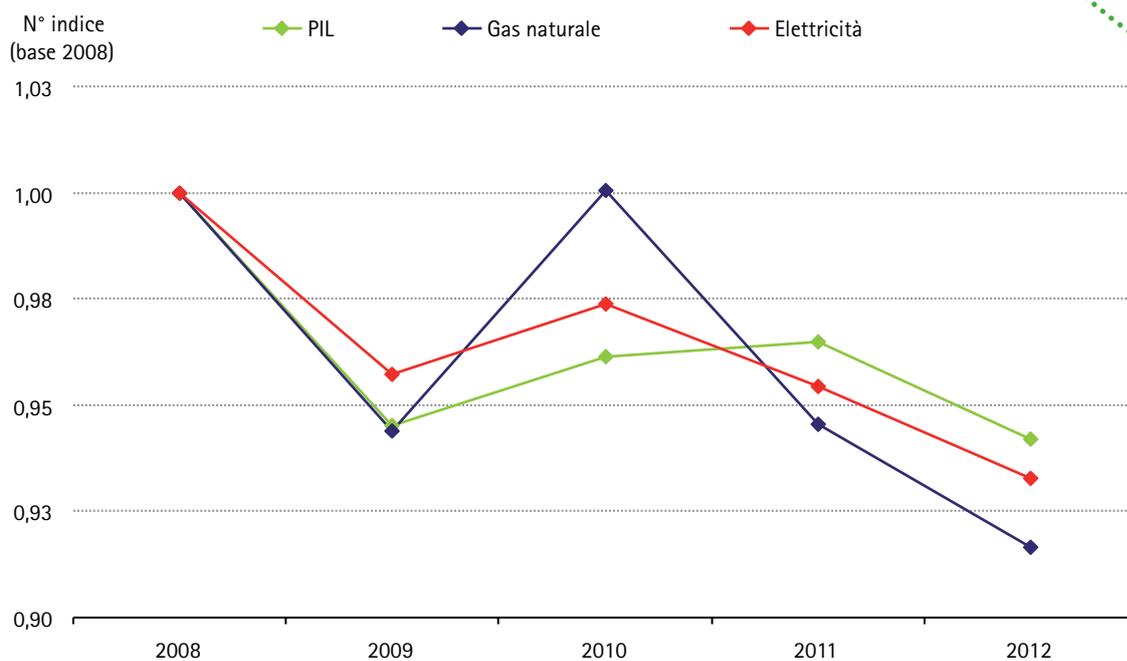
Riassumere gli esiti dei mercati energetici quest'anno richiede un notevole sforzo di sintesi considerato l'aumento dei temi rispetto agli anni precedenti, dovuto sia alla crescita del numero di piattaforme di mercato che il GME gestisce sia al maggiore lasso temporale esaminato da questa relazione, 17 mesi in tutto tra il 2012 e i primi cinque mesi del 2013 che sono stati densi di avvenimenti interessanti.

Inoltre, la complessità è ampliata dal fatto che sui mercati, e in particolare su quello elettrico, si riverberano spesso fenomeni che hanno il loro epicentro al di fuori di essi, in alcuni casi ad esempio nella regolazione, oppure in altri, come per le rinnovabili e il fotovoltaico, nel fisico, nel tempo reale e quindi sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) e sul Mercato del Bilanciamento (MB).

Prima di trattare in sintesi questi temi, è utile puntualizzare sotto l'aspetto metodologico che tutti i dati annuali sono riportati con variazioni anno su anno, mentre per i dati 2013 che coprono i primi cinque mesi dell'anno, si fa ovviamente riferimento a variazioni omogenee sui cinque mesi dell'anno precedente.

Cosimo Campidoglio,
Responsabile Ricerca, Sviluppo e
Monitoraggio del mercato, GME:
Presentazione della Relazione
Annuale 2012 del GME

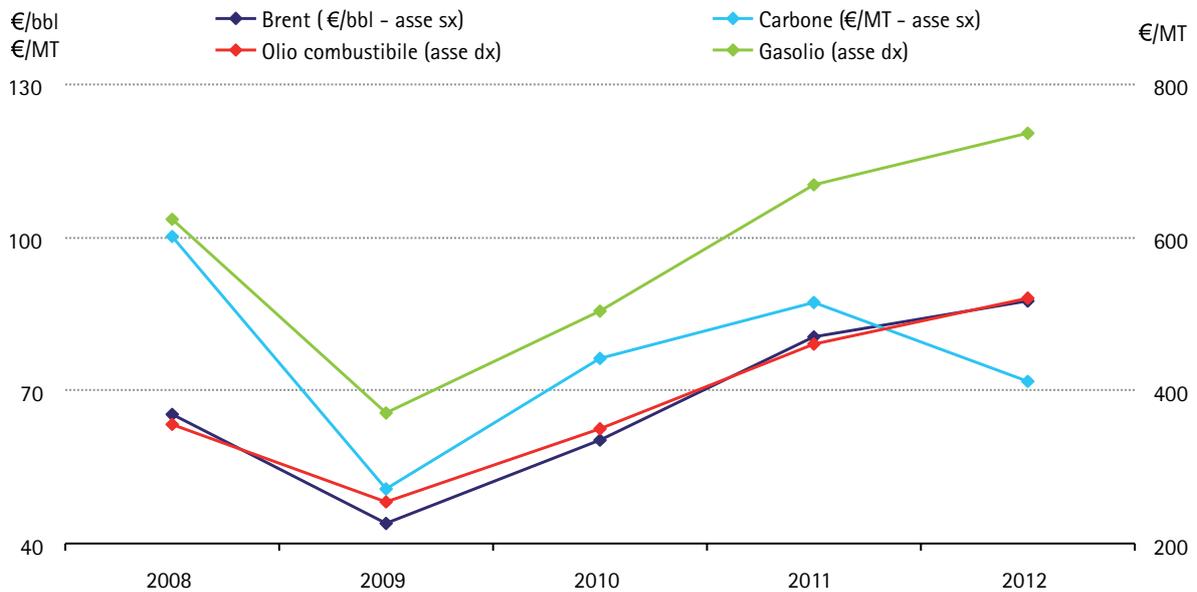
Andamento della crescita economica, della domanda di elettricità e di gas naturale Fig. 1



Il 2012 ha registrato dati davvero impressionanti.

Il livello di attività economica, misurato dal PIL, è tornato indietro di circa dodici anni. La domanda elettrica, storicamente ben correlata alla crescita economica, ha fatto registrare anch'essa un trend molto negativo tornando ai livelli di sette anni fa. La crisi è stata più intensa per i consumi gas perché agli effetti della crisi economica in sé si sono sommati la concorrenza e lo spiazzamento prodotto dalle fonti rinnovabili nel settore termoelettrico.

Fig. 2 Prezzi internazionali di alcune delle principali *commodities* energetiche 2008 - 2012



In tale quadro, paradossalmente, si è assistito anche a una dinamica di aumento dei costi di tutte le *commodities*, con un'unica eccezione relativa al carbone. Questa fonte, infatti, a seguito delle conseguenze prodotte sui mercati mondiali dallo *shale gas* americano, ha mostrato un *trend* in netta controtendenza.

Di conseguenza, il settore elettrico è rimasto compresso tra il calo dei consumi e l'aumento tendenziale del livello dei costi.

Nonostante tutto, nello scorso anno le piattaforme gestite dal GME hanno manifestato tendenzialmente un consolidamento, con una crescita dei volumi scambiati, in particolar modo sui settori tradizionali ma anche sulle nuove piattaforme.

Fig. 3 Rafforzamento dell'identità *multicommodity* del GME

Consolidamento delle attività nei settori tradizionali

- Aumento operatori attivi
- Volumi ai massimi storici
- Boom di liquidità del MGP

Avvio positivo e future evoluzioni dei mercati gas

- Partecipazione attiva dei soggetti obbligati
- Segnali incoraggianti dalla liquidità

Ingresso nel settore dei carburanti

N° operatori attivi sul mercato

Mercato	2008	2009	2010	2011	2012
MTE	8	16	15	20	25
MGP	105	115	131	137	149
MI	37	53	69	91	114
P-Gas Aliq	-	-	17	17	20
PB-Gas	-	-	-	38	68
MTEE	113	172	209	235	264
MCV	124	157	173	207	235

Volumi scambiati sul mercato*

Mercato	2008	2009	2010	2011	2012
MTE	0,1	0,1	6,3	33,4	55,0
PCE reg**	152,4	173,0	236,2	296,1	307,6
PCE netto	122,8	132,1	153,8	187,0	193,7
MGP	232,6	213,0	199,4	180,3	178,7
MI	11,6	11,9	14,6	21,9	25,1
P-Gas Aliq	-	-	2,1	2,9	2,9
PB-Gas	-	-	-	1,7	34,9
MTEE	0,5	1,0	1,0	1,3	2,5
MCV	0,7	1,8	2,6	4,1	3,8

* Dati in TWh, ad eccezione dei volumi del MTEE espressi in milioni di tep; ** Il dato è calcolato al netto di MTE

Per il gas naturale l'analisi è poco significativa in quanto, riferendoci alla piattaforma per il bilanciamento del gas naturale (PB-GAS), si è trattato del primo anno di operatività e in quanto i volumi su di essa scambiati sono in qualche modo obbligati, riflettendo gli acquisti del Gestore di rete per soddisfare le dovute esigenze di bilanciamento.

Rispetto ai massimi storici, si è registrato un buon livello dei volumi anche sui mercati ambientali.

Un paio di elementi da segnalare di particolare interesse riguardano la continua crescita per il settore tradizionale elettrico nei mercati a termine, sia a livello generale - compreso quindi il sistema non GME - per cui si stimano volumi compresi tra i 560-570 TWh, sia con riferimento al MTE, la cui crescita è stata dovuta al forte aumento del fenomeno dell'*OTC clearing*, che negli anni precedenti era possibile ma sostanzialmente assente sui nostri mercati.

La crescita dei mercati a termine ha indotto anche un forte aumento dei volumi registrati sulla Piattaforma Conti Energia a Termine (PCE⁸) con un grande scarto tra i volumi registrati e il saldo netto.

Continua, dunque, il *trend* di aumento dell'attività di trading commerciale sulla PCE misurata da un *churn ratio*⁹ di 1,8 al massimo storico.

Anche sui quattro mercati infra-giornalieri (MI), storicamente piccoli, che comprendono le due sessioni del giorno prima e le due sessioni effettivamente infra-giornaliere, sono stati raggiunti livelli record storici; più avanti vedremo qualche dato puntuale.

L'unico mercato in qualche modo in controtendenza nell'anno 2012 è stato il mercato del giorno prima (MGP) che, evidentemente, data la sua forte correlazione con la domanda fisica ha risentito del calo dei volumi generali indotto dalla crisi. Tuttavia la liquidità del MGP, ovvero la quota parte sui volumi totali che viene scambiata su GME, è improvvisamente cresciuta a fine 2012 e durante l'anno in corso (2013) ha raggiunto livelli record storici tra il 76-77%. È un fenomeno di segno opposto rispetto a quanto fatto registrare negli ultimi anni, dunque anche nell'MGP si registra una dinamica piuttosto forte.

Veniamo ora all'analisi di dettaglio del settore del gas naturale, che rappresenta la principale novità dell'anno 2012 per il GME.

Sappiamo che il mercato del gas, rispetto a quello dell'elettricità, è sotto diversi profili a un punto meno avanzato del suo percorso evolutivo di liberalizzazione. Nonostante ciò, o forse anche per questo, nel corso dell'anno preso in considerazione sono intervenuti alcuni grossi cambiamenti.

È stato già ricordato il calo della domanda. Inoltre, si è registrato un eccesso di offerta molto ampio, soprattutto per effetto dei vincoli dei contratti *take or pay* diventati ancor più stringenti a causa della contrazione dei volumi.

La riduzione della domanda ha portato in tutta Europa, e in Italia, a una serie di cambiamenti strutturali nella contrattualistica del settore gas. Dalle rinegoziazioni, in alcuni casi, delle clausole di ritiro dei volumi, alla ri-contrattazione dei livelli dei prezzi o delle loro formule d'indicizzazione sempre meno collegate al petrolio e più spesso connesse, almeno in quota parte, all'andamento dei mercati spot europei.

8 La delibera AEEG n° 111/06, successivamente modificata ed integrata con delibera 253/06 e delibera 73/07 (nel seguito: del. 111/06 AEEG) ha modificato, a partire dal 1° aprile 2007, le modalità di registrazione dei contratti a termine di compravendita di energia elettrica attraverso l'introduzione di un "sistema per conti di energia" (Piattaforma Conti Energia a Termine- PCE).

La delibera 111/06 individua nel GME il soggetto deputato alla gestione della PCE assumendo il ruolo di controparte delle partite economiche che sorgono in capo agli operatori che registrano transazioni sulla stessa.

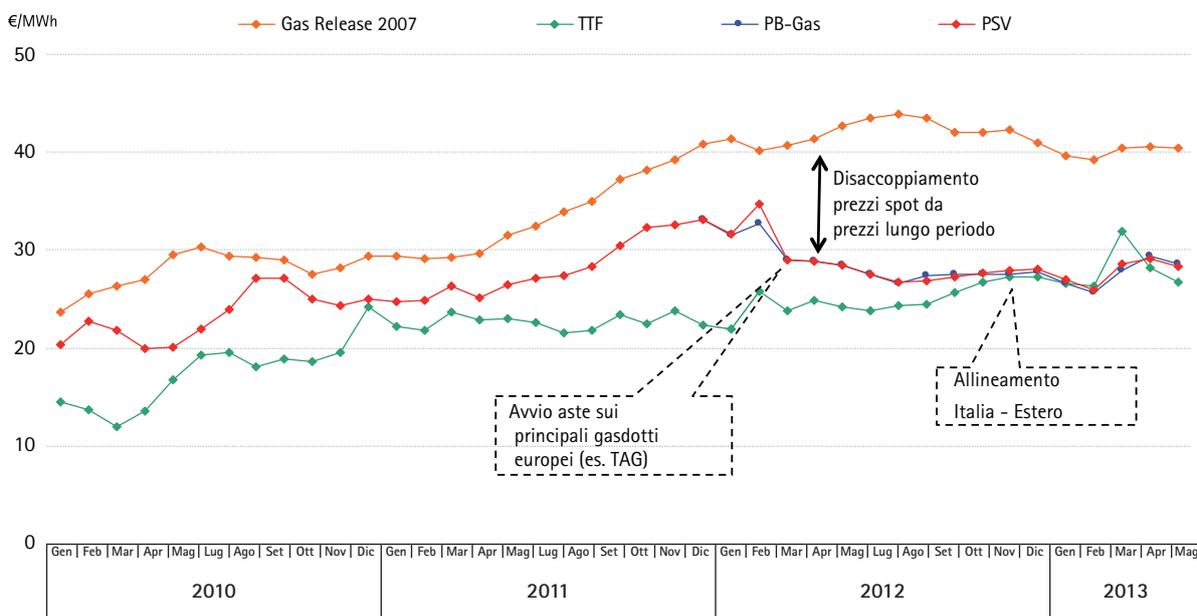
9 Il *churn ratio* è l'indicatore utilizzato per misurare il grado di liquidità dei mercati, calcolando il rapporto tra volumi scambiati e quelli effettivamente consegnati.

Tale fenomeno ha rappresentato, evidentemente, un cambiamento enorme creando un'ulteriore forte richiesta di riferimenti di prezzi chiari e affidabili per il mercato all'ingrosso; in particolare per la rilevanza che in Italia ricopre il mercato del gas naturale in relazione alle sue ricadute sul mercato elettrico.

Oggi, dunque, non solo ogni operatore ha la propria strategia di approvvigionamento e quindi il proprio prezzo all'ingrosso, ma le soluzioni concordate nelle rinegoziazioni sono anche piuttosto diversificate. Per questo motivo, possiamo avere operatori con costi del gas significativamente differenti e quindi con possibilità di consolidamento dei margini molto diverse sul mercato elettrico.

Fig. 4

Prezzi spot all'ingrosso e prezzi di lungo periodo del gas naturale, Gen 2010 - Mag 2013



Inoltre, nel 2012 abbiamo assistito alla soluzione delle congestioni contrattuali legate al cambiamento delle regole sulle interconnessioni in tutta Europa e, quindi, anche sulle frontiere italiane.

Ciò ha portato all'evento atteso, ma estremamente brusco e repentino per il modo in cui si è manifestato, dell'allineamento del prezzo spot all'ingrosso del gas naturale in Italia con i livelli di prezzo europei.

Storicamente si registrava qualche euro di differenza, nel 2013 siamo invece 1 € al di sopra della media europea.

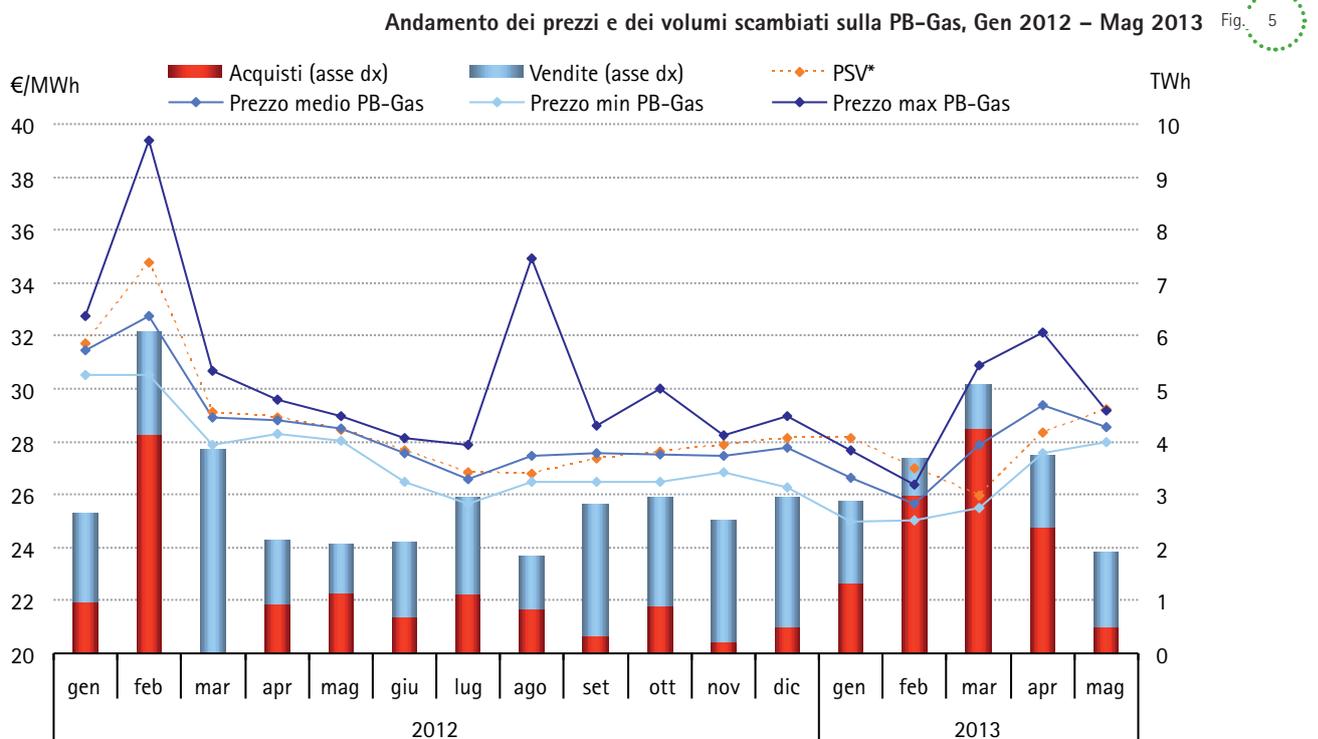
In alcuni periodi il differenziale con la media europea è stato sensibilmente inferiore, novità questa molto significativa.

Un'altra novità, introdotta dalla regolazione, riguarda la piattaforma bilanciamento gas (PB-GAS) che fornisce il primo riferimento di prezzo spot regolato, trasparente e pubblico in Italia.

Questi elementi, presi nel loro insieme, lasciano intendere come il completamento del percorso regolatorio potrà contribuire al risultato di un mercato più trasparente, con riferimenti di prezzi stabili e chiari, in quanto vede a livello europeo il rafforzamento di tutte le procedure di efficiente allocazione della capacità di interconnessione e a livello nazionale il completamento della revisione della disciplina del bilanciamento e l'avvio delle nuove piattaforme.

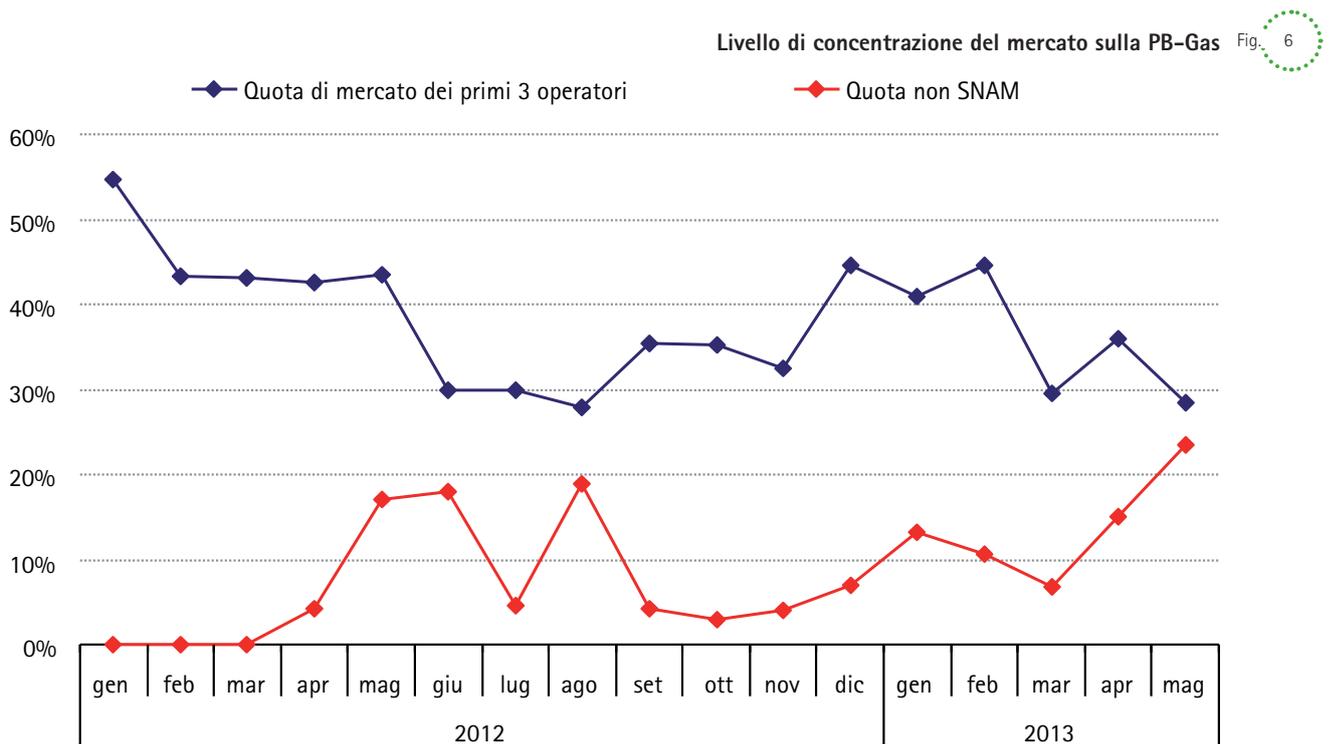
Passando ai prezzi, se prendiamo a riferimento i livelli registrati da *Gas Release 2007* come indicazione di prezzi indicizzati al petrolio (*oil indexed*) rispetto a quelli spot, osserviamo come nel 2012 si sia manifestato anche in Italia un evidente disaccoppiamento tra prezzi *oil indexed* e prezzi spot, con una convergenza a fine anno dei livelli di prezzo manifestatisi sull'*hub* PSV (Punto di Scambio Virtuale) italiano con i prezzi esteri.

Questo secondo trend ha subito una dinamica molto marcata con l'avvio, ad inizio 2012, delle nuove aste; in particolare per quanto riguarda l'Italia ci riferiamo a quelle sul *Trans Austrian Gas* (TAG).



* Dato calcolato tra dicembre 2011 e maggio 2013 al netto del picco eccezionale di prezzo registrato sul PSV nella giornata del 8/02/2012

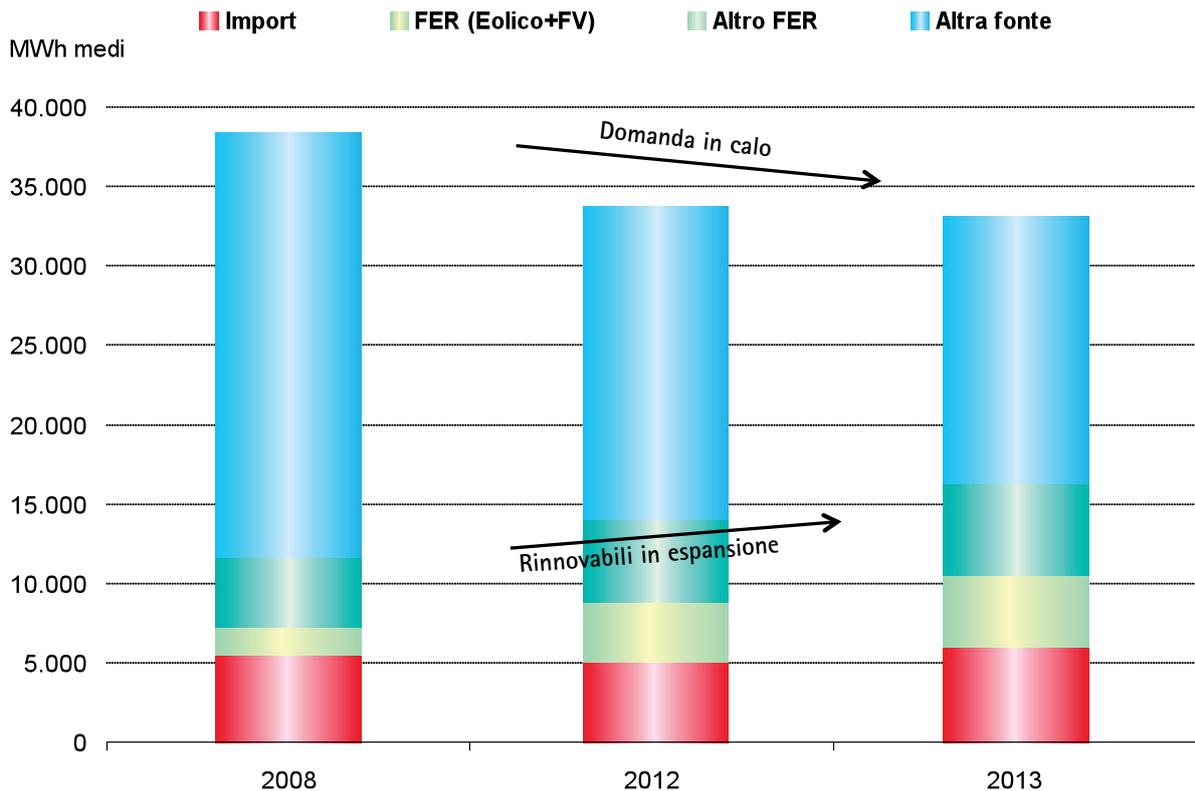
La borsa PB-GAS del GME ha visto mediamente prezzi molto allineati e fortemente correlati al PSV. La volatilità è stata bassa ed evidentemente inferiore al PSV. La struttura di prezzi, inoltre, si è presentata meno sensibile a forti shock esogeni a causa della diversa natura del nostro mercato gas, che sostanzialmente movimenta gas di stoccaggio e quindi ha un diverso concetto di scarsità sottostante rispetto a un puro mercato della *commodity*.



In merito ai volumi scambiati sulla PB-GAS, che riflettono tendenzialmente i volumi richiesti da SNAM e quindi non sono un indicatore di per sé estremamente significativo della liquidità, osserviamo una concentrazione di mercato in tendenziale riduzione e un aumento della quota di scambi conclusi sul mercato direttamente dalle parti - al di là delle esigenze di bilanciamento di SNAM - che restano comunque ridotti. Sebbene tali percentuali si applichino a giorni in cui la domanda complessiva è bassa, e quindi si tratti di volumi assoluti bassi, il fenomeno appare comunque in crescita sia in frequenza sia in intensità.

Fig. 7

Mix di generazione elettrica in evoluzione: domanda debole e crescita delle rinnovabili



Passando all'asse portante del GME, cioè il settore elettrico, lo scenario è ben noto.

Anche qui assistiamo a una domanda in forte calo e un'espansione delle fonti rinnovabili, si registra quindi un forte ridimensionamento del mercato per la produzione termoelettrica considerata complessivamente. In questo mercato, poi, è noto come i diversi partecipanti possono operare effettivamente in sotto-mercati distinti per quanto riguarda impianti soggetti a regolazioni particolari.

Tale dinamica ha comportato e sta comportando numerosi effetti.

Un elemento positivo riguarda certamente l'aver ridotto ancor più il potere di mercato presente nel nostro sistema, accelerando il trend già marcato in atto.

Le quantità vendute in assenza di concorrenza, valutate complessivamente, sono infatti diminuite al minimo storico del 9% e nella zona Nord sono sostanzialmente pari a zero.

Inoltre, è stato registrato un significativo ridimensionamento degli spazi operativi soprattutto per gli impianti a ciclo combinato che hanno rappresentato l'asse portante della liberalizzazione degli ultimi dieci anni.

I cicli combinati, infatti, tra il 2008 e oggi hanno visto la loro quota totale sulla produzione ridotta da 17 GW a 11 GW, quasi dimezzata, con ore di funzionamento sempre minori, continuità di funzionamento sempre più incostante e, quindi, difficoltà a gestire in maniera economicamente sostenibile l'operatività degli impianti.

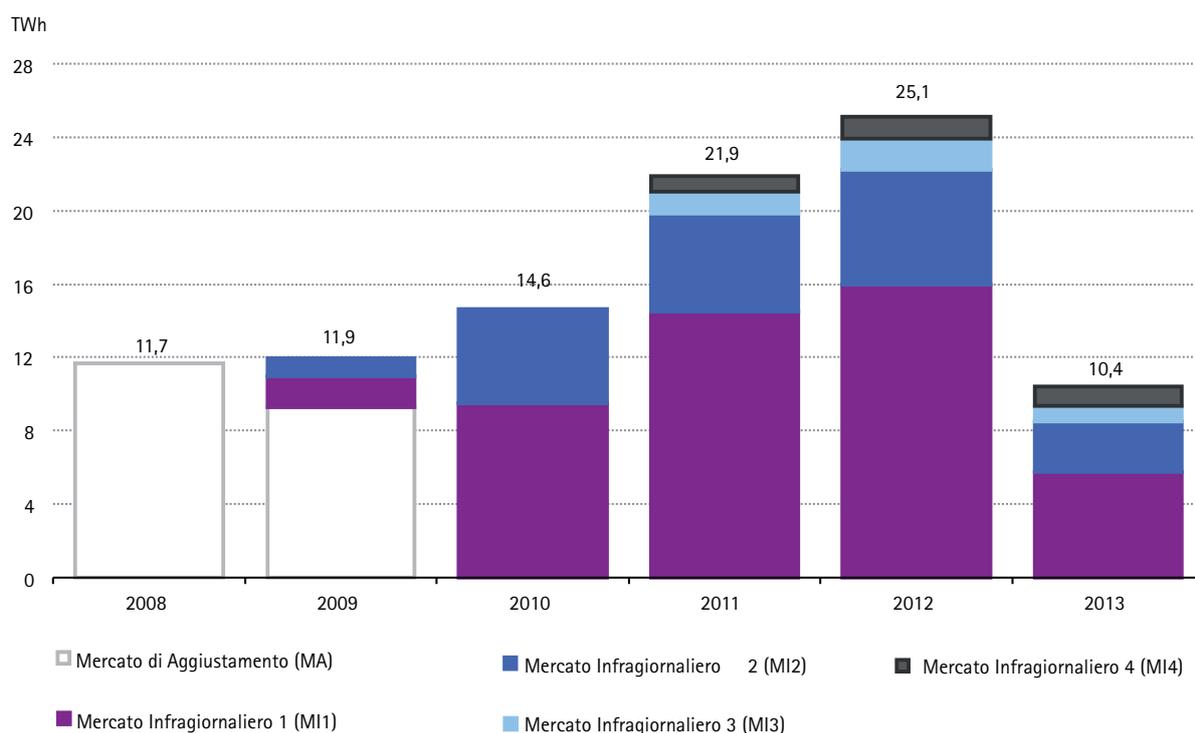
In tale quadro è emersa una crescente richiesta di flessibilità che trova una prima risposta nella crescita del MI e nel pieno utilizzo delle potenzialità offerte dalla PCE.

L'impatto più forte è stato registrato sui prezzi, ma non tanto per il loro livello, poiché la crescita media dei prezzi delle *commodities* su base 2012 ha fatto segnare comunque un aumento percentuale del Prezzo Unico Nazionale (PUN) ancora modesto, quanto per la riduzione dei margini sui costi, lo *spark spread*¹⁰, e soprattutto per un cambiamento della cosiddetta "dinamica fine" dei prezzi nella stagionalità, nella volatilità e nei livelli di prezzo fino a poco tempo fa considerati anomali, nel senso che prezzi nulli o prossimi allo zero erano estremamente rari. Oggi, invece, tali livelli di prezzo sono diventati più frequenti, anche se non preponderanti, e addirittura si registrano non solo più in singole zone ma, in alcuni casi, anche a livello di PUN.

Inoltre, è da rilevare l'impatto significativo fatto registrare dal nostro mercato zonale sulle congestioni tra zone. Oltre ai fenomeni che hanno caratterizzato le isole negli ultimi anni, si è assistito al riaccutizzarsi dei fenomeni di congestione sul continente tra la zona settentrionale e meridionale della Penisola, con impatti che sono arrivati a cambiare anche le strategie di approvvigionamento sui mercati a termine.

Esaminiamo, quindi, alcuni di questi punti più nel dettaglio.

Volumi scambiati sul Mercato di Aggiustamento (MA) e sui Mercati Infragiornalieri (MI) 2008 – 2013 Fig. 8



In merito alla flessibilità, nel 2012 il MI ha raggiunto il suo picco storico.

Il dato 2013, in quanto quota parte su cinque mesi, è più basso in termini assoluti ma percentualmente mostra un ulteriore incremento del 15%, con effetti benefici sulla concentrazione di questi mercati, che si va riducendo sensibilmente.

Inoltre, è interessante notare come la domanda, che partecipa al mercato da un paio d'anni, abbia un ruolo sempre più

¹⁰ Lo *Spark Spread* è un indicatore che esprime la differenza tra il costo del gas necessario per produrre un kilowattora e il prezzo di vendita del kilowattora stesso. Il valore è considerato ottimale dagli operatori di mercato quando oscilla tra i 15 e i 20 €. L'eccesso di capacità produttiva e il calo dei consumi energetici in Italia ha innescato un processo di progressiva riduzione dell'indicatore.

significativo, sia in assoluto - i consumatori rappresentano ormai il 28% degli acquisti sull'MI - sia sulla dimensione complessiva degli acquisti. La produzione complessiva programmata a valle delle quattro sessioni dell'MI è oggi più alta, seppure di poco (2%), della produzione restituita dall'MGP, evento questo che sino all'anno scorso sostanzialmente non si registrava.

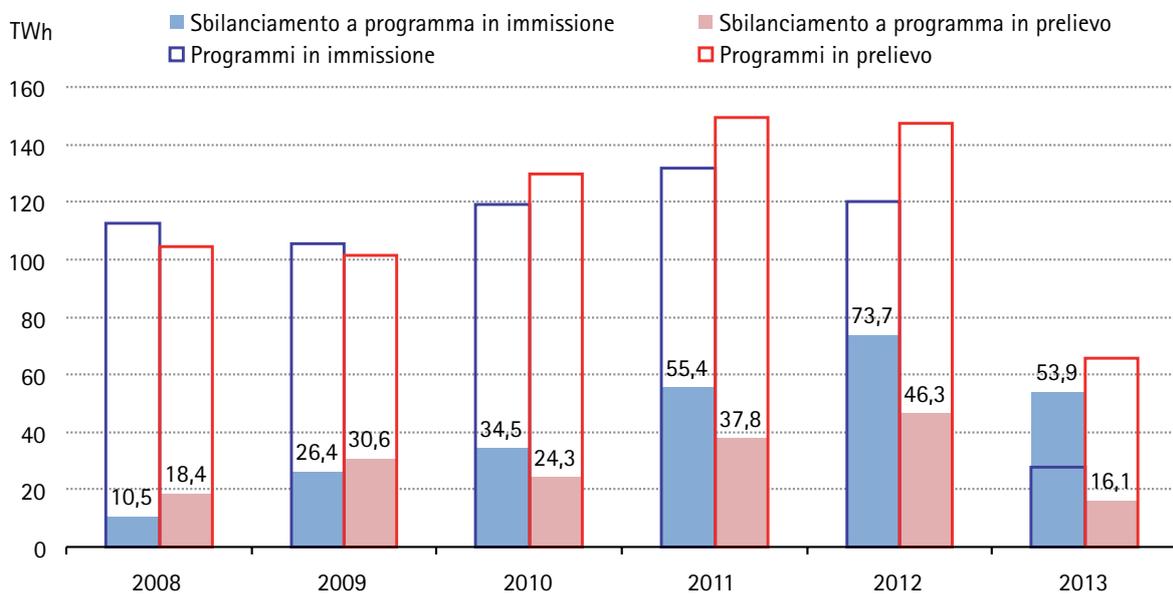
Dunque, anche gli acquirenti stanno iniziando, in misura per ora minimale, a sviluppare la propria strategia di acquisti a breve non più solo sul MGP o sullo sbilanciamento, ma anche sulle sessioni intermedie dei mercati infragiornalieri.

L'avvio dei reali mercati infragiornalieri, l'MI3 e l'MI4 che fanno riferimento al giorno di *delivery*, ha comportato un loro crescente ruolo, che si è accompagnato parallelamente al ridimensionamento dell'impatto del MI1, prima mercato prevalente.

Anche in tale contesto, dunque, i mercati si stanno espandendo.

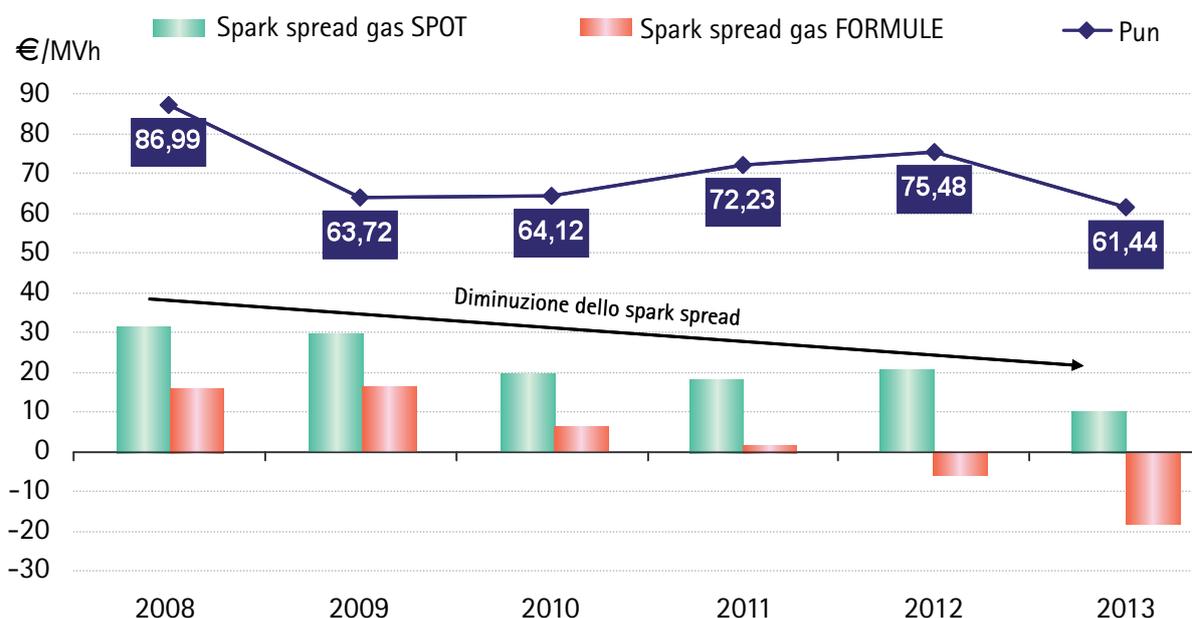
Fig. 9

Incremento dell'utilizzo delle opzioni offerte dalla Piattaforma Conti Energia a Termine



Un altro strumento di flessibilità è rappresentato dalla PCE su cui da anni osserviamo un aumento del rapporto registrato/netto, ma soprattutto una differenza tra le quantità nette registrate e programmate, ovvero un crescente "sbilanciamento a programma" su entrambi i lati, sia in acquisto sia in vendita. Nei primi cinque mesi del 2013, si è manifestato il primo caso in cui la quantità registrata ma non programmata, quindi lo sbilanciamento a programma, è stata maggiore della quantità effettivamente poi programmata.

Quindi questo strumento di flessibilità è fortemente utilizzato in un contesto in cui un regime di prezzi bassi e calanti apre delle opportunità di guadagno, di ottimizzazione della propria posizione per i produttori.

Dinamiche di prezzo in evoluzione e andamento dello *spark spread* Fig. 10

Passando alle dinamiche di prezzo, nel 2012 si è assistito a un prezzo nominale ancora in crescita, seppure con uno *spark spread* in forte riduzione, mentre nei primi cinque mesi del 2013 si osserva una riduzione netta del PUN.

In merito ai margini, è noto come oggi si incontrino delle difficoltà ad avere indicatori affidabili di costo per il gas naturale, quindi ognuno può calcolarsi il proprio *spark spread*.

Se consideriamo i due estremi, con le vecchie formule o con il PSV, la realtà sarà nel mezzo, i livelli risultano molto diversi, quindi i margini per gli operatori anch'essi possono essere molto eterogenei.

Tuttavia, qualunque indicatore si utilizzi, il *trend* è drammaticamente in riduzione.

Nell'ultimo trimestre 2012 si era già registrata una drastica inversione, anche nominale, del livello dei prezzi legata a diversi fattori che si è poi accentuata nei primi mesi dell'anno 2013.

Se consideriamo l'ultimo trimestre 2012 rispetto ai primi tre trimestri dello stesso anno, la domanda è calata del 7% rispetto al 4% del primo periodo, quindi la riduzione dei consumi si è accentuata.

L'aumento dell'offerta fatto registrare nello stesso periodo è stato del 6%, mentre i primi tre trimestri avevano fatto registrare solo un +2%.

Inoltre, il costo del gas naturale ha fatto registrare una sua netta riduzione (-15%), fattore questo che è stato determinante per il calo nominale dei prezzi dell'elettricità.

Questa prima inversione del livello nominale dei prezzi non sana di certo uno scenario cosiddetto *lose-lose*, caratterizzato da prezzi alti per i consumatori in difficoltà rispetto ai propri concorrenti europei che hanno costi del gas naturale più bassi, e paradossalmente non abbastanza profittevoli per i produttori che non recuperano margini adeguati.

Tuttavia, l'inversione del PUN apre un primo spiraglio, rappresenta una prima luce in fondo al tunnel per un recupero sullo *spark spread* e quindi potenzialmente di "respiro" condivisibile tra produttori e consumatori, anche se evidentemente il prezzo nominale dovrà raggiungere altri livelli per cambiare lo scenario.

Il calo dei prezzi dell'elettricità consentito dalla diminuzione del costo del gas naturale non ha cambiato sostanzialmente il nostro rapporto con il resto d'Europa, ma potrebbe restringere in parte - sono fenomeni molto ciclici quindi difficili da valutare su pochi mesi - il differenziale con l'estero in quanto lo scarto dei costi del gas con l'Europa che scontavamo in passato si sta riducendo.

Resta comunque un elemento strutturale tipico del nostro sistema elettrico: da un lato l'Italia fa registrare margini quasi nulli anche con costi del gas più competitivi, dall'altro lato gli altri paesi europei competono su un livello di costi più basso poiché utilizzano tecnologie differenti al margine, tendenzialmente centrali a carbone.

Dunque, il nostro sistema compete con costi alla pari in quelle ore che per il resto d'Europa rappresentano ancora un'eccezione, cioè momenti di crisi del sistema in cui gli altri paesi utilizzano un parco di generazione simile a quello italiano e, quindi, il nostro sistema può diventare potenzialmente esportatore di flessibilità o di energia.

Tuttavia, un tale scenario non rappresenta ancora la normalità e quindi non sana il differenziale con il resto d'Europa, piuttosto lo riduce.

Un elemento molto interessante riguarda ciò che abbiamo definito precedentemente la "dinamica fine" dei prezzi.

Tale dinamica ha generato un fenomeno atteso, ma esploso in maniera molto veloce e brusca: l'inversione tra prezzi diurni e notturni che repentinamente è diventata piuttosto frequente e, a volte, fa registrare un livello del differenziale di prezzo sensibile.

Il fattore che sta cambiando drasticamente la struttura dei prezzi è l'impatto ben noto delle rinnovabili non programmabili, segnatamente del fotovoltaico.

La notte rappresenta l'unico periodo in cui il termico trova uno spazio adeguato per lavorare e quindi una possibilità, se i prezzi sono adeguati, di recuperare un minimo margine.

Di giorno in molti casi, in molte zone, sono sufficienti le rinnovabili a gestire la domanda, di conseguenza la separazione dei prezzi tra Nord e Sud del Paese è tornata a essere più frequente ma con un'inversione di direzione.

Il Nord che negli ultimi anni faceva registrare prezzi più alti del Sud, comunque meno elevati rispetto alle zone intermedie del Centro-Nord e Centro-Sud, nel 2012 è risultato la zona mediamente più costosa sul continente europeo.

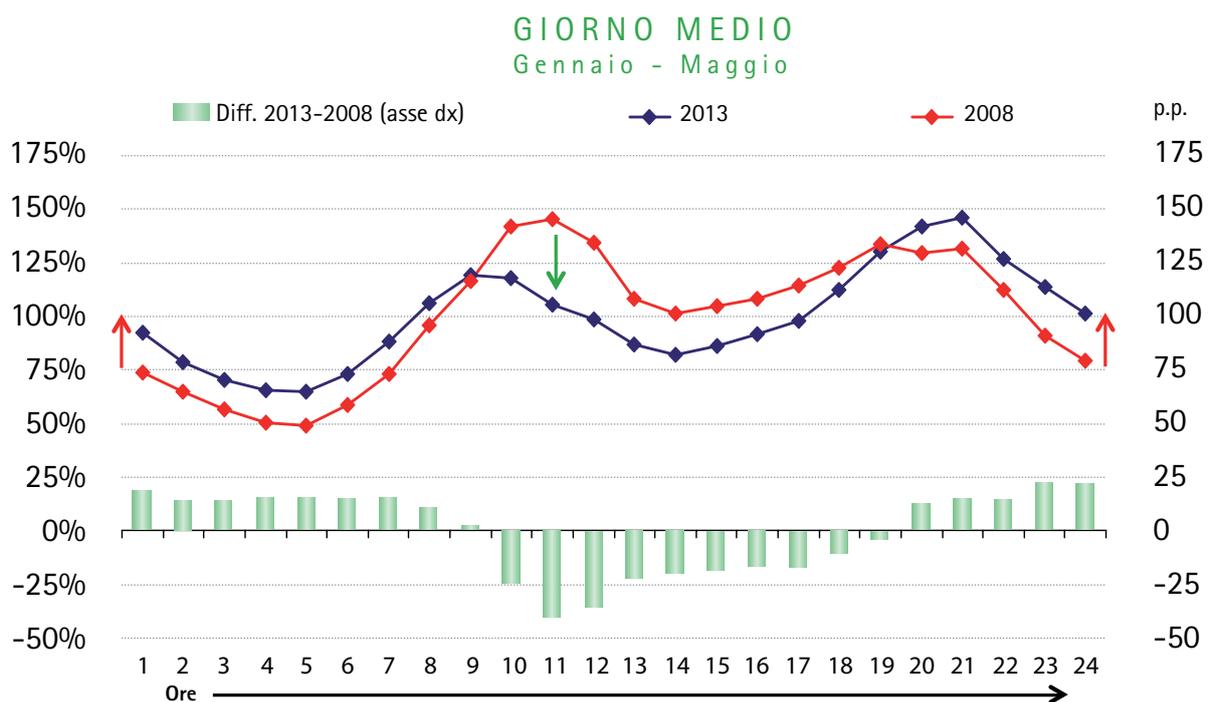
Il Nord Italia, sempre più spesso, presenta prezzi superiori rispetto alla zona Sud con flussi che vanno da Sud a Nord; fenomeno questo che una volta rappresentava l'eccezione e oggi sempre più frequente.

Risulta in crescita anche il numero di ore in cui il prezzo sul nostro mercato è più basso del prezzo transfrontaliero.

Tornando all'impatto delle fonti rinnovabili non programmabili, nelle ore diurne il prezzo dell'elettricità è crollato mentre, tendenzialmente, si registra un aumento nelle ore notturne. Tale fenomeno ha portato a un maggiore appiattimento dei prezzi.

Fig. 11

Impatto delle rinnovabili sulla struttura di prezzo 1/2

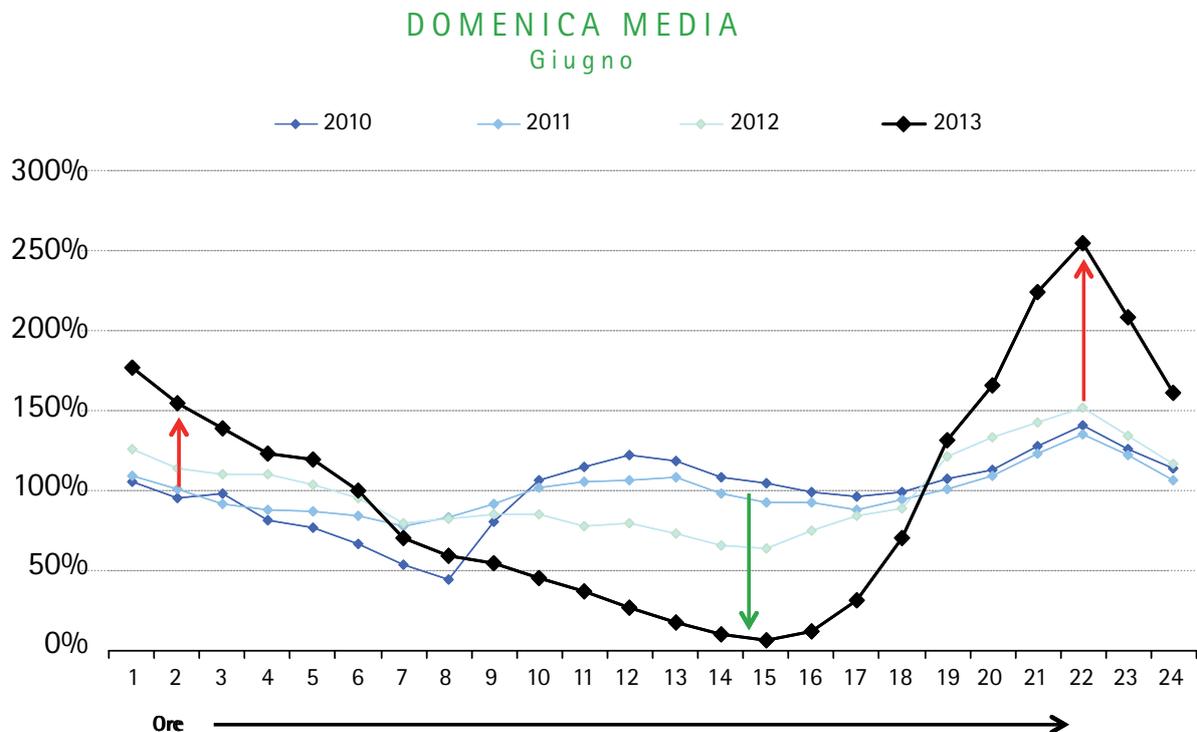


N.B. Il dato rappresentato esprime il rapporto tra il prezzo medio orario e la media complessiva del prezzo nel periodo considerato

Se si considera il rapporto tra il prezzo medio in ciascuna delle 24 ore di un giorno e la media complessiva del prezzo nei primi 5 mesi dell'anno, nel 2008, i valori estremi diurni arrivavano al 150% e quelli notturni al 50%. Gli stessi valori nel 2013 si attestavano al 125% e al 75%, con un inedito picco serale al 150% che diventa il massimo giornaliero.

Impatto delle rinnovabili sulla struttura di prezzo 2/2

Fig. 12



N.B. Il dato rappresentato esprime il rapporto tra il prezzo medio orario e la media complessiva del prezzo nel periodo considerato

Altro dato interessante, molto recente, è rappresentato dal valore medio del prezzo nelle 24 ore di una domenica tipo di giugno negli ultimi anni, che ha fatto registrare prezzi sostanzialmente nulli nelle ore centrali del giorno, con una forma a "v" della curva della distribuzione percentuale e un picco molto alto serale rispetto alle altre ore del giorno a dimostrazione della velocità con cui il fenomeno si è manifestato.

Nei due anni precedenti, tale tendenza si intravedeva solamente, ma nel 2013 il fenomeno è scoppiato ed è oggi molto evidente.

Se guardiamo allo stesso fenomeno non più su base oraria - il fotovoltaico sposta i prezzi da un'ora all'altra - ma su base regionale tra Nord e Sud, si osserverà che laddove la quota di vendite del Sud coperta da fonti rinnovabili è molto più alta rispetto al Nord, nelle ore centrali, il prezzo risulta molto diverso tra le due aree geografiche. Quando, nel 2012, questo fenomeno si è accentuato sui volumi la differenza si è, dunque, accentuata sui prezzi.

Questi fenomeni determinano anche differenziali di prezzo, congestioni e ben noti problemi di gestione del sistema elettrico per il gestore di rete. Se ciò è evidente sul MGP, il gestore di rete lo osserva in modo amplificato sul tempo reale, nella gestione dei flussi.

Si sono registrate, dunque, conseguenti congestioni zonali.

Tra le novità dell'anno, infatti, possiamo annoverare il già citato fenomeno della separazione sempre più frequente tra i prezzi del Nord e del Sud.

In particolare, nel 37% delle ore il differenziale tra Nord e Sud è consistente, circa 21 € in più nel Nord. In un 4% delle ore, invece, il differenziale è di segno opposto arrivando a -22 €. Questi fenomeni negli anni scorsi erano meno frequenti e meno intensi, quindi stiamo assistendo a una polarizzazione crescente.

Guardando invece alla ben nota situazione delle due isole maggiori, un dato per molti aspetti incoraggiante è stato registrato per la Sardegna, dove nel 2012 la convergenza verso i prezzi della Penisola ha riguardato una grande percentuale di ore, il 92%, con un differenziale trascurabile di -3 €/MWh in media. Il numero di ore invece in cui il differenziale è molto alto, 106 €/MWh, a causa di condizioni di scarsità di offerta rispetto alla domanda indotte magari dal cavo di connessione con la Penisola, è esiguo: solo l'8% delle ore.

Una tale eventualità, tuttavia, risulta sempre meno frequente e quindi si spera ragionevolmente che la sempre migliore gestione del cavo di connessione Sardegna-Penisola Italiana con capacità disponibile maggiore possa consentire di eliminare questa piccola coda.

In Sicilia, invece, si continua a registrare una situazione abbastanza statica in cui cambia la distribuzione del numero di ore con condizioni critiche, sia nei periodi normali (+20 €/MWh nel 2012) sia nei periodi connotati da indisponibilità di impianti e/o reti (36 €/MWh), ma l'esito complessivo non è in miglioramento.

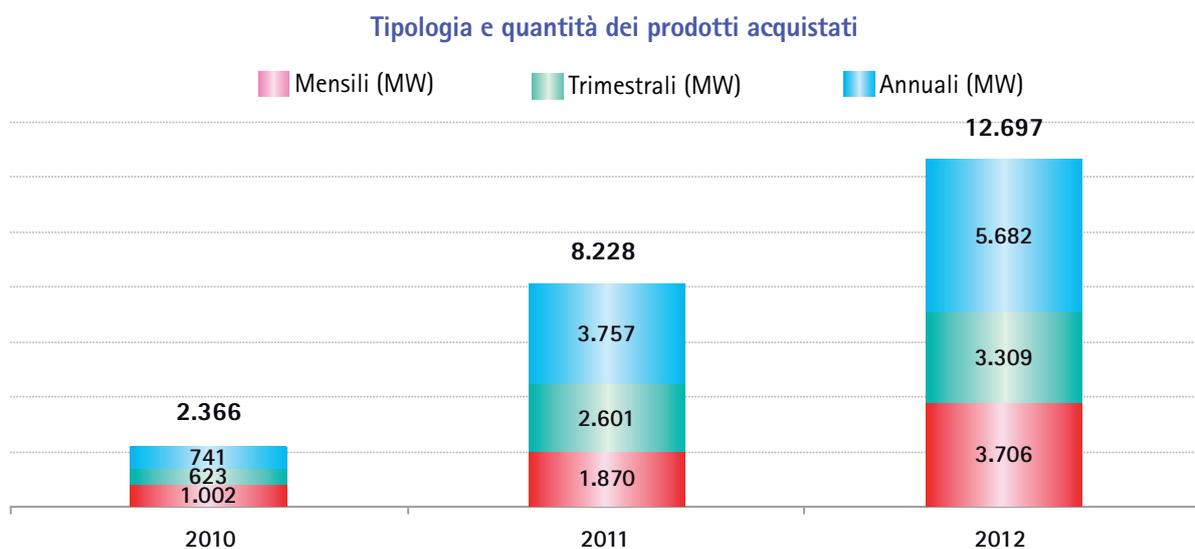
Al contrario, nella prima parte del 2013 il differenziale dal resto del sistema elettrico nazionale è ulteriormente cresciuto e finché il cavo di collegamento Sicilia-Penisola non sarà operativo la situazione non ha margini per diventare strutturalmente differente.

Un ultimo dato sul mercato elettrico riguarda il cambiamento registrato nei mercati a termine.

Abbiamo già accennato alla crescita dei volumi sull'MTE soprattutto in merito all'attività di OTC *clearing*. Si è anche detto del crescente ricorso a prodotti standardizzati sui mercati non GME e quindi una maturazione, in questo, senso del mercato.

Si registra, dunque, un'operatività crescente sui nostri mercati: gli operatori attivi si sono triplicati; le sessioni con abbinamento sono ormai tre su quattro; le ore in cui, al di là degli scambi, il *book* è pieno su entrambi i lati, sono in forte crescita almeno sui prodotti più liquidi, il *baseload* annuale.

Fig. 13 Evoluzione delle strategie commerciali a termine nel mercato MTE



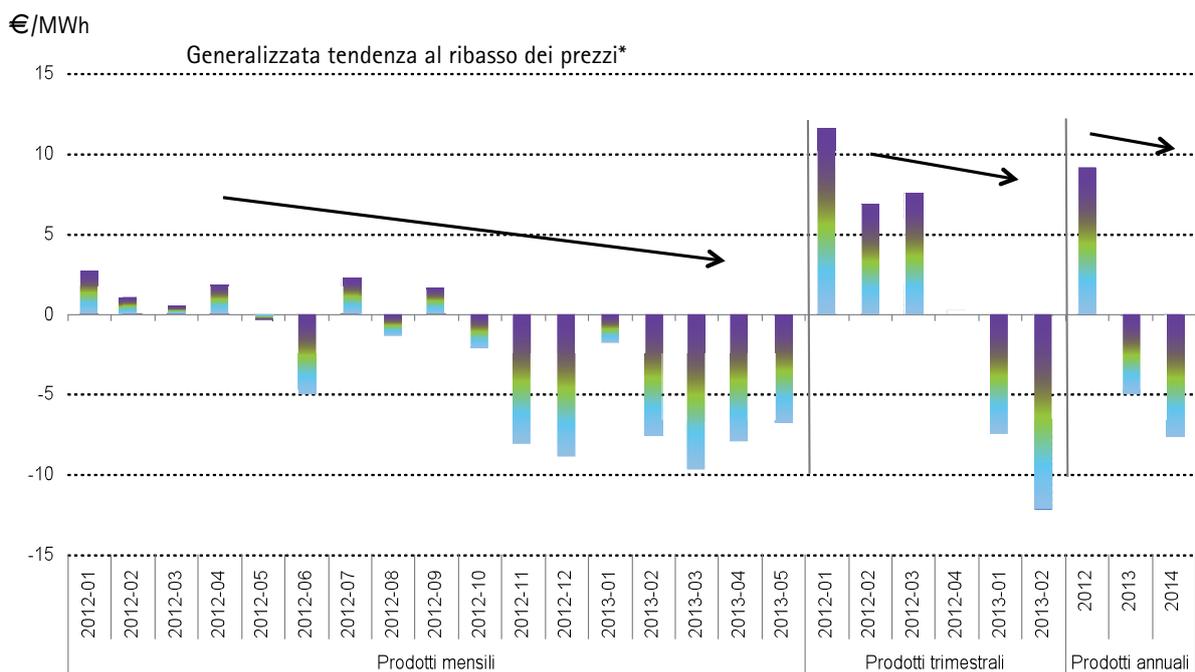
* Il grafico illustra il differenziale tra ultimo e primo prezzo di controllo dei prodotti *baseload* riportati

I dati più interessanti però sono sostanzialmente due.

Il primo riguarda un cambiamento di strategie commerciali, vale a dire la preferenza rispetto agli anni scorsi per prodotti più corti, trimestrali e mensili e non più solo annuali, scambiati più a ridosso della consegna e più omogeneamente durante il corso dell'anno.

Non registriamo più, verso la seconda metà dell'anno in alcuni mesi centrali, la grossa campagna di acquisti di prodotti annuali, ma piuttosto assistiamo durante tutto l'anno ad acquisti di prodotti più brevi per distribuire meglio i rischi e cogliere le opportunità.

Andamento dei prezzi per prodotti con differenti scadenze 2012 - 2014 Fig. 14



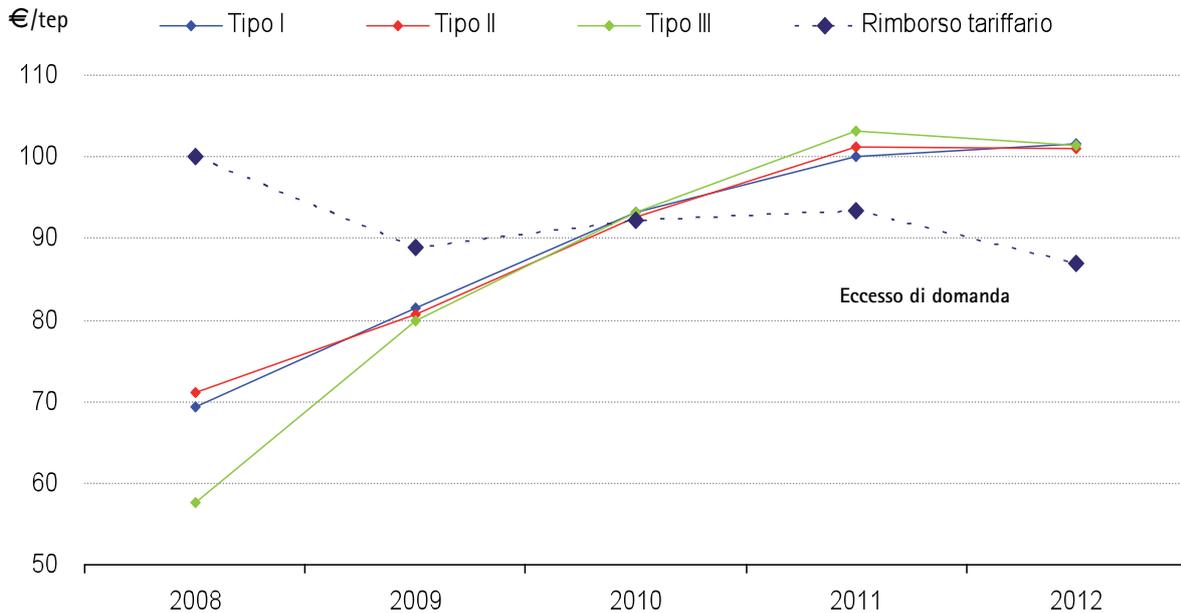
* Il grafico illustra il differenziale tra ultimo e primo prezzo di controllo dei prodotti *baseload* riportati

L'altro dato da segnalare riguarda i segnali di prezzo, ovvero su qualunque prodotto, su qualunque scadenza, su qualunque profilo, il *trend* di prezzi registrato è drasticamente calante. Per le *delivery* annuali il prezzo 2013 è ancora in forte calo e sul 2014 la diminuzione è ancora più marcata.

Concludendo con i mercati dell'ambiente, ho già accennato come i volumi in generale siano rimasti ai loro massimi storici sui differenti mercati.

Fig. 15

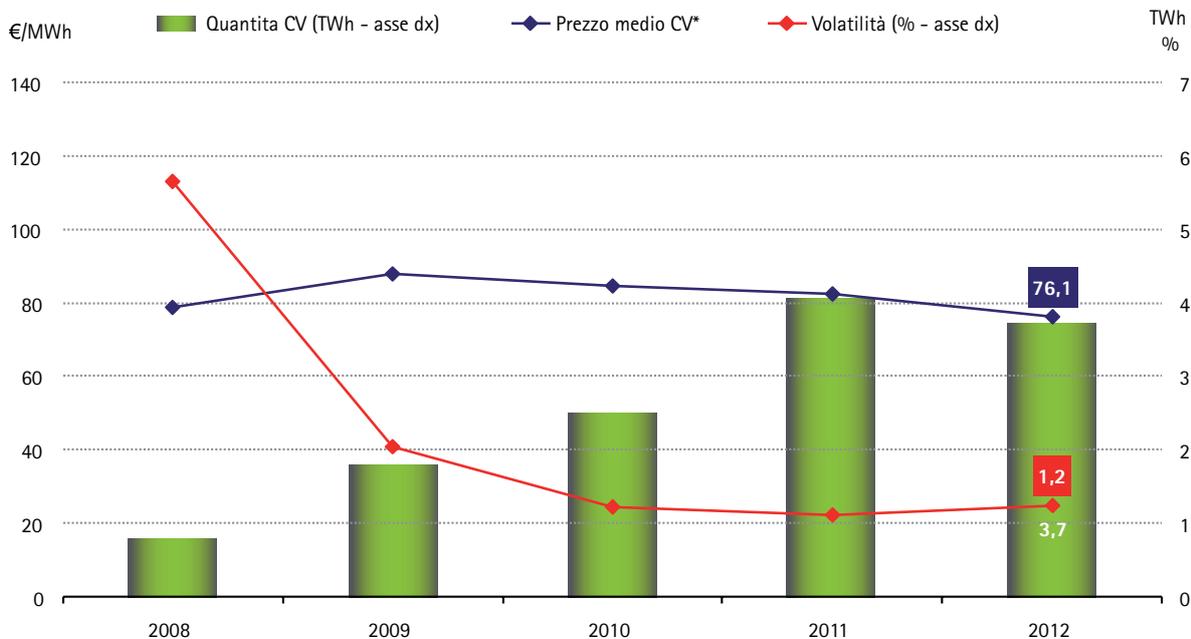
Prezzi dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) per differenti tipologie e rimborso tariffario 2008 - 2012



Sul mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE), nel 2012 si è registrato il record di TEE emessi con quasi 6 milioni. Inoltre, si è verificato un eccesso di domanda che ha spinto i prezzi - allineati rispetto al 2011 - su valori superiori a quelli fissati dal rimborso tariffario dell'Autorità e un livello di concentrazione del mercato in risalita dal momento che gli operatori principali stanno esaurendo i vecchi progetti di investimento e, quindi, tornano sul mercato per acquisire con nuovi certificati il raggiungimento delle soglie di obbligo previste dal meccanismo dei Certificati Bianchi.

Fig. 16

Volumi e prezzi dei Certificati Verdi (CV) 2008 - 2012



* Il prezzo dei CV è calcolato come media ponderata per i volumi delle differenti tipologie in contrattazione nell'anno (CV_TRL esclusi)

Anche sul mercato dei Certificati Verdi (CV) si sono registrati volumi molto alti, con quotazioni ancora in diminuzione, poco volatili, inferiori al prezzo di ritiro di riferimento del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) e con una concentrazione lato domanda che resta strutturalmente più alta poiché riflette la concentrazione sul mercato elettrico dei soggetti che comprano CV.

SESSIONE 2

NUOVI CONNOTATI PER IL MERCATO EUROPEO DEL GAS NATURALE



Buongiorno a tutti,

ci è stato chiesto di fare qualche riflessione sulle prospettive della competitività del mercato europeo, approfondimento che abbiamo condotto, come REF-E, in collaborazione con Mercados e Patrick Heather, Consulente per i mercati dell'energia.

Partirò dall'evoluzione delle regole europee, della quale dirò brevemente.

Guardando ai prossimi anni abbiamo prospettive di mercato che probabilmente porranno problematiche molto differenti rispetto ai temi di cui ci siamo occupati negli ultimi dieci anni.

Ci si sta muovendo, infatti, verso un mercato europeo dell'elettricità e del gas naturale governato da regole sostanzialmente comuni nel quale vengono predisposti diversi strumenti per impedire ciò che nei passati dieci anni è stato considerato il problema principale: il controllo della capacità da parte di un limitato gruppo di soggetti.

Anche se oggi non tutti i dettagli sono noti, avremo: procedure di *congestion management*; allocazione della capacità tramite aste; un bilanciamento attraverso mercati *spot*; regole tecniche e di trasparenza armonizzate; perfino delle regole tariffarie tendenzialmente o, almeno parzialmente, armonizzate.

In tale contesto, l'accaparramento di capacità da parte di quei soggetti che sono stati definiti in passato operatori dominanti, appare sempre meno probabile. La capacità di trasporto sarà disponibile e, in linea di massima, lo è già oggi nelle connessioni tra i vari mercati e *hubs* europei, con alcune eccezioni.

Non è quindi da escludere che avremo alcune possibili separazioni tra zone così come alcune, limitate barriere tariffarie, che potranno avere un certo peso.

Dunque, che mercato sarà?

Sarà certamente un mercato caratterizzato da una enorme incertezza sulle prospettive della domanda.

A tal proposito, ci sono oggi scenari incerti soprattutto in merito alla crescita economica, quanto mai dubbia; così come incerto appare anche il quadro dei mercati correlati a quello del gas naturale, che in prospettiva storica stanno ridiventando molto importanti.

Negli ultimi dieci anni, abbiamo potuto considerare il mercato del gas naturale come problematico ma in un certo senso chiuso in se stesso. Oggi il mercato del gas è di nuovo in una condizione di forte concorrenza con altre fonti, di vario tipo: la concorrenza delle fonti rinnovabili nei confronti del gas naturale è, infatti, diversa dalla concorrenza del carbone.

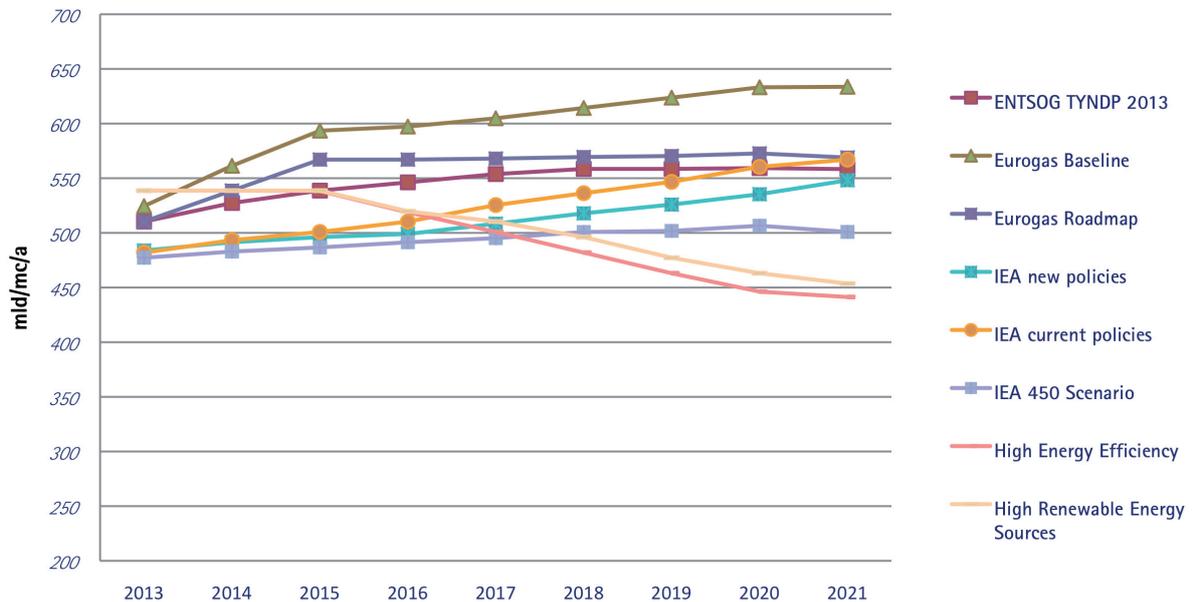
D'altra parte i mercati regionali del gas sono sempre più influenzati anche dal mercato mondiale del gas. In particolare, il mercato del gas naturale europeo è influenzato da quello del gas naturale liquefatto (GNL) con caratteristiche che vedremo brevemente più avanti.

Tornando all'incertezza della domanda, vi sono scenari molto divergenti sull'evoluzione futura della richiesta di gas in Europa, alcuni ottimisti altri decisamente pessimisti. Lo scenario di riferimento che abbiamo considerato è quello dell'*International Energy Agency* (IEA), noto come *New Policies Scenario*¹¹ che prevede al 2020 una crescita della domanda annua inferiore all'1% in Europa e una sua sostanziale stabilità in Italia.

Sergio Ascari,
Consulente REF-E:
Competitività, dotazione
infrastrutturale e nuove regole
europee

11 *International Energy Agency, World Energy Outlook 2012 – New Energy Policies Scenario*, Parigi, 12 novembre 2012.

Fig. 1 Scenari di domanda gas in Europa 1/2

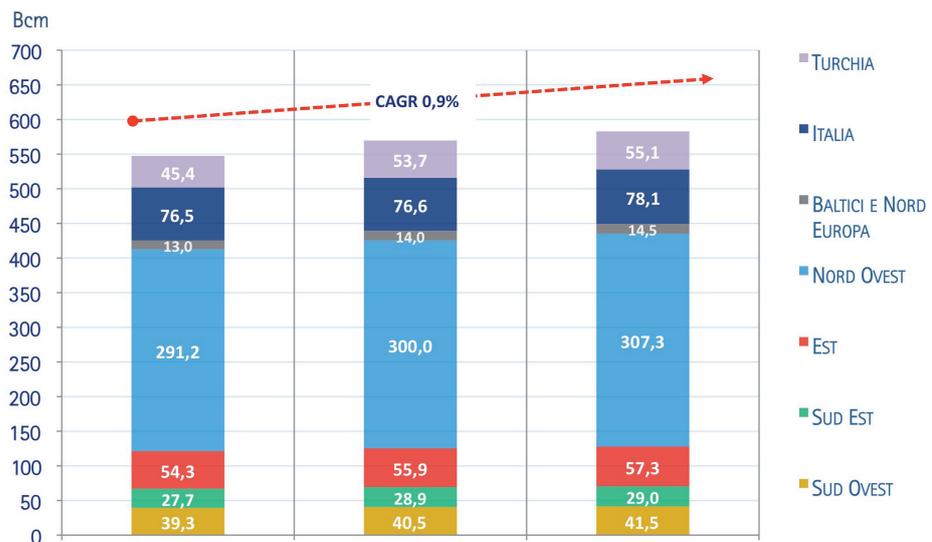


Fonte: Progetto di ricerca AF Mercados EMI Europe e REF-E su Energy Road Map 2050 (2011), ENTSO-G, IEA, Eurogas

Al fine di sottolineare la differenza tra i vari scenari, le previsioni dell'ENTSOG, il raggruppamento dei gestori delle reti europee di trasmissione del gas naturale, appaiono più ottimistiche e prevedono un incremento annuo della domanda in Europa dell'1,5% e addirittura del 2,4% in Italia¹². In un tale scenario, se il *trend* fosse confermato, il nostro Paese diventerebbe il primo mercato europeo entro il 2020.

Fig. 2 Scenari di domanda gas in Europa 1/2

New Policies Scenario (IEA)



Fonte: Progetto di ricerca AF Mercados EMI Europe e REF-E su dati IEA

12 European Network of Transmission System Operators for Gas-EntsoG, Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2013-2022, 21 febbraio 2013.

A fronte dell'incertezza della domanda, quali sono le prospettive sul lato dell'offerta?

Certamente è confermata una prospettiva di declino per la produzione interna di gas naturale dell'Europa. Ci si attende l'avvio dello sviluppo del gas non convenzionale, tuttavia nell'Europa continentale si registra un grande scetticismo sullo sfruttamento di tale risorsa e, dunque, ci si aspetta che avrà un ruolo del tutto marginale nel 2020.

Dall'altro lato, continueremo ad avere una Norvegia affidabile, che ha dimostrato di essere disponibile a operare in una logica di mercato aperto, ma con una produzione probabilmente calante e soprattutto con costi sempre più elevati.

La Russia sarà ancora caratterizzata da immense risorse ma anche da inefficienze spesso notevoli, e ancor più da progetti grandiosi che risentiranno fortemente delle economie di scala. I costi dell'offerta russa potranno, quindi, essere relativamente bassi o molto elevati a seconda della sua capacità di vendere e quindi di sfruttare le economie di scala, che interessano sia gli investimenti *upstream* sia quelli in capacità di trasporto.

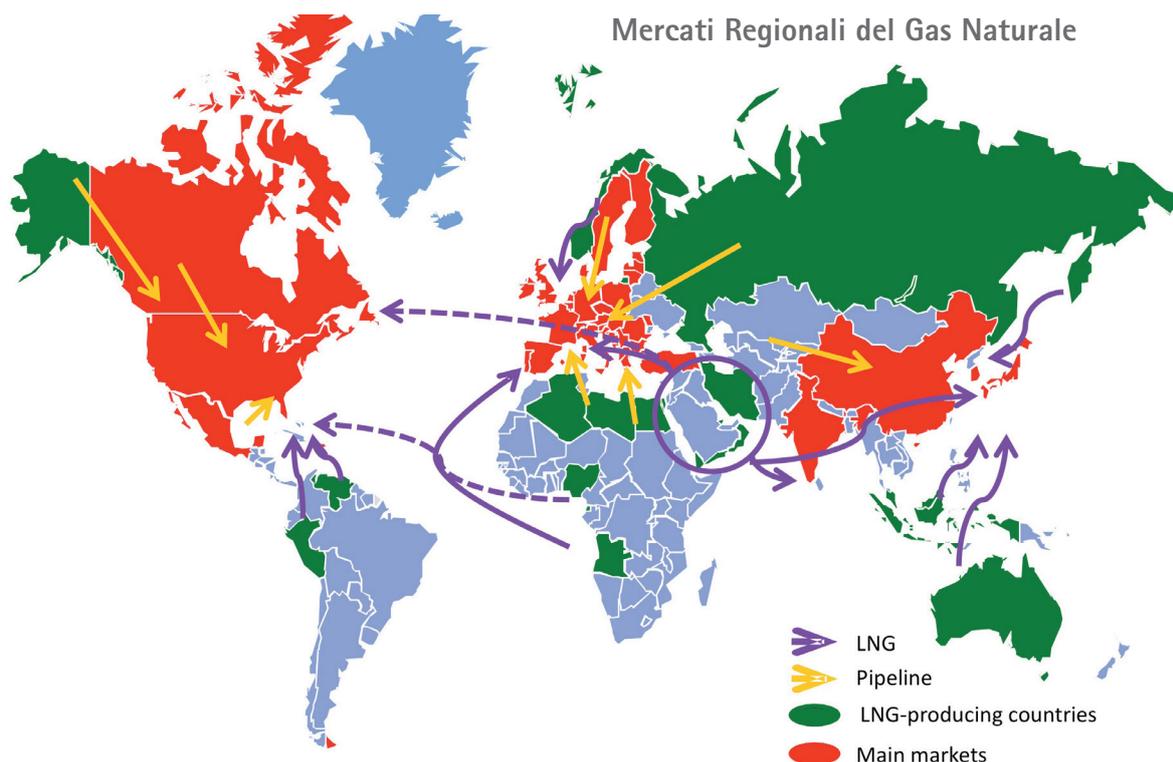
Il Nord Africa continuerà ad essere in ritardo come fornitore, sia per la lentezza degli investimenti dovuta a ragioni politiche, economiche e regolamentari interne, sia per la domanda propria in rapidissima crescita, che assorbirà sempre più risorse.

Il mercato del GNL avrà certamente un andamento ciclico e condizionato dagli sviluppi mondiali del settore. Tale mercato è il più difficile da prevedere perché evidentemente dipende da una molteplicità di fattori esterni all'Europa, dalla sostenibilità della produzione americana di gas non convenzionale alla sostenibilità della crescita della domanda asiatica, in particolare, ma anche latino americana.

Nell'insieme si ha di fronte un mercato del gas che da un lato tende a ricordare le problematiche ben conosciute del mercato petrolifero, quali il rischio di collusione tra fornitori; dall'altro potrebbe far registrare in alcune regioni problematiche più specificamente connesse al mercato elettrico, come la separazione tra zone di mercato per effetto di congestioni locali.

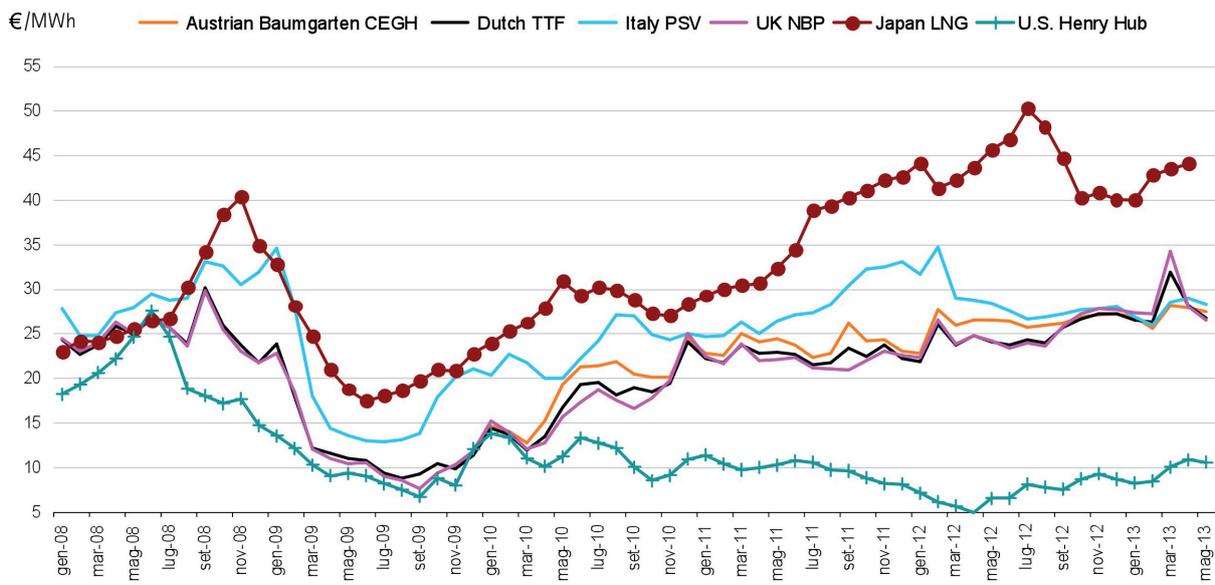
Il mercato globale, in ogni caso, sarà sempre più integrato.

La globalizzazione del mercato del gas naturale Fig. 3



Tuttavia, nonostante la crescente integrazione, negli ultimi cinque anni abbiamo assistito a una notevolissima divergenza dei prezzi tra le tre principali aree del mercato. Ad oggi il mercato asiatico fa registrare prezzi del gas molto più elevati rispetto agli altri, seguendo un trend iniziato precedentemente all'incidente di Fukushima ma accelerato da quest'ultimo. Nel mercato americano si registrano invece i prezzi più bassi, mentre il mercato europeo, in cui si registra una convergenza tra i prezzi nazionali, si trova a metà strada.

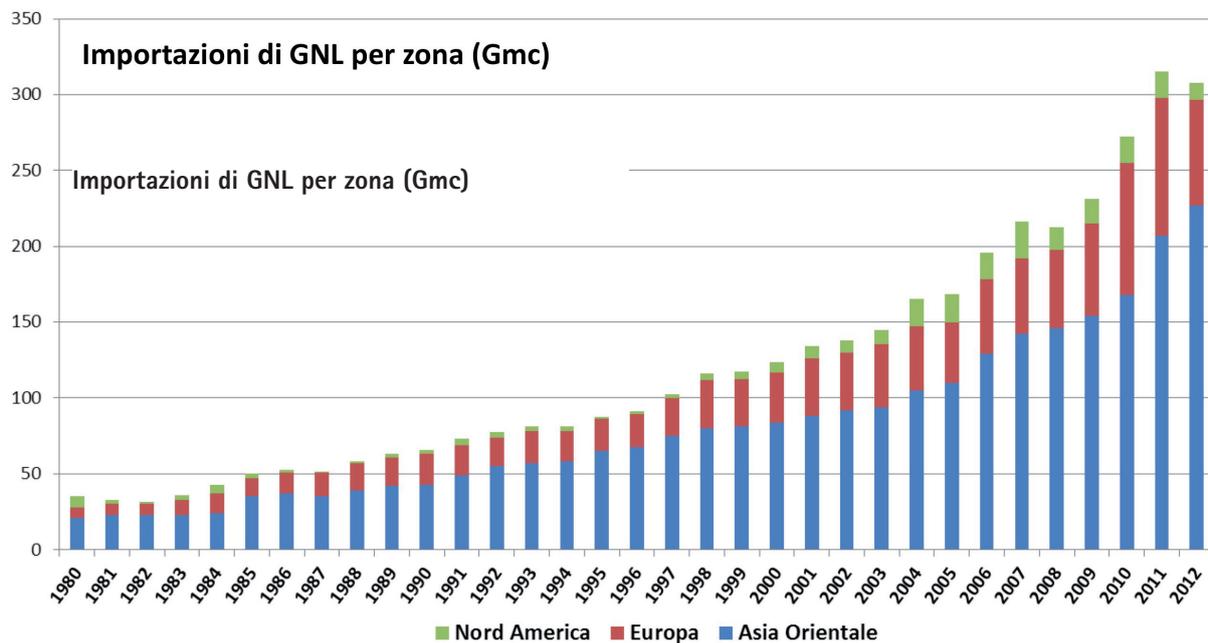
Fig. 4 La globalizzazione del mercato: i prezzi



Fonte: Progetto di ricerca AF Mercados EMI Europe e REF-E su dati Platts, WGI

Guardando all'orizzonte temporale che ci è stato chiesto di considerare, il 2020, siamo partiti dal ruolo del GNL poiché questo evidentemente è cruciale rispetto al mercato sia mondiale sia europeo.

Il GNL ha fatto registrare una crescita della domanda fortissima e rappresenta attualmente circa il 30% del commercio internazionale di gas naturale, nonché il 10% dei consumi mondiali. Tuttavia, la crescita dell'offerta risente evidentemente di una ciclicità. La crisi economico-finanziaria del 2008 ha iniziato a farsi sentire con una prima battuta di arresto della domanda di GNL nel 2012, un piccolo ristagno che può in qualche modo rappresentare un campanello d'allarme.

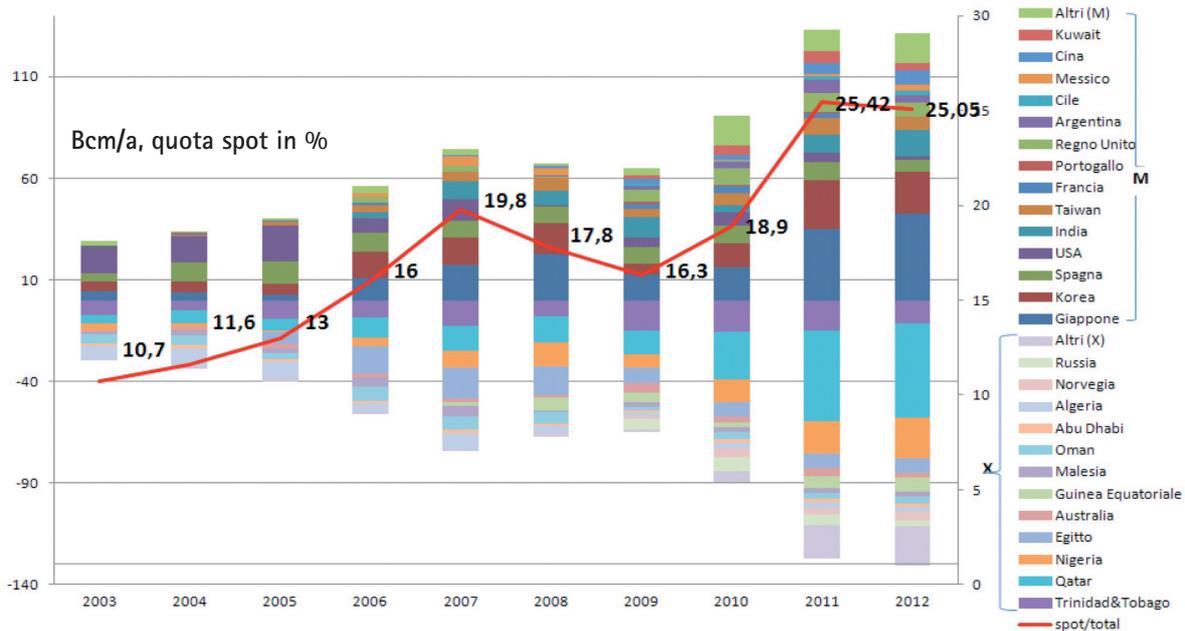


Fonte: Progetto di ricerca AF Mercados EMI Europe e REF-E su dati BP (2012) e IEA (2012)

In ogni caso, solo il GNL potrà portare verso la convergenza dei mercati.

Il mercato del GNL presenta oggi circa venti esportatori, è quindi poco concentrato. Tuttavia, in esso è presente almeno un paese, il Qatar, che può giocare in una certa misura il ruolo di *swing producer*, tradizionalmente ricoperto dall'Arabia Saudita nel mercato petrolifero. Il Qatar, infatti, ha costi contenuti e una grande capacità e potrebbe favorire in una certa misura lo sviluppo di un oligopolio collusivo, che naturalmente sarebbe legato anche a fattori fortemente politici in quanto il paese ha motivazioni politiche non meno importanti di quelle economiche.

Fig. 6 Il ruolo del Gas Naturale Liquefatto/2

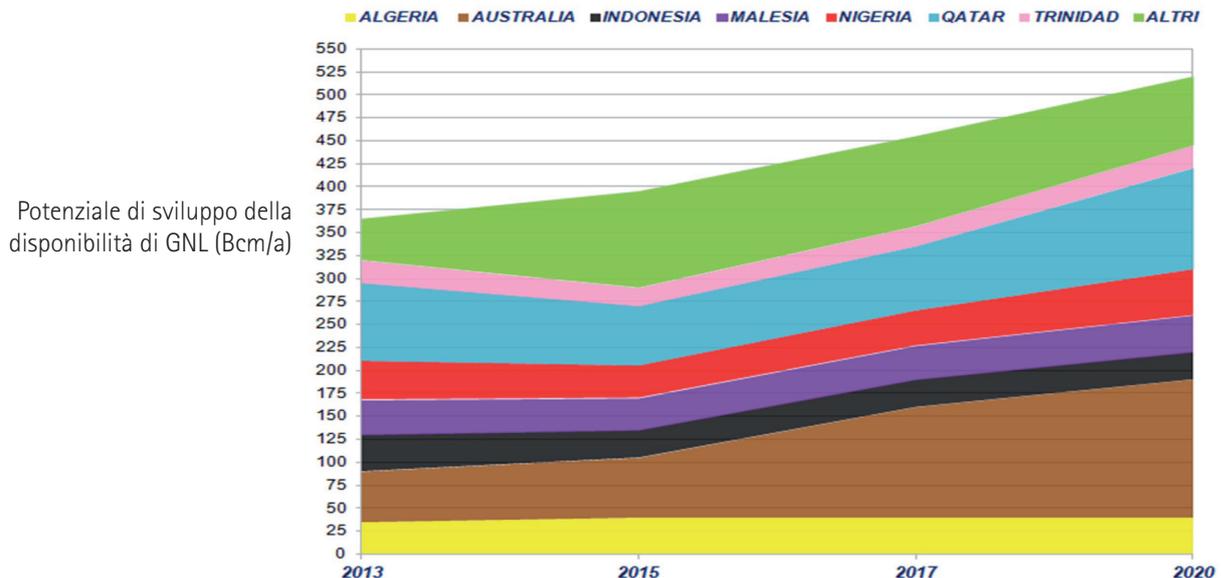


Fonte: Progetto di ricerca AF Mercados EMI Europe e REF-E su dati GIIGNL (2012)

Una quota importante del GNL commerciato a livello mondiale sta oggi diventando sempre più flessibile: circa un quarto delle contrattazioni di GNL è sostanzialmente *spot*. Ci si attende, quindi, un potenziamento dell'offerta e anche per questo motivo sembra prevedibile che il gas naturale liquefatto in futuro svolgerà la funzione di riportare più vicini i prezzi dei principali mercati regionali.

Fig. 7 Le prospettive dell'offerta di GNL

- Potenziamento dell'offerta atteso, potrà aumentare gli arbitraggi, riducendo le differenze tra le regioni di mercato
- Mercati sempre più flessibili, costi di trasporto in riduzione, ma costi di liquefazione in aumento nei paesi avanzati

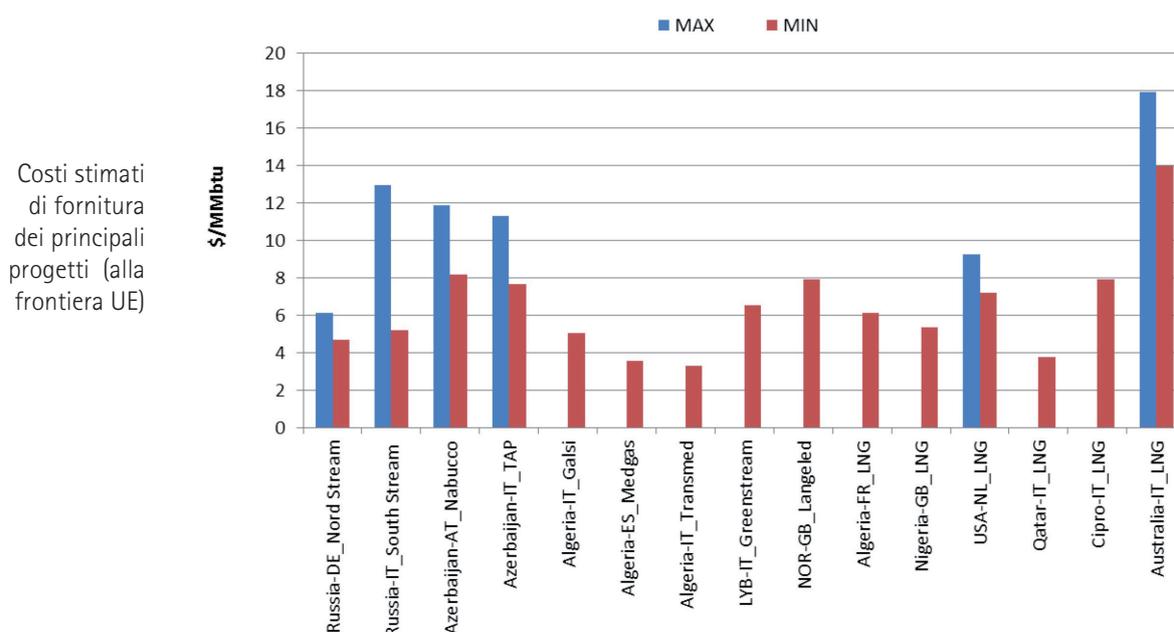


Fonte: Progetto di ricerca AF Mercados EMI Europe e REF-E su dati IEA - Medium Term Gas Outlook (2012)

Prevedere i costi di offerta del GNL è uno degli esercizi più difficili perché naturalmente ci sono una quantità di fattori, su cui qui non mi dilungo, che rendono difficile se non quasi arbitrario fare una valutazione. Tuttavia, dividerei in tre parti le stime che abbiamo elaborato sui costi:

I costi dell'offerta Fig. 8

- **I costi unitari dipendono fortemente dall'effettivo sfruttamento delle economie di scala, specie nel caso della Russia**



Fonte: Progetto di ricerca AF Mercados EMI Europe e REF-E

Tra 7 e 18 \$/MMbtu vi sono i costi per così dire dell'offerta "occidentale" o dei paesi industrializzati, inclusa Australia ed Europa, che sono probabilmente abbastanza elevati; anche l'offerta nordamericana di GNL probabilmente comporterebbe costi relativamente alti rispetto ai potenziali concorrenti non "occidentali";

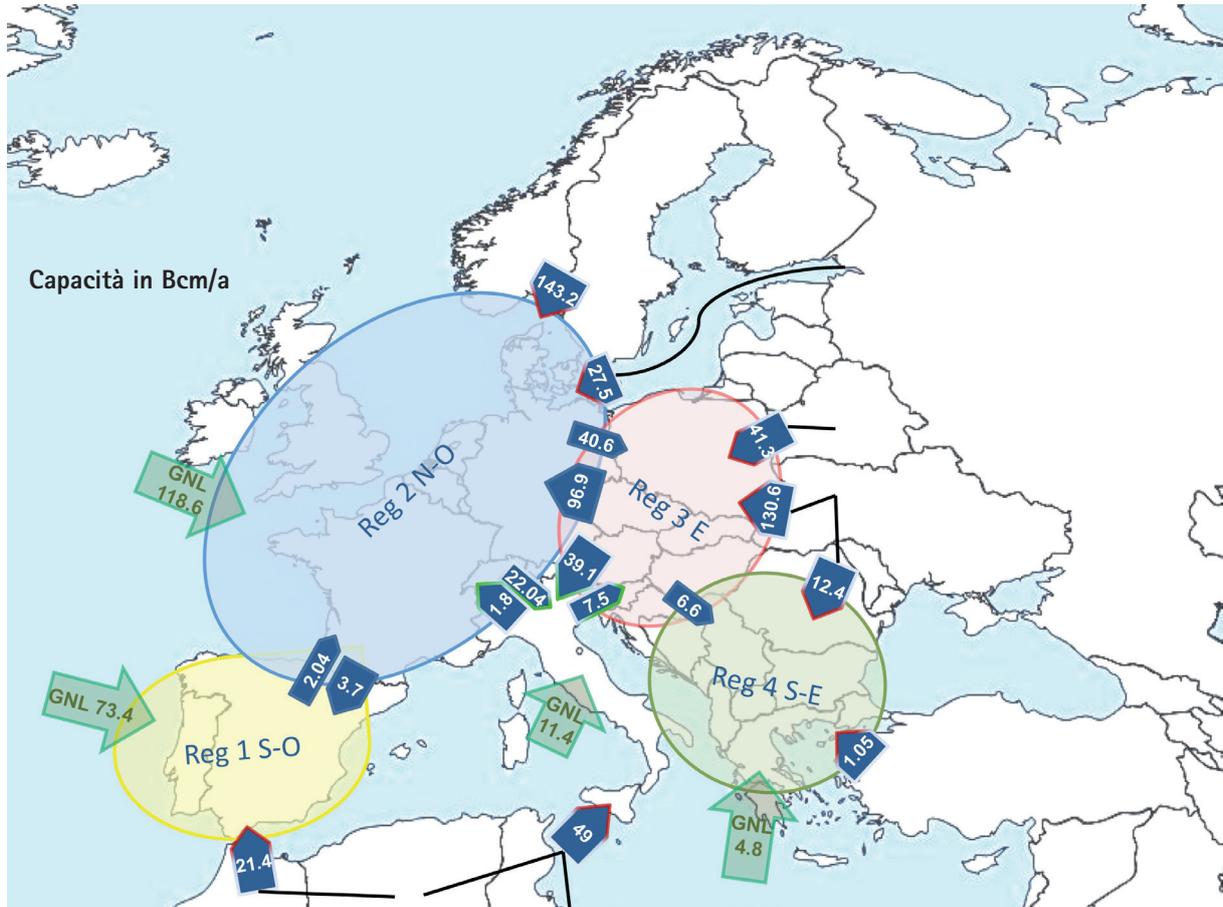
Tra 3 e 8 \$/MMbtu vi sono i costi tipicamente mediorientali o nordafricani, più contenuti ma dove naturalmente occorrerà la capacità per andare a raggiungere quelle forniture di gas naturale;

Tra 5 e 13 \$/MMbtu vi sono i costi russi, a cui può essere accomunato anche l'Azerbaijan, che risentono della problematica dell'enorme dimensione degli investimenti e quindi potrebbero essere elevati se le economie di scala non verranno adeguatamente sostenute.

Attualmente, nel mercato europeo abbiamo alcuni vincoli di capacità, dunque è opportuno andare ad analizzare le infrastrutture esistenti.

Per capire meglio la situazione delle varie zone d'Europa e poi soffermarsi in particolare sull'Italia, abbiamo suddiviso il mercato europeo in cinque zone: Italia, Sud-Ovest, Nord-Ovest, Est e Sud Est.

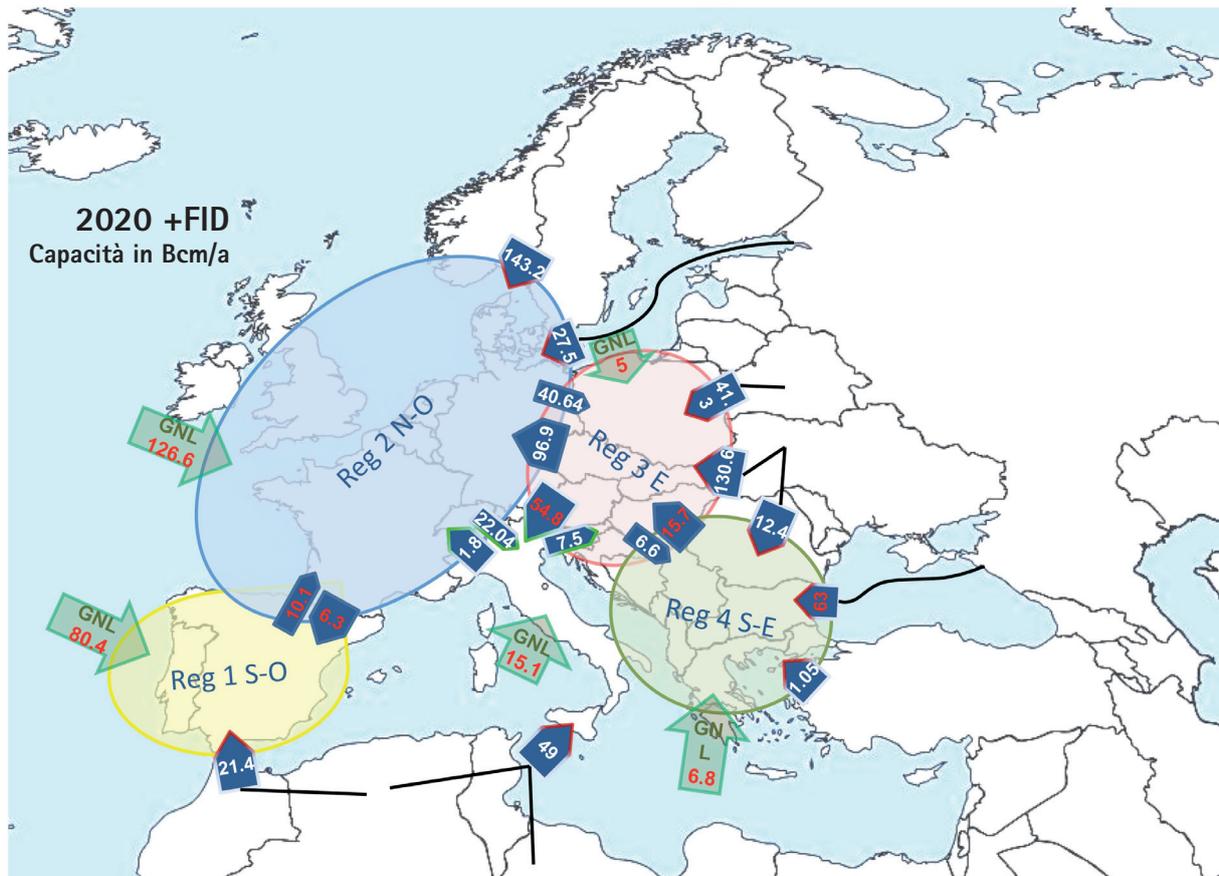
Fig. 9 Il mercato *upstream*: i vincoli di capacità attuali



Fonte: Progetto di ricerca AF Mercados EMI Europe e REF-E su dati IEA e ENTSO-G 2012

Il criterio secondo cui sono state divise le zone risiede sia nella convergenza dei prezzi sia in una limitata congestione interna; con ciò non si vuole affermare che non siano presenti congestioni interne alle zone, però in qualche modo c'è più facilità di connessione all'interno piuttosto che verso l'esterno.

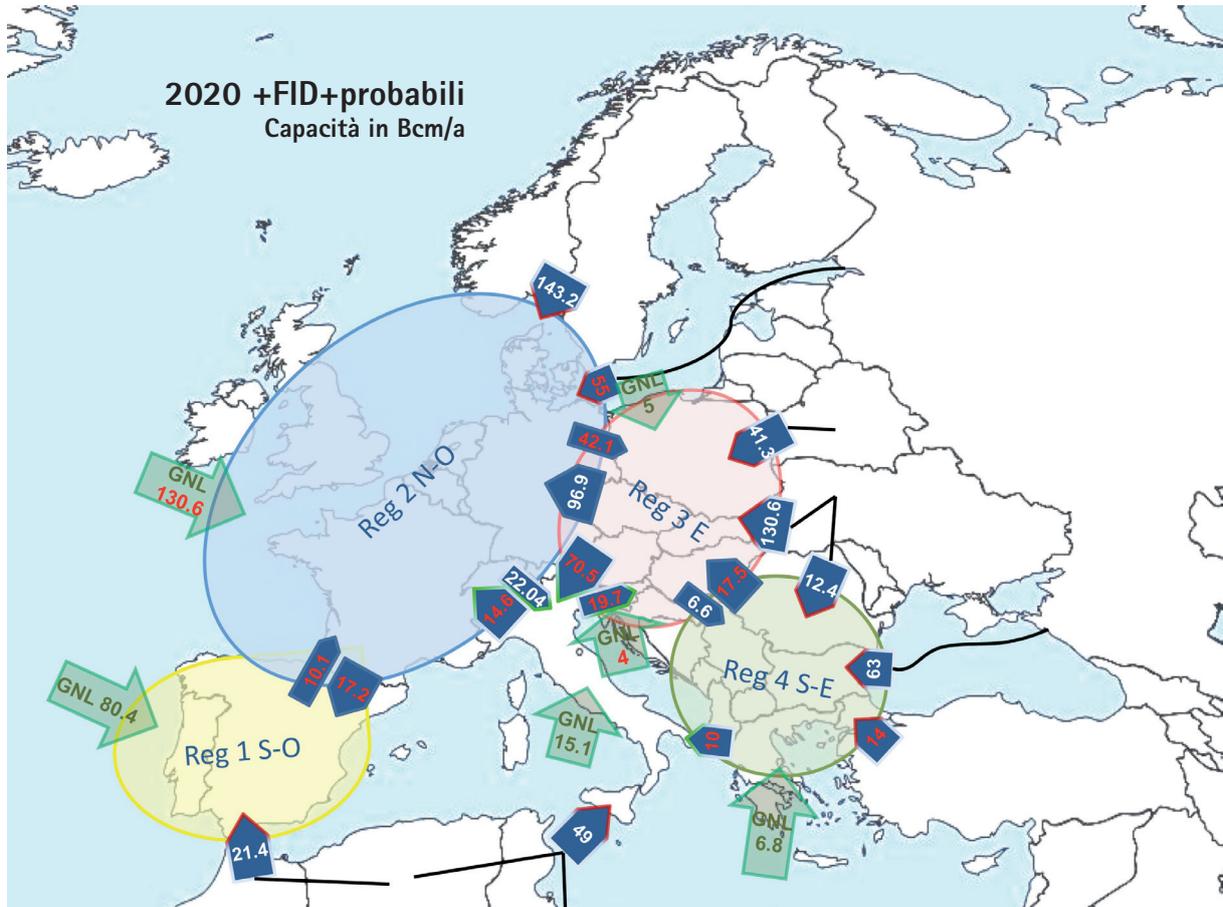
Prendendo come riferimento il 2020, è previsto un potenziamento delle infrastrutture di interconnessione che dovrebbe portare ad una minore congestione tra Sud-Ovest e Nord-Ovest.

Il mercato *upstream*: i vincoli di capacità al 2020 (FID) Fig. 10

Fonte: Progetto di ricerca AF Mercados EMI Europe e REF-E su dati IEA e ENTSO-G 2012

Inoltre, se si guarda all'insieme non solo degli investimenti già decisi ma anche di quelli che riteniamo probabili, è atteso un forte aumento, per esempio, della capacità verso l'Italia derivante soprattutto dal *South Stream*, così come dal Mar Caspio, e pochi altri sviluppi importanti.

Fig. 11 L'espansione probabile della capacità al 2020



Fonte: Progetto di ricerca AF Mercados EMI Europe e REF-E su dati IEA e ENTSO-G 2012

Passiamo ora a considerare a quali livelli potrà manifestarsi un problema di competitività del mercato.

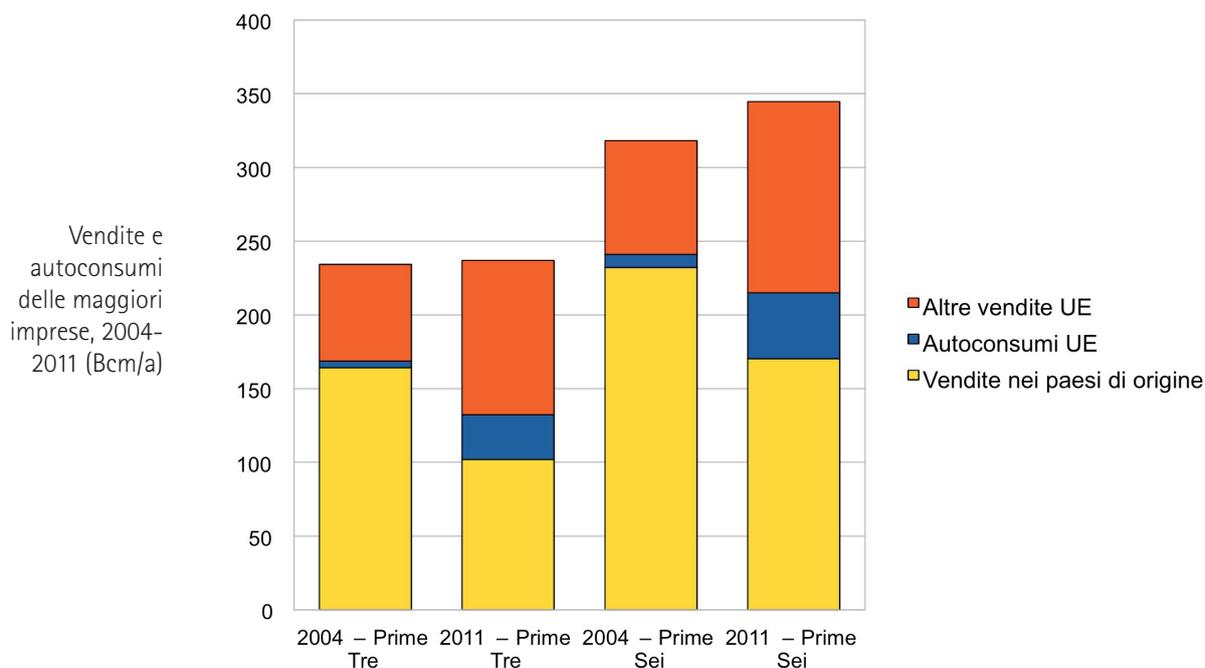
Ci sono sostanzialmente due livelli, uno riguarda il comparto *midstream*, cioè il livello delle imprese fornitrici, possiamo definirlo anche mercato all'ingrosso.

L'altro livello è rappresentato dal mercato *upstream*, quello dei fornitori a monte, nel quale le decisioni di produzione sono in ultima analisi riconducibili ai paesi fornitori.

Considerando brevemente il mercato *midstream*, negli ultimi dieci anni ci si è molto preoccupati del dominio in essi dei famosi operatori *incumbent*, dominanti o ex monopolisti, che dieci anni fa vendevano tendenzialmente all'interno del proprio paese e ponevano problemi di scarsa competitività dei mercati.

Oggi le prime tre, ma vale anche per le prime sei, compagnie del *midstream* gas in Europa hanno decisamente cambiato strategia, spinte dalla regolazione, dai governi e da numerosi altri fattori su cui non mi dilungo. Tali compagnie vendono sempre meno nel proprio paese e sempre di più in altre nazioni. In buona sostanza una quota maggioritaria del loro gas naturale non viene più commerciata nel mercato domestico oppure viene trasformata in energia elettrica e venduta direttamente come elettricità.

- Continuo processo di internazionalizzazione delle maggiori imprese, anche attraverso fusioni e acquisizioni
- Concentrazione sui mercati nazionali in diminuzione
- Convergenza con produttori elettrici



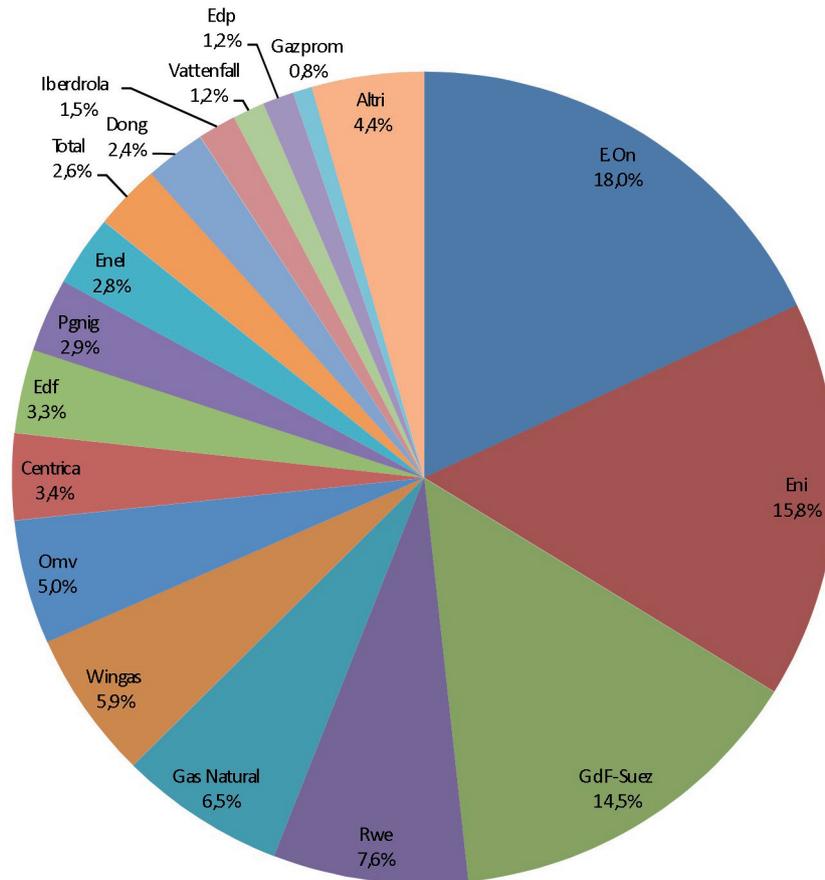
Fonte: Progetto di ricerca AF Mercados EMI Europe e REF-E su dati da Rapporti Annuali, altre comunicazioni aziendali e Rapporti delle Autorità di Regolazione

Questo *trend* ha favorito una sempre maggiore interconnessione dei mercati nazionali, dunque meno sezionati l'uno dall'altro, rispetto al passato, e ad una loro minore rilevanza.

Valutare, quindi, la competitività dei singoli mercati nazionali è sempre meno importante, per cui ci siamo proposti di andare ad analizzare il grado di concentrazione del mercato *midstream* europeo, cosa che qualcuno avrebbe giudicato insensato fino a qualche anno fa.

Le quote di mercato, peraltro difficilissime da stimare, mostrano un mercato *midstream* europeo con alcuni grossi *players*. Il mercato tuttavia risulta relativamente poco concentrato, anche se risultano in crescita sia la concentrazione sia la presenza delle imprese dei paesi produttori, quest'ultima comunque ancora modesta. Nel 2011 Gazprom era sotto l'1% del mercato.

Fig. 13

Il mercato *midstream*: il ruolo delle imprese

Fonte: Progetto di ricerca AF Mercados EMI Europe e REF-E su dati da Rapporti Annuali, altre comunicazioni aziendali e Rapporti delle Autorità di Regolazione

Per capire meglio lo stato di concentrazione del mercato ci siamo soffermati anche sul problema della possibile mancanza di competitività a livello di paesi fornitori, poiché in quel segmento il problema è potenzialmente più serio. A tale scopo abbiamo utilizzato la cosiddetta analisi di pivotalità, che sostanzialmente consiste nello stimare quanta parte della domanda, giornaliera o annuale, può essere soddisfatta senza l'intervento di un operatore essenziale, cosiddetto appunto pivotale.

Questo tipo di analisi è meno rilevante nel settore del gas naturale rispetto al settore elettrico, poiché per il gas c'è una maggiore possibilità di sostituzione. Abbiamo quindi fatto delle ipotesi piuttosto conservative, non considerando per esempio la possibilità di sostituire la produzione di energia elettrica da gas naturale con altre fonti o di bloccare i consumatori interrompibili.

Dall'analisi si è osservato che anche considerando l'orizzonte 2020, con gli investimenti che reputiamo probabili non avremmo pivotalità, né da parte del fornitore maggiore di ciascun paese, né da parte di un ipotetico cartello dei gasdotti extra europei, ipotesi questa che costituisce la principale preoccupazione.

- Alcuni paesi fornitori e/o infrastrutture possono risultare "pivotali" in alcune parti d'Europa:
 - sia rispetto ai periodi di punta, nonostante l'intervento dello stoccaggio
 - sia rispetto alle forniture complessive (a stoccaggio neutro)

Giorni di pivotalità annuale nelle regioni europee

Ipotesi di domanda ENTSO-G (+1.5%/anno)

	2013					2020 FID					2020 FID + probabili				
	NO	SO	E	IT	SE	NO	SO	E	IT	SE	NO	SO	E	IT	SE
Gasdotti extraeuropei	0%	0%	0%	12%	29%	0%	0%	0%	6%	38%	0%	0%	0%	2%	32%
Fornitore maggiore (*)	0%	0%	0%	0%	26%	0%	0%	0%	0%	35%	0%	0%	0%	0%	9%

Ipotesi di domanda IEA-NPS (+0.8%/anno)

	2013					2020 FID					2020 FID + probabili				
	NO	SO	E	IT	SE	NO	SO	E	IT	SE	NO	SO	E	IT	SE
Gasdotti extraeuropei	0%	0%	0%	12%	29%	0%	0%	0%	6%	38%	0%	0%	0%	2%	32%
Fornitore maggiore (*)	0%	0%	0%	0%	26%	0%	0%	0%	0%	35%	0%	0%	0%	0%	9%

(*) Norvegia nel Nord Ovest, Algeria nel Sud Ovest, Russia nelle altre regioni.

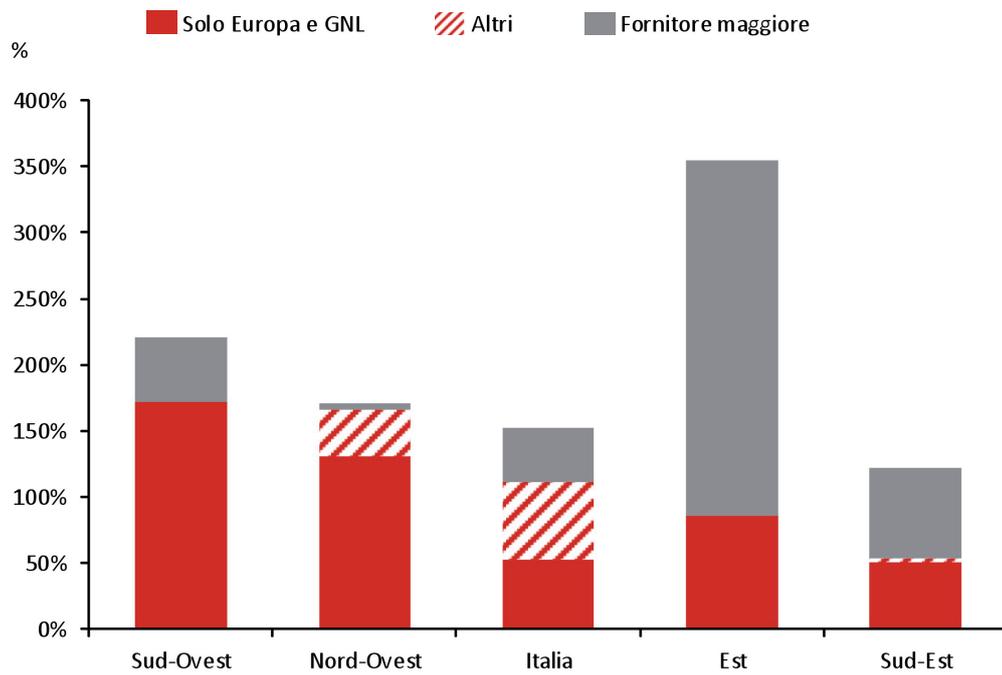
Non preoccupa infatti l'offerta di GNL, dove è comunque possibile una elevata sostituzione di un produttore con un altro, mentre per le forniture via gasdotti ci sono preoccupazioni connesse alla non facile sostituzione di una rotta con un'altra.

Secondo la nostra analisi, dunque, al 2020 non ci sarebbe pivotalità nel Nord-Ovest, nel Sud -Ovest e nell'Est Europa, mentre si presenterebbe qualche rischio per l'Italia e il Sud-Est Europa, specialmente nello scenario di domanda più alto (il rischio è espresso dalla percentuale di giorni dell'anno in cui può verificarsi pivotalità).

Lo stesso tipo di analisi può essere fatta per il fabbisogno della domanda di gas naturale annuale: non considero più i giorni in cui l'operatore è pivotale ma considero il soddisfacimento della domanda su base annua.

Tale analisi ha indicato che la capacità è sicuramente di molto superiore alla domanda, in una logica di *security of supply*, dunque non si presentano problematiche significative in alcuna regione d'Europa.

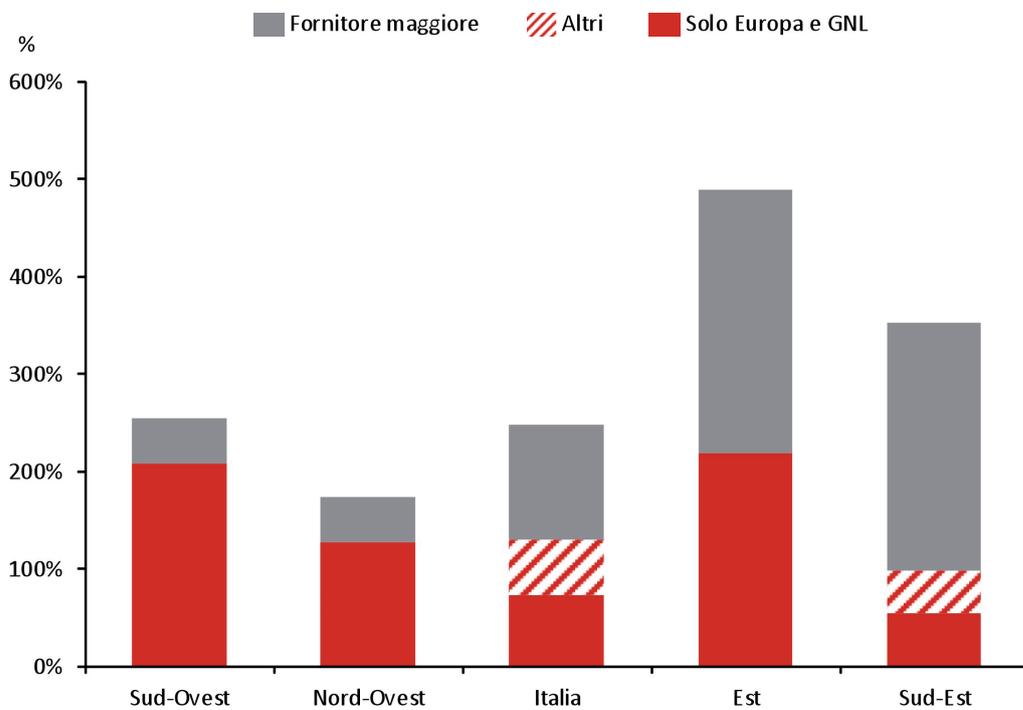
Fig. 15 Copertura dei fabbisogni annuali e dipendenza, 2013



N.B. Il fornitore maggiore è Algeria nel Sud-Ovest, Norvegia nel Nord-Ovest, Russia per le altre regioni

Fonte: Progetto di ricerca AF Mercados EMI Europe e REF-E

Fig. 16 Copertura dei fabbisogni annuali e dipendenza, 2020 (con nuove infrastrutture FID e probabili)



N.B. Il fornitore maggiore è Algeria nel Sud-Ovest, Russia per le altre regioni

Fonte: Progetto di ricerca AF Mercados EMI Europe e REF-E

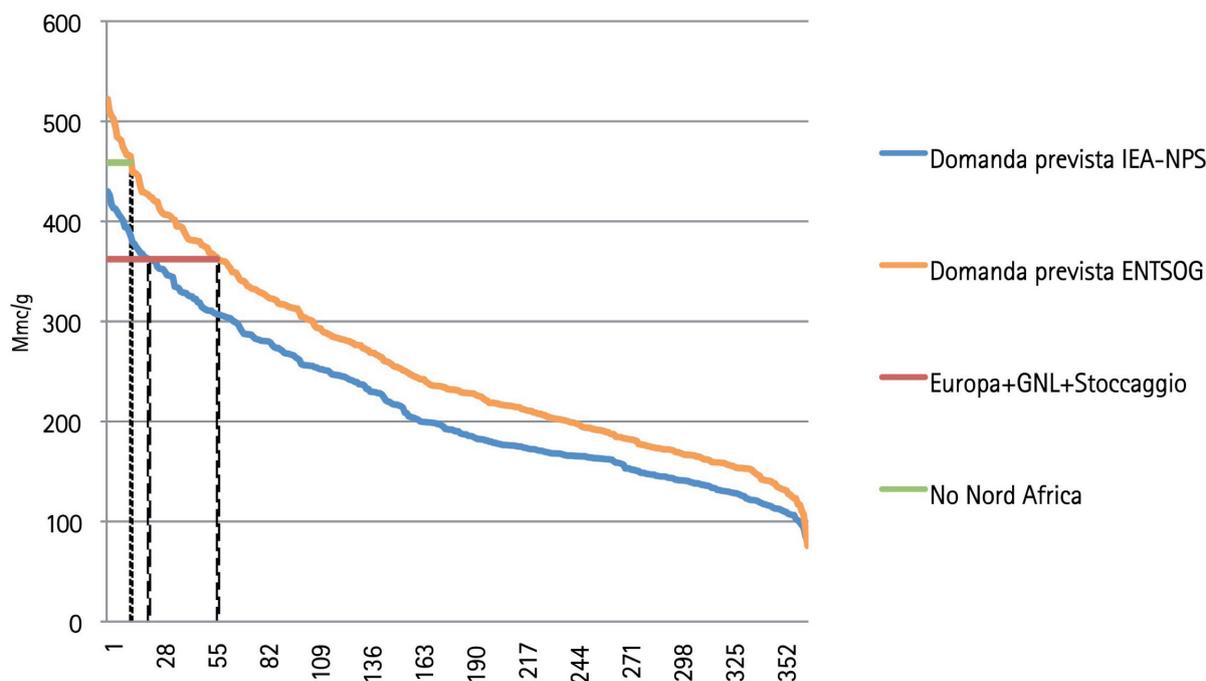
Tuttavia, se guardiamo il ruolo potenzialmente pivotale di talune infrastrutture di alcuni paesi fornitori, bisogna rilevare che il livello di soddisfacimento della domanda da parte delle sole fonti europee più le forniture di GNL, cioè quelle considerate più affidabili, è significativamente minore in Italia e nel Sud-Est Europa rispetto a quanto non sia nelle altre zone d'Europa.

Persino l'Europa centro-orientale, ha una maggiore capacità di soddisfare i propri fabbisogni con le sole fonti "occidentali" più il gas naturale liquefatto, rispetto a quanto si osserva per l'Italia e il Sud-Est Europa.

Un'analisi simile è stata condotta anche in merito alla pivotalità potenziale delle imprese in Italia. Normalmente non si trova pivotalità di nessun operatore. Solamente nel caso estremo in cui non fosse realizzato il gasdotto TAP (*Trans Adriatic Pipeline*), la cui costruzione oggi è ritenuta da tutti molto probabile, e in cui la domanda fosse molto dinamica con un tasso di crescita del 2,4% anno, potremmo assistere alla pivotalità di qualche impresa.

Pivotalità dei fornitori sul mercato italiano/1 Fig. 17

ITALIA 2020 FID

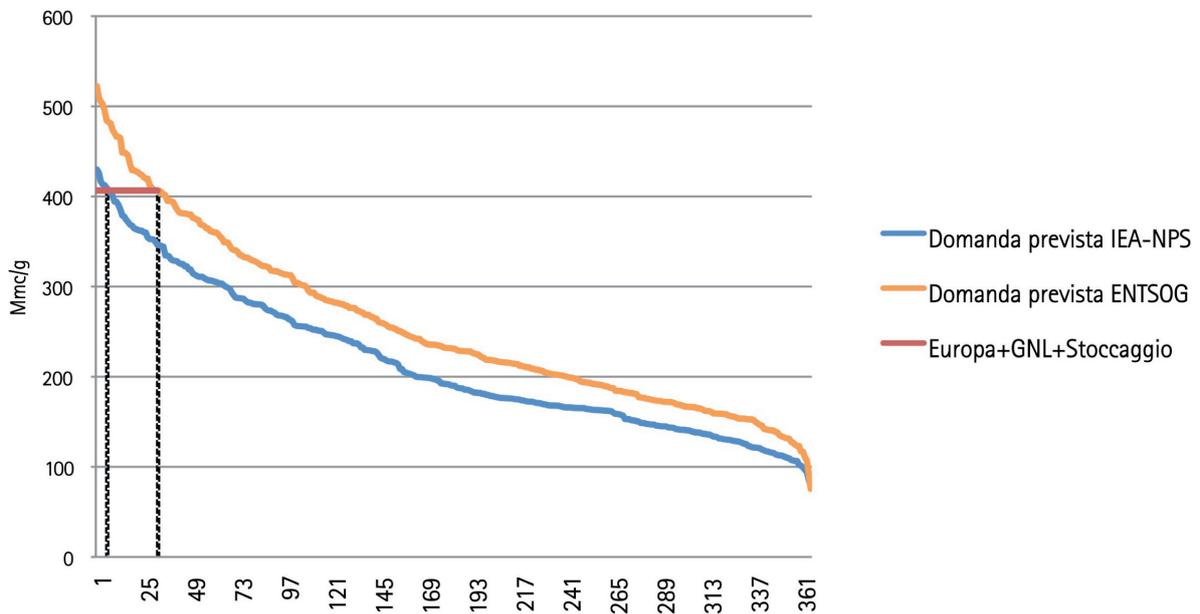


Fonte: Progetto di ricerca AF Mercados EMI Europe e REF-E

Fig. 18

Pivotalità dei fornitori sul mercato italiano/2

ITALIA 2020 FID + PROBABILI



Fonte: Progetto di ricerca AF Mercados EMI Europe e REF-E

Un'ulteriore analisi di pivotalità da noi condotta ha riguardato alcuni fornitori verso l'Italia: per esempio, il potenziale di pivotalità delle forniture dal Nord Africa o dalla Russia che hanno dimensioni analoghe. I risultati indicano che ci sono alcuni possibili giorni di pivotalità, maggiormente nel caso di una domanda di gas naturale più dinamica.

Venendo alle conclusioni, possiamo affermare che la concentrazione del mercato del gas resterà bassa se consideriamo gli operatori del mercato midstream.

I nuovi codici di rete europei renderanno molto difficile l'esercizio del potere di mercato da parte delle imprese. Nonostante un suo aumento graduale, la concentrazione sul mercato europeo unificato resterà quindi bassa e la capacità di trasporto risulterà in generale abbondante, rendendo difficile lo sfruttamento di posizioni dominanti.

Sul versante dei paesi fornitori, invece, si presenta un rischio sempre più grave di concentrazione. Tali paesi potrebbero avere un significativo potere di mercato, specialmente in caso di collusione. La formazione di mercati molto trasparenti, inoltre, potrebbe favorire la collusione dei paesi fornitori, rendendo più facile il controllo della disciplina di cartello. Questo è un rischio di cui forse dovremmo cominciare a preoccuparci e che impone una riflessione sulla struttura dei mercati che andiamo a costruire.

In tale quadro, ci si può aspettare che all'orizzonte 2020 diventino rilevanti per il settore del gas naturale temi quali la collusione, la formazione e la tenuta dei cartelli, che erano molto in uso negli anni '80 quando si parlava di mercato petrolifero.

L'Italia e il Sud-Est Europa resteranno più soggette al potere di mercato dei fornitori non europei rispetto alle altre regioni, nonostante la molto probabile realizzazione del TAP e la costruzione di un nuovo terminale GNL.

Infine, sul ruolo del GNL, possiamo affermare che avrà un limitato potere di controllo dei prezzi anche per l'elevata incertezza dei suoi fondamentali.

Buongiorno a tutti,

Il mio intervento sarà diviso in tre parti: il ruolo e l'importanza degli "hubs liquidi del gas naturale", il futuro della formazione dei prezzi del gas naturale in Europa e alcune conclusioni finali che mirano a capire se gli hubs europei del gas rappresenteranno un vero punto di riferimento nei prossimi anni.

Il ruolo e l'importanza degli hubs liquidi

Vie di accesso al mercato, i contratti di lungo termine vs. il trading sugli hubs e l'indicizzazione al petrolio vs. il prezzo di mercato.

Iniziamo dal considerare il ruolo e l'importanza degli hubs liquidi e le diverse vie d'ingresso nel mercato, ovvero i meccanismi mediante i quali si ha accesso al mercato.

Storicamente, per tradizione, esistono gli accordi bilaterali tra due parti: due soggetti si incontrano, discutono, si stringono la mano e firmano un contratto tra loro. Questo è un metodo tradizionale di condurre il business che esiste da migliaia di anni.

Tuttavia, oggi, considerando i mercati energetici liberalizzati come pure quelli emergenti dell'Europa, dovremo prendere sempre più in considerazione i nuovi strumenti di accesso al mercato, costituiti dagli scambi sui mercati *Over The Counter* (OTC) e sulle Borse.

I mercati OTC sono caratterizzati, di norma, da contratti bilaterali che possiamo definire standardizzati. Negli OTC ci sono rischi di credito e di performance e come in tutti i casi in cui si hanno semplicemente accordi bilaterali tra una soggetto A e un soggetto B, i mercati non sono regolamentati.

La trasparenza è molto variabile, da un mercato all'altro e da paese a paese e spesso dipende dal numero degli operatori, dal numero di *brokers* che operano in esso - aggiungendo trasparenza al mercato - e dalla possibilità di accesso alle informazioni.

Tendenzialmente questo tipo di mercati è più confacente per i soggetti di medie-grandi dimensioni.

Negli *OTC markets* si possono avere contratti *spot*, contratti a termine e di lungo termine con scadenze a diversi anni. Tali contratti prevedono principalmente la consegna fisica, a volte quella finanziaria.

Altro punto importante che differenzia gli *OTC markets* dalle Borse, riguarda il *cash flow* ritardato, ovvero il pagamento del prodotto avviene dopo la consegna della *commodity*.

In alcuni casi, a causa del rischio di credito, alcune parti richiedono una garanzia finanziaria come una lettera di credito o una garanzia bancaria, ma il *cash flow* per la *commodity* avviene comunque dopo la consegna.

Le operazioni possono essere eseguite in proprio per via elettronica o attraverso broker sia per via elettronica sia a voce, telefonicamente.

La caratteristica principale degli OTC, dunque, riguarda la loro forma di mercati non regolamentati con contratti bilaterali standardizzati, molto diffusi nei mercati europei del gas naturale.

Differente è la via di accesso al mercato attraverso le Borse, dove sono presenti contratti finanziari standardizzati

Patrick Heather,
*Independent Consultant &
 Senior Research fellow, Oxford
 Institute for Energy Studies*
 PHLC:
 Il mercato italiano visto
 dall'Europa

"cleared". Tra le due parti c'è una camera di compensazione, un soggetto istituzionale che può garantire la corretta esecuzione del contratto. Tali soggetti non sono in grado di garantire l'esecuzione fisica del contratto ma possono garantirne la corretta esecuzione finanziaria.

Le borse sono mercati regolamentati e anonimi, in cui la parte A non conoscerà mai la parte B o la parte Z, ma tutto ciò che saprà riguarda il soggetto che funge da camera di compensazione.

Tale caratteristica rende questi mercati convenienti per soggetti di tutte le dimensioni, da quelli molto grandi ai molto piccoli che possono operare nello stesso mercato.

La liquidazione finanziaria è il percorso usuale ma molti contratti possono anche prevedere consegne fisiche, tuttavia solo una piccola percentuale di quest'ultimi arrivano alla consegna fisica.

Il *cash flow* è molto diverso dai mercati *OTC*, ovvero è in gran parte anticipato: non appena avviene lo scambio si deve versare un margine iniziale alla *clearing house*, tale margine può variare ogni giorno a seconda dell'andamento della propria posizione di profitto o di perdita relativamente ai propri ordini.

Si continuerà, poi, a liquidare sino alla maturità del contratto, quando la posizione sarà chiusa.

Sulle borse si può operare in proprio, per via telematica, o attraverso intermediari, sia per via telematica sia a voce. Le borse sono mercati regolamentati con contratti standardizzati *cleared* molto utilizzati per il trading del gas in Gran Bretagna, sempre più in Olanda, meno nel resto dell'Europa continentale.

Passiamo ora a considerare la differenza tra i contratti di lungo termine e gli scambi sugli *hubs*.

I contratti di lungo termine, indipendentemente dalla formula di prezzo, consentono da un lato la sicurezza della fornitura per il compratore e, dall'altro la sicurezza della domanda per il venditore, dunque consentono una pianificazione abbastanza semplice per le due parti.

Gli scambi sull'*hub*, invece, sempre indipendentemente dalla formula di prezzo, sono utilizzati per integrare i volumi di base nel portafoglio di un trader. In Gran Bretagna e in Olanda, questi contratti possono essere effettuati con scadenze a 3, 4 o 5 anni, e consentono di aggiustare il portafoglio fino al giorno della consegna. Se necessario, si possono acquistare quantitativi di gas naturale aggiuntivi e vendere gli eccessi.

La sicurezza della domanda e dell'offerta sono fondamentali per le prospettive di lungo termine proprie dell'industria del gas naturale, dunque è mia opinione che i contratti di lungo termine, in cui gli operatori scambiano volumi di gas sulla base di accordi di durata pluriennale, continueranno ad essere utilizzati ancora per molto tempo.

Venendo ora alla formulazione del prezzo, ovvero al tema dell'indicizzazione del prezzo del gas a quello del petrolio (*oil indexation*) versus il prezzo di mercato (*market pricing*), bisogna tenere ben presente che si tratta di prezzi e non di volumi, e questi due aspetti dobbiamo sempre tenerli distinti.

L'indicizzazione ai prezzi del petrolio è stata storicamente collegata alla cosiddetta "convertibilità o *switchabilità*" del gas naturale. Infatti, quando il gas naturale è stato trovato negli anni 50 e immesso sul mercato nei primi anni 60, era un prodotto nuovo con un prezzo abbastanza basso che poteva competere con altri prodotti petroliferi come il gasolio o l'olio combustibile.

L'indicizzazione ai prezzi del petrolio unisce l'aspetto finanziario con quello fisico in un unico pacchetto e consente un'opzione fisica in più per il compratore. Dall'altro lato, l'*oil indexation* garantisce la pianificazione finanziaria al venditore che conoscerà e potrà stimare più agevolmente il prezzo.

Tuttavia, ritengo che un tale metodo di formazione del prezzo non possa rispecchiare la situazione reale del bilanciamento tra domanda e offerta fisica di gas naturale.

Inoltre, l'*oil indexation* tende ad essere confidenziale e opaca, può essere applicata a contratti di qualsiasi durata ed è oggi preferita da alcuni tradizionali venditori di gas naturale, come la Russia e l'Algeria, sebbene molti altri principali fornitori mondiali di gas naturale si stiano muovendo verso il prezzo di mercato.

Nel continente europeo tale cambiamento è guidato in particolare dai venditori all'ingrosso di gas naturale e dagli utenti finali. L'indicizzazione al petrolio non rimarrà dunque così importante in futuro, essendo insostenibile, anche perché i compratori stanno chiedendo un cambiamento che peraltro è già in atto.

Il prezzo di mercato (*market pricing*), al contrario dell'*oil indexation*, separa l'elemento finanziario da quello fisico.

In Gran Bretagna, di solito, molti dei contratti di medio e lungo termine sono di 8-10-12 anni e prevedono la consegna di volumi forfettari di gas naturale, ma non variazioni nei volumi. Ciò consente una gestione separata del rischio finanziario; il compratore e il venditore possono entrambi scegliere quando e quanto coprirsi, e ciò molto spesso avviene in momenti diversi.

Il *market pricing*, a mio avviso, restituisce il giusto prezzo del gas naturale in ogni momento. Con ciò non voglio affermare che il prezzo sarà per forza più basso o più alto, ma semplicemente che indicherà il prezzo giusto per un dato momento.

Su molti mercati oggi registriamo sufficiente apertura e trasparenza, in particolare in quelli più maturi.

Inoltre abbiamo contratti di tutte le durate e si registra una domanda crescente per l'utilizzo del *market pricing*.

Possiamo affermare, dunque, che il prezzo di mercato è sicuramente il modo migliore per la fissazione dei prezzi sia per i venditori sia per i compratori.

Il futuro della determinazione dei prezzi del gas naturale: dai contratti di lungo termine agli scambi sugli *hubs*

Come accennato prima, nel passaggio dall'utilizzo dei contratti di lungo termine agli scambi sugli *hubs* i primi continueranno sicuramente ad essere utilizzati per il gas naturale, ciò che invece cambierà sarà la formula di fissazione del prezzo, fenomeno che del resto è già in atto.

Negli ultimi anni, il prezzo del gas naturale a livello mondiale si è disaccoppiato tra le diverse regioni facendo registrare differenziali molto ampi: da meno di 3 \$/MMbtu a circa 17 \$/MMbtu. Tale situazione non è sostenibile per un mercato del gas globalizzato.

Il Nord America e la Gran Bretagna hanno già prezzi di mercato, ma anche contratti affidabili e prevedibili di lungo termine poiché, come accennato, questi ultimi consentono la previsione di prezzi e volumi e una buona pianificazione del rischio.

La situazione nell'Europa continentale sta cambiando velocemente, trainata dai consumatori finali che chiedono prezzi

giusti. Inoltre, da quando la Corte Federale di Giustizia tedesca si è espressa¹³ sul tema, nel 2010, rivedendo in larga misura i contratti *retail* a tempo indeterminato per la fornitura di gas naturale, è stata spianata la strada verso il cambiamento.

Oggi la domanda marginale può essere acquistata sul mercato – come già sta avvenendo – e i compratori iniziano a vedere il reale valore del gas naturale nei prezzi che sono quotati pubblicamente negli *hubs*.

Negli Stati Uniti e in Gran Bretagna ci sono già operatori che compongono i propri portafogli comprando quantità di gas naturale per determinati periodi di tempo, su base stagionale, inverno-estate, o anche per singoli mesi, dopodiché perfezionano il portafoglio all'approssimarsi della data di consegna.

Gli *hubs*, dunque, costituiscono uno strumento necessario per portare il trading del gas verso il *market pricing*. Inoltre, i compratori riconoscono che i mercati con una buona liquidità li aiutano a gestire il proprio *business*.

Guardando alla situazione attuale, dunque, cosa sta accadendo nei mercati?

La stima, relativa al primo trimestre 2013, sulle forniture di gas complessive dell'Europa continentale e della Gran Bretagna suddivise per tipologia di contratti, indica come si sia giunti ormai molto vicini ad una distribuzione quasi eguale tra contratti indicizzati al petrolio e contratti *market priced*: 52% i primi, 48% i secondi.

Alcune stime dell'International Gas Union (IGU) hanno evidenziato come anche nel 2012 si sia registrata una suddivisione simile: 50% contratti indicizzati al petrolio, 45% prezzi di mercato e 5% prezzi regolati.

Inoltre, ritengo che con buona probabilità la quota dei contratti *market priced* supererà il 50% durante l'anno in corso.

Per concludere questo breve panorama sulle differenti metodologie di formazione del prezzo del gas naturale, possiamo dunque affermare che sia i prezzi sia i contratti del gas nell'Europa continentale sono in tumulto. In particolare, i contratti di lungo termine necessitano di essere ridisegnati al più presto sul modello di quanto già avvenuto in Germania.

Tuttavia, dobbiamo essere consapevoli che questo corso non sarà un processo facile. Sia in Nord America sia in Gran Bretagna ha richiesto tempo, dai tre agli otto anni, e consistenti risorse finanziarie. Aziende di grandi dimensioni hanno subito forti perdite, lo stiamo vedendo anche nell'Europa continentale, dove i dati di pubblico dominio ci raccontano quanto già stiano perdendo alcuni importanti *midstreamer*.

Il cambiamento sarà guidato dai consumatori ma richiederà prezzi di mercato robusti e affidabili se si va verso il *market pricing*.

Le trattative e gli arbitrati più recenti stanno favorendo il *trend*. Abbiamo assistito, infatti, ad alcune decisioni arbitrali, come quella tra RWE e Gazprom, e mi chiedo se questo avvenimento non possa costituire una pietra miliare nel percorso di cambiamento della formazione dei prezzi per i contratti europei del gas naturale.

13 La Corte di Giustizia federale tedesca (Bundesgerichtshof – BGH) a seguito della controversia tra la Verbraucherzentrale Nordrhein-Westfalen (associazione dei consumatori della Renania Settentrionale-Vestfalia) e RWE Vertrieb AG, riguardante il rimborso dei clienti per alcuni aumenti unilaterali dei prezzi stabiliti in bolletta, ha chiamato la Corte di Giustizia Europea a esprimersi sull'interpretazione delle norme dell'Unione sulla tutela dei consumatori contro le clausole contrattuali standardizzate, abusive e/o oscure (direttiva n. 93/13/CEE in data 5.4.1993), nell'ambito della disciplina per il mercato interno del gas contenuta nella direttiva n. 2003/55/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 26.6.2003. La Corte di Giustizia dell'Unione europea si è espressa a favore della Corte tedesca: "Una clausola standardizzata contenuta in contratti conclusi con i consumatori rimane soggetta al controllo del suo carattere abusivo, anche allorché si limita a riprodurre una normativa nazionale applicabile ad un'altra categoria di contratti. Spetta al giudice nazionale valutare, in ciascun caso concreto, se una simile clausola che consente al fornitore di gas di adeguare unilateralmente il prezzo soddisfa i requisiti di buona fede, equilibrio e trasparenza precisando che il carattere di non abusività deve essere verificato caso per caso dal legislatore".

Un mercato hub per essere credibile, ovviamente, deve avere una buona liquidità, non solo nei contratti spot che sono necessari per le operazioni di bilanciamento, ma anche per contratti *forward* con scadenze a diversi anni, con un intervallo di tempo appropriato per un'adeguata gestione del rischio.

Inoltre, un *market hub* deve essere pienamente trasparente e accessibile a un ampio spettro di soggetti.

In merito al prezzo, ritengo che in ogni caso il *market pricing* nei prossimi anni potrà prevalere.

Quale futuro per la determinazione dei prezzi del gas naturale in Europa?

Gli hubs europei del gas naturale, i prodotti scambiati e gli indicatori di mercato del trading del gas sugli hubs

In Europa sono presenti diversi *hubs* e borse del gas naturale tra cui l'*hub* italiano Punto Virtuale di Scambio (PSV) e la borsa del gas naturale del GME.

Oggi, nei mercati europei sono già disponibili una grande varietà di prodotti, ma se si guarda al numero di scambi per ognuno di essi si osserva che solo una parte minore di questi fanno registrare adeguati livelli di contrattazioni. Dunque, c'è ancora molto lavoro da fare, anche se le cose stanno realmente cambiando.

Riprendendo il tema della correlazione dei prezzi europei, accennato in precedenza da un altro relatore, da un po' di tempo si assiste ad una buona correlazione tra i prezzi agli *hubs* inglese *National Balancing Point* (NBP) e olandese *Title Transfer Facility* (TTF), così come per gli altri principali *hubs* europei.

Verso la fine del 2012 si è iniziato ad osservare una migliore correlazione alla media dei prezzi degli *hubs* europei anche da parte del francese PEG.

L'*hub* austriaco Baumgarten ha invece mostrato un andamento un po' diverso ma in ogni caso la correlazione è stata buona. Sulla piattaforma di scambi austriaca *Central European Gas Hub* (CEGH) e sull'italiano PSV il miglioramento è stato dovuto in particolare alla capacità di trasporto aggiunta dal gasdotto *Trans Austria Gas* (TAG).

Ciò ha portato a una migliore correlazione dei prezzi del PSV italiano con la media dei prezzi sugli *hub* europei, addirittura superiore a quella dell'NBP.

In generale possiamo dunque affermare che tutti i mercati del Nord-Ovest Europa hanno prezzi ben correlati, tuttavia quando si presentano picchi massimi o minimi di domanda le divergenze riemergono e sono soprattutto dovute a limitazioni delle linee di trasmissione e delle capacità di stoccaggio.

Passando ai volumi e alle differenti tipologie dei contratti scambiati sugli *hubs* europei, tra il 2011 e il 2012 abbiamo assistito a un incremento medio delle contrattazioni del 7,3%.

Si sono registrate differenze molto ampie da hub ad hub. Il francese PEG è stato l'unico ad aver fatto registrare una diminuzione dei volumi, di circa il 20%, mentre sull'NBP, mercato oggi maturo, i volumi si sono mantenuti sostanzialmente stabili da un anno all'altro.

L'*hub* tedesco Gaspool (GPL), sebbene partisse da un livello molto basso, ha fatto registrare un incremento molto significativo: +70%.

In merito alla tipologia dei contratti e alle loro relative quote sul totale delle contrattazioni, in Gran Bretagna (*hub* NBP) gli scambi in borsa costituiscono oggi più di un terzo del totale; nell'*hub* TTF arrivano invece a circa il 7%. Nel

resto d'Europa gli scambi in borsa sono ancora una porzione minore sulle contrattazioni totali, sebbene comincino a crescere.

Oltre ai volumi contrattati due importanti indicatori per misurare il successo commerciale di un hub sono: il "*tradability index*" e il *churn factor* o "*churn ratio*".

Il *tradability index* è un indicatore calcolato da *Icis-Heren*, che rispecchia la facilità con cui si può operare nel mercato e misura l'ampiezza dello spread *bid/offer* fatto registrare dagli scambi sull'*hub*.

Il valore del *tradability index* sull'*hub* NBP è il più alto tra quelli degli *hubs* europei e l'olandese TTF negli ultimi due anni ha raggiunto gli stessi valori (circa 20).

Nella fascia di valore medio (tra 8 e 12) troviamo gli *hubs* Zebbrugge e PEG che hanno perso terreno.

Gli *hubs* tedeschi stanno incrementando i propri valori lentamente, mentre gli *hubs* CEGH e PSV stanno emergendo dal fondo: nel primo trimestre 2013 facevano registrare rispettivamente un valore di 6 e di 3.

Il *churn ratio* è anch'esso un indicatore molto importante, come ex trader ritengo che sia un'ottima misura della liquidità del mercato.

Il *churn* indica il numero di volte che il gas viene scambiato a partire dal produttore o venditore sino all'acquisto da parte del consumatore finale.

Quando ho iniziato la mia carriera di trader circa trent'anni fa, un mercato delle *commodity* veniva definito maturo quando raggiungeva un *churn ratio* superiore a 10; secondo alcune recenti dichiarazioni di Gazprom invece, dal loro punto di vista il *churn* dovrebbe avere valori di quindici volte superiore.

In Europa, oggi abbiamo due mercati che possiamo considerare maturi.

Seguendo la definizione di *churn ratio* dell'Unione Europea, ovvero il numero totale degli scambi diviso il consumo fisico di gas naturale nell'area di riferimento del mercato, gli *hubs* NBP e TTF presentano rispettivamente un valore di 20 e 18.

Altro indicatore che ritengo molto importante è il *gross market churn* che indica il volume del totale del gas che passa attraverso il mercato di riferimento, incluso il gas naturale che transita solamente.

Guardando questo indicatore l'*hub* NBP ha un valore di poco superiore a 18 e il TTF di poco inferiore a 8, ma secondo recenti dichiarazioni del TSO Olandese Gasunie Transport Services (GTS) durante l'anno in corso il *gross market churn* supererà la soglia dei 10 punti.

Si può concludere dunque che in Europa attualmente abbiamo solo due mercati maturi: l'NBP e il TTF.

Conclusioni: gli hubs europei del gas costituiranno un vero punto di riferimento in futuro?

Riassumendo, oggi il prezzo di tutte le forniture di gas della Gran Bretagna si forma con il meccanismo del *market pricing* mentre l'Europa continentale è in ritardo su questo *trend*, anche se la situazione sta cambiando velocemente.

Tuttavia, bisogna chiedersi se tra 10 anni ci saranno tanti *hubs* quanti ne abbiamo oggi.

A tal proposito, ritengo che avremo molti *hubs* ma alcuni saranno *hubs* con un buon livello di liquidità e consentiranno

la gestione del rischio, altri saranno *hubs* per il bilanciamento fisico, funzione questa molto importante per le attività di consegna del gas.

Dunque l'utilizzo dei diversi *hubs* avrà finalità completamente differenti.

L'*hub* NBP probabilmente resterà il *benchmark* del prezzo del gas naturale per le isole del Regno Unito e per il gas naturale liquefatto (GNL) che arriverà nei porti del Canale della Manica, mentre l'olandese TTF sta velocemente diventando il riferimento per il prezzo del gas naturale nell'Europa Nord Occidentale.

Dall'altro lato, probabilmente, il CEGH, con il nuovo VTP¹⁴, avrà buone possibilità di diventare il riferimento per il mercato del Centro-Est Europa.

In considerazione, poi, della recente Strategia Energetica Nazionale (SEN) elaborata dal governo italiano, il PSV potrebbe diventare il riferimento per il mercato del Sud Europa ove gli indirizzi della SEN in tema di gas naturale venissero a concretizzarsi.

Concludendo, possiamo dire che negli ultimi anni molti sono stati gli avvenimenti che hanno interessato lo sviluppo degli *hubs* europei ma restano ancora alcune difficoltà da superare.

In particolare, la liquidità e la trasparenza sono due punti fondamentali: bisogna definire criteri comuni sulle misure per la raccolta dei dati. In molti casi non c'è una standardizzazione sul modo di riportare i dati tra i TSO, non solo di differenti paesi ma anche di uno stesso paese.

In Germania, per esempio, dodici TSO riportano i dati con metodologie e tempistiche differenti l'uno dall'altro. Tale modo di operare rende difficile l'analisi del mercato e richiede un intervento urgente.

L'altro punto fondamentale riguarda le interconnessioni fisiche. Più saranno connessi fisicamente i mercati più avremo un effetto di livellamento dei prezzi tra i mercati e una loro maggiore efficienza ed efficacia.

In definitiva, ritengo che in futuro nell'Europa continentale gli *hubs* costituiranno un vero punto di riferimento per il prezzo del gas naturale.

14 Il CEGH è stato nominato dal GAS Act 2011 l'operatore del Virtual Trading Point (VTP) per l'Area Est del mercato austriaco.

TAVOLA ROTONDA:

“Il mercato del gas:
italiano, europeo o
globale?”

Arnaldo Orlandini

Amministratore Delegato, AF Mercados EMI EUROPE:

Introduzione alla tavola rotonda 56

Stuart Jones

Head of Gas Business Europe, Tradition Ltd

..... 57

Luigi Michi

Executive Vice President, Energy Management Business Area, ENEL Spa

..... 59

Yves Vercammen

Managing Director, Eni Trading and Shipping

..... 62

Pierre Vergerio

Executive Vice President Gas Midstream Energy Management & Optimization, Edison Spa

..... 65

Albrecht Wagner

Managing Director Wagner, Ebling & Company Management Advisors:

La liquidità del mercato del gas naturale, alcuni dati su Austria, Germania, Italia e Olanda. 67

Domande e risposte

..... 70



Arnaldo Orlandini, Amministratore Delegato, AF Mercados EMI EUROPE: Introduzione alla tavola rotonda

La tavola rotonda di quest'anno si incentra sulla domanda: "Il mercato naturale del gas: italiano, europeo o globale?", tema che ha ispirato l'intera organizzazione della presentazione della Relazione annuale del GME 2012.

Una risposta immediata, e ovvia, potrebbe essere: tutte e tre le cose. E, per vari aspetti, questa non è una novità. Tuttavia, nel corso dell'ultimo decennio, con una marcata accelerazione dopo il 2008, nel mercato del gas sono intervenuti una serie di cambiamenti riguardanti la struttura e le regole di mercato, le tecnologie di produzione e trasporto e le modalità di commercio. Questi fattori, interagendo fra di loro, hanno attribuito una dimensione più ampia e un senso nuovo alla domanda posta dalla tavola rotonda.

Se, da un lato, il mercato del gas non è ancora paragonabile a quello del petrolio (ossia, un mercato globale di commodity), e secondo alcuni esperti non potrà mai esserlo, è tuttavia innegabile che il grado di interconnessione tra i grandi mercati regionali del gas (America del Nord, Europa, Estremo Oriente asiatico), e tra questi e i nuovi mercati emergenti (non solo Cina e India, ma anche il nuovo mercato del gas naturale liquefatto del Centro e Sud America), abbia raggiunto un livello sconosciuto in passato.

Le relazioni che hanno preceduto la tavola rotonda hanno messo in evidenza lo sviluppo esponenziale registratosi nel commercio internazionale del gas naturale liquefatto (GNL), la crescita della sua componente flessibile - cioè non legata ai contratti di lungo termine - e la proiezione ormai globale che il GNL ha assunto negli ultimi anni.

Per dare un'idea dell'accresciuta interconnessione, basti pensare all'impatto che la produzione di gas non convenzionale negli Stati Uniti (ancor prima che fosse materialmente possibile esportarla) o l'aumento della domanda di GNL in Giappone, a seguito della chiusura delle centrali nucleari, hanno avuto e potranno avere sui mercati europei.

I primi segnali rilevanti in tal senso si sono registrati a partire dalla seconda metà del 2009, quando una serie di carichi di GNL, originariamente diretti negli Stati Uniti, si sono riversati sui mercati dell'Europa nord-occidentale e hanno trovato sbocco negli hub della regione.

Tale inatteso arrivo di gas, unito a fattori e dinamiche sostanzialmente congiunturali - la crisi economica con il suo impatto sulla domanda e l'andamento del prezzo del petrolio, costantemente sopra i 100 \$/barile a partire dal 2010 ha favorito significativamente lo sviluppo e il consolidamento delle attività di trading su tali *hubs*.

Diversi operatori e alcune categorie di consumatori hanno potuto approvvigionarsi, almeno parzialmente, su base spot e a prezzi sensibilmente inferiori rispetto al gas naturale fornito attraverso contratti di lungo termine indicizzati al petrolio.

L'insieme di questi fattori ha, a sua volta, dato impulso a un cambio sostanziale nell'attività operativa di vari *player* europei e, più in generale, nella loro attitudine verso il trading del gas: quest'ultimo, da attività sostanzialmente marginale, è divenuto viepiù un elemento strategico, chiave, per l'approvvigionamento e la gestione del rischio di portafoglio gas.

Ci troviamo dunque di fronte a un panorama complesso, articolato e in evoluzione, dove elementi del vecchio "paradigma" - come l'*oil indexation*, i contratti di lungo periodo e le clausole di *take or pay* - coesistono con elementi del paradigma emergente, caratterizzato dal *gas trading*. Una coesistenza che, in varie occasioni, può risultare anche assai problematica.

Gli interventi che seguono ci aiuteranno a dare una risposta meno banale alla domanda dell'inizio. A tal fine, abbiamo riunito cinque esperti e protagonisti dell'industria europea del gas in senso ampio: rappresentanti di imprese energetiche italiane di caratura internazionale, del mondo della consulenza e del *trading* e *brokering* di gas.

Stuart Jones, *Head of Gas Business Europe, Tradition Ltd*

Buongiorno,
Grazie al GME per avermi invitato a parlare.

Personalmente, come gli illustri colleghi intervenuti in precedenza, sono stato coinvolto attivamente nel processo di liberalizzazione dei mercati energetici, in particolare in Gran Bretagna intorno alla metà degli anni novanta.

Molti degli aspetti che toccherò in questa mia breve presentazione sono già stati affrontati dagli altri relatori.

Prima, però, vorrei dare qualche informazione sull'azienda per cui lavoro, Tradition.

Tradition è il terzo *interdealer broker* a livello internazionale con 27 sedi nel mondo. L'azienda impiega 2.500 dipendenti, di cui un quarto sono localizzati a Londra.

L'azienda ha attivato un *gas desk* per l'Europa continentale ad aprile 2011, appena due anni fa.
Parallelamente, abbiamo lanciato un *broking desk* dedicato al PSV italiano, qui a Roma.

Gli uffici di Londra, invece, focalizzano la propria attività principalmente sui mercati tedeschi, su questi abbiamo visto buone opportunità di espansione e di focalizzazione sui differenziali tra tutti gli *hubs*.

Usiamo una piattaforma consolidata di scambi, la *trading Trayport platform* che costituisce uno standard per tutti gli operatori; utilizziamo un approccio leggermente differente dagli altri incoraggiando i *players* di piccola e media taglia ad essere in grado di contrattare OTC in modo trasparente invece di condurre il loro business attraverso gli scambi bilaterali, come oggi fanno i principali *incumbent* europei.

Al momento contiamo per il 35% circa di tutte le transazioni che avvengono in Germania e il 10% del mercato europeo.

Venendo all'*hub* italiano PSV notiamo che esso equivale ai mercati francese e austriaco e fa registrare un incremento regolare delle transazioni.

In questi tre anni di trading sul PSV, Tradition ha avuto uno *share* su tutti gli OTC scambiati nel mercato, per ogni dato mese, compreso tra il 50 e il 60%.

Nel mercato PSV si evidenziano alcune problematiche, in particolare le preoccupazioni dei trader riguardano la capacità di movimentazione e le tariffe di trasporto.

Dal punto di vista del puro *trader* la presenza di variabili sconosciute lungo il percorso sino alla consegna del prodotto rappresenta un rischio addizionale.

Ciò che si richiede sono tariffe trasparenti che non vengano alterate durante la durata del contratto, altrimenti i *traders* non entreranno sul mercato PSV.

Gli *incumbent* stanno operando essenzialmente alla periferia del mercato e non sono presenti nelle attività giornaliere di scambi OTC. Da *broker*, ed ex *trader*, ritengo che per l'evoluzione e la crescita del mercato sia molto importante il sostegno dei *trader* locali, altrimenti difficile.

In questo momento, a causa della stretta creditizia in atto non è possibile fare il *clearing* degli scambi sul PSV, il che di nuovo va a incidere sulla crescita del mercato.

Passando al resto dell'Europa, il mercato britannico NBP resta quello dominante. In esso circa il 70% delle transazioni sono contratti OTC tramite *brokers* mentre il restante 30% avviene sulla borsa ICE.

Il mercato olandese TTF si posiziona al secondo posto equivalendo al 20% circa del mercato NBP.

Quest'anno abbiamo assistito ad un cambiamento nella tipologia del trading, infatti è stato registrato un significativo volume di transazioni scambiate tra i mercati NBP e TTF.

Ciò può essere spiegato dalla volontà dei *traders* di unire le forze commerciando non solo il "gas fisico" ma anche quello "elettronico" (in borsa).

Inoltre, si è registrato un consolidamento delle borse, in prima battuta con l'unione dell'ICE (la borsa con il maggiore share dei contratti liquidati nell'NBP) e l'olandese ENDEX, più di recente con la fusione tra la borsa francese POWERNEXT e la tedesca EEX.

Il mercato della Repubblica Ceca rappresenta probabilmente l'ampliamento più recente del mercato europeo.

Tradition è entrata in questo mercato e sta guardando anche più a Est, ai mercati che seguiranno: Polonia, Slovacchia e Ungheria.

Il mercato dell'LNG sta diventando lentamente un mercato della *commodity*. Tradition è all'avanguardia nello sviluppo del mercato OTC e ha introdotto uno swap finanziario per facilitare le attività di copertura senza la necessità di contratti "fisici".

L'avvento dello *shale gas* in Canada e negli Stati Uniti d'America ha portato alla programmazione di una grande quantità di capacità di liquefazione che ci si aspetta entrerà in funzione nel 2015, anche per l'Australia.

L'Asia resta il mercato regionale con la maggiore richiesta, in particolare la Corea del Sud e il Giappone (insieme all'America del Sud). L'alto prezzo per la consegna dell'LNG in queste aree comporterà l'arrivo in Europa di quantità minime o sostanzialmente nulle di gas naturale liquefatto.

In conclusione, guardando ai programmi di sviluppo della flotta metaniera a livello mondiale, la Corea del Sud e il Giappone soddisfaranno la domanda di *shipment* aggiuntiva.

La prima di queste nuove navi è attesa entro tre anni, nel 2016, mentre la capacità addizionale totale di trasporto prevista al 2017 è di 7,4 *mcm* di GNL.

Luigi Michi, *Executive Vice President, Energy Management Business Area, ENEL Spa*

Buongiorno a tutti,

lo scenario internazionale del gas naturale non è mai stato così complesso per i *midstreamer* come si presenta oggi. I venditori all'ingrosso di gas naturale hanno un ruolo complicato e attualmente sono in forte difficoltà in un mercato caratterizzato dalla presenza di un sostanziale oligopolio sul fronte dei produttori.

Il mercato del gas ha infatti caratteristiche che lo connotano in modo molto specifico, e con significative e sostanziali differenze rispetto al mercato elettrico, in cui lavoro da molti anni: tale specificità è principalmente legata al fatto che il gas proviene da un numero limitato di fonti, da cui, come noto, è fornito con contratti di lungo termine che prevedono vincoli *take or pay* e indicizzazioni storicamente a prodotti petroliferi per la formazione del prezzo.

Questo è il modello tradizionale che abbiamo conosciuto sino a qualche anno fa e quello con cui comunque i *midstreamers* dovranno ancora confrontarsi.

I venditori all'ingrosso di gas naturale hanno oggi un loro ruolo fondamentale ed ancora più delicato nella misura in cui rappresentano l'elemento di connessione tra i nuovi modelli che si sviluppano sui mercati nazionali ed internazionali ed il mondo della produzione, dell'*upstream*.

Molti sono i temi relativi al mercato del gas naturale che sono stati fin qui discussi. Cercherò da parte mia di soffermarmi, sia pure brevemente, su una serie di argomenti: la regolazione, mai così importante come in questo momento; il ruolo dei contratti di lungo termine e quello degli *hubs*; l'oligopolio dei produttori; lo sviluppo delle infrastrutture; il ruolo del gas naturale liquefatto (GNL), da considerare con particolare attenzione perché ha caratteristiche particolari potenzialmente in grado di scardinare la rigidità del settore del gas naturale.

In tema di regolazione, Enel è in sintonia con gli altri operatori e incoraggia le istituzioni e le Autorità ad andare avanti nel loro lavoro che negli ultimi anni è stato egregio.

L'Italia infatti, sino a qualche anno fa, rischiava di essere isolata dal resto dell'Europa, invece nel 2012 siamo riusciti a riagganciare il Continente grazie a un pregevole e intenso lavoro di regole che hanno spinto nella direzione giusta, ovvero l'allineamento del prezzo di riferimento del gas naturale italiano con quello europeo.

Oggi, quindi, possiamo parlare di fatti consolidati e non solo di segnali poiché il prezzo di riferimento italiano è fermamente in linea con quello europeo. Sebbene con qualche variabilità, lo spread fra i prezzi del PSV e del TTF si è drasticamente ridotto e sostanzialmente stabilizzato (a livelli anche inferiori ai puri costi logistici), e l'andamento di tali indici è sostanzialmente sincrono.

Tale elemento è di fondamentale importanza poiché i *midstreamers* hanno bisogno di prezzi di riferimento il più possibile trasparenti e di mercati liquidi.

Il settore del gas naturale va letto con molta attenzione e contemporaneamente secondo orizzonti temporali diversi, sia di lungo che di breve termine, usando un'espressione colorita potrei dire "con tutti i fari accesi, sia quelli di posizione sia quelli abbaglianti".

Sarebbe a mio avviso, infatti, un grave errore guardare al mercato del gas in modo superficiale e occupandoci solo delle problematiche nazionali poiché, e con questo rispondo anche alla domanda della tavola rotonda, il settore del gas naturale è globale, quindi va approcciato esaminando in modo approfondito anche i macro-trend a livello mondiale.

A livello internazionale, si osserva una domanda di gas naturale in aumento, anche se lieve, che oggi si attesta a 3.300 miliardi m³/anno.

L'incremento della domanda è sostanzialmente trainato dai paesi emergenti e altre nazioni che presentano tassi di crescita dei consumi molto alti rispetto all'Europa, in cui, viceversa, si è verificata un'inversione dei consumi negli ultimi anni.

Guardando in particolare l'Europa, lo scenario gas appare caratterizzato da una serie di elementi tra cui: il calo della domanda che sarà più marcato in prospettiva, il calo della produzione interna, la prevedibile ulteriore crescita del ruolo del GNL.

In particolare, oggi il GNL incide sui consumi europei per circa 60 miliardi m³ e in prospettiva potrebbe raggiungere i 100 miliardi m³ entro il 2020.

Nei prossimi anni, quindi, è prevedibile che si possa assistere ad una più significativa penetrazione del gas naturale liquefatto in Europa, e la sua incidenza sulle caratteristiche strutturali del mercato europeo dipenderà fortemente da dinamiche legate al mondo della produzione (costi di estrazione, costi di liquefazione) e dalle dinamiche degli altri principali macro *hubs* internazionali (per esempio Nord America e Far East).

In particolare appare di grande rilevanza l'evoluzione del mercato USA. Gli Stati Uniti d'America avranno sempre meno bisogno di importare gas naturale e, pur non avendo ancora iniziato a liquefare gas per le esportazioni, si prevede che entro il 2020 potrebbero avviare all'export circa 80 miliardi m³ di gas da almeno tre bacini: Sabine Pass e Freeport in Texas e Cameron in Louisiana. Tutti e tre gli impianti sono attualmente in costruzione e il primo ha anche già concluso contratti per l'export.

In questo caso si parla di GNL che oggi non è ancora disponibile sul mercato ma che rappresenta una nuova fonte di approvvigionamento importante per il prossimo futuro: non si sa ancora se tale gas arriverà in modo preponderante sul mercato Europeo o se invece si dirigerà prevalentemente verso l'Estremo Oriente, a condizione che quest'ultimo abbia una capacità di assorbimento adeguata.

Oggi non si possono certo dare risposte definitive in tal senso ma sicuramente il GNL sarà un tema su cui porre il massimo dell'attenzione nel prossimo futuro, e ancora di più ci deve indurre a non farci guidare solo da facili ed incomplete analisi "locali", che ci trarrebbero in errore.

Oltre al ruolo del GNL, il legame evidente tra le dinamiche dei mercati locali e quelle internazionali sta peraltro in alcune caratteristiche strutturali dell'industria del gas (come già detto precedentemente) e nel modo in cui questa si è tradotta all'interno dei rapporti tra paesi produttori e paesi importatori. Mi riferisco a: ingenti investimenti a monte; contratti di fornitura pluriennale con le cosiddette clausole di *Take or Pay*, necessarie per consentire tali investimenti; il tema della sicurezza e della stabilità delle forniture, la tradizionale indicizzazione ai prezzi del petrolio (*oil indexation*), in parte legata, in passato, anche alla mancanza di altri riferimenti di prezzo credibili.

Proprio con riferimento ai prezzi, è noto come il mercato mondiale del gas naturale sia oggi sostanzialmente diviso in tre principali macro aree regionali che presentano significativi differenziali di prezzo tra loro:

- l'area americana, con prezzi molto bassi, legati soprattutto al recente sviluppo del gas "non convenzionale" (prezzi all'Henry Hub oggi intorno ai 4 \$/MMbtu);
- l'area dell'Estremo Oriente, con prezzi che possono raggiungere anche i 18 \$/MMbtu;
- l'area europea con prezzi intermedi.

In una prospettiva di medio-lungo termine è ragionevole pensare che gli spread fra queste tre aree non si annulleranno anche se potranno modificarsi in termini relativi.

Il riferimento ai livelli di prezzo, in particolare in Europa, mi consente di tornare a parlare del mercato Italiano: ho già detto dell'allineamento tra i prezzi italiani e quelli europei, che è ormai un fatto consolidato.

Il mercato italiano ha evidenziato una significativa evoluzione in questi ultimi anni, anche grazie all'intenso lavoro regolatorio fatto dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e dal Ministero dello Sviluppo Economico e l'avvio da parte del Gestore dei Mercati Energetici (GME) della piattaforma di scambi gas: ciononostante, si evidenziano ancora problemi non risolti relativi alle caratteristiche peculiari del sistema italiano.

L'Italia consuma sempre meno gas naturale: il 2012 si è chiuso con un livello di consumi in contrazione a 75 miliardi m³ e per il 2013 si prevede una richiesta di 70 miliardi m³.

Nel 2012, la riduzione su base annua è stata del 4%, quella del 2013 su 2012 sarà con molta probabilità intorno al 7%. Tale riduzione, molto forte, è influenzata in modo sensibile dal settore elettrico ovvero dall'effetto indiretto della crisi economica e del calo della domanda di elettricità.

Accanto a tale drastica contrazione della domanda, si assiste in Italia ad un significativo eccesso di offerta che può creare seri problemi se non gestito attentamente.

Le maggiori criticità si presentano proprio per i *midstreamers* che sono costretti tra un mercato che chiede gas a prezzi PSV e un oligopolio di produttori che fatica a comprendere o a voler riconoscere i significativi cambiamenti occorsi sui mercati locali (italiano come Europeo più in generale).

In questo senso sembrano andare anche i recenti messaggi emersi dal recente Summit di Mosca del luglio 2013, in cui i membri del *Gas Exporting Countries Forum* (che possiamo definire una sorta di OPEC del gas), hanno confermato la volontà di mantenere la tradizionale indicizzazione al petrolio nei contratti di fornitura di lungo termine.

A tal proposito si può essere d'accordo sull'importanza dei contratti di lungo termine come strumento essenziale per garantire l'equilibrio dei sistemi del gas, ma ritengo che l'indicizzazione possa essere cambiata e rinegoziata andando a definire indici diversi da quelli attuali: in tal senso si riscontrano segnali positivi da parte di nuovi progetti gas (come quello di produzione del gas azeri, come risulta da informazioni di stampa) disponibili a considerare prezzi ed indicizzazioni "hub" anche all'interno di contratti di lunga durata.

Naturalmente, anche con una diversa indicizzazione, il ruolo del *midstreamer* resterebbe fondamentale in ottica di gestione dei restanti rischi contrattuali (rischio volume, liquidità ecc.): la capacità di gestire e coniugare tutte le variabili in modo da minimizzare i rischi per sé e per il sistema è chiave per garantire che il gas sia reso disponibile ai clienti finali ed ai cittadini, in ultima istanza, a condizioni sempre più competitive.

Concludendo, l'Enel, attesa anche nei prossimi anni da importanti sfide (dalla negoziazione di nuovi contratti alla rinegoziazione di quelli esistenti, allo sviluppo di nuove infrastrutture), guarda con ottimismo al futuro del settore gas, ed in particolare al sistema di infrastrutture e di regole (europee ed italiane) che hanno già consentito significative evoluzioni del mercato negli ultimi anni, nell'ambito di un processo che ha però bisogno di consolidarsi nel tempo.

Yves Vercammen, *Managing Director, Eni Trading and Shipping*

Buongiorno a tutti.

Grazie al GME per avermi invitato a parlare in questa tavola rotonda su un tema così interessante ed ambizioso: come evolverà il mercato europeo del gas in futuro?

Anzitutto penso sia utile fare un passo indietro: cercare di capire cos'è successo in passato, guardare cosa succede oggi e, basandoci su questi elementi, provare a capire se possiamo trarre degli insegnamenti per il futuro.

Dunque, come si presentava il mercato mondiale del gas naturale dieci anni fa?

Il quadro era abbastanza semplice.

Da un lato, in Europa la disponibilità di gas era abbondante ed essenzialmente legata a contratti di lungo termine, la domanda cresceva in modo costante - con un incremento del 2% all'anno - e l'indicizzazione del prezzo del gas a quello del petrolio era il metodo comunemente utilizzato per fissare il prezzo dei contratti di gas naturale.

Dall'altro lato, negli USA la situazione era più complessa, con una produzione domestica di gas che sembrava destinata a diminuire in modo significativo. Da qui gli sforzi affrontati negli anni duemila per la realizzazione di terminali di gas naturale liquefatto necessari per l'importazione di gas nel mercato statunitense.

Questo lo scenario di cinque-dieci anni fa, caratterizzato da condizioni molto stabili e solide. Se volessimo far riferimento a un film famoso parleremmo di "*All quiet on the Western front*".

In seguito è accaduto qualcosa di completamente differente e penso che tutti debbano confessarlo, di assolutamente inaspettato. Il grande cambiamento ha riguardato lo sviluppo di tecnologie innovative da parte degli Stati Uniti che hanno consentito la produzione di consistenti volumi di *shale gas*, che poi avrebbero determinato un mutamento radicale del mercato a livello globale.

Oggi gli USA, grazie allo *shale gas*, hanno sempre meno bisogno di importare gas naturale e quindi una gran parte del gas destinato agli Stati Uniti è stato dirottato altrove: verso l'Europa e, dopo l'incidente di Fukushima, anche verso il Giappone.

Questo fenomeno ha peggiorato la situazione di eccesso di offerta di gas naturale in Europa, in un momento in cui la crisi economica stava colpendo duramente il mercato provocando una forte riduzione della domanda.

Allo stesso tempo, sulla scena europea, il peso delle fonti rinnovabili si andava rafforzando, andando a spiazzare il gas naturale. Inoltre, altro fenomeno molto controverso, gli impianti termoelettrici alimentati a carbone in via di dismissione sono stati invece riattivati poiché il carbone "liberato" negli Stati Uniti dall'inaspettata abbondanza di *shale gas* è stato anch'esso esportato, a prezzi molto competitivi, verso l'Europa.

Tutti questi fattori nell'insieme hanno causato una drastica diminuzione della domanda in Europa, che ha raggiunto i livelli del 2000, e per i prossimi anni non ci si aspetta una crescita significativa. Dunque, la combinazione di quantità crescenti di gas e carbone dirette verso l'Europa e la crisi economica ha portato a un surplus di gas naturale nel Continente.

Parallelamente, la regolazione europea sta sempre più spingendo verso la trasparenza del mercato, il miglioramento delle interconnessioni e lo sviluppo dei flussi di gas tra i diversi paesi.

Nel complesso, i fenomeni che ho elencato hanno effettivamente portato, negli ultimi anni, alla creazione di *hub* del gas

naturale in Europa. Tra il 2007 e il 2008, le attività di trading sugli *hubs* hanno iniziato a far segnare una reale crescita rispetto al passato. In precedenza esistevano solo alcuni *hubs* del gas di un certo rilievo, ad es. il NBP in Gran Bretagna e altri minori, in Europa, come il TTF (Title Transfer Facility) nei Paesi Bassi.

Nel 2008, per effetto dell'abbondanza di gas naturale e dello sviluppo delle interconnessioni, le attività sugli *hubs* si sono rafforzate e nei successivi 4-5 anni i volumi di gas contrattati sono diventati consistenti.

L'incremento della liquidità dei mercati ha trasformato il prezzo che si veniva a formare sugli *hubs* in un prezzo di riferimento. Come detto, in passato, il prezzo del gas era indicizzato a quello del petrolio (*oil indexed*), infatti se paragoniamo i prezzi sugli *hubs* del 2003-2004 con quelli del petrolio si può osservare un'alta correlazione fra i due in quegli anni. Tale correlazione oggi è invece sparita del tutto e i livelli di prezzo si sono ormai disaccoppiati. Dunque non abbiamo più un unico prezzo per il gas in Europa, quello *oil indexed*, ma diversi prezzi di riferimento che danno un valore al gas naturale.

In tale quadro, continuiamo a registrare un incremento dei flussi di gas in Europa, che indica come ci si stia muovendo sempre più verso una sorta di prezzo europeo centrale - e infatti lo *spread* tra i diversi *hubs* si è molto ridotto - che potrebbe alla fine diventare una sorta di Henry Hub, come negli USA. Potremmo, dunque, avere *hubs* regionali che entrerebbero in concorrenza con il prezzo centrale.

Ci vorrà del tempo ma credo che alla fine si arriverà al completo allineamento dei prezzi dei differenti *hubs* europei.

Cosa possiamo, dunque, aspettarci per il futuro?

Nello scenario attuale, è molto complicato fare delle previsioni poiché ci sono molte incertezze che potrebbero influenzare l'evoluzione del mercato del gas verso una direzione piuttosto che un'altra.

A livello globale, assisteremo in futuro a una competizione tra differenti continenti. La produzione in declino di gas naturale in Europa porterà a una crescente richiesta di gas nel Vecchio Continente, che inizierà a competere con l'Asia e l'America del Sud, regioni che stanno vivendo un boom e che continueranno a incrementare i propri fabbisogni di gas naturale.

Sul fronte europeo, invece, l'evoluzione della domanda di gas rappresenta l'incognita maggiore e, come detto in precedenza, appare ad oggi molto incerta.

Molto dipenderà dallo sviluppo dell'economia: potrebbe crescere velocemente o restare ai livelli di oggi.

Un altro elemento importante da tenere in considerazione è sicuramente il futuro energy mix del parco di generazione elettrica europea. Avremo il nucleare oppure no? Quale ruolo giocheranno il carbone e le rinnovabili?

Tutte queste variabili concorreranno a determinare la quantità di gas di cui l'Europa avrà bisogno.

Come in precedenza menzionato, inoltre, il gas non convenzionale ha cambiato completamente il panorama statunitense e internazionale, e nei prossimi anni potrebbe influenzare significativamente lo scenario gas globale. Infatti, le risorse di gas non convenzionale sono ad oggi potenzialmente disponibili in diverse parti del mondo ma ci sono ancora incertezze sulla possibilità che queste vengano estratte nei tempi e, soprattutto, per volumi simili a quanto avvenuto negli USA.

Venendo al mercato italiano ci si pone il quesito se possa o meno diventare un hub regionale a livello europeo. Che gli *hubs* europei costituiscano mercati di bilanciamento o *price market* al momento è poco importante poiché, in definitiva, ciò che ci aspettiamo di osservare in Europa sono gli *hubs* regionali.

La risposta da dare, penso, sia positiva.

L'Italia può essere definita come una *Gas Country*. Fa ampio ricorso al gas naturale, infatti è fra i maggiori consumatori di gas in Europa, e tale *commodity* è di fatto necessaria per il Paese.

Possiede una buona diversificazione del proprio portafoglio di approvvigionamenti. Il gas naturale importato in Italia proviene oggi e continuerà a fluire in futuro, da diverse aree geografiche: Nord Africa, Norvegia, Russia, Olanda...

Nel mercato italiano, inoltre, assistiamo già a un alto livello di concorrenza e, parallelamente, esiste un grande potenziale di stoccaggio. Lo stoccaggio e la flessibilità saranno gli elementi più importanti per il futuro. Quanto maggiore sarà la flessibilità del sistema, tanto più questo sarà in grado di rispondere sistematicamente ai picchi di domanda. In Italia, oggi, esiste un'elevata capacità di stoccaggio che è molto importante per il mercato italiano e lo potrebbe diventare, domani, per quello europeo.

Un altro fattore, non meno importante, riguarda le congestioni della rete nazionale italiana sostanzialmente nulle o poco rilevanti, situazione questa che non si riscontra in altri paesi europei dove ancora sono presenti delle vere e proprie "isole di mercato".

Le caratteristiche fin qui elencate dimostrano chiaramente come esista la reale possibilità che il mercato del gas italiano diventi un riferimento a livello europeo.

Per realizzare tutto ciò, tuttavia, bisognerà anzitutto continuare a investire - come sta già avvenendo - nello sviluppo delle infrastrutture. Mi riferisco in particolare alle interconnessioni con il resto della rete europea ed ai *reverse flows*. Inoltre, sarà necessario sviluppare altre interconnessioni nel mercato europeo del gas al fine di creare un'unica rete integrata che non presenti congestioni.

Altrettanto importante sarà continuare il lavoro, già avviato dal GME, riguardante l'organizzazione dei mercati del gas, poiché è di fondamentale importanza avere delle sedi di negoziazione pienamente operative e trasparenti, con bassi costi e accessibili a tutti; piattaforme di trading con queste caratteristiche porteranno, poi, a un incremento della liquidità.

Se guardiamo i dati del PSV, l'hub italiano sta diventando sempre più liquido: nell'anno termico 2011-2012 sono stati scambiati quasi 70 miliardi m³ di gas contro i 20 miliardi m³ registrati tre anni prima (anno termico 2008-2009).

Per chiudere, in Italia si sta procedendo nella direzione giusta. Ritengo che sia molto importante portare avanti questi sforzi e che tutti gli operatori, disponibili a contribuire mettendo a disposizione l'esperienza maturata in ambito internazionale, vengano coinvolti in modo da rendere possibile tale sviluppo.

Pierre Vergerio, Executive Vice President Gas Midstream Energy Management & Optimization, Edison Spa

Grazie al GME per l'invito.

Avendo il vantaggio di parlare quasi alla fine potrò essere sintetico e, dunque, porrò l'accento solo su alcuni punti che ho particolarmente a cuore.

Proverò anche a rispondere alla domanda della tavola rotonda "Il mercato del gas: italiano, europeo o globale?".

Comincerei con una nota di ottimismo: in Europa abbiamo il gas più competitivo del mondo, a eccezione degli Stati Uniti, e l'anno scorso con una velocità un po' inaspettata si è registrato anche un allineamento dei prezzi tra l'Italia e il resto d'Europa.

Il differenziale con gli Stati Uniti d'America è strutturale, lo sappiamo bene, ma comunque si è ottenuto un primo risultato di cui possono essere fieri tutti coloro che hanno contribuito, in particolare le autorità europee, italiane e degli altri paesi.

La convergenza veloce dei prezzi si è basata principalmente su tre pilastri: i contratti di lungo termine con le clausole di *take or pay*; il lavoro avviato da anni sulla regolazione e accelerato negli ultimi tempi, il mercato di bilanciamento, le aste giornaliere sul TAG etc.; l'*oversupply* che è presente nel mercato gas Italia, elemento questo non positivo, dovuta al collasso della domanda per diverse ragioni tra cui la crisi economica e la concorrenza del carbone e delle fonti rinnovabili.

Il panorama attuale è, dunque, di una generale convergenza dei prezzi europei, ma dobbiamo chiederci per quanto tempo resterà questa convergenza.

Sarà definitiva?

Su questo vorrei esporvi il mio punto di vista.

Oggi partiamo da una situazione, come dicevo, caratterizzata da: un'abbondanza strutturale di gas naturale, contratti di lungo termine con clausole di *take or pay* e sviluppo della regolazione.

Il sistema poggia su questi tre pilastri e, in prospettiva, se verrà meno uno di essi crollerà.

I contratti di lungo termine sono al centro dell'impalcatura, perché senza *long term contract* con clausole di *take or pay*, l'equilibrio del sistema viene a mancare.

Tuttavia, bisogna tener presente che i contratti di lungo termine indicizzati al petrolio, fino al momento in cui non vengono rinegoziati, sono un pesante fardello per l'importatore.

Il primo ciclo di rinegoziazioni della nostra società si è concluso con soddisfazione, adesso siamo partiti con la seconda fase.

È fondamentale comprendere che, in ogni caso, gli importatori non potranno continuare a registrare perdite enormi affinché si realizzi la convergenza tra prezzi dei mercati spot e prezzi di importazione, dunque c'è un immenso lavoro in atto sostenuto dalla trasparenza dei mercati e risultante delle numerose cose fatte negli ultimi anni.

La comprensione di questo punto è una condizione fondamentale e necessaria per riuscire ad arrivare alla rinegoziazione dei contratti e ottenere buone condizioni, poiché se sul prezzo non si giunge ad un accordo, ovviamente, si dovranno trovare accordi diversi di tipo fisico che metteranno a rischio uno degli altri due pilastri del sistema: l'equilibrio tra fonti competitive e consumo.

Posso dirvi che nei tre arbitrati effettuati da noi negli ultimi due anni, vinti contro i maggiori fornitori di gas naturale del mondo, e senza fare alcuna "disclosure", i tribunali che si sono espressi a nostro favore hanno riconosciuto il principio per cui la firma dei compratori non aveva di certo l'intento di causare loro delle perdite, a fronte dell'enorme impegno da questi assunto sottoscrivendo la clausola di *take or pay*.

Tale indicazione ci porta a essere molto ottimisti in un contesto di mercato ben strutturato e che va verso la trasparenza, come oggi sta avvenendo.

Passando ai contratti di lungo termine indicizzati al petrolio, ci sono fornitori più sbilanciati altri meno, vedremo nei prossimi anni come evolverà la situazione ma comunque contratti di lungo termine non vuol dire per forza contratti indicizzati al petrolio.

A livello europeo il mercato interno unico si sta integrando su tutti i fronti e negli ultimi anni si è assistito a una graduale armonizzazione.

Sui *network codes* (es. *CAM, CMP, Balancing, Interruptibility*) è stato fatto un enorme lavoro per migliorare l'interconnessione tra i diversi mercati, dunque si può affermare che nel medio termine il mercato del gas naturale UE sarà integrato e l'Italia farà parte di questo.

Inoltre, lo sviluppo delle infrastrutture per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti porterà ad un consolidamento del mercato interno.

Per l'Italia è prevista la realizzazione del *reverse flow* che porrebbe le condizioni per la creazione del famoso *hub* del gas naturale nel Paese.

Tuttavia, c'è un rischio forte di oligopolio da parte dei fornitori con un ampio accesso al mercato, i quali possono creare collusione tra loro e far salire i prezzi di mercato.

Riteniamo, dunque, di primaria importanza la tutela e l'enfaticizzazione del ruolo del *midstreamer* come naturale protezione verso i tentativi di controllo del mercato finale da parte dei produttori di gas naturale.

Arrivando alle conclusioni, il mercato italiano e quello europeo saranno simili, già dovrebbero esserlo.

A livello internazionale, si presentano una serie di criticità di lungo termine.

In particolare, la Commissione Europea con la *Roadmap 2050* collega lo sviluppo del gas naturale come fonte importante ad uno scenario di sviluppo della tecnologia di cattura e stoccaggio della CO₂ (CCS) a partire dal 2030.

Sulla CCS, personalmente, ho dei dubbi e penso che legare il gas naturale a questa tecnologia sia rischioso.

Altra criticità riguarda la competitività del gas naturale che tradizionalmente veniva definito abbondante, economico e accettabile. Oggi, l'elemento della competitività economica si è indebolito a causa della concorrenza del carbone.

Se lo scenario non diverrà più chiaro, questi elementi di incertezza causeranno un ritardo negli investimenti di lungo e lunghissimo termine.

Albrecht Wagner, Managing Director Wagner, Elbling & Company Management Advisors: La liquidità del mercato del gas naturale, alcuni dati su Austria, Germania, Italia e Olanda

Buongiorno Signor moderatore,
Buongiorno Signore e Signori.

Mi è stato chiesto di presentare qualche dato sulla liquidità del mercato del gas naturale in diversi paesi europei. I mercati che andremo a considerare sono quelli di Italia, Olanda, Germania e Austria.

Il punto da cui partire per valutare la liquidità di un mercato riguarda il numero di compagnie presenti in esso che importano gas naturale.

In tale ambito, l'Italia è sicuramente al primo posto tra i paesi presi in considerazione, con 63 compagnie censite dalla Commissione Europea.

La Germania e l'Austria sono in ritardo con rispettivamente 22 e 15 aziende importatrici di gas naturale, mentre sull'Olanda non abbiamo dati disponibili.

Se guardiamo, invece, al numero dei *retailers* presenti nei diversi mercati, la Germania è al primo posto con 820 aziende attive; in questa situazione possiamo quasi parlare di un mercato frammentato.

L'Italia si posiziona al secondo posto con 305 *retailers*, mentre l'Olanda e l'Austria fanno registrare un significativo ritardo con rispettivamente 30 e 40 compagnie presenti nel mercato.

In merito alla concentrazione del mercato retail, misurato con l'indice *Herfindahl-Hirschman* (HHI)¹⁵, osserviamo che il valore migliore, ovvero il più basso, si registra nel mercato olandese con circa 300 punti, segue l'Italia con 1.100 punti e poi l'Austria e la Germania rispettivamente con 2.158 e circa 2.200 punti.

A tal proposito è importante ricordare che le Autorità di regolazione europee del gas giudicano il valore 2.000 come la soglia che definisce la competitività di un mercato: al di sotto di tale valore si può parlare di un mercato competitivo al di sopra di esso il mercato non è considerato sufficientemente competitivo.

Riassumendo, dunque, in molti dei mercati presi in considerazione osserviamo la presenza di una molteplicità di venditori e compratori, e anche un basso tasso di concentrazione; possiamo quindi affermare che sono presenti tutte le componenti per sviluppare mercati del trading liquidi.

Focalizzandoci sul mercato tedesco, osserviamo come negli ultimi anni la composizione del portafoglio degli operatori *retail* del gas sia cambiata significativamente.

La percentuale dei contratti cosiddetti *full requirements contracts* - contratti in cui un fornitore vende ad un *retailer* tutto il gas naturale di cui questo ha bisogno - è diminuita considerevolmente negli ultimi 5 anni.

Nel 2005-2006 lo *share* di tali contratti sul totale era di circa il 62%, mentre nel 2009-2010 è diminuito sino a raggiungere l'11%.

15 L'Indice Herfindahl-Hirschman (HHI) è un indicatore di concentrazione del mercato usato soprattutto per misurare il grado di concorrenza presente in un determinato mercato. L'indice è dato dalla somma dei quadrati delle quote di mercato (espresse in percentuale) detenute da ciascun agente. Il valore di HHI è sempre positivo e al massimo pari a 10.000 nel caso vi sia un solo agente nel mercato: monopolio. Secondo le "US Merger Guidelines", un valore di HHI compreso tra 1.500 e 2.500 indica un mercato moderatamente concentrato, mentre un valore superiore ne indica uno fortemente concentrato. Inoltre, il Dipartimento di Giustizia degli Stati Uniti d'America utilizza l'HHI per valutare le *mergers* che avvengono nel mercato. In generale, le *mergers* che incrementano l'indice HHI di più di 100 punti in un mercato concentrato pongono problematiche anti-trust www.investopedia.com.

Questo fenomeno, ovviamente, ha coinciso con l'avvio da parte dei *retailers* tedeschi di attività di approvvigionamento strutturate e con il loro ingresso attivo e contribuito alle attività di trading sugli *hubs*.

Allo stesso tempo la durata media dei contratti di fornitura è diminuita in modo drastico da 8 anni nel 2005-2006 a 1,5 anni nel 2009-2010; anche questo fenomeno ha contribuito ad una crescita delle attività nei mercati del trading.

Il cambiamento repentino registrato in Germania nella composizione dei portafogli dei *retailers* è stato favorito decisamente dalla sentenza della Corte Federale di Giustizia tedesca con la quale i contratti *retail* di fornitura gas di lungo termine sono stati in larga misura rivisti¹⁶.

In merito all'evoluzione delle attività di scambio sugli *hubs* nei diversi mercati, abbiamo analizzato ciò che è accaduto nei mercati austriaco, italiano, olandese e tedesco.

A tal fine, abbiamo diviso i volumi di titoli scambiati sugli *hubs* per il volume di gas naturale disponibile nel mercato calcolato come l'insieme delle importazioni e della produzione nazionale di gas. Da tale indicatore - *Hub Title Transfer Activity Development* - espresso in punti percentuale, si può desumere il numero di volte che il gas commerciato ha cambiato proprietario sino al consumatore finale, per quanto gli operatori degli *hubs* riescano a tracciarlo.

Nel 2006 la Germania non registrava questo tipo di attività, ma nel 2012 il valore dell'indicatore per il paese ha raggiunto livelli superiori al 200%¹⁷, cioè tutto il gas contrattato nel mercato tedesco ha cambiato almeno due volte proprietario prima di giungere al consumatore finale.

L'hub TTF ha fatto registrare una percentuale più bassa, poco superiore al 150%. La considerevole produzione interna di gas naturale dell'Olanda è la ragione per cui il valore olandese risulta inferiore a quello tedesco. L'hub PSV si è posizionato, invece, intorno al 90%.

Una precisazione importante va fatta per l'Austria, poiché se anche il CEGH presenta il valore più alto, quasi 250%, bisogna precisare che non tutto il gas disponibile o in transito per il Paese viene conteggiato come import; la definizione austriaca di importazione segue le logiche dell'Autorità delle Dogane.

Se invece includessimo nelle importazioni tutte le importazioni fisiche, cioè tutto il gas naturale che transita per l'Austria, il valore per il CEGH sarebbe notevolmente più basso.

Un altro elemento importante da tenere sempre presente quando interpretiamo questi dati riguarda la distinzione tra le attività di *trading* e l'attività di scambio di titoli che avviene sugli *hubs*, spesso questi due aspetti vengono confusi tra loro.

I volumi di titoli scambiati sugli *hubs* non rispecchiano le attività di *trading*.

I dati pubblicati dagli operatori degli *hubs* fanno riferimento solo alle assegnazioni di gas giornaliere che per così dire "passano" attraverso il punto virtuale di scambio. Gli operatori non sanno, né è rilevante per loro, se il gas naturale è stato assegnato attraverso compravendite sui mercati (borse o *OTC markets*) oppure in virtù di un più tradizionale contratto di lungo termine.

¹⁶ Cfr. nota n.13.

¹⁷ International Energy Agency, *Medium Term Gas Market Report 2013* per l'anno 2013 - *International Energy Agency, Monthly Natural Gas Surveys* per il periodo 2008-2013.

Inoltre, gli operatori degli *hubs* non registrano alcun contratto che sia stato chiuso prima di raggiungere la sua esecuzione fisica.

Ciò considerato, bisogna essere cauti nell'interpretare questi dati degli *hubs* per quello che sono.

Tali dati non ci indicano l'evoluzione delle attività dei mercati del *trading*, ma ci mettono a conoscenza dei trasferimenti di gas fisico tra i *players* che operano sull'*hub* – qualsiasi sia la ragione per cui lo fanno.

Come è andata, dunque, l'attività sui mercati del *trading* e come questa si è differenziata in base alle diverse scadenze dei prodotti negli ultimi anni?

Focalizzandoci sull'*hub* TTF, nel 2011 si sono registrati scambi equivalenti a 2.000 TWh per i prodotti a scadenza mensile; una enorme quantità di gas naturale, circa 200 miliardi m³. Volumi elevati di scambi si sono registrati anche per prodotti con scadenze trimestrali, 1.400 TWh, stagionali, 1.200 TWh e annuali, 1.300 TWh.

Per i contratti infragiornalieri (*within day*) e del giorno prima (*day ahead*) si sono registrati volumi molto più bassi, 250 TWh.

Questi volumi fanno riferimento ad un numero enorme di contratti per prodotti standard che sono stati finalizzati sull'*hub* TTF.

A nostro parere, il numero dei contratti chiusi per un determinato prodotto scambiato sul mercato è un indicatore molto importante per valutare la liquidità del mercato. Quanti più scambi si registrano in un giorno per un prodotto, tanto più è affidabile l'indicatore di prezzo generato da questi scambi.

Riassumendo, dunque, sull'*hub* olandese TTF si finalizzano un alto numero di contratti per tutte le tipologie di prodotti, quindi pensiamo che in generale il TTF produca un indicatore di prezzo piuttosto affidabile.

Infine, dove vengono eseguiti gli scambi del TTF?

Ebbene osserviamo, senza sorpresa, che per il TTF la gran parte degli scambi avvengono:

- per il 94% del totale sugli *OTC market (Over The Counter)*, principalmente tramite *broker* che operano su piattaforme elettroniche;
- per il 4% tramite accordi bilaterali;
- per il 2% tramite borsa.

Sebbene le attività di scambio sulle borse siano cresciute lievemente nel 2012, questi sono rimasti piuttosto limitati rispetto agli scambi tramite *OTC market*.

Ho voluto qui riportare solo alcuni dati riguardanti specifici mercati europei, ovviamente non un'analisi approfondita, ma spero che la relazione susciti spunti di riflessione interessanti.

Domande e risposte

- *Dal punto di vista di un broker, quali sono le condizioni che dovrebbero essere soddisfatte dal PSV per diventare un vero hub di riferimento per l'Europa del Sud?*

Stuart Jones

Ho parlato nella mia presentazione degli ostacoli allo sviluppo del PSV come *hub*.

Il primo punto riguarda sicuramente la liquidità che può essere portata sul PSV se si rimuove l'opacità di alcuni elementi del mercato.

Personalmente, da ex trader, avrei davvero poco interesse ad aprire oggi posizioni sul PSV a causa del rischio connesso all'imprevedibilità della capacità di trasporto che può cambiare senza preavviso; aprirei una posizione, farei una copertura finanziaria e poi nel mentre troverei che alcuni oneri sono variati e ciò che avevo giudicato inizialmente un contratto conveniente potrebbe non esserlo più.

Entrare in un mercato dove ci sono elementi con un grado di incertezza così alto non rappresenta una gestione del rischio prudente.

Tornando, poi, a quanto detto nella mia presentazione, per sostenere l'incremento della liquidità in un mercato *l'incumbent* deve essere presente in tutti i contratti creando mercato; è nell'interesse di tutti gli stakeholder avere un mercato PSV liquido con una netta trasparenza dei prezzi e senza il pieno sostegno e la spinta dei maggiori operatori presenti nel PSV sarà davvero difficile che si realizzi.

- *Uno degli ostacoli sicuramente più rilevanti nel processo di transizione dall'indicizzazione al petrolio ai meccanismi di pricing basati sugli hubs, è stato rappresentato dalla resistenza di alcuni grandi fornitori, quali, ad esempio, Gazprom e Sonatrach. Qual è la sua valutazione di questa resistenza: una posizione tattica che mira a mantenere, finché possibile, l'oil indexation per i vantaggi economici che questa comporta, oppure pensa che ci sia qualcosa di più profondo e più strategico?*

Yves Verammen

L'*oil indexation* è un argomento che continua a essere molto discusso. Per capire meglio il contesto è necessario fare un passo indietro e vedere cosa significa davvero l'indicizzazione al petrolio e com'è nata.

L'*oil indexation* risponde all'esigenza di due soggetti che provano ad accordarsi: da un lato ci sono le necessità e le richieste di un soggetto, il produttore/fornitore, che pianifica enormi investimenti nel lungo termine e vuole assicurarsi un ritorno adeguato; dall'altro lato abbiamo il compratore, che vuole comprare un prodotto ritagliato su misura per il suo mercato.

Tale prodotto consente di soddisfare la domanda in modo sicuro e flessibile, ma cosa ancora più importante in modo competitivo. Per il compratore risulta di cruciale importanza poter avere un prodotto sempre competitivo rispetto agli altri prodotti con cui si confronta. I prodotti concorrenti possono essere: un prodotto gas con un prezzo *spot*, un prodotto con prezzi connessi al prezzo del carbone oppure un prodotto *oil indexed*.

Ciò che, tuttavia, maggiormente interessa al compratore è la possibilità in ogni momento di confrontare la competitività del suo prodotto, data la durata di lungo termine di questo tipo di contratti. In sostanza, qualunque sia l'indicizzazione

del contratto, al petrolio, al gas o al carbone, ciò che conta è la possibilità per il compratore di poter cambiare e consentire al prodotto di essere competitivo.

In fin dei conti è chiaro che il mercato sta cambiando e continuerà a evolversi, elementi che venti anni fa erano molto rilevanti oggi hanno perso la loro valenza, e penso che al termine del processo in atto di rinegoziazioni e discussioni tra le parti coinvolte, mettendo insieme tutti gli elementi, emergerà con chiarezza quale tipo di indicizzazione o di prezzo di riferimento sarà più rilevante.

- *Una delle conseguenze dei fenomeni post 2008 ha riguardato sicuramente il cambio di atteggiamento dei grandi operatori energetici dell'Europa continentale verso l'attività di trading e di ottimizzazione del portafoglio gas. Quanto è profondo questo cambiamento?*
- *Ha una dimensione realmente strategica o c'è forse, per così dire, una rilevante componente di "moda"?*

Pierre Vergerio

L'attività di *trading* riguarda sostanzialmente l'ottimizzazione del portafoglio.

In un mercato dove gli equilibri di lungo termine sono ancora da trovare, non credo che questa sia l'unica strada per fare business, al contrario.

L'attività di *trading* oggi rappresenta la parte residuale dei nostri contratti di lungo termine.

Dunque suggerirei di fare molta attenzione a concentrarsi solo sulle questioni connesse al breve termine, poiché sul lungo termine gli equilibri dovranno essere trovati, o ritrovati.

Luigi Michi

Ritengo che sia una scelta strategica senza ritorno. Tutte le aziende, sia italiane che europee, si stanno ristrutturando e hanno già operato diversi cambiamenti.

Il compito più complesso, oggi, è quello dei "*midstreamer*", schiacciati tra le esigenze di chi vende il gas ai clienti finali (in un mercato in continua evoluzione), e la necessità di approvvigionare il gas a condizioni competitive e che consentano un margine ragionevole.

Tale esigenza, per i principali operatori si scontra con i vincoli stringenti dei contratti di lungo periodo, che sono legati a logiche non più attuali.

C'è quindi quasi un doppio binario, a una doppia velocità: da un lato le ondate di negoziazioni per provare di gestire al meglio i contratti esistenti con una serie lenta e faticosissima, ma necessaria, di revisioni prezzo (spesso anche attraverso contenziosi internazionali), dall'altro lato il processo di negoziazione di nuovi contratti e di ridefinizione delle caratteristiche dei nuovi portafogli.

In prospettiva, il nuovo portafoglio contratti dei principali operatori internazionali dovrà essere necessariamente più bilanciato, liquido, flessibile (flessibilità sarà la parola d'ordine dei prossimi dieci anni) e dovrà essere costruito non più su indici vecchi (come l'*oil*) ma su una combinazione di nuovi indici agganciati agli *hubs* europei. In tal modo si potrà pienamente sfruttare sia l'effetto Europa sia le infrastrutture che certamente auspichiamo in Italia in misura adeguata e regolata.

In merito alla flessibilità, mi preme ricordare che questa esigenza è particolarmente sentita in Italia anche in relazione

alla significativa penetrazione del gas nel settore termoelettrico, con i cicli combinati (CCGT) che ormai lavorano con elevata modulazione.

In un tale contesto, è ancora maggiore l'esigenza di infrastrutture di rigassificazione, non tanto (e non solo) con finalità di approvvigionamento di gas, ma anche e soprattutto (e qui lancio una provocazione) come fornitori di servizi di flessibilità.

Albrecht Wagner

Nel rispondere mi focalizzerò soprattutto su ciò che è cambiato per i *retailers*.

La storia del settore degli ultimi anni ci ha insegnato che quando un venditore entra in un contesto di competizione i suoi costi operativi aumentano.

Ciò si spiega con la necessità di assumere nuovo personale a copertura delle nuove finzioni di business (*portfolio management, pricing, trading, risk management, etc.*) per espandere la forza vendite e ovviamente anche per rispondere alla necessità di una rettifica sostanziale dell'architettura IT (*Information Technology*) dell'azienda.

Un altro aspetto interessante riguarda la quantità significativa di *know how* che deve essere acquisita dal *retailer*. Come conseguenza diretta si osserva, dunque, una caduta dell'età media del management di medio livello.

Se dovessi scegliere l'elemento di novità più significativo sarebbe questo: in passato i *retailers* acquistavano il gas naturale prima di venderlo ai consumatori. Oggi, in molti segmenti di business, i *retailers* prima vendono il gas naturale ai consumatori finali, in seguito lo comprano per se sui mercati del *trading*.

Il motivo di questo comportamento riguarda la possibilità per i *retailers* di evitare il rischio di prezzo e questo rappresenta il cambiamento più importante per le operazioni giornaliere del *retailer* del gas.

CONCLUSIONI

Guido Bortoni,
Presidente Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas



Buongiorno a tutti,

In queste mie conclusioni ho provato a non fare una sintesi per così dire "notarile" dei numerosi temi trattati durante la presentazione della Relazione Annuale del Gestore dei Mercati Energetici (GME); piuttosto ho voluto seguire un filo rosso che aiuti il lettore a orientarsi nelle mie brevi riflessioni.

Iniziando dal tema della convergenza dei prezzi del gas preferisco, ma credo anche che sia la parola giusta, parlare di ritrovata coesione più che di convergenza. Nell'ultimo anno, in Italia si è manifestata una ritrovata coesione con i mercati dell'Europa centrale, nostri principali partner.

Tale fenomeno non è di poco conto poiché nel settore del gas naturale in Europa, a differenze di quello elettrico, non esiste un'eterogeneità di mix, che influenza la formazione dei prezzi.

In questo settore, infatti, i paesi europei comprano la *commodity*, ossia il gas, con le stesse modalità, con i contratti di lungo termine, da cui l'esistenza di alcuni indici di prezzo di riferimento a livello europeo.

Le contrattazioni a livello europeo sono dunque abbastanza omogenee e se l'Italia, sino a qualche anno fa, viveva "ai confini dell'impero" o costituiva una sorta di provincia del gas con prezzi differenti dagli altri mercati europei, era certamente una peculiarità.

Oggi possiamo essere soddisfatti di questa ritrovata coesione, ben illustrata nelle precedenti relazioni sia in termini di effetti sia di cause, ma bisognerà ora renderla strutturale. Alcuni esperti ritengono che il cambiamento sia già strutturale, mentre altri sostengono che per rendere tale la ritrovata coesione con l'Europa bisogna investire in nuove infrastrutture.

Non sposo nessuna delle due scuole di pensiero; piuttosto ritengo che dovremo continuare a lavorare tutti insieme, così come abbiamo fatto, per raggiungere la convergenza-coesione congiunturale dei prezzi.

In tale contesto la regolazione ha un ruolo centrale, non solo e non tanto quella italiana ma certamente quella europea che può contribuire in modo fondamentale a rendere strutturale la coesione dei prezzi europei del gas.

Tuttavia, ci sono anche altri strumenti che vanno valutati in modo da implementare quelli più importanti, e che consentono il conseguimento dei migliori risultati in termini di benefici, ossia di riduzione dei prezzi finali.

L'Italia, oggi, ha quantomeno una serie di sensori, di segnalatori, fino a un anno e mezzo fa assenti, che danno la misura della coesione o dello *spread/non spread* dei prezzi del gas: il mercato del bilanciamento; il punto virtuale di scambio italiano PSV; la piattaforma di bilanciamento gas (PB-GAS); il mercato a termine del gas (MTG) che sta per entrare in campo.

Non bisogna ovviamente scambiare i segnalatori di prezzo con gli strumenti che possono rendere strutturale la coesione degli stessi. Avere tre segnalatori in campo, più un quarto che si aggiungerà e su cui riponiamo molta fiducia (MTG, ndr), non è un elemento di poco conto.

In ogni caso, ritengo che in questo processo di transizione verso la coesione abbiamo puntato tutti insieme, come Paese, sulla ricetta giusta: lavorare sulla concorrenza dei mercati all'ingrosso e non su quella dei mercati al dettaglio.

Guido Bortoni,
*Presidente Autorità per l'Energia
Elettrica e il Gas*

Bisogna, dunque, continuare a lavorare a beneficio di una maggiore concorrenza: una diminuzione dei prezzi e un'integrazione sui mercati all'ingrosso può poi riverberare verso il basso, ossia verso i mercati al dettaglio che diventano beneficiari dei positivi effetti dell'affermarsi della concorrenza.

Non bisogna tuttavia negare che le manovre di regolazione innovativa di questi ultimi due anni sono state fortemente favorite anche dal dato negativo del crollo della domanda di gas naturale. Abbiamo operato in un periodo difficile di profonda crisi dell'economia che ha anche impattato sul fronte della domanda di gas naturale. Tuttavia c'erano le condizioni favorevoli per lavorare all'integrazione dei mercati all'ingrosso.

Esaminando ora ciò che l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas sta facendo per trasferire ai consumatori i benefici dei mercati liberalizzati all'ingrosso, è importante rilevare la riforma¹⁸ del mercato tutelato o cosiddetta della materia prima del mercato domestico e piccole imprese.

Anche in quest'ambito è stato possibile operare una svolta storica: dall'1 ottobre 2013, infatti, il prezzo della materia prima sarà caratterizzato da tre nuovi importanti elementi.

Il primo riguarda l'eliminazione dell'indicizzazione del prezzo sui contratti *take or pay*, ossia sui contratti di approvvigionamento di lungo termine. Questa indicizzazione storica, che fino all'1 ottobre 2013 ha pesato per l'80% sul calcolo del prezzo della materia prima con il restante 20% indicizzato ai prezzi degli *hubs* europei, ossia ai mercati *spot*, sarà portata allo 0%. Una vera novità questa per la materia prima gas destinata ai clienti domestici.

Il secondo elemento di novità riguarda la formula di prezzo che diventerà *forward looking*, come nel settore elettrico. Sostanzialmente per una fornitura prospettica si guarderà alle quotazioni *forward*, non alle previsioni, e in particolare ai contratti (prodotti trimestrali, semestrali o altri) disponibili nell'*hub* olandese TTF, ancora per un anno, e in seguito sul nostro mercato MTG.

Tali contratti hanno come riferimento gli andamenti futuri dei prezzi e non i nove mesi precedenti sulla base dei quali, in passato, una formula *backward looking* aggiornava i prezzi.

Il terzo elemento riguarda l'effetto stagionalità: anche per la *commodity* gas s'inizierà a osservare una certa variabilità, come nel settore elettrico, anche se molto più limitata, in quanto nel settore elettrico addirittura si assiste a variazioni orarie e nell'ultimo anno si è registrato un cambiamento drammatico in termini di prezzi.

Anche per il gas naturale, quindi, avremo una stagionalità e il settore civile, che consuma 4/5 del proprio fabbisogno annuale durante i sei mesi dell'inverno, avrà una curva dei prezzi coerente con i volumi richiesti.

Sono tre elementi questi poco conosciuti, ma credo che rappresentino aspetti molto positivi della riforma del mercato civile gas.

Tornando ai mercati all'ingrosso del gas naturale è stato tra l'altro evidenziato dalle relazioni precedenti il rinnovato ruolo del cosiddetto *midstreamer* europeo che potrebbe rappresentare uno degli strumenti decisivi per contrapporsi alla forza dei paesi fornitori.

La forza dell'oligopolio o comunque di un potenziale coordinamento dei paesi fornitori extra europei nei confronti

18 Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, Delibere AEEG riguardanti la riforma del prezzo del gas per i clienti domestici:
 - 196/2013/R/gas "Seconda fase della riforma delle condizioni economiche applicate ai clienti finali del servizio di tutela nel mercato del gas naturale a partire dall'1 ottobre 2013", 9 maggio 2013;
 - 124/2013/R/gas "Riforma delle condizioni economiche nel servizio di tutela. Modalità di determinazione della componente CCI per il semestre 1 aprile - 30 settembre 2013 e aggiornamento dei criteri di calcolo della componente QS", 28 marzo 2013;
 - 456/2012/R/gas "Chiusura dell'istruttoria conoscitiva avviata con la delibera 263/2012/R/GAS, sulla struttura di costo del mercato della vendita al dettaglio del gas naturale", 31 ottobre 2012.

dell'Europa sarebbe quindi contrastabile, secondo alcune teorie, con un rafforzamento del ruolo del *midstreamer*. Si può discutere e valutare qual sia il ruolo del *midstreamer* a difesa del mercato *buyer* dell'Europa, ma non credo che in tale ambito il suo ruolo sia in sé una misura sufficiente.

Dico forse una banalità, ma è mia convinzione che i mercati vivano di alternative. Dobbiamo quindi, come Europei, confrontarci con i paesi fornitori mettendo sul tavolo o comunque avendo in mente altre opzioni, alternative l'una all'altra, altrimenti un negoziato con questi paesi non approderebbe da nessuna parte.

Gli stessi paesi produttori hanno delle alternative: mi riferisco in particolare a quei paesi come l'Algeria e in generale al nord dell'Africa, che possono indirizzare il proprio gas verso altri mercati attraverso la liquefazione e il trasporto via nave. Dunque con tali paesi la seconda ondata di rinegoziazioni forse porterà a revisioni piuttosto positive sul lato dei volumi, anche se meno sul lato dei prezzi.

Altri paesi, come la Russia, hanno invece minori possibilità dal punto di vista delle destinazioni del proprio gas. Con questi i nostri operatori, i nostri *midstreamer*, possono intavolare delle rinegoziazioni che mirano alla riduzione dei prezzi. La negoziazione sarebbe favorita dal fatto che l'Europa, come insieme, si presenta con mercati del gas funzionanti, integrati e con un recente significativo calo dei prezzi.

Questa rappresenta la prima iniziativa che favorirebbe rinegoziazioni positive per i *buyers*.

Tuttavia, accanto a questi elementi dobbiamo affiancare altre scelte. Ad esempio, nel lungo termine non bisogna abbandonare l'opportunità dello *shale gas* autoctono europeo.

Il gas da scisto non rappresenta di certo un'opzione di breve periodo, ma non va abbandonato proprio perché può essere una carta essenziale, alternativa appunto, nella negoziazione con i paesi fornitori.

Un'alternativa di breve termine, invece, è rappresentata dagli sviluppi oltre Atlantico delle esportazioni di gas degli Stati Uniti d'America e del Canada verso le coste dell'Europa; ovviamente non bisogna illudersi che il gas nordamericano possa giungere in Europa a 4 \$/MMbtu.

Pertanto è necessario sviluppare delle alternative che ci consentano di poter affrontare in modo adeguato e serio le negoziazioni con i fornitori storici.

Il termine "alternativa" va però sempre coniugato con un aggettivo: credibile.

Se ci presentiamo come italiani, come Paese, al tavolo delle negoziazioni con i paesi fornitori, non abbiamo in tasca alternative credibili. Si possono sviluppare nuove infrastrutture ma non avremo carte vincenti per le negoziazioni.

L'attendibilità delle nostre alternative si può costruire solo in Europa e solo se tutti gli europei allargando le vedute si presentano con alternative credibili differenziate nel tempo.

Questa credo sia l'unica via da percorrere.

Un'ultima riflessione riguarda l'*hub* italiano del gas e la sua realizzazione. Considerata la coesione ormai raggiunta con i mercati del gas europei, l'Italia può, non deve, diventare un *hub* del gas naturale.

Il nostro Paese può certamente divenire un *hub* europeo ma nell'interesse del mercato europeo e non nell'interesse del mercato italiano, altrimenti si sbaglia a impostare il problema. Abbiamo assistito già in passato ad alcune politiche "nazionaliste" costose e rivelatesi abbastanza inefficaci.

L'Italia può quindi diventare un paese *hub* del gas a condizione che ciò avvenga nell'interesse del mercato integrato

europeo e che non pesi solo sul consumatore gas italiano.

Reverse flow, P.C.I., progetti d'interesse comune, nuove opere infrastrutturali sono assolutamente da sviluppare nella convinzione che tali infrastrutture rispondano a un interesse condiviso a livello europeo e nell'ambito di una matrice di ripartizione sia dei benefici sia dei costi.

A queste condizioni si può parlare e discutere di un'Italia potenzialmente *hub* europeo del gas.

Grazie.

Bibliografia

Andrea Qualiano, *La sicurezza degli approvvigionamenti energetici con particolare riferimento al settore del gas*, Tesi di Master in Geopolitica dell'Energia, Università La Sapienza di Roma, anno 2006.

Cécile Kerebel, *Mercato Interno dell'Energia*, in Note sintetiche sull'Unione europea – 2013, Parlamento europeo, marzo 2013.

Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale europeo e al Comitato delle Regioni COM (2011) 112, *Una tabella di marcia verso un'economia competitiva a basse emissioni di carbonio nel 2050*, Bruxelles, 8 marzo 2011.

Corte di Giustizia dell'Unione europea, Sentenza nella causa C-92/11 RWE Vertrieb AG / Verbraucherzentrale Nordrhein-Westfalen eV, COMUNICATO STAMPA n. 36/13, Lussemburgo, 21 marzo 2013.

Direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE.

Direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE.

ENTSOG, *European Network of Transmission System Operators for Gas adopts the Ten-Year Network Development Plan 2013-2022- press release PR035-13*, 21 febbraio 2013.

Giuseppe Buglione, Guido Cervigni, Eileen Fumagalli, Elena Fumagalli, *Market Coupling dei Mercati Elettrici*, IEFE – Università Bocconi, Milano, 20 Novembre 2009.

Investopedia, Dictionary, Investopedia US - una Divisione di *ValueClick Inc.*, 2013. <http://www.investopedia.com/dictionary/>

Regolamento (CE) n. 713/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, che istituisce un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia.

Regolamento (CE) n. 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica e che abroga il regolamento (CE) n. 1228/2003.

Regolamento (CE) n. 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale e che abroga il regolamento (CE) n. 1775/2005.

Siobhan Hall, *EU rules on more open long-term gas capacity sales move closer*, in Platts – Oil&Gas, 17 luglio 2013 - www.platts.com.

Vademecum della Borsa Elettrica, Gestore dei Mercati Energetici, Roma, settembre 2012.

Glossario

AEEG, Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas

Organismo indipendente di regolamentazione nazionale, istituito in Italia ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481. All'AEEG è affidata la funzione di tutelare gli interessi dei consumatori e di promozione della concorrenza e dell'efficienza del settore elettrico e del gas attraverso l'attività di regolazione e di controllo.

Borsa elettrica

Luogo virtuale in cui avviene l'incontro tra domanda e offerta per la compravendita dell'energia elettrica all'ingrosso. La gestione economica della borsa elettrica è affidata al GME ai sensi dell'art. 5 del d.lgs. 79/99.

Certificati Bianchi

Cfr. Titoli di Efficienza Energetica

Certificati Verdi

Certificati di cui al D.M. 18 dicembre 2008 - attestanti la produzione di energia da fonte rinnovabile al cui obbligo sono tenuti produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili per una quantità superiore ai 100 GWh/anno. I CV hanno un valore unitario pari a 1 MWh e possono essere venduti o acquistati sul Mercato dei Certificati Verdi (MCV) dai soggetti ammessi ad operare su tale mercato, nonché, in alternativa, scambiati bilateralmente, con registrazione obbligatoria sulla Piattaforma delle transazioni bilaterali dei Certificati Verdi (PBCV).

Clearing house

Organismo, presente nelle Borse, che garantisce il buon fine delle obbligazioni sottostanti alle transazioni concluse dagli operatori. Agisce da controparte centrale, sostituendosi ai contraenti che originariamente concludono un contratto.

CO-FER

Certificazione di Origine per impianti alimentati da Fonti Rinnovabili. Titolo di valore pari a 1 MWh rilasciato dal GSE sull'energia elettrica immessa in rete da impianti qualificati ICO-FER, arrotondato con criterio commerciale.

Commodities

Le *commodities* sono materie prime liberamente negoziabili, i cui prezzi si formano secondo meccanismi di mercato. Di norma sono scambiate su mercati molto liquidi e concorrenziali dove gli investitori possono operare mediante strumenti derivati. Alcuni esempi classici di *commodities* sono i cereali, i metalli, il petrolio e il gas naturale. La vendita e l'acquisto delle *commodities* avviene di solito attraverso contratti *futures* sulle borse che ne standardizzano la quantità e la qualità minima della commodity contrattata e dove è possibile assumere posizioni al fine di sfruttare le oscillazioni dei prezzi delle materie prime.

Congestion Management

Secondo quanto descritto nel paragrafo 3 dell'Annesso I al Regolamento n° 715/2009, le procedure di *congestion management* dovrebbero applicarsi nel caso di congestioni contrattuali e mirano a risolvere questi eventi portando nel mercato la capacità non utilizzata, al fine di riallocarla nel corso dei regolari processi di allocazione.

Le procedure per la gestione ottimale delle capacità di trasporto dovrebbero essere applicate ai punti di interconnessione tra sistemi di entrata/uscita adiacenti, indipendentemente se questi siano fisici o virtuali, tra gli Stati Membri o all'interno dello stesso Stato ove i punti siano soggetti a procedure di prenotazione delle capacità da parte degli utenti. L'obiettivo è quello di massimizzare le capacità disponibili in tutti i sistemi adiacenti di entrata/uscita.

Contratti Forward

Contratto di compravendita di un bene in cui le condizioni su prezzo e quantità sono fissate nel momento in cui il contratto viene stipulato, ma la cui esecuzione avverrà in una data futura prefissata. Si configura, quindi, come una vendita/acquisto a consegna differita.

Contratti Spot

Contratti che prevedono la consegna immediata di *commodities* a fronte del pagamento, anche denominati "contratti fisici".

Contratti take or pay (TOP)

Contratti tra società e i loro fornitori mediante i quali la società si obbliga ad acquistare un prodotto dal fornitore a un certo prezzo-per quantità oppure a pagare una penale. Inoltre, fino ad un tetto massimo, la società dovrà pagare al fornitore anche i prodotti che non acquista, o pagare una penale, in questo caso inferiore a quella per i prodotti acquistati.

ENTSO

Associazione Europea degli Operatori delle Reti di Trasmissione del Gas istituita dal Regolamento per le condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas (EC) No 715/2009.

Forward looking

Nel gergo finanziario con "forward looking" si indicano "dichiarazioni previsionali" sull'andamento del business che sono basate sulle convinzioni e aspettative del management aziendale, ma che sono esposte a incertezze e a rischi significativi. Nel caso le ipotesi sottostanti le "dichiarazioni previsionali" dovessero rivelarsi imprecise oppure si materializzassero degli imprevisti, i risultati effettivi potrebbero differire sostanzialmente da quelli enunciati dalle dichiarazioni stesse.

Garanzie di Origine (GO)

La Garanzia di Origine (GO) è una certificazione elettronica che attesta l'origine rinnovabile delle fonti utilizzate dagli impianti qualificati IGO. Ogni titolo GO, rilasciato dal GSE sull'energia elettrica immessa in rete, in conformità con la Direttiva 2009/28/CE, ha valore pari a 1 MWh. I titoli GO vengono rilasciati, trasferiti e annullati in maniera elettronica. A decorrere dal 1° gennaio 2013 i fornitori di energia elettrica possono utilizzare esclusivamente la Garanzia di Origine come prova della quota o della quantità di energia prodotta da fonti rinnovabili nel proprio mix energetico.

Gas Release 2007

Procedura consistente in un rilascio pro-quota di gas da parte di Eni ai suoi concorrenti tramite vendita all'asta (detta "gas release") a prezzi prestabiliti. Tale procedura è stata avviata in esito a istruttorie dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato che ha ritenuto la posizione dell'Eni nel mercato italiano del gas ancora dominante nel 2007. La "gas release 2007" è stata la seconda delle tre *release* (2004, 2007, 2009) della storia del mercato italiano del gas per un totale di 2 miliardi m3 all'anno per due anni.

Gestore dei Servizi Energetici (GSE)

Società per azioni a capitale pubblico che ha un ruolo centrale nella promozione, incentivazione e sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia. Azionista unico del GSE è il Ministero dell'Economia e delle Finanze che esercita i diritti dell'azionista congiuntamente al Ministero dello Sviluppo Economico. Il GSE controlla le società Acquirente Unico (AU S.p.A.), Gestore dei Mercati Energetici (GME S.p.A.) e Ricerca sul Sistema Energetico (RSE S.p.A.).

GME – Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.

Il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) è la società, costituita dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. (attualmente Gestore dei Servizi Energetici - GSE S.p.A.), a cui è affidata l'organizzazione e la gestione economica

del mercato elettrico, secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività e concorrenza tra produttori e che assicura, inoltre, la gestione economica di un'adeguata disponibilità della riserva di potenza.

Con l'entrata in vigore della legge 23 luglio 2009, n. 99 recante "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia", al GME è stata affidata anche l'organizzazione e la gestione economica, in esclusiva, dei mercati del gas naturale, che si articolano nella Piattaforma per la negoziazione del gas naturale (P-GAS), nel Mercato a pronti del gas (M-GAS) e nella Piattaforma per il bilanciamento del gas naturale (PB-GAS). L'art. 32 del D.Lgs 1 luglio 2011, n.93, ha inoltre disposto che il GME assuma la gestione dei mercati a termine fisici del gas naturale.

Gas naturale liquefatto (GNL)

Il gas naturale sottoposto a processo di raffreddamento sino ad una temperatura di $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ restituisce un prodotto di alta qualità: il gas naturale liquefatto (GNL). Il GNL è 600 volte più denso del metano in forma gassosa e comporta significativi benefici in termini di quantità trasportabile:

- 1 lt. LNG = 600 lt. metano gassoso circa;
- l'LNG ha un peso pari circa al 45% del peso dell'acqua, è inodore, incolore, non è corrosivo né tossico;
- se disperso in ambiente, gassifica e si dissolve essendo più leggero dell'aria;
- essendo stato sottoposto ad un processo di liquefazione, non contiene H_2O , CO_2 , né incondensabili, pertanto ha qualità energetiche migliori che corrispondono ad un Potere Calorifico Superiore (PCS) pari a 10.000 Kcal/m^3 circa.

Gestione della rete

Insieme della attività e delle procedure che determinano il funzionamento e la previsione del funzionamento, in ogni condizione, di una rete elettrica; tali attività e procedure comprendono la gestione dei flussi di energia elettrica, dei dispositivi di interconnessione e dei servizi ausiliari necessari, nonché le decisioni degli interventi di manutenzione e sviluppo.

Gestore della rete

Persona fisica o persona giuridica che gestisce, anche non avendone la proprietà, una rete elettrica.

Henry hub

Gasdotto situato a Erath, Luisiana, che funge da punto di consegna ufficiale per i contratti *futures* del gas scambiati sul New York Mercantile Exchange (NYMEX).

Hub

Per *hub* si intende un punto contrattuale e di interconnessione dove convergono compratori e venditori per effettuare transazioni di gas naturale. Un *hub* può essere fisico o virtuale. Un *hub* fisico (o *point-specific hub*) è un punto di interconnessione tra due o più gasdotti appartenenti a sistemi di trasmissione diversi, gestiti da differenti TSO. Normalmente, in Europa questi *hub* si trovano alla frontiera tra due stati come ad esempio a Baumgarten in Austria, dove si allaccia il TAG. In alcuni casi, all'*hub* fisico si lega un "*trading hub*", ovvero un mercato finanziario di contrattazione in cui si scambiano sia quantitativi di gas sia prodotti derivati.

Un *hub* virtuale (o *system hub*), invece, è un mercato standardizzato che simula le condizioni di un *hub* fisico in cui avviene una negoziazione accentrata di partite di gas naturale che prescinde dall'esatta localizzazione del gas negoziato, incentrandosi piuttosto su quantitativi non specificati di gas presente nel sistema nazionale dei gasdotti. In altri termini, l'*hub* virtuale è una piattaforma finanziaria legata al sistema di trasmissione nazionale o regionale di uno stato in cui vari *competitors* scambiano quantitativi di gas indipendentemente dalla sua provenienza. Ciò diventa quello che comunemente si chiama "borsa del gas".

ICE

Intercontinental Exchange www.theice.com

Liquidità

La liquidità indica la facilità con cui un bene o un'azione può essere venduta e comprata in un determinato mercato senza influenzare il prezzo dello stesso bene/azione. La condizione di liquidità è caratterizzata da un elevato livello di contrattazioni. I beni che possono essere facilmente venduti o comprati sono definiti liquidi.

La liquidità dei mercati, invece, è convenzionalmente misurata con il *churn ratio*: il rapporto tra volumi di un bene scambiati e quelli effettivamente consegnati in un determinato mercato.

Market Coupling

Il *Market Coupling* è un meccanismo di integrazione di mercati di diverse zone (o Paesi). In presenza di *Market Coupling* l'utilizzo della capacità di trasmissione tra diversi Paesi è implicitamente determinato, contestualmente al valore dell'energia nei diversi luoghi. Tale meccanismo è contrapposto a un modello in cui il diritto a utilizzare la capacità di trasmissione è determinato indipendentemente dal valore dell'energia.

Il *Market Coupling* ha rappresentato un importante passo avanti verso una reale integrazione del mercato europeo dell'energia elettrica.

Mercato a termine (MTE)

La sede per la negoziazione di contratti a termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro.

Mercato del Bilanciamento (MB)

Il MB è articolato in diverse sessioni nelle quali Terna seleziona offerte riferite a gruppi di ore del medesimo giorno in cui si svolge la relativa sessione del MB. Attualmente il MB è articolato in 5 sessioni. Per la prima sessione del MB vengono considerate le offerte valide presentate dagli operatori nella precedente sessione del MSD ex-ante. Per le altre sessioni del MB, le relative sedute per la presentazione delle offerte si aprono tutte alle ore 23.00 del giorno precedente il giorno di consegna (e comunque non prima che siano stati resi noti gli esiti della precedente sessione del MSD ex-ante) e si chiudono 1 ora e mezza prima della prima ora che può essere negoziata in ciascuna sessione. Sul MB Terna accetta offerte di acquisto e vendita di energia al fine svolgere il servizio di regolazione secondaria e mantenere il bilanciamento, nel tempo reale, tra immissione e prelievi di energia sulla rete.

Mercato dell'energia all'ingrosso

Un mercato all'interno dell'Unione in cui sono negoziati prodotti energetici all'ingrosso. Ai sensi del regolamento REMIT questo ricomprende sia i mercati delle materie prime sia quelli dei derivati, che sono di fondamentale importanza per i mercati energetico e finanziario, e la fissazione dei prezzi è interconnessa in entrambi i settori. Essi comprendono tra l'altro i mercati regolamentati, le piattaforme multilaterali di negoziazione e le transazioni fuori borsa (OTC) e i contratti bilaterali, diretti o con mediazione.

Mercato del giorno prima (MGP)

Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo.

Mercato Infragiornaliero (MI)

Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo, ai fini della modifica dei programmi di immissione e prelievo definiti sul MGP. Le offerte sono accettate in ordine di merito compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito residui a valle del MGP. Qualora accettate, le offerte sono remunerate al prezzo di equilibrio zonale. Le offerte accettate modificano i programmi preliminari e determinano i programmi aggiornati di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta per il giorno successivo. La partecipazione è facoltativa.

Il MI si svolge in quattro sessioni: MI1, MI2, MI3 e MI4.

- La seduta del MI1 si svolge dopo la chiusura del MGP, si apre alle ore 10.45 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 12.30 dello stesso giorno. Gli esiti del MI1 vengono comunicati entro le ore 13.00 del giorno precedente il giorno di consegna.

- La seduta del MI2 si apre alle ore 10.45 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 14.40 dello stesso giorno. Gli esiti del MI2 vengono comunicati entro le ore 15.10 del giorno precedente il giorno di consegna.
- La seduta del MI3 si apre alle ore 16.00 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 07.30 del giorno di consegna. Gli esiti del MI3 vengono comunicati entro le ore 08.00 del giorno di chiusura della seduta.
- La seduta del MI4 si apre alle ore 16.00 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 11.45 del giorno di consegna. Gli esiti del MI4 vengono comunicati entro le ore 12.15 del giorno di chiusura della seduta.

Mercato over the counter (OTC Market)

Mercato caratterizzato da scambi bilaterali e transazioni fuori borsa in cui i prezzi di fornitura e i profili di immissione e prelievo sono definiti liberamente dalle parti.

Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)

Il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) è lo strumento attraverso il quale Terna S.p.A. si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema (risoluzione delle congestioni intrazonali, creazione della riserva di energia, bilanciamento in tempo reale). Sul MSD Terna agisce come controparte centrale e le offerte accettate vengono remunerate al prezzo presentato (pay-as-bid). Il MSD si articola in fase di programmazione (MSD ex-ante) e Mercato del Bilanciamento (MB). Il MSD ex-ante e MB si svolge in più sessioni, secondo quanto previsto nella disciplina del dispacciamento.

Midstream

Termine utilizzato per descrivere una delle tre principali fasi di attività dell'industria del petrolio e del gas naturale. Le attività *midstream* includono il processamento, lo stoccaggio, il trasporto e la vendita del petrolio e del gas naturale.

MSD ex-ante

Il MSD ex - ante si articola in tre sottofasi di programmazione: MSD1, MSD2 e MSD3. La seduta per la presentazione delle offerte sul MSD ex-ante è unica e si apre alle ore 15.10 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 16.40 dello stesso giorno. Gli esiti del MSD1 vengono resi noti entro le ore 20.40 del giorno precedente il giorno di consegna. Il GME comunica agli operatori gli esiti individuali della sessione del MSD2, secondo quanto previsto dalla disciplina del dispacciamento, relativi alle offerte accettate da Terna entro le ore 10.00 del giorno di consegna.

Il GME comunica agli operatori gli esiti individuali della sessione del MSD3, secondo quanto previsto dalla disciplina del dispacciamento, relativi alle offerte accettate da Terna entro le ore 14.15 del giorno di consegna. Sul MSD ex-ante Terna accetta offerte di acquisto e vendita di energia ai fini della risoluzione delle congestioni residue e della costituzione dei margini di riserva.

OPEC

L'Organizzazione dei Paesi Esportatori di Petrolio-OPEC è un'organizzazione inter-governativa permanente fondata nel 1960 da Iran, Iraq, Kuwait, Arabia Saudita e Venezuela. Oggi l'organizzazione è composta dai quattro Membri fondatori più Algeria, Angola, Libia, Ecuador, Emirati Arabi Uniti, Nigeria e Qatar. La *mission* dell'Organizzazione consiste nel coordinamento delle politiche petrolifere dei paesi Membri e nella stabilizzazione dei mercati petroliferi per assicurare forniture di petrolio efficienti, sicure ed economiche ai consumatori, entrate finanziarie stabili ai produttori e un adeguato ritorno sul capitale per i soggetti che investono nell'industria petrolifera.

Operatore di mercato

Una persona, inclusi i gestori dei sistemi di trasmissione, che esegue operazioni, compresa la trasmissione di ordini di compravendita, in uno o più mercati energetici all'ingrosso.

Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE)

Affidata al GME ai sensi della Delibera AEEG n. 111/06 e ss. mm. ii., avviata l'1 aprile 2007, è la piattaforma per la registrazione di contratti a termine di energia elettrica, conclusi al di fuori del MPE e, in particolare, sul MTE o su base bilaterale (c.d. over the counter o OTC) e dei corrispondenti programmi di immissione e prelievo.

Piattaforma di bilanciamento gas (PB-Gas)

Piattaforma informatica per la raccolta delle offerte per la cessione e l'acquisto, in sessioni giornaliere, di volumi di gas secondo modalità trasparenti e non discriminatorie organizzata e gestita dal GME ai sensi della Deliberazione 14 aprile 2011 – ARG/gas 45/11 "Disciplina del bilanciamento di merito economico del gas naturale" dell'AEEG.

Piattaforme multilaterali di negoziazione

Gestione di sistemi multilaterali che consentono l'incontro, al loro interno e in base a regole non discrezionali, di interessi multipli di acquisto e di vendita di terzi relativi a strumenti finanziari, in modo da dare luogo a contratti.

Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Media dei prezzi zonal di MGP ponderata con gli acquisti totali, al netto di quelli provenienti dalle unità di pompaggio e dalle zone estere.

Prodotti energetici all'ingrosso

Ai sensi del regolamento REMIT sono:

- a) contratti per la fornitura di energia elettrica o di gas naturale, qualora la consegna avvenga nell'Unione;
- b) i derivati riguardanti l'energia elettrica o il gas naturale prodotti, commercializzati o consegnati nell'Unione;
- c) i contratti relativi al trasporto di energia elettrica o di gas naturale nell'Unione;
- d) i derivati relativi al trasporto di energia elettrica o di gas naturale nell'Unione.

I contratti per la fornitura e la distribuzione di energia elettrica o di gas naturale destinati all'impiego da parte di clienti finali non costituiscono prodotti energetici all'ingrosso. Tuttavia, i contratti per la fornitura e la distribuzione di energia elettrica o di gas naturale destinati all'impiego da parte di clienti finali con una capacità di consumo maggiore della soglia di 600 GWh l'anno, sono considerati come prodotti energetici all'ingrosso.

Punto di Scambio Virtuale (PSV)

Sistema per scambi/cessioni di gas al Punto di Scambio Virtuale – modulo PSV, di cui alla Deliberazione dell'Autorità n. 22/04, organizzato e gestito da Snam Rete Gas.

Shale gas

Gas naturale che risiede intrappolato in una particolare formazione di rocce metamorfiche dette "scisti" caratterizzate da una disposizione regolare su piani approssimativamente paralleli che ne rendono possibile la loro divisibilità. Le moderne tecnologie di frattura idraulica (*hydro fracking*) e di perforazione orizzontale sviluppate dall'industria petrolifera insieme all'incremento dei costi del petrolio e del gas naturale convenzionali dell'ultimo decennio, hanno consentito un aumento della produzione di *shale gas* a costi competitivi.

South Stream

Il progetto South Stream prevede la realizzazione di un sistema di gasdotti *onshore* in Russia e nel Centro-Sud Europa e due sezioni *offshore*: una nel Mar Caspio di 900 km che collegherà la sponda russa con quella bulgara, un'altra nel Mare Adriatico attraverso la Grecia, nel caso di estensione delle forniture di gas verso l'Italia del Sud. La sezione *onshore* del Centro-Sud Europa, si estenderà in direzione Ovest dalla Bulgaria attraverso Serbia, Ungheria e Slovenia per raggiungere il confine con l'Italia (Tarvisio).

La capacità di trasporto della *pipeline* a regime sarà di 63 miliardi m³/anno e consentirà un collegamento diretto tra le riserve di gas della Russia e i mercati europei.

Swap

Riguardo a una commodity si riferisce a un contratto tra due parti, avente come attività sottostante un'attività reale, come una fonte di energia, un metallo o un prodotto agricolo, che ha lo scopo di fissarne il prezzo. I commodity swap consentono a venditori e acquirenti di coprire i rischi di prezzo presso i mercati di riferimento. Stabilito un capitale nozionale, acquirente e venditore si accordano per effettuare pagamenti periodici reciproci, l'uno in base ad un parametro fisso, l'altro in base a un parametro variabile che rispecchia l'andamento del prezzo dell'attività sottostante. Di norma il capitale nozionale non viene scambiato, tuttavia sono in costante aumento i commodity swap che prevedono la consegna fisica del sottostante.

Swing producer

Produttore o gruppo quasi oligopolistico di fornitori di una qualsiasi commodity che possiede un'ampia parte degli stoccaggi e/o della *spare capacity* della stessa commodity. Lo *swing producer* è in grado di aumentare o diminuire la produzione di una commodity nei tempi più brevi a costi relativamente più bassi ed è dunque capace di influenzarne i prezzi e l'equilibrio del mercato. Un esempio tipico di *swing producer* è quello ricoperto dall'Arabia Saudita nell'industria petrolifera mondiale.

Trans Austrian Gasleitung (TAG)

Il TAG fa parte dei gasdotti della rete di trasmissione del gas naturale dell'Austria. Il gasdotto TAG parte da Baumgarten, uno dei centri più importanti d'Europa per lo smistamento internazionale del gas, e si dirama verso Sud con una portata di 700.000 m³/ora. Il gas che transita sul TAG proviene dalla Russia ed è destinato ai mercati austriaco e italiano.

Trans Adriatic Pipeline (TAP)

Il Trans Adriatic Pipeline (TAP) è un progetto per la costruzione di un gasdotto trans-Adriatico. TAP trasporterà gas naturale dal colosso Shah Deniz II in Azerbaijan, attraverso Grecia, Albania, Mare Adriatico sino al Sud Italia, e in seguito in Europa occidentale, permettendo così al gas proveniente dalla regione del Mar Caspio di raggiungere direttamente i principali mercati europei. Il progetto prevede la possibilità di espandere la portata da 10 a 20 miliardi m³/anno a seconda delle condizioni di domanda e offerta. Il progetto TAP premette inoltre di creare impianti per lo stoccaggio del gas in Albania al fine di garantire una maggiore sicurezza di approvvigionamento per il mercato europeo in caso di interruzioni operative.

Titoli di Efficienza Energetica (TEE)

I Titoli di Efficienza Energetica (TEE) sono stati istituiti dai Decreti del Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 20 luglio 2004 (D.M. 20/7/04) come successivamente modificati e integrati. I TEE attestano il risparmio di energia al cui obbligo sono tenuti i distributori di energia elettrica e gas con bacini di utenza superiori ai 50.000 clienti.

Transmission System Operator

Indica il soggetto a cui è affidata la gestione della rete di trasmissione elettrica.

Unità di Emissione

Unità di Emissione (UE) è il certificato rappresentativo di 1 tonnellata di emissioni di CO₂, negoziabile e utilizzabile per dimostrare l'adempimento dell'obbligo a contenere le emissioni di gas a effetto serra, come definito dall'Emission Trading Scheme.

Upstream

L'insieme delle attività dell'industria Oil&Gas che riguardano l'esplorazione e produzione di petrolio e gas naturale.

