

POLITECNICO DI MILANO

Facoltà di Ingegneria Gestionale - Finanza

Grimaldi Francesco – 755592

Fanchini Filippo –777000



La borsa del gas: modelli europei per l'Italia

Relatore: prof. Giorgino Marco

Anno Accademico 2010/2011

1. Abstract	5
2. Il mercato del gas in Italia	6
2.1 Gasdotti in territorio UE	15
2.2 Gasdotti in territori extra UE	16
2.3 La situazione storica	19
2.3.1 Ostacoli da superare	25
2.4 Il prezzo del gas	29
2.5 La sicurezza dell'approvvigionamento	36
2.5.1 L'impatto per l'Italia	42
2.6 Flessibilità, liquidità e assetto di mercato	46
2.7 Gli hub del gas	51
2.7.1 Servizi Infrastrutturali	56
2.7.2 Servizi di supporto	59
3. Il Mercato del Gas Inglese – NBP	64
3.1 National Transmission System (NTS)	64
3.2 Network Code	67
3.3 National Balancing Point (NBP)	69
3.3.1 I prodotti OCM	70
3.4 APX-ENDEX	71
3.4.1 Funzione di Clearing House	74
3.4.2 APX Gas UK – Il mercato spot inglese	75
3.4.3 APX GAS STORAGE TRADING	79
3.5 Motivi per fare Trading	81
3.5.1 Acquisto/vendita fisica	81
3.5.2 Copertura finanziaria	82

3.5.3 Speculazione and Profitto -----	83
3.6 Come investire nel mercato -----	84
3.6.1 Contratti diretti bilaterali -----	85
3.6.2 Investimenti Over-the-counter -----	85
3.6.3 Investimenti finanziari -----	86
3.6.4 Opzioni -----	86
3.6.5 Exchange Futures and Cleared Trades -----	87
3.7 ICE Futures Contract -----	88
3.8 Indicatori dei prezzi -----	92
3.8.1 Contratti bilaterali e la loro indicizzazione -----	92
3.9 Come vengono regolati il gas e l'energia elettrica nel Regno Unito? ----	95
3.9.1 OFGEM -----	96
3.9.2 XOSERVE -----	98
3.9.3 Energywatch -----	99
4. Il mercato del gas Olandese – il TTF -----	100
4.1 Pricing -----	101
4.1.1 La politica dei piccoli giacimenti -----	101
4.1.2 Gas indiretto -----	103
4.1.3 Trasparenza, regime di bilanciamento -----	104
4.2 Lo sviluppo del Title Transfer Facility (TTF) -----	106
4.3 Il mercato – La situazione attuale -----	109
4.3.1 Prezzo -----	110
4.3.2 Acquisto di Gas Naturale -----	110
4.3.3 Vendita del gas naturale -----	112
4.3.4 Descrizione particolareggiata del TTF -----	113

4.4 APX-ENDEX in olanda -----	114
4.4.1 APX Gas NL -----	115
4.5 Neutral Gas Price Index -----	120
4.6 ENDEX TTF Gas – il mercato <i>futures</i> -----	121
4.6.1 Controparte centrale per la compensazione -----	124
4.6.2 Consegna fisica – Condizioni di svendita -----	124
5. Il mercato del gas belga – il Zeebrugge hub -----	125
5.1 La superficie del Zeebrugge hub -----	126
5.2 Huberator -----	127
5.2.1 Servizi offerti da Huberator -----	128
5.3 Fluxys Belgium -----	130
5.4 Difficoltà e problemi del Zeebrugge hub-----	132
5.5 APX GAS ZEE -----	134
5.5.1 Prodotti scambiabili su APX GAS ZEE -----	135
6. Istituzioni europee per la regolamentazione del mercato -----	137
6.1 Council of European Energy Regulators (CEER)-----	137
6.2 Agency for Cooperation of Energy Regulators (ACER) -----	138
6.3 International Confederation of Energy Regulators (ICER) -----	139
6.4 European Regulators Group for Electricity and Gas (ERGEG)-----	140
6.5 Third Energy Package -----	141
7. Un hub del gas in italia -----	143
8. Conclusioni -----	149
Indice delle tabelle e figure -----	152
Bibliografia -----	154

1. Abstract

Lo scopo di questa tesi è quello di verificare se in Italia siano presenti le condizioni per la creazione di una borsa del gas liquida ed efficiente.

Iniziamo la nostra trattazione con un'ampia analisi sulla situazione attuale italiana, partendo dai fabbisogni del Paese, passando dal contesto storico sulle liberalizzazioni, fino a riscontrare i problemi di liquidità e di flessibilità del già esistente hub virtuale italiano, il PSV (Punto di Scambio Virtuale).

Seguirà un'analisi su una scala europea ed esamineremo le situazioni dei 3 mercati maturi già esistenti in Europa, il NBP inglese (National Balancing Point), il TTF olandese (Title Transfer Facility) e il Zeebrugge hub belga, rispettivamente in ordine di maggiore liquidità. Da questi estrapoleremo poi gli elementi caratterizzanti e i limiti, con il fine di raccogliere gli elementi chiave per il mercato italiano.

Vedremo poi come in Europa vengono regolamentati questi mercati, e quale sia la normativa europea nell'ambito della standardizzazione dei contratti, necessaria per uno sviluppo rapido ed esteso del nuovo mercato.

La tesi si conclude con la nostra visione di mercato italiano, con un'attenta valutazione di quello che già si è fatto e di quello che invece ancora manca per creare la borsa del gas in Italia.

2. Il mercato del gas in Italia

A partire dagli anni novanta si era sviluppata la sensazione tra gli addetti ai lavori che la domanda complessiva di gas naturale sarebbe stata pressoché stazionaria nel corso degli anni avvenire, previsione che ben presto però si è rivelata infondata a causa dell'uso del gas per la produzione di energia elettrica.

Infatti, il gas, specie alla luce delle nuove politiche di salvaguardia ambientale, sarà di gran lunga il combustibile preferito come fonte di energia alternativa.

A determinare questa scelta anche la riduzione dell'uso dell'energia nucleare dopo i drammatici eventi di Chernobyl e di recente le esplosioni di Fukushima che condizionano particolarmente l'opinione pubblica.

Nel corso degli anni si è scoperto che il sottosuolo dispone di un bacino sfruttabile ben più ampio di quanto si credeva.

È universalmente riconosciuto come la fonte energetica della transizione, dal petrolio alle future energie alternative rinnovabili: i gas e i suoi derivati sono percepiti come alternative al petrolio e non più come prodotti complementari ad esso.

Ad oggi, il gas copre il 30% del bisogno energetico nazionale e si prevede che si avvicinerà sensibilmente al petrolio nei prossimi anni.

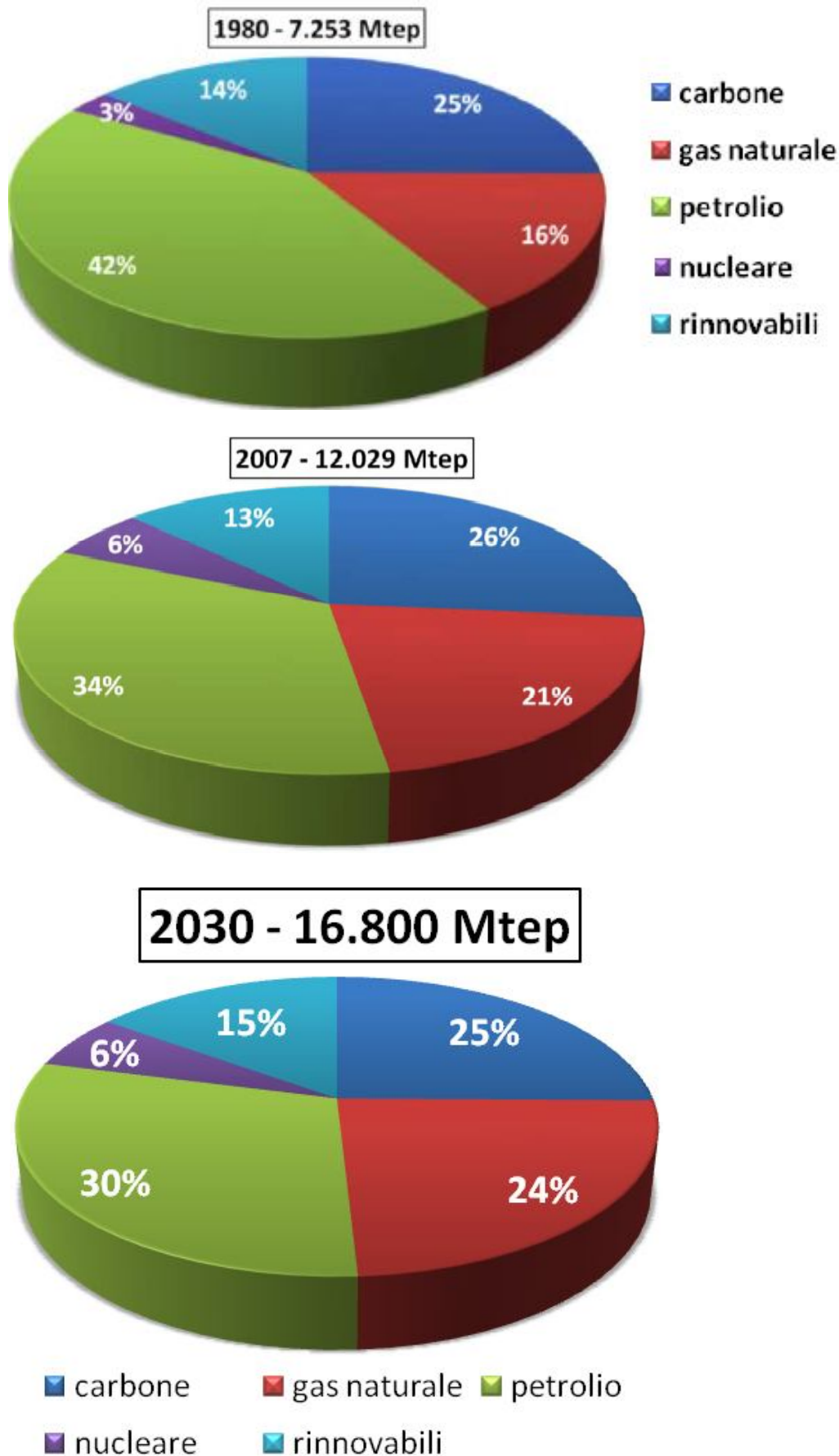


Figura 1 - Copertura fabbisogno energetico italiano

Il gas utilizzato, però, è prodotto internamente solo per un quinto, il resto è d'importazione; la distribuzione è molto differenziata: il 70% del gas va alle regioni del Nord e solo l'11% va al Mezzogiorno.

I dati disponibili a livello di previsioni nel medio - lungo periodo sono preoccupanti, si prevede infatti che tutti i paesi europei ridurranno progressivamente la propria produzione nazionale, mentre incrementeranno più che proporzionalmente la domanda.

Questa è la situazione della produzione italiana:

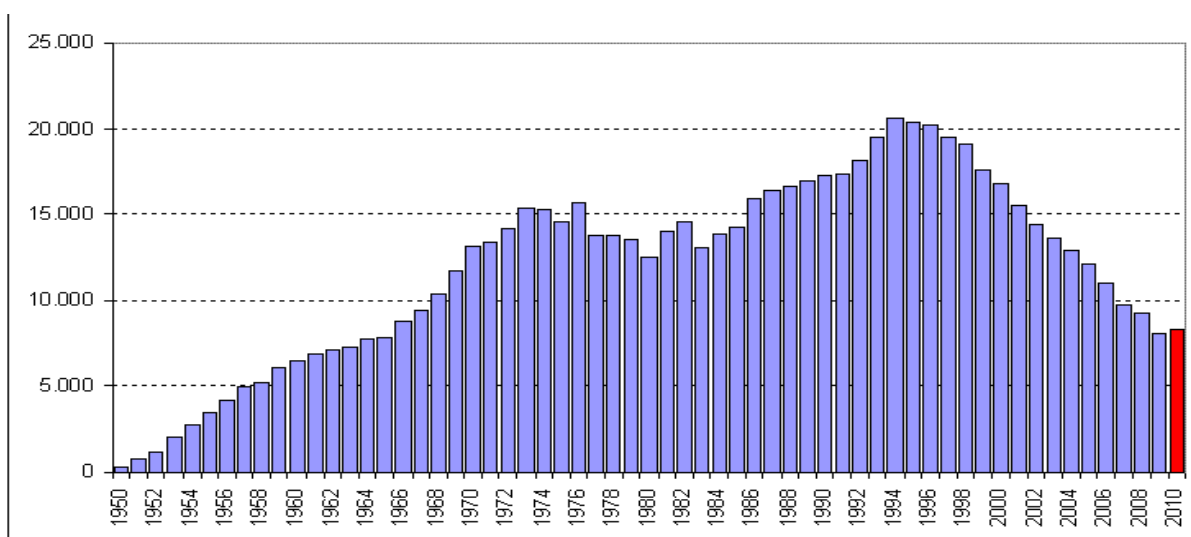


Figura 2 - Andamento della produzione di gas naturale in Italia.

Alcune previsioni degli andamenti :

- l'Inghilterra nell'arco di tempo che va dal 2010 al 2020 dovrebbe aumentare la sua esposizione alle importazioni di gas naturale fino a raggiungere il 60% o oltre;
- l'attuale produzione interna olandese potrà, invece, mantenersi immutata non oltre il 2015;

- l'unico paese che non vedrà ridurre la propria produzione interna di gas naturale è la Norvegia, pur non incrementando quella attuale;
- a livello complessivo, pare che la dipendenza dell'UE dalle importazioni incrementerà fino al 65/80% entro il 2030.

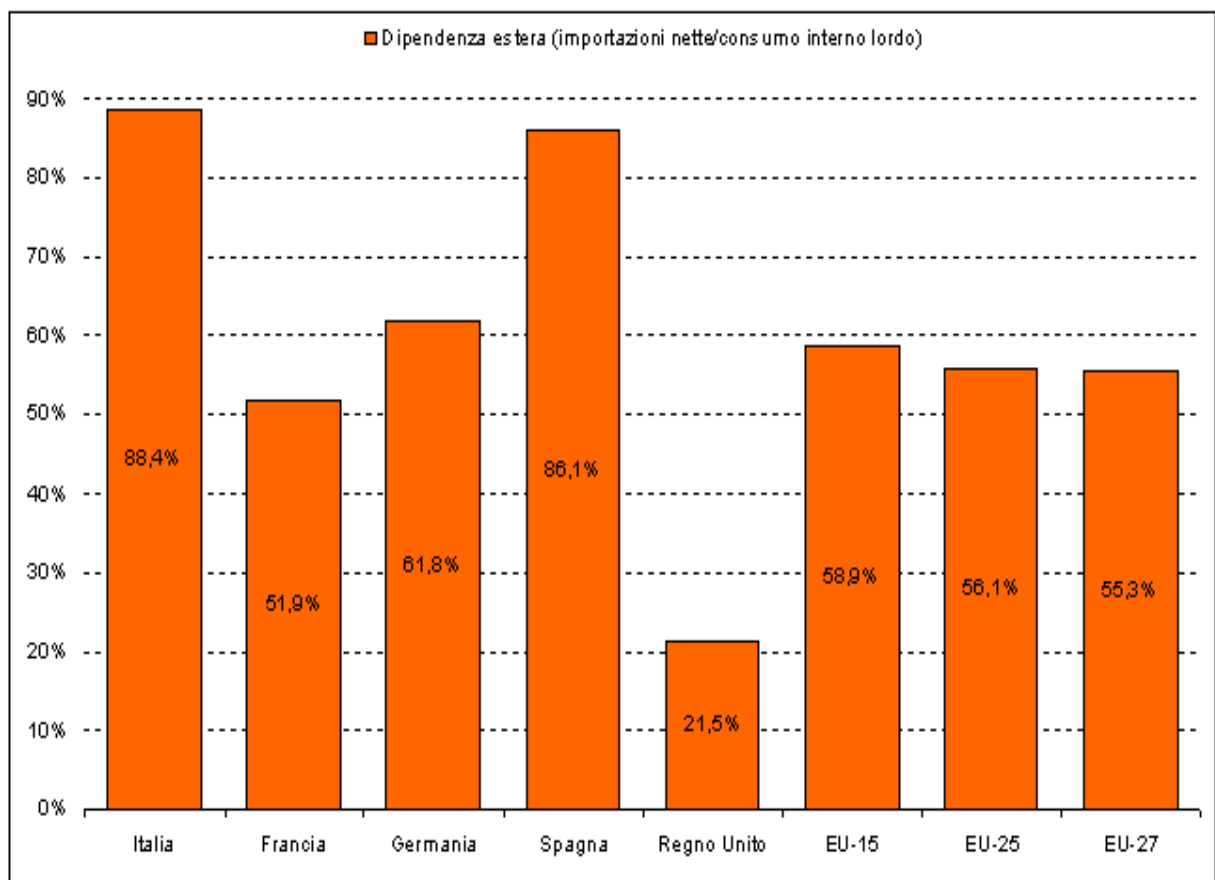
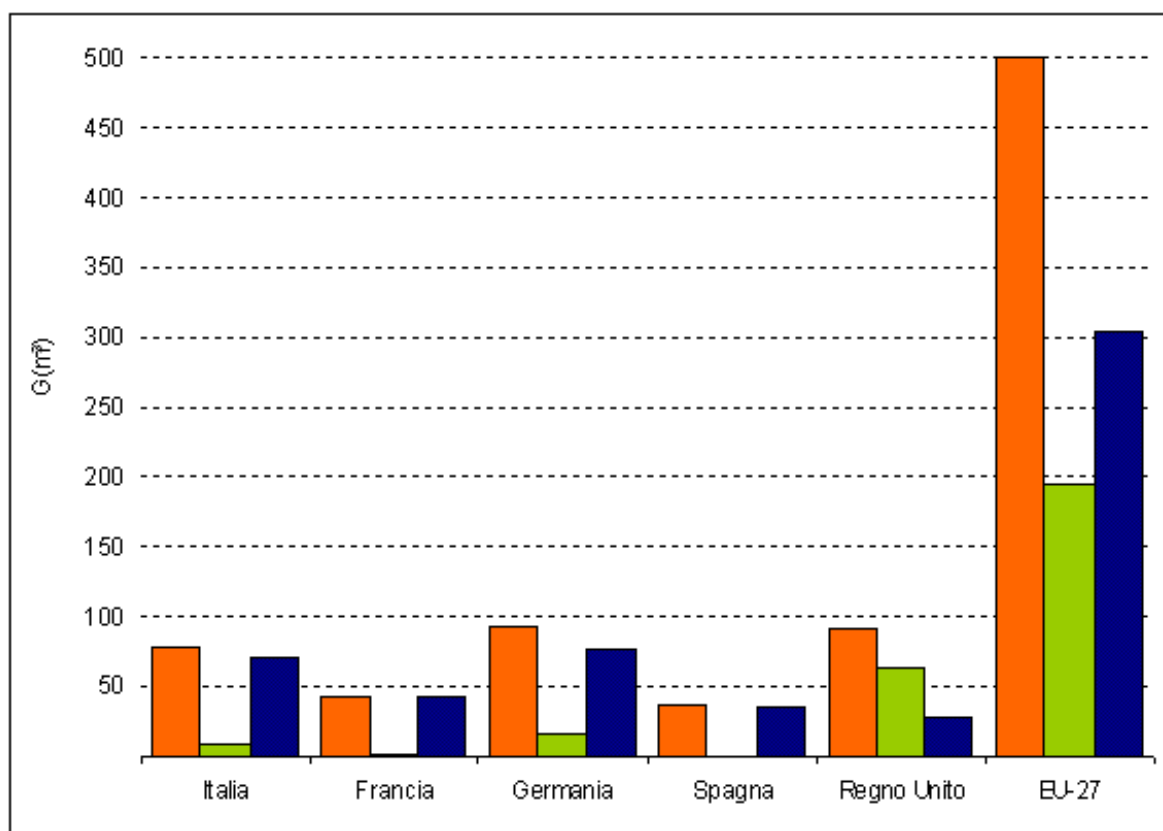


Figura 3 - Situazione dei Paesi europei nel 2010.



	Italia	Francia	Germania	Spagna	Regno Unito	EU-27
Domanda totale	78,0	42,5	91,6	35,2	90,8	500,7
Produzione nazionale	7,9	0,9	15,4	0,1	62,8	195,8
Necessità di importazione	70,0	41,6	76,3	35,2	28,1	304,9

Figura 4 - Situazione fabbisogno gas naturale nel 2009. Fonte: Enerdata.

Come mostrato dai vari grafici la produzione nazionale e più in generale il trend di produzione a livello europeo, è in costante diminuzione; in particolare la costante crescita dei consumi non è stata accompagnata da adeguati investimenti infrastrutturali sia per lo stoccaggio, che per l'importazione di gas dall'estero.

Inoltre le infrastrutture attuali non dispongono della flessibilità necessaria a sopportare sensibili (anche se prevedibili) variazioni della domanda e dell'offerta.

Anche dal punto di vista della sicurezza delle provvigioni la situazione non è ottimale, l'attuale infrastruttura non è in grado di offrire particolari garanzie data la costante necessità (a fronte di frequenti variazioni di domanda) di dover ricorrere alle cosiddette riserve strategiche.

Di fatto l'attuale situazione fa sì che la domanda sia fisiologicamente superiore all'offerta, non determinando alcuna pressione a ribasso sui prezzi del prodotto (nessun vantaggio si genera quindi per gli utenti finali cioè i consumatori); e anzi a conferma la caduta della domanda verificatasi qualche anno fa non ha causato una naturale diminuzione dei prezzi, quest'ultimi sono infatti ancorati all'andamento delle quotazioni del greggio imposte dalle clausole contenute nei contratti *take or pay* sottoscritti dai principali venditori con i fornitori extra europei (Russia, Algeria, Libia).

Senza anticipare le soluzioni che verranno discusse in seguito risulta evidente sin da subito che il potenziale aumento dell'offerta nel sistema gas, che si potrebbe ottenere dall'apporto futuro di nuovi impianti GNL, può accelerare lo sganciamento rispetto al prezzo del greggio del prezzo del gas, favorendo la concorrenza, un accesso diversificato al mercato e di conseguenza una possibile spinta ribassistica dei prezzi a vantaggio dei consumer.

Altrettanto evidente è la non concorrenza presente nel settore, poiché è un settore altamente concentrato. Per ridurre il grado di concentrazione, occorrerebbe facilitare l'ingresso nel settore di nuove imprese (diverse da ENI) capaci di approvvigionarsi in

maniera autonoma diversificando le fonti a monte e creando, così, concorrenza anche tra i produttori UE ed extra-UE . Attualmente, in Italia, ENI è operatore *incumbent* pressoché unico che ha sviluppato e controlla tutte le infrastrutture di stoccaggio ed importazione, con l'eccezione di una piccola parte delle risorse di stoccaggio controllate da Edison.

Prima di continuare è utile al fine di una chiara visione di insieme ricordare come è strutturata la filiera del gas naturale, essa infatti presenta qualche differenza rispetto a quella dell'energia elettrica:

1. APPROVVIGIONAMENTO: consiste nella fase di produzione (cioè l'estrazione di gas naturale dal sottosuolo nazionale), e nella fase di importazione che riguarda, invece, l'acquisto dall'estero, presso produttori e venditori terzi, dei quantitativi di gas naturale richiesti dalle imprese e dai piccoli utenti finali che non sono soddisfatti dalla produzione nazionale. Una terza via è il gas trasportato via mare che viene poi rigassificato in apposite strutture ricettive;
2. STOCCAGGIO: consiste nel deposito e immagazzinaggio per fronteggiare i picchi di domanda (modulazione) o, strategicamente, alle crisi di approvvigionamento; l'andamento ciclico della domanda del gas infatti , caratterizzata da una forte richiesta nel periodo invernale per alimentare il riscaldamento delle abitazioni e da un calo nel periodo estivo, impone infatti di regolare le scorte in maniera da fronteggiare efficacemente le oscillazioni del mercato. L'attività di dispacciamento, strettamente legata a quella di stoccaggio, si occupa invece di organizzare i transiti sulla rete

in modo tale da garantire un corretto equilibrio fra domanda e offerta e la disponibilità di gas a tutti i consumatori in maniera equa;

3. TRASPORTO: consiste nella fase di trasferimento del gas attraverso reti e gasdotti per fornire le reti di distribuzione;
4. DISTRIBUZIONE: è costituita dal trasferimento al cliente attraverso reti di gasdotti locali gestiti in concessione. Si distingue in primaria (verso i clienti industriali) e secondaria (agli utenti residenziali);
5. VENDITA: è l'attività di commercializzazione dell'offerta ai clienti finali cioè i consumatori.

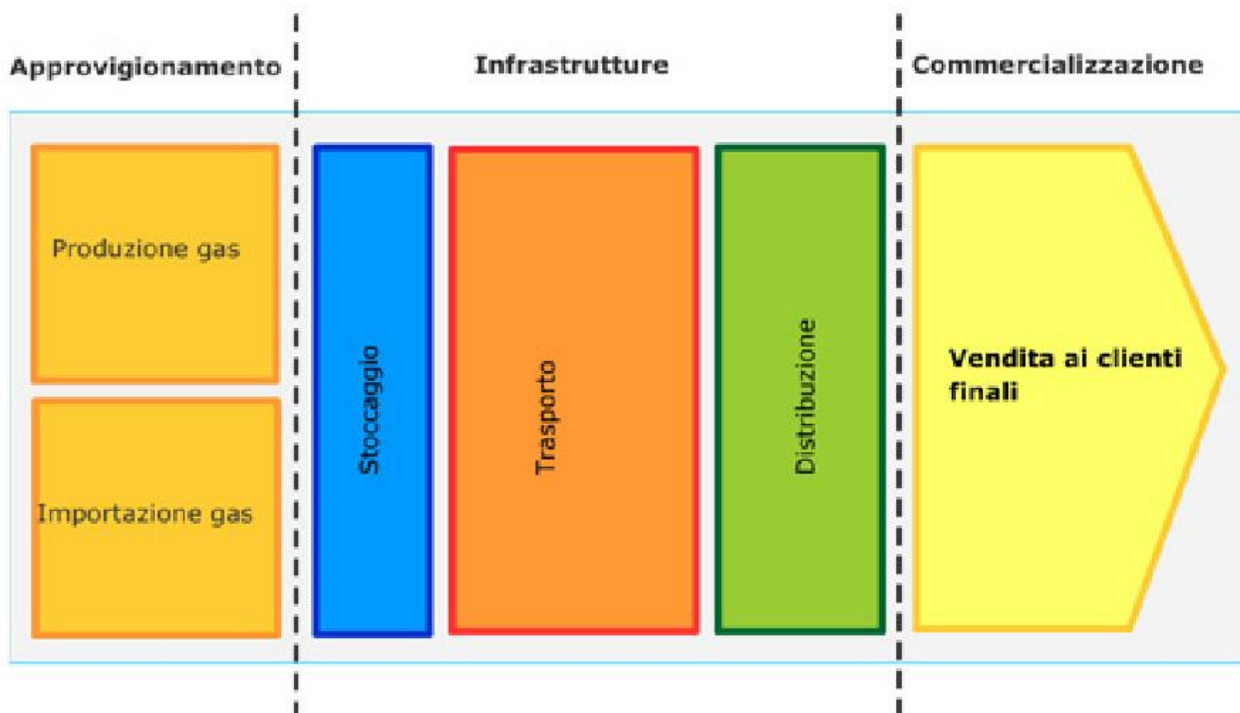


Figura 5 - La filiera del gas naturale

A titolo informativo e per una più completa comprensione forniamo anche un rapido quadro delle quote a livello nazionale nei vari livelli della filiera.

A livello d'importazione:

- Snam, con una quota superiore all'80%
- ENEL, che copre il restante 20%

A livello di trasporto:

- Snam Rete Gas copre più del 90% della rete italiana ad alta pressione
- Edison Gas che copre la restante quota

A livello di stoccaggio:

- La Stogit (nata da ENI nel 2001) detiene il 98% della capacità
- Edison Gas il restante 2%

A livello di distribuzione e vendita, invece, vi sono diversi operatori (400/500 circa) che variano a seconda del numero di utenti serviti, della natura dell'azionista di riferimento e forma societaria, del focus strategico (mono- e multi-servizio). Questi sono il risultato dell'aggregazione di ex-municipalizzate (es. Hera, Aem Milano, Asm Brescia), delle acquisizioni da parte di grandi gruppi stranieri (E. On e Gaz de France), o dell'ingresso di grandi gruppi nazionali (Italgas e ENEL).

2.1 Gasdotti in territorio UE

- Gasdotto Tenp/Transitgas: da qui transita il gas proveniente dalla Norvegia e dall'Olanda, attraverso Germania e Svizzera. Ha una capacità di transito di 44 milioni di metri cubi al giorno; ENI Possiede una quota del 49% per la tratta tedesca (51% a Ruhr Gas) e del 46% per la parte in territorio svizzero (51% Swisse Gas). E' completamente saturato dal gas trasportato da ENI, la quale ha terminato da pochi anni di investire in lavori di ampliamento per trasportare attraverso Tenp anche gas norvegese; entry point : passo Gries.
- Gasdotto Tag: trasporta Gas proveniente dalla Russia (24,8 miliardi di metri cubi di gas all'anno). Di proprietà di Gazprom fino al confine austriaco, poi diventa proprietà della società austriaca OMV, ma su quest'ultimo tratto ENI vanta diritti di trasporto per il 90% della capacità totale, per una lunghezza complessiva di 380 km. Anche questo gasdotto è saturato dal gas che ENI compra da Gazprom con un contratto di 25 anni. Entry point : Tarvisio e Gorizia.

2.2 Gasdotti in territori extra UE

- **Gasdotti Transmed:** L'importazione dall'Algeria, il nostro principale fornitore (in totale fornisce all'Italia 26 miliardi di metri cubi di gas all'anno), è garantita attraverso questo gasdotto; trasporta gas algerino attraverso Tunisia e canale di Sicilia. Per la parte algerina la proprietà è dello Stato algerino, per quella tunisina di una società (Sotugat) che fa capo al Governo di Tunisi, mentre per la parte sottomarina la proprietà è equamente divisa tra ENI e Stato algerino. I diritti di trasporto sono interamente posseduti da ENI che, grazie alla stipula di contratti a lunga scadenza con il Governo algerino, ha completamente saturato la capacità di trasporto del gasdotto. Tuttavia con piccoli investimenti (dell'ordine di qualche decina di milione di euro) la capacità della tratta sottomarina potrebbe essere ampliata. Resta però il problema del tratto su terraferma dove sono richiesti maggiori investimenti e comunque un preventivo accordo con i Governi locali. Entry point: Mazzara del vallo.
- **Gasdotto Green stream:** Inaugurato nell'ottobre del 2004, il Greenstream è lungo 520 km e collega la Libia all'Italia: passa ad ovest dell'isola di Malta e raggiunge la Sicilia dopo il tragitto che arriva ad una profondità massima di 1.127 metri. I suoi lavori di costruzione si sono svolti con notevole rapidità, essendo iniziati ad agosto 2003 ed ultimati nel febbraio dell'anno successivo (la posa dei tubi è stata eseguita dalla Saipem).

Eni è operatore per lo sviluppo congiunto dei due giacimenti libici con una quota del 50%, mentre l'altro partner è la National Oil Corporation (NOC), la società petrolifera di stato libica. Consente al gas estratto dai giacimenti di Bahr Essalam (*offshore*) e Wafa (nel deserto libico, al confine con l'Algeria) di essere trasportato in Sicilia, a Gela, e di qui al resto dell'Italia. L'investimento totale è stato di 7 miliardi di euro, di cui 3,7 in quota Eni.

Inoltre 2 nuovi gasdotti dovrebbero completare il quadro in tempi più o meno prossimi. Secondo i programmi, entro la fine del 2011, dovevano partire i lavori per la realizzazione del gasdotto Galsi. Lungo 1.350 chilometri, potrebbe portare fino a 10 miliardi di metri cubi di gas l'anno dall'Algeria all'Italia passando attraverso la Sardegna, fino al Piombino, in Toscana. Diverse le aziende coinvolte nel progetto che vede la partecipazione dell'algerina Sonatrach (41,6%), di Edison (20,8%), dell'Enel (15,6%), di Hera (10,4%) e da una finanziaria regionale.

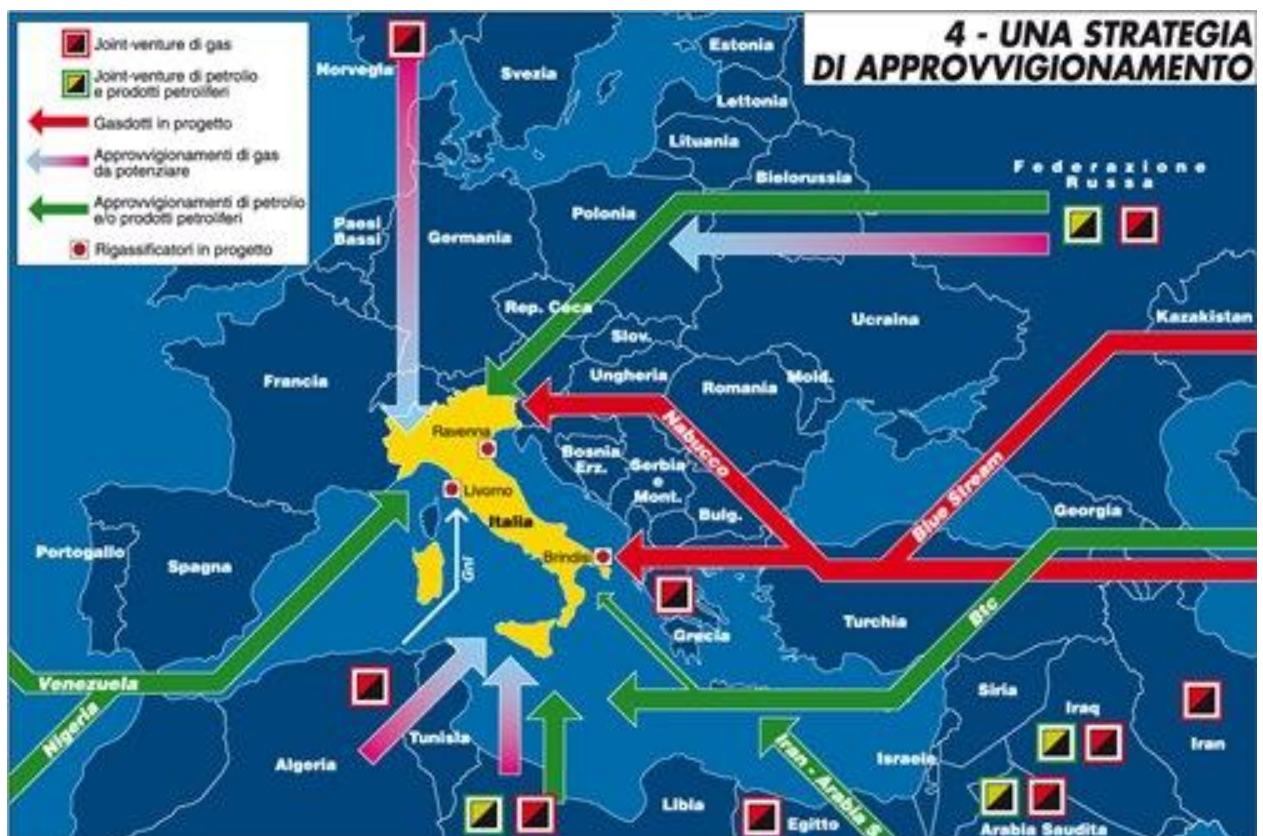


Figura 6 - Approvvigionamento italiano di gas naturale.

C'è poi in campo il progetto South Stream che porterà, attraverso condutture che passeranno sotto il Mar Nero, il gas russo all'Europa e dovrebbe raggiungere il territorio italiano nei pressi di Otranto. Il progetto al quale oltre alla russa Gazprom partecipa anche l'italiana Eni, dovrebbe sostituire il precedente progetto della Gazprom di estendere la rete del gasdotto Blue Stream, che collega la Russia alla Turchia.

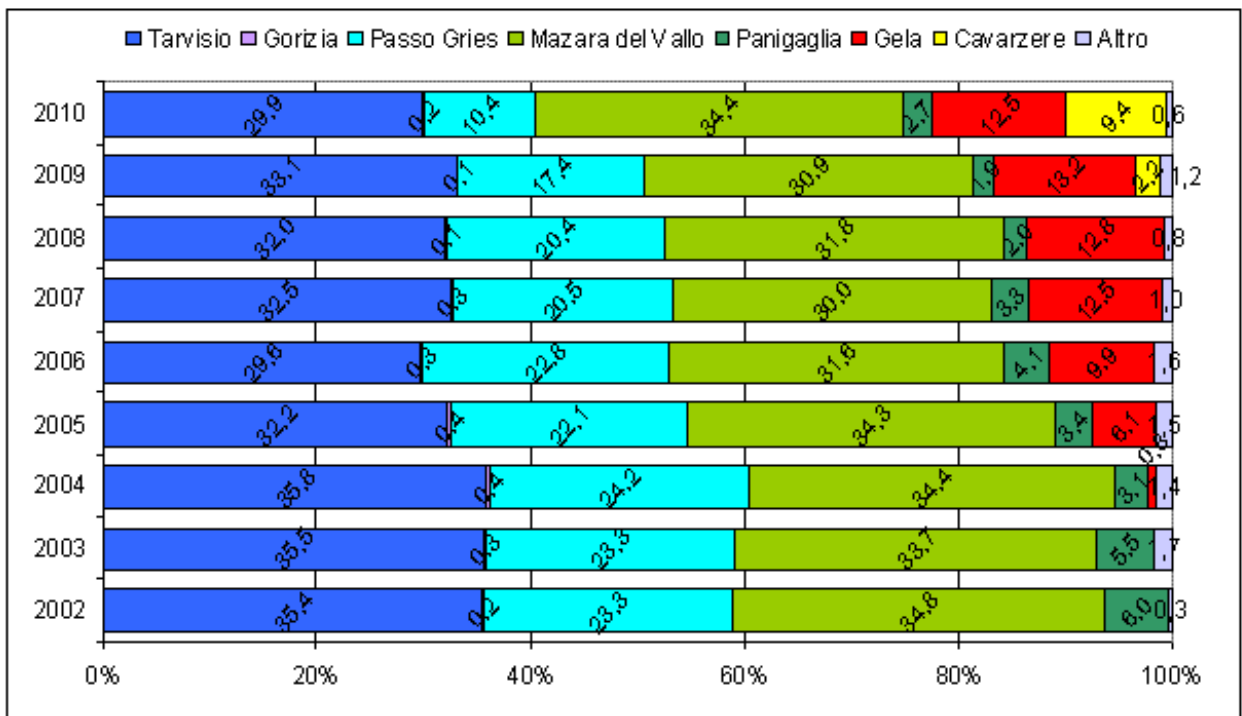


Figura 7 - Importazioni di gas in Italia suddivise per entry point.

2.3 La situazione storica

La strutturazione del mercato italiano è fino agli anni duemila di sostanziale monopolio, nella fattispecie il colosso in questione è ENI, un'impresa sostanzialmente di proprietà pubblica; ENI e le sue controllate (AGIP, SNAM, ITALGAS) gestiscono tutte le fasi della filiera del gas naturale.

Solo nella fase di vendita locale e nella distribuzione la situazione è più dinamica, nella vendita infatti Italgas era concessionaria di un terzo dei comuni, gli altri due terzi erano sotto il controllo di imprese municipalizzate, private o miste; nella distribuzione, sebbene il leader fosse la stessa Italgas, controllata appunto di ENI, le quote di mercato sono sempre state molto frammentate.

Il mercato italiano del gas fin dalla sua nascita è stato caratterizzato dunque dal monopolio verticalmente integrato di ENI, con la sola eccezione della distribuzione e della vendita.

La liberalizzazione avviene nel 2000, quando il decreto Letta (164/2000) apre, o meglio prova ad aprire il mercato alla concorrenza, concentrandosi come doveva essere evidente dalla premessa fatta, sull'*upstream* della filiera, andando ad intaccare direttamente il monopolio esistente.

La direzione intrapresa dall'Italia seguiva la guida della Comunità Europea, nel maggio del 2000 il governo italiano recepì la direttiva 98/30 con appunto il decreto legislativo 164.

La strada che si scelse di percorrere fu quella dell'*unbundling*, cioè sostanzialmente prevedere uno scorporo completo delle varie fasi

della filiera con conseguente imposizione di separazione societaria e contabile delle imprese presenti su più livelli della filiera.

Un ulteriore colpo ad ENI fu assestato con l'inserimento di un duplice tetto alle quote di mercato dell'*incumbent*: a partire dal primo gennaio 2002, infatti, nessun impresa può vantare una quota d'immissione di gas in Italia (compresa la produzione in loco, produzione + importazione quindi) superiore al 75% dei consumi totali (esclusi gli autoconsumi); tetto che si riduce ulteriormente del 2% ogni anno fino a scendere al limite del 61% nel 2009 e 2010. Il secondo tetto vincolante inoltre, impone che nessuna impresa possa vendere ai clienti finali più del 50% dei consumi nazionali di gas a livello anno.

In aggiunta a questi due tetti le imprese che svolgono attività di trasporto e dispacciamento (SRG) sono tenute ad allacciare alla propria rete gli utenti che ne fanno richiesta (Art. 8 del Decreto Letta) in base a tariffe e condizioni di accesso regolamentate e pubbliche.

La liberalizzazione così come è stata annunciata sembra garantire a chiunque disponga di gas naturale di poterlo importare Italia e venderlo ad un prezzo regolamentato.

Niente di più dissimile dalla realtà, che è ben diversa; l'articolo 24 dello stesso decreto afferma che: "le imprese di gas naturale possono rifiutare l'accesso al sistema del gas alle altre imprese o ai clienti idonei che ne facciano richiesta solo nel caso in cui esse non dispongano della capacità necessaria, o nel caso in cui l'accesso al sistema impedirebbe loro di svolgere gli obblighi di servizio pubblico cui sono soggette, ovvero nel caso in cui dall'accesso derivino gravi

difficoltà economiche e finanziarie ad imprese del gas naturale della direttiva 98/30/CE.”

Ed è proprio in questa finestra normativa che si sviluppa la strategia difensiva di ENI per mantenere le proprie posizioni più o meno inalterate anche dopo l'apertura del mercato.

È essenziale capire sin da subito che la questione ruota attorno alla capacità di importazione, limiti di risorse e vincoli burocratici fanno sì che la produzione interna sia sempre minore a scapito delle quantità importanti che aumentano di conseguenza sempre più (come riportato dai grafici precedenti).

Fondamentalmente il “Decreto Letta” pone le basi per una ristrutturazione teorica ancora da completare, contempla e prevede l'attuazione di :

- *Unbundling* societario (tra società di distribuzione e di vendita);
- Norme per la tutela e sviluppo della concorrenza;
- Condizioni di reciprocità.

Riassumendo quanto trattato precedentemente, dal 1 gennaio 2003, il mercato italiano è completamente libero, essendo ogni utente libero di approvvigionarsi presso chi meglio crede.

Il Decreto colpisce l'ENI ponendo un duplice tetto alla sua quota di mercato in qualità di *incumbent*:

1. Dal 1/1/2002, nessuna impresa può vantare una quota d'immissione di gas in Italia superiore al 75% dei consumi;

2. tale tetto si riduce, poi, del 2% ogni anno fino a scendere al limite del 61% per il 2010;
3. nessuna impresa potrà vendere ai clienti finali più del 50% dei consumi nazionali di gas.

Ricordiamo infine l'iter a livello comunitario che è iniziato con la prima direttiva (98/30/CE), che stabiliva norme comuni per la creazione di un mercato interno del gas naturale, imponendo l'*unbundling* della filiera.

La seconda direttiva (2003/55/CE), che oltre ad abrogare la prima che aveva mostrato evidenti problemi e difficoltà nell'impedire il funzionamento del mercato, sanciva misure concrete per garantire condizioni paritarie di accesso alle infrastrutture cercando di ridurre la presenza di "posizioni dominanti", ancora troppo evidenti nelle fasi a monte (importazione e stoccaggio).

Fondamentalmente e in maniera coerente all'atteggiamento dell'UE con le altre utilities, le direttive comunitarie erano e sono guidate dalla volontà di aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento e allo stesso tempo ridurre i costi e aumentarne la competitività, e dalla volontà di eliminare la posizione dominante degli *incumbent* ex monopolisti statali.

Nonostante i diversi sforzi tuttavia, il mercato del gas sembra ancora lontano dal meccanismo concorrenziale che s'intendeva raggiungere.

Per fronteggiare la nuova situazione regolamentare descritta in precedenza, in particolare al tetto antitrust, ENI ha messo mano in primo luogo alle importazioni tramite le così dette "vendite innovative".

Con queste ultime si intende la vendita del gas in eccesso (per il nuovo tetto massimo) a dei concorrenti appena prima della frontiera italiana, che a causa della carenza di approvvigionamenti alternativi, non possono fare a meno di acquistare (tutti i player hanno problemi di questo tipo se si esclude ENEL).

In questo modo l'*incumbent* in questione riesce, così, a spuntare un prezzo addirittura più elevato di quello praticato dai maggiori produttori, questo perché ENI compra da un fornitore ad un prezzo 'x' e lo rivende ad un importo maggiore, per semplicità 'x + k', ottenendo in questo modo una rendita aggiuntiva pari a 'k'.

Una situazione ideale e a cui si dovrebbe mirare prevedrebbe invece la possibilità per tutti i *player* del settore di ottenere importazioni ad un prezzo 'x', così come l'*incumbent*, questo al momento non è ancora possibile.

A questo bisogna aggiungere che l'ex monopolista statale, vende questo gas in eccesso quasi sempre a chi suo concorrente diretto non lo è (come i consorzi di ex-municipalizzate, che vendono il gas ai propri clienti concentrati in bacini dove Italgas, la controllata di ENI nel settore della distribuzione, non è presente).

È utile a questo punto spiegare da dove nasce la posizione di quasi monopolio di cui ancora gode ENI per l'importazione; per prima cosa la concorrenza hanno trovato e trovano tuttora difficoltà sistemiche nell'approvvigionamento dai fornitori internazionali a causa delle così dette "clausole di destinazione".

Queste clausole sono inserite nei contratti *Take or Pay* d'importazione, che sono la principale forma contrattuale utilizzata nel settore e tipicamente impegnano le parti sul lungo periodo

annullando di fatto la flessibilità del sistema delle forniture; hanno un duplice scopo: in primo luogo segmentare la domanda dei vari paesi ed impedire la nascita della concorrenza. Per quanto riguarda questo punto, questi accordi vietano al compratore di rivendere all'estero il gas acquistato. Così facendo, i produttori-venditori possono segmentare i mercati dei vari paesi in base all'elasticità della domanda e ai livelli strutturali dei prezzi locali (fisiologicamente maggiori in paesi completamente privi di risorse proprie). Queste clausole escludono la possibilità di arbitraggi tra un paese e l'altro, permettendo al venditore di turno di massimizzare il proprio profitto.

In secondo luogo, queste clausole servono anche ai compratori (e cioè agli ex monopolisti statali, nel nostro caso ENI): infatti esse vietano ai produttori di concludere accordi di vendita con i concorrenti nazionali dell'importatore. Siccome queste clausole sono state firmate sia da Gazprom che da Sonatrach, le nostre principali fonti, ecco spiegato perché è estremamente difficile per un *new player* riuscire a comprare gas ed entrare nel settore attraverso un produttore "alleato" contrattualmente con l'*incumbent* ENI.

La commissione europea sta cercando di muoversi in questa direzione per rimuovere questo problema, eliminare le clausole di destinazione presenti nei contratti di importazione di società europee, come per esempio quelle siglate nei contratti tra ENI e Gazprom.

Ma a queste problematiche se ne va sommando una ancora più grave, ammesso infatti che un'impresa concorrente, un *new player*, riuscisse ad acquistare del gas da un importatore-produttore, il soggetto dovrebbe farsi carico ed essere in grado anche di garantire il trasporto fino alla frontiera, cosa tutt'altro che scontata in quanto

i gasdotti internazionali sono di proprietà di ENI (o comunque sotto la sua gestione) e da essa utilizzati quasi in esclusiva.

Riprendendo l'articolo 24 del decreto Letta: "ENI non concede l'uso dei propri gasdotti d'interconnessione o del terminale di GNL proprio in quanto saturati dal proprio impegno a lungo termine con i paesi produttori".

Principalmente il problema è dunque di accesso al sistema, la mancanza di vie del gas realmente disponibili per i nuovi attori del mercato ; questo obbliga i *new player* ad accettare le condizioni economiche dettate da ENI per la fornitura di grosse quote di gas naturale.

L'accesso al sistema è uno dei principali problemi ma non è l'unico ostacolo che il processo di liberalizzazione in Italia si è trovato davanti; l'accesso al sistema, certamente la problematica più evidente, potrebbe essere superato con la costruzione di nuovi terminali GNL nel corso dei prossimi anni e il conseguente aumento di capacità disponibile.

Tuttavia esistono gli altri ostacoli ancora da superare, alcuni peraltro direttamente collegati alle difficoltà di accesso al sistema.

2.3.1 Ostacoli da superare

L'handicap più grave ed il più difficile da abbattere è certamente la mancanza di una flessibilità e di una liquidità adeguata al sistema nel suo complesso, le cause di ciò possono essere schematicamente così inquadrare:

1. La mancanza di una reale concorrenza tra i fornitori, i quali, essendo extracomunitari, non sono soggetti alla legislazione europea;
2. la saturazione, da parte di ENI, di tutti i gasdotti d'importazione;
3. la rigidità dei contratti ToP che obbligano il compratore ad acquistare grandi quantitativi di gas per un periodo di tempo molto lungo e dunque la mancanza di liquidità del mercato;
4. l'indicizzazione del prezzo del gas a quello del petrolio e quindi alla sua variabilità e imprevedibilità, e al suo scollegamento di relazione a domanda e offerta;
5. le imprese proprietarie delle infrastrutture di trasporto (*carriers*) e le imprese distributrici o venditrici sono spesso parte dello stesso gruppo societario, è un'anomalia preesistente, una condizione di partenza che svantaggia la libera concorrenza;
6. gli Stati si trovano ad essere azionisti d'impresa ex-monopoliste da una parte (come in Italia) e, al tempo stesso, investiti della responsabilità di sviluppare la concorrenza dall'altra: conflitto d'interesse;
7. assenza di capacità inutilizzata nel sistema, è improbabile che, in una fase di domanda crescente, una condotta presenti un eccesso strutturale di capacità che sarebbe possibile destinare ad uso di terzi; tale sovraccapacità si può riscontrare solo in alcuni periodi di sottoutilizzo, tipicamente l'estate, ma è proprio in questi periodi che vengono previsti gli interventi manutentivi.

È facile capire perché i pochi fornitori internazionali siano ben consapevoli che una eventuale guerra di prezzo a livello mondiale sia svantaggiosa per loro: essi sono in numero ridotto, hanno fortissimo potere contrattuale e non sono soggetti alla legislazione italiana né a quella europea, essendo i maggiori fornitori Russia, Algeria, Libia e Norvegia.

Questa tematica non è detto che si risolverà, si potrebbe forse in futuro arrivare ad abbassare le imposte sul gas esportato da questi paesi, ma più di tanto non è realistico aspettarsi.

Il problema della saturazione delle vie di accesso al sistema-Italia può essere risolto con l'introduzione di un regolamento che regoli l'utilizzo dei gasdotti internazionali, l'introduzione del così detto TPA (permette l'accesso a terzi) anche in gasdotti sul territorio straniero.

Inoltre la costruzione del terminale GNL di Brindisi dovrebbe, almeno in parte, permetterci di superare almeno in parte queste problematiche.

Il punto però è un altro, infatti se anche gli accessi al sistema-Italia fossero creati e resi possibili a *new player*, ma utilizzati esclusivamente dai nuovi (comunque in numero ridotto) soggetti promotori dell'investimento, si rischierebbe di passare da una situazione di monopolio ad una di oligopolio, che forse è anche peggio. I notevoli costi da sostenere per realizzare le infrastrutture necessarie sono un'imponente barriera all'entrata per potenziali competitor e solo pochissimi soggetti imprenditoriali potrebbero permettersi progetti di questa portata.

La normativa in vigore prevede che il 20% della nuova capacità generata dall'investimento debba essere destinata a soggetti terzi, è qualcosa ma potrebbe non bastare.

Crediamo che sia importante creare un luogo dove poter mettere a confronto i flussi commerciali di gas che entrano nel nostro paese e creare così maggiore liquidità e maggiore flessibilità sul mercato, questo luogo è l'hub del gas di cui parleremo tra non molto.

2.4 Il prezzo del gas

La nostra attenzione proverà ora a focalizzarsi sull'aspetto prezzi del gas in Italia, un'altra questione di importanza notevole.

Come visto i contratti *take or pay* sono indicizzati al prezzo del petrolio e ai suoi derivati, questi hanno la funzione di sottostante; questo fa sì che esso non rifletta il corretto andamento della domanda e dell'offerta del mercato reale del gas, ma sia invece influenzato dalla volatilità e dalle contingenze delle dinamiche petrolifere.

Un mercato efficiente con un buon livello di flessibilità e quindi di liquidità, permetterebbe di superare tutti questi limiti; la liquidità sarebbe poi scambiata su un mercato spot presso l'hub di competenza.

Nel momento in cui i quantitativi di gas scambiati a breve termine su un mercato spot assumono dimensioni significative e tali contrattazioni divengano una costante nel tempo, si creerebbe quasi in maniera automatica una quotazione diretta del prezzo del gas correlata alle dinamiche di domanda e offerta, in grado di fornire al mercato i giusti segnali sullo stato dell'intera industria e delle reali dinamiche competitive.

Viceversa ,la scarsa concorrenza ,soprattutto dal lato dell'offerta, e la dipendenza dal prezzo del greggio si è poi effettivamente riflessa sui prezzi finali del gas, che non si sono discostati di molto dai livelli raggiunti negli anni precedenti.

Una buona proxy del livello effettivo di liberalizzazione raggiunto è proprio l'indice di prezzo dei grandi utenti, cioè che sono considerati idonei in tutta l'Unione.

Come si evince dalle tabelle seguenti, i prezzi (relativi agli anni successivi alle liberalizzazioni, il riferimento è il 2000) non hanno fatto registrare alcuna diminuzione rispetto ai livelli ante-liberalizzazione, anzi sono addirittura aumentati e talvolta di parecchio.

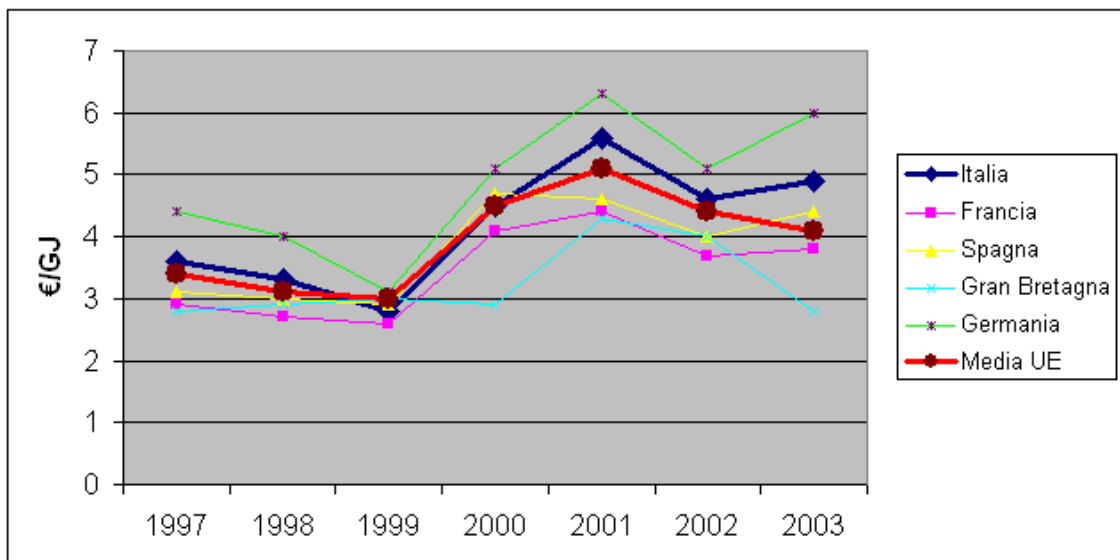


Figura 8 - Andamento del prezzo medio del gas (ante-imposte) per consumi di 418,6 TJ/anno.

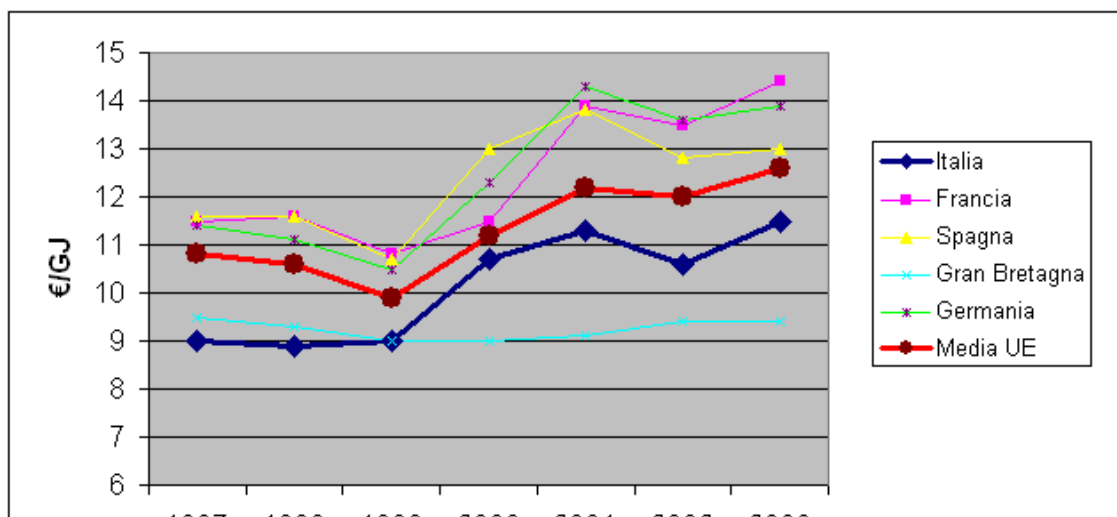


Figura 9 - Andamento del prezzo medio del gas (ante-imposte) per consumi di 16GJ/anno.

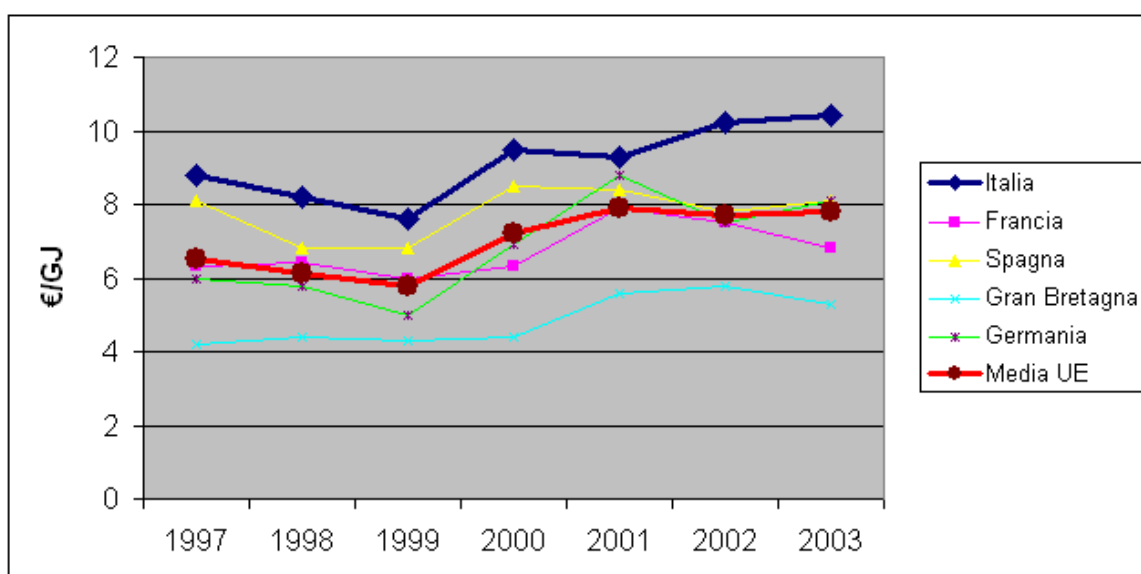


Figura 10 - Andamento del prezzo medio del gas (ante-imposte) per consumi di 418 GJ/anno.

Riassumendo nella tabella seguente le variazioni percentuali:

	Large Commercial	Small Commercial	Residenzial
Italia	48,48%	26,83%	29,21%
Francia	40,74%	6,25%	24,14%
Spagna	46,67%	19,12%	12,07%
Gran Bretagna	-3,45%	20,45%	1,08%
Germania	50,00%	39,66%	25,23%
Media UE	32,26%	27,87%	18,87%

Tabella 1 - Tabella delle variazioni percentuali per prezzo del gas.

Per completare il quadro nell'ultima tabella mostriamo prezzi più recenti, sottolineando ancora una volta che il processo di liberalizzazione sta mancando i suoi obiettivi di prezzo, almeno per ora.

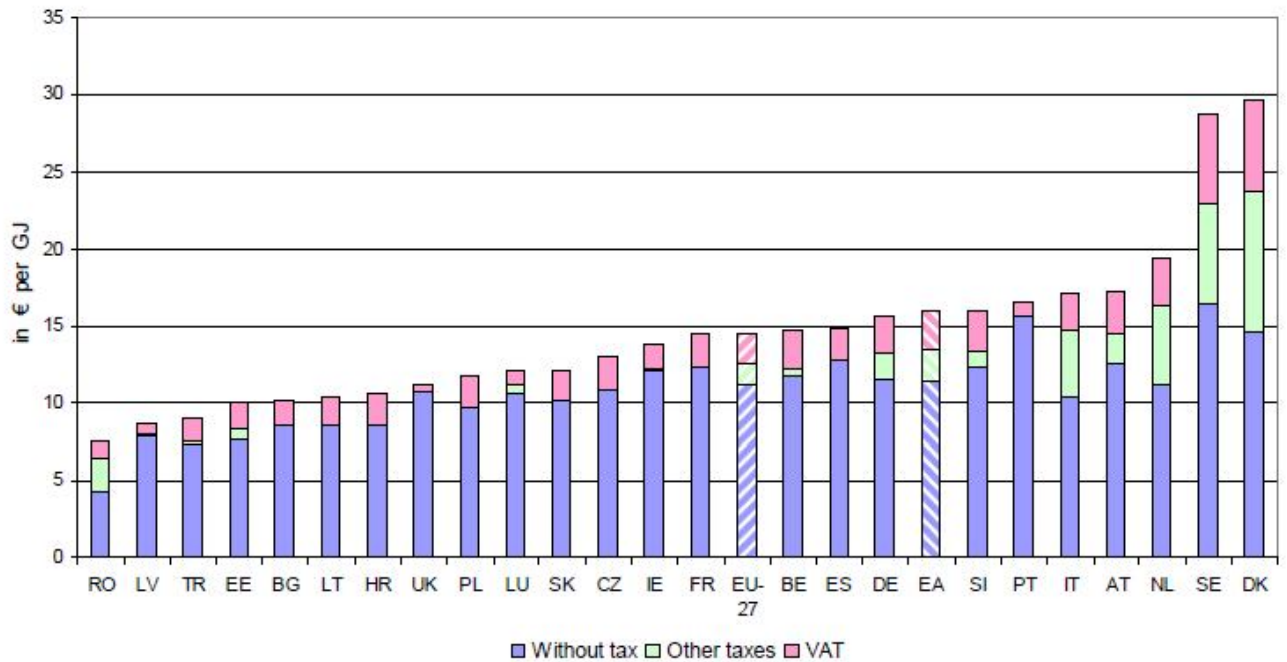


Figura 11 - Prezzi del gas per i consumatori (2010) in €/GJ

Consideriamo ora per un attimo le componenti di costo del gas, sono esse legate al trasporto, allo stoccaggio e alla distribuzione, senza dimenticare, per l'utente, il carico delle imposte.

Soffermandoci sui costi industriali, le voci di trasporto, stoccaggio e distribuzione sono regolamentate, le operazioni di ottimizzazione che ogni operatore può fare all'interno delle fasi regolamentate sono quindi limitate; il differenziale di prezzo (che determina la capacità competitiva di ciascun operatore) è definito dal WACOG (Weighted Average Cost Of Gas) di ogni soggetto, ed è pari, nel caso

di gas importato, alla somma dei costi di materia prima e di trasporto internazionale. Inutile dunque sottolineare il cospicuo vantaggio competitivo di cui gode Eni.

Nelle tabelle sottostanti riportiamo la composizione percentuale del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo:

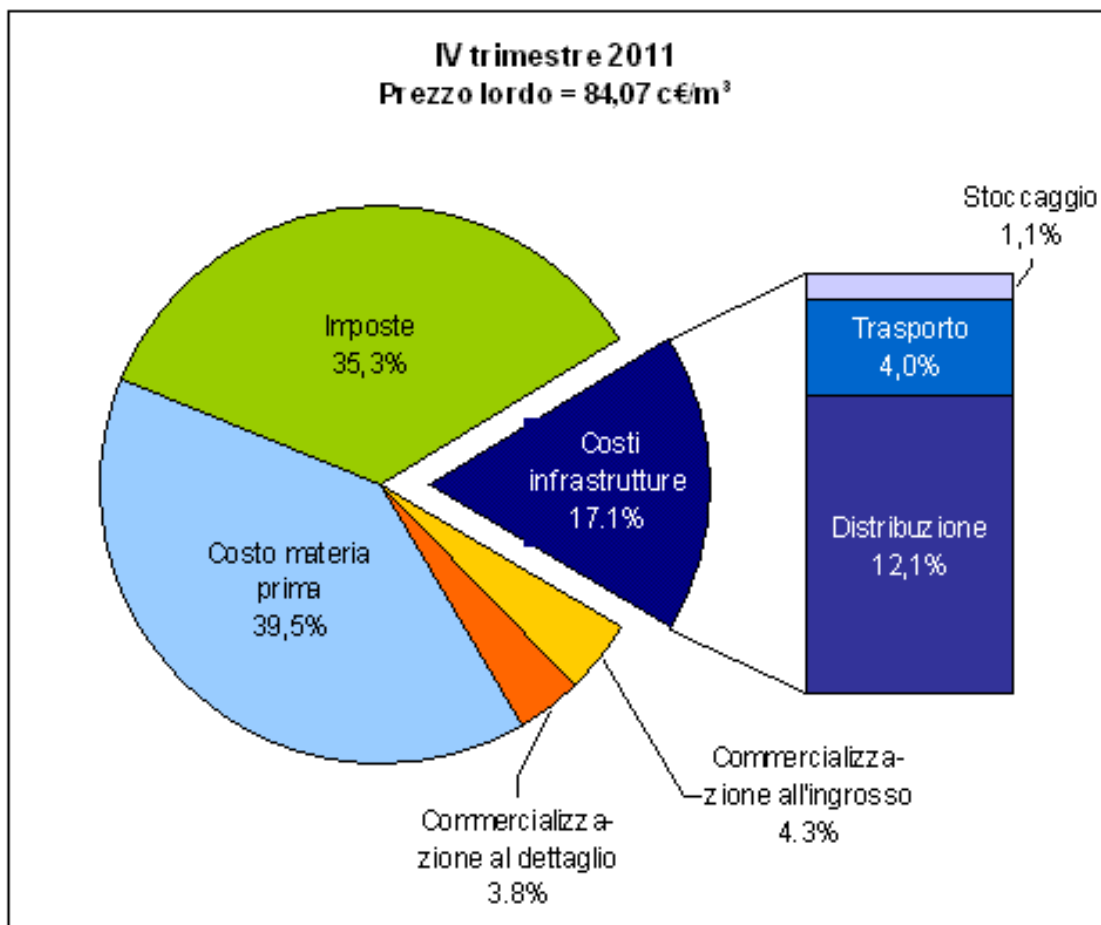


Figura 12 - Composizione percentuale del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo.

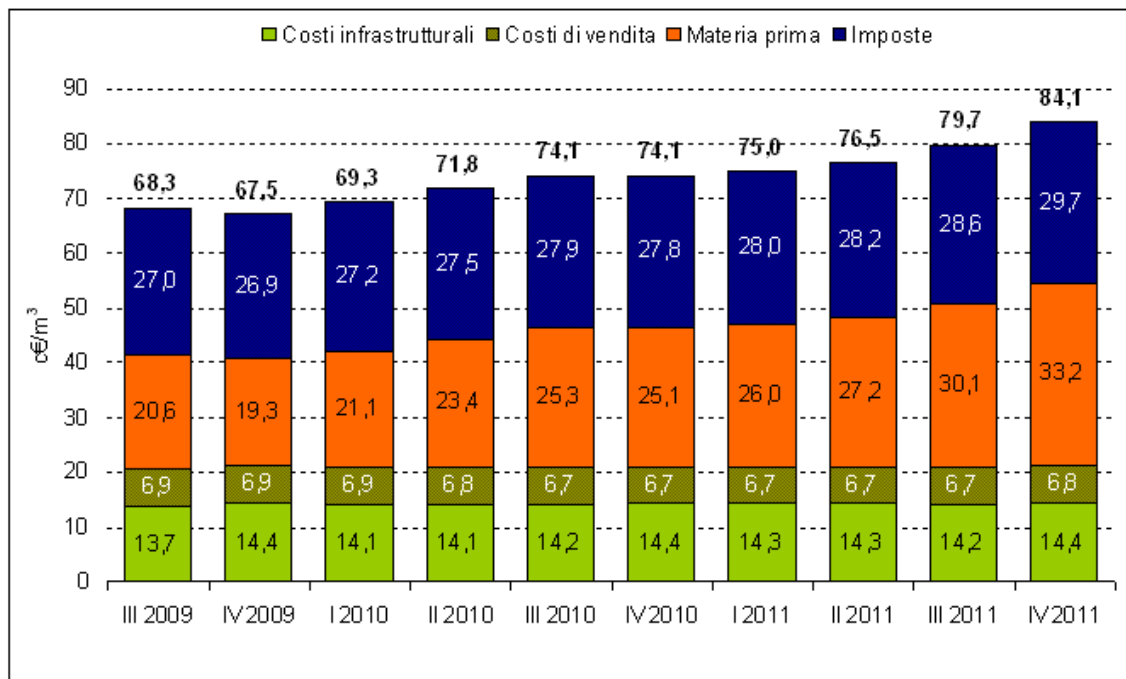


Figura 13 - Andamento del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo.

Dunque anche in questo senso riscontriamo situazioni che di fatto avvantaggiamo *l'incumbent*, essendo padrona dei gasdotti chiave per l'importazione.

Per provare a limitare questi problemi bisogna alimentare uno stimolo nei concorrenti di Eni, che attualmente sembra mancare, di fatto la strategia delle "vendite innovative" permette ad ENI di scegliere i propri concorrenti in modo tale che essi vadano a posizionarsi in bacini chiusi, dove possono agire da reali monopolisti. Questi soggetti infatti, causa un WACOG strutturalmente maggiore di quello di ENI per i motivi visti, non hanno la possibilità di praticare concorrenza reale ad ENI sul prezzo e non possono dunque che scegliere la strada del mercato "di nicchia", limitandosi

geograficamente, ottenendo alti margini, il tutto, ovviamente, a scapito del consumatore.

L'elevato livello dei prezzi del gas in Italia oltre che ha motivi legati alla mancanza di una vera concorrenza, è dovuto anche ad altri due importanti fattori.

In primis, la maggiore concorrenza *interfuel* che si registra in altri paesi europei, in particolare quelli che sfruttano l'energia nucleare, questo ovviamente aumenta la concorrenza tra le varie fonti energetiche e spinge fisiologicamente il prezzo a ribasso.

In secondo luogo, il legame indissolubile tra gas e petrolio, l'indicizzazione del prezzo del gas a quello del petrolio.

Se si considera il prezzo britannico, esso è l'unico ad essere slegato completamente dal Brent e risponde solo alle dinamiche di domanda e offerta: Il prezzo inglese è tra quelli che è cresciuto di meno in questi anni.

Risulta dunque evidente come la liberalizzazione del mercato europeo da sola non possa bastare per riuscire a ridurre effettivamente i prezzi. Occorre un processo integrato che preveda anche un prezzo del gas naturale che rifletta in primo luogo gli andamenti e le dinamiche di domanda e offerta e che sia il più distaccato possibile dal prezzo del petrolio.

2.5 La sicurezza dell'approvvigionamento

Negli ultimi 5 anni si sono verificati diversi casi di problematiche internazionali, che hanno causato più o meno lunghe interruzioni delle provvigioni e quindi mancanze di capacità.

Cause non direttamente dipendenti dal nostro paese come evidente, ultima la perdurante crisi libica che ha interrotto il flusso di gas proveniente dal gasdotto GREENSTREAM, in grado di assicurare al paese il 12% circa del totale dell'approvvigionamento di metano (all'entry point di Gela arrivano circa 20 milioni di metri cubi giornalieri (mil.mc/giorno).

Negli ultimi 5 anni è il terzo gasdotto d'importazione i cui flussi vengono alterati; a parte le due crisi russo – ucraine del 2006 e 2009 che hanno causato il blocco del TAG proveniente dall'Austria, nel 2010 si è dovuto registrare anche l'incidente al TRANSITGAS che ha dovuto bloccare la fornitura di circa 60 mil.mc/g per una frana che ha causato una dispersione al gasdotto. I tre incidenti avvenuti fanno riflettere circa il teorico quanto potenziale eccesso di offerta detenuto dal nostro paese, tale disponibilità risulta fondamentale per modulare correttamente il sistema e sopperire agli inverni freddi dove elevato il ricorso alle riserve presenti negli stoccaggi, riempiti durante l'estate.

Per valutare da un punto di vista numerico questo fantomatico eccesso di offerta risulta interessante valutarlo non tanto su base annua, ma sulla base della punta giornaliera nel periodo invernale. Verificare la tenuta dell'intero sistema in questa ottica, tenendo conto ipoteticamente delle diverse interruzioni di capacità avvenute

nel corso di questi anni e sottraendole alla capacità teorica, risulta addirittura un sistema in deficit di 61 Mil.Mc/g.

A ciò va aggiunto che il rischio paese è molto elevato dato il poco margine di erogazione a stoccaggio che deteniamo, per via dell'alta domanda di gas rispetto alla capacità di working gas stoccato attualmente a disposizione.

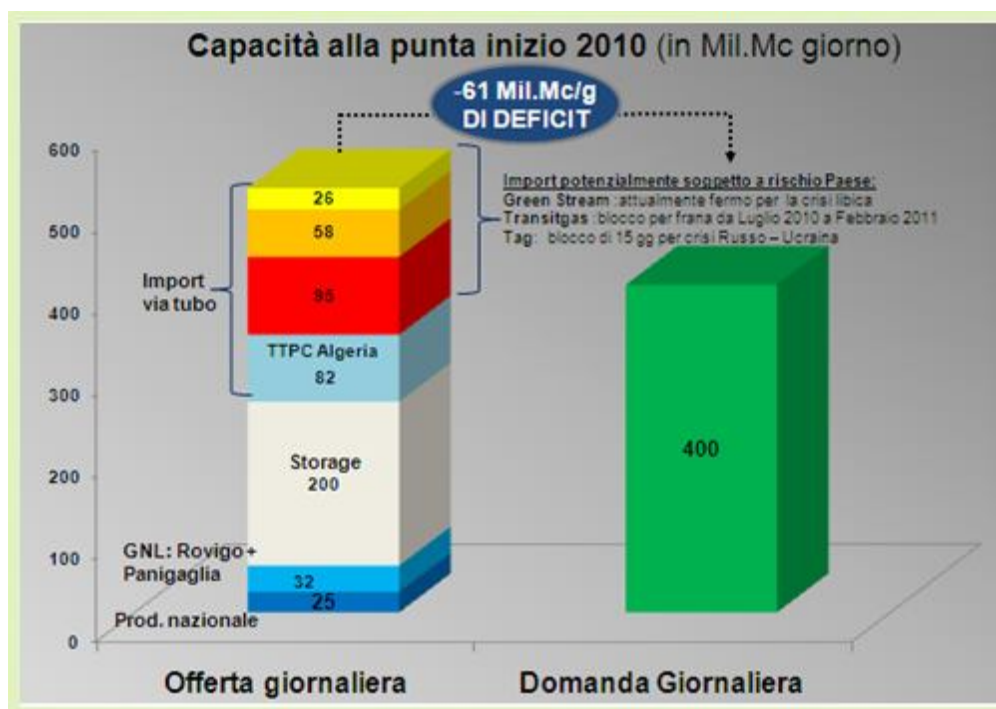


Figura 14 - Capacità nel 2010 in Mil.Mc al giorno.

Il trend della domanda degli ultimi anni è stato in calo, ma ciò è determinato dalla recessione globale del sistema, trend destinato a esaurirsi; l'inevitabile crescita di domanda che si verificherà dovrà essere accompagnata da garanzie sugli approvvigionamenti necessari e il deficit infrastrutturale che è emerso dalle analisi precedenti va migliorato.

Nel medio periodo infatti continuerà ad aumentare il fabbisogno di metano principalmente per la generazione elettrica, nell'ultimo decennio si è registrata una vera e propria corsa verso il gas naturale, che come è noto, rappresenta e rappresenterà la prima fonte di energia utilizzata nella produzione elettrica.

Il dibattito sulla politica energetica nazionale è dunque di fondamentale importanza ed esso ha al centro le politiche di investimento in progetti di rigassificazione di gas naturale liquefatto (GNL).

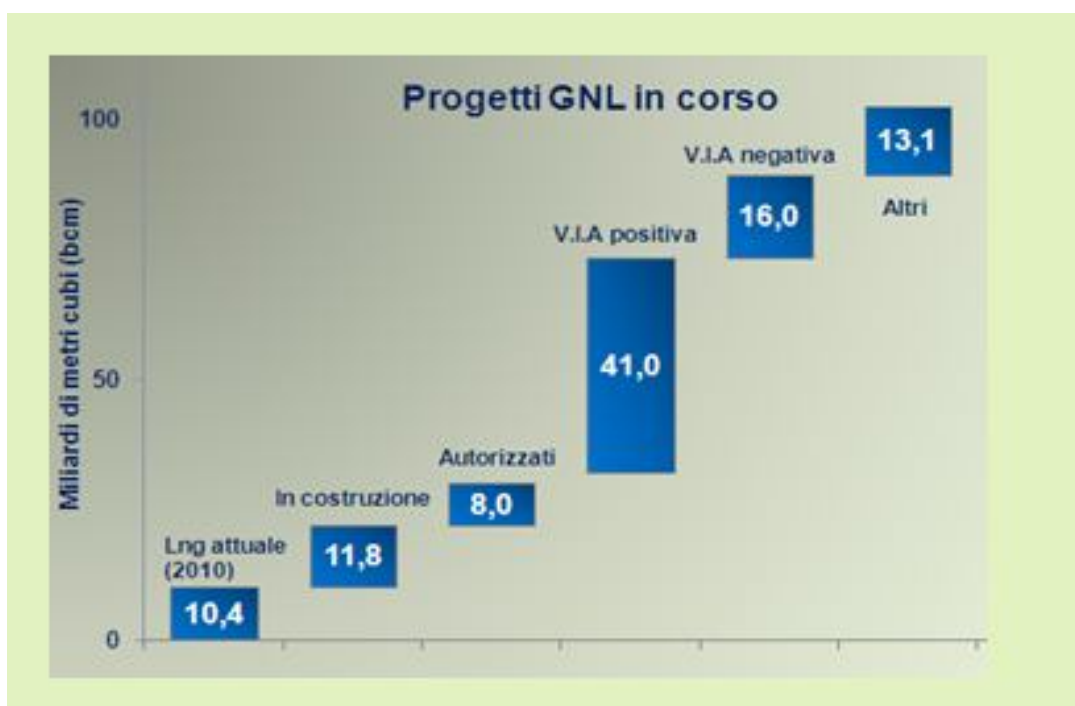
È questa la strada da percorrere per provare a ridurre il deficit infrastrutturale, ancora più preoccupante per via del forte rischio che grava su almeno tre dei cinque punti di ingresso via tubo nella rete nazionale di trasporto, di cui si parlava.



Un percorso che in solo qualche anno potrebbe semplificare il quadro e gli scenari, grazie solo allo sviluppo di alcuni dei tanti impianti in costruzione o in via di ultimazione dell'iter autorizzativo necessario alla realizzazione.

A partire dal 2006 i progetti di GNL sono aumentati notevolmente aumentando contestualmente le capacità degli anni avvenire, la crisi iniziata nel 2008 e la conseguente caduta della domanda, ha fatto ricredere diversi policy maker che tali capacità erano troppo elevate per un futuro prossimo; il drastico calo dei consumi ha fatto pensare che i livelli del 2007 si sarebbero registrati non prima di dieci anni.

Ora dopo le vicende libiche e una domanda che sta riprendendo più velocemente di quanto si pensasse a salire, gli investimenti programmati in impianti di rigassificazione già presentati ritornano di stretta attualità, visti anche i risultati confortanti delle infrastrutture tutt'ora in funzione.



Attualmente l'Italia può contare sullo storico terminale di Panigaglia (SP), riconducibile per proprietà al gruppo ENI, e del recente impianto di Rovigo, di proprietà della società Adriatic LNG, controllata da Qatar Petroleum e Exxon Mobil al 90% e al 10% da Edison.

Quest'ultimo impianto può rigassificare fino a 8 miliardi di metri cubi (Bcm) l'anno (Gmc), corrispondente a circa il 10% del consumo nazionale di gas.

Per quel che riguarda i nuovi progetti e quelli che stanno per entrare in vigore, la situazione è piuttosto caotica in un processo che è schiacciato da molti viatici burocratici; della decina e più di progetti presentati solo quattro o cinque entreranno in funzione nel giro dei prossimi dieci anni, garantendo 30 – 40 Bcm l'anno aggiuntivi di capacità di approvvigionamento.

Purtroppo per alcuni impianti esiste il rischio concreto che si vada oltre il 2020 come data di entrata in funzione o che alcuni progetti vengano addirittura ritirati.

Sicuramente entrerà in funzione entro fine 2012 l'impianto a nave metaniera di Livorno di E.On e Iren sul quale non dovrebbero ormai esserci problemi autorizzativi. Quasi certi poi gli impianti di Enel a Porto Empedocle e di BG a Brindisi; Dovrebbe realizzarsi anche il progetto di Gioia Tauro a cui partecipa anche Sorgenia e che ha ricevuto già da tempo la procedura di V.I.A positiva. Desti qualche perplessità l'altro progetto in Sicilia, a Priolo, che all'inizio sembrava destinato ad arenarsi a vantaggio proprio del terminale di Porto Empedocle, e che invece ora sembra essere tornato di attualità con il parere favorevole della Regione Sicilia almeno a riaprire un tavolo di discussione.

La situazione e gli scenari come è facile intuire sono estremamente dinamici.

Di recente hanno avuto parere favorevole anche i due impianti marchigiani di Falconara (API) e di Porto Recanati (Gdf) anche se sarà fondamentale l'atteggiamento delle popolazioni locali che da sempre hanno osteggiato i due progetti. Proprio l'atteggiamento della popolazione è spesso una variabile chiave per la buona riuscita di un determinato progetto.

Due impianti sono stati presentati nella provincia di Trieste rispettivamente da E.On e Gas Natural anche se entrambi devo sottostare a veti incrociati delle popolazioni locali e nel caso dell'impianto di Zaule di Gas Natural, anche del governo sloveno.

2.5.1 L'impatto per l'Italia

Questi gli scenari di capacità che si potranno sviluppare nel corso degli anni avvenire; considerando ora gli impianti di GNL che dovrebbero completarsi ed entrare in esercizio effettivo entro il 2020 (Toscana, Porto Empedocle, Brindisi, Gioia Tauro e uno a scelta casuale tra quelli considerati "incerti"), e sommando in aggiunta il potenziamento della rete dei gasdotti che dovrebbe realizzarsi nei prossimi anni (potenziamento del Green Stream e la realizzazione dei due gasdotti GALSI e ITGI), possiamo analizzare il teorico impatto per il Paese in termini di capacità di gas giornaliera utilizzata.

Per fare ciò è preso a riferimento lo scenario riportato in precedenza, quello che presentava un deficit giornaliero di 61 mil.mc/g, e consideriamo sia l'offerta aggiuntiva derivata da progetti GNL, sia l'apporto delle nuove pipeline in progetto: questo sistema risulterebbe in eccesso di capacità giornaliera per un valore che dovrebbe raggiungere i 161 mil.mc/g potenziali.

Detraendo quindi la capacità che potrebbe venire meno per il fattore di rischio considerato al 2010 nello scenario base si otterrebbe comunque un surplus di offerta di 100 mil.mc/g che l'Italia otterrebbe se attuasse gli investimenti necessari nei prossimi 10 anni.



Figura 15 - Capacità potenziale nel 2020. La domanda giornaliera viene calcolata con un incremento annuo del 1% come da fonte Snam.

Come appare evidente, essenziale per il reale aumento della capacità interna di produzione è la realizzazione dei nuovi rigassificatori che entreranno in funzione prima del 2020; in sintesi, rispetto all'approvvigionamento via tubo, questo tipo di produzione presenta due vantaggi evidenti:

- fattore di rischio basso se non addirittura nullo per interruzioni di capacità, data l'assenza di collegamento fisico con il paese produttore;
- costi di investimento in caduta per i nuovi progetti rispetto a quelli già in funzione.

In conclusione, ad oggi il sistema gas presenta fattori di rischio difficilmente calcolabili, specialmente nel medio periodo.

Come analizzato questa sicurezza degli approvvigionamenti negli ultimi 5 anni è venuta spesso a mancare, per cause di natura diversa e completamente slegate tra di loro.

La mancata garanzia di certezza della fornitura è un problema primario per il Paese, che già vede i prezzi del gas in continuo rialzo a fronte di una timida ripresa della domanda che da sola non giustifica tale rialzo.

Specialmente se si considera che la caduta della domanda, verificatasi negli anni precedenti, non aveva conseguito un' analoga caduta dei prezzi proporzionata; i prezzi sono rimasti ancorati di fatto all'andamento delle quotazioni del petrolio, condizioni imposte dalle clausole contenute nei contratti take or pay sottoscritti dai principali venditori con i fornitori extra europei (Russia, Algeria, Libia...).

Questo sostanziale sganciamento di rapporto fra domanda e offerta è alla base del tentativo che ha spinto a ragionare su un'eventuale sganciamento del prezzo del gas dall'indicizzazione al greggio; molti venditori nazionali chiedono ai fornitori stranieri la revisione della clausole e degli accordi presi, sostanziali modifiche contrattuali che tengano conto delle mutate condizioni congiunturali di mercato.

È un processo in essere molto lungo che se completato, potrà rendere il mercato del gas un reale sistema concorrenziale virtuoso.

Il potenziale eccesso di offerta del sistema gas, grazie anche all'apporto futuro di nuovi impianti GNL, può proprio in questo

senso, accelerare lo sganciamento dei prezzi del gas da quelli del greggio favorendo più concorrenza e un accesso diversificato al mercato.

Nuovi rigassificatori che entrino in esercizio, potenziamento del sistema degli stoccaggi, investimenti nei gasdotti esistenti e solo a quel punto creazione di un vero e proprio mercato liquido all'ingrosso, sono le quattro condizioni principali per far sì che l'Italia diventi un vero e proprio hub del gas non solo a parole ma anche nei fatti.

2.6 Flessibilità, liquidità e assetto di mercato

È emerso finora nell'analisi condotta, che il mercato del gas ha evidenti problemi in termini di flessibilità e di connessa liquidità.

La soluzione principe del problema sarebbe, come anticipato, la creazione di un Hub del gas, dove potrebbe essere scambiata tutta la liquidità creata dal mercato, appunto in un unico e centrale mercato di tipo spot.

In questo modo si creerebbe la consapevolezza e la volontà tra gli operatori ad utilizzare la compravendita spot di gas in luogo dei contratti di lungo periodo vincolati al prezzo del greggio.

La tematica del prezzo del gas è stata trattata in precedenza, essa è strettamente collegata al tema flessibilità, è la rigida contrattualistica dei contratti ToP a limitarla completamente nel mercato del gas.

Riprendendo il tema del prezzo, questo si forma col metodo del Net Back Price, avendo cioè come punto di riferimento il combustibile alternativo meno costoso. Nei contratti che caratterizzano il mercato, i ToP, anche l'indicizzazione del prezzo del gas è ancorata ad altri combustibili, in genere all'andamento del greggio e dei suoi derivati.

Questo è un meccanismo distorsivo, poiché non rispecchia le reali condizioni di scarsità della materia prima e non garantisce agli operatori di mercato i giusti input e i giusti segnali per le loro eventuali scelte d'investimento.

Un mercato spot efficiente creerebbe le condizioni per la formazione di un prezzo che esalti le reali condizioni di mercato e ne sarebbe un buon indicatore, specialmente nei periodi in cui le quotazioni del greggio sono alte (come di frequente) non sarebbe da stupirsi di una spinta ribassistica dei prezzi in uno scenario di questo tipo.

Parlando del prezzo del gas naturale abbiamo citato di frequente i contratti ToP come parte fisiologicamente e intrinsecamente costituente del mercato. Bisogna ricordare, che essi sono necessari alla sostenibilità del mercato del gas naturale stesso, poiché gli ingenti investimenti richiesti per mettere in esercizio le infrastrutture sarebbero altrimenti troppo rischiosi se venisse meno la garanzia di un contratto garantito nel lungo periodo.

Come spesso succede la verità sta nel mezzo, ovvero bisogna trovare in giusto *trade off* fra le 2 situazioni gestionali; il contratto *take or pay* secondo noi porta con sé una pesante rigidità che scarica sul sistema, e il mercato ne risente negativamente.

Il bisogno di sicurezza e stabilità dei produttori e, dall'altra parte, quello di competitività degli operatori di mercato e della collettività, si ottiene con l'introduzione di una maggiore dose di flessibilità nel sistema nel suo complesso.

Questa deve essere la linea guida, diverse invece possono essere le implementazioni della stessa: la costruzione di nuove infrastrutture (specialmente riguardanti il GNL), con una gestione più efficiente degli stoccaggi, con l'eliminazione di eventuali conflitti d'interessi in seno agli operatori di mercato, con l'eliminazione delle clausole di destinazione e viceversa l'introduzione delle clausole UIOLI (Use It Or Looselt).

Ma il percorso che qui nella nostra ricerca vogliamo percorrere più approfonditamente è quello della creazione di un efficiente mercato spot di gas e capacità presso un trading hub.

Il mercato spot è condizione necessaria per garantire la sostenibilità di buoni risultati in termini di liquidità e flessibilità, e essi possono essere raggiunti con le soluzioni da noi proposte.

La liquidità che si verrebbe a formare grazie alla inevitabile(quanto momentanea) bolla di gas e ai programmi di *gas release* può essere valorizzata e sostenuta soltanto se incanalata sui binari di un mercato organizzato, che sfrutti questi eventi per abituare gli operatori a servirsi di questo centro di scambio (una vera e propria "borsa del gas), così che anche in futuro, quando la bolla di gas si sarà esaurita e i programmi di *gas release* saranno finiti, non si tornerà alla situazione preesistente, ma gli operatori continueranno ad utilizzare il mercato spot per soddisfare almeno in parte le proprie esigenze di approvvigionamento.

Qualcosa del genere in Italia esiste, anche se è solo un embrione di una struttura ottimale, è il PSV: è un sistema elettronico di scambio e cessione del gas inserito nella rete nazionale gasdotti Italia.

E' ancora di dimensioni ridotte e la stessa ENI, che lo ha promosso, non vi partecipa del tutto; tuttavia l'AEEG, l'autorità nazionale per l'energia e il gas, gli ha attribuito la qualifica di "mercato regolamentato delle capacità e del gas"; il motivo è perché permette al sistema-Italia di raggiungere il primo di quattro obiettivi fissati dall'Autorità per pervenire ad una vera e propria "borsa del gas".

Questi 4 obiettivi sono :

1. L'introduzione di procedure che, attraverso una piattaforma informatica, consentano la cessione e lo scambio di capacità di trasporto e di gas naturale immesso nella rete nazionale di gasdotti sulla base di accordi bilaterali fra utenti, il tutto in conformità con i criteri di bilanciamento del servizio di trasporto definiti dalla delibera n. 137/02;
2. l'introduzione di contratti standard per gli scambi bilaterali di gas e capacità; facilitando la conclusione di transazioni fra gli operatori, cui viene offerta la possibilità di definire solo il prezzo e il volume della transazione, tali contratti si rivelano utili a promuovere la liquidità del mercato;
3. l'introduzione di un regime di bilanciamento incentrato su un mercato giornaliero *intraday*, nel quale l'impresa di trasporto compra dagli operatori del sistema (o venda agli stessi) il gas naturale in difetto o in eccesso nella rete di trasporto. Questo intervento, che pone i presupposti per una crescita del volume di gas scambiato giornalmente, richiede la modifica del regime di bilanciamento attualmente in vigore definito dalla delibera precedente n. 137/02. Con l'introduzione di un sistema che incentivi gli utenti a essere bilanciati attraverso valori calcolati sulla base del prezzo con il quale il gas naturale viene scambiato sul mercato di bilanciamento giornaliero;
4. l'introduzione di un mercato centralizzato del gas naturale gestito in modo indipendente e basato su un sistema automatico di incrocio fra domanda e offerta sul modello

inglese della *clearing house*, il quale consenta la determinazione di un prezzo ufficiale quale riferimento per la conclusione delle transazioni.

A che punto siamo? E' questa la domanda a cui devono rispondere i *policy maker*, il primo obiettivo è raggiunto, almeno in parte, dalla piattaforma PSV, per gli altri tre passi verso la borsa del gas riteniamo sia necessario parlare ora e in maniera decisa di hub del gas, poiché è con l'introduzione di questo tipo di modello strutturale di mercato che secondo noi si riuscirà a compiere definitivamente la trasformazione del mercato italiano del gas naturale.

2.7 GLI HUB DEL GAS

Un hub del gas è un punto di snodo tra due o più sistemi, 2 o più gasdotti, appartenenti a diversi sistemi di trasmissione. Di fatto Attraverso questi snodi o punti di interconnessione il gas passa da una rete gestita da un TSO a quella di un suo concorrente . Dunque è naturale conclusione che questi luoghi diventano strategicamente determinanti, in loro prossimità inoltre possono sorgere dei centri di mercato dove si scambia il gas passante per i vari sistemi interconnessi.

Possiamo distinguere 2 tipologie di hub :

1. Hub Fisico (o point-specific hub);
2. Hub Virtuale (o system hub).

Gli hub fisici sono associati ad un particolare snodo tra due sistemi di trasmissione, il secondo invece non è associato ad alcuno snodo fisico in particolare, bensì all'intero sistema infrastrutturale nazionale o regionale (come nel caso del National Balance Point britannico). In Europa, hub fisici si trovano generalmente alla frontiera tra due stati, unico luogo dove reti appartenenti a TSO diversi si possono congiungere (citiamo, come esempi, gli hub di Emden in Olanda e Zeebrugge in Belgio). Negli Stati Uniti gli hub fisici sono invece più diffusi, in quanto tradizionalmente esistono diverse pipeline company in competizione tra loro, specialmente dopo che è stato liberalizzato il mercato interstatale nel 1985 (Order No. 436).

Tornando agli hub virtuali, si tratta, in questo caso, di un mercato aperto alla concorrenza, all'interno del quale sono stati sviluppati

particolari meccanismi di negoziazione del gas naturale tra i vari competitor e che prestano numerosi servizi di supporto.

Esiste una terza tipologia, sono i centri di mercato (o market center) indipendenti da qualsiasi tipo di infrastruttura fisica (locale o nazionale). Sono dei luoghi dove è possibile negoziare gas naturale, capacità di trasporto e stoccaggio e numerosi altri tipi di servizi. Quando, invece, un centro di mercato di questo tipo fa riferimento ed è associato ad un particolare hub, sia esso hub fisico o virtuale, che non si limita dunque a fungere da semplice punto d'interconnessione tra due reti distinte, allora questo mercato prende il nome di gas trading hub (o più semplicemente, trading hub).

Tipicamente ogni trading hub è gestito e da una compagnia che è garante delle funzionalità e dei servizi di supporto offerti quali: il transito da una pipeline ad un'altra (nel caso di un hub fisico), lo stoccaggio e altri servizi, sempre più particolareggiati e personalizzabili. Le funzioni vere e proprie di un trading hub sono quelle tipiche di ogni mercato di scambio: facilitare le negoziazioni, ridurre i costi di transazione e migliorare così l'efficienza complessiva del sistema. Ad esse si aggiunge poi anche una funzione tipica dell'industria del gas naturale quale il bilanciamento.

Qualora le funzioni sopra descritte siano implementate correttamente, si dovrebbe verificare un riflesso sui prezzi con una sostanziale diminuzione aumentando così il benessere sociale.

Più i servizi offerti da un trading hub sono flessibili e personalizzabili, più compagnie parteciperanno alle negoziazioni, più l'hub diviene liquido e meglio assolve i compiti per i quali è stato pensato.

Gli hub nacquero negli Stati Uniti come risposta alla liberalizzazione del mercato interno (Order No. 436 e Order No.636). A seguito di questi provvedimenti, i produttori non erano più obbligati a vendere il proprio gas alle pipeline company, ma potevano cederlo direttamente ai clienti finali, che erano liberi di scegliere il fornitore che desideravano. Ciò ha creato però un aumento considerevole dei costi di transazione, specialmente per le piccole e medie imprese, a causa delle notevoli asimmetrie informative presenti nel mercato libero. Questi problemi sono stati prontamente superati con la creazione di numerosi centri di mercato, localizzati in prossimità di hub fisici. Si riunirono così in un unico mercato domanda e l'offerta del gas passante per quegli snodi. I costi di transazione venivano così abbattuti anche grazie alla creazione di contratti standard. Il primo trading hub è stato l'Henry Hub, costituito nel 1988 in Louisiana. Questo modello si è subito diffuso a macchia d'olio negli USA (tutt'ora ci sono circa 50 hub e 28 market center).

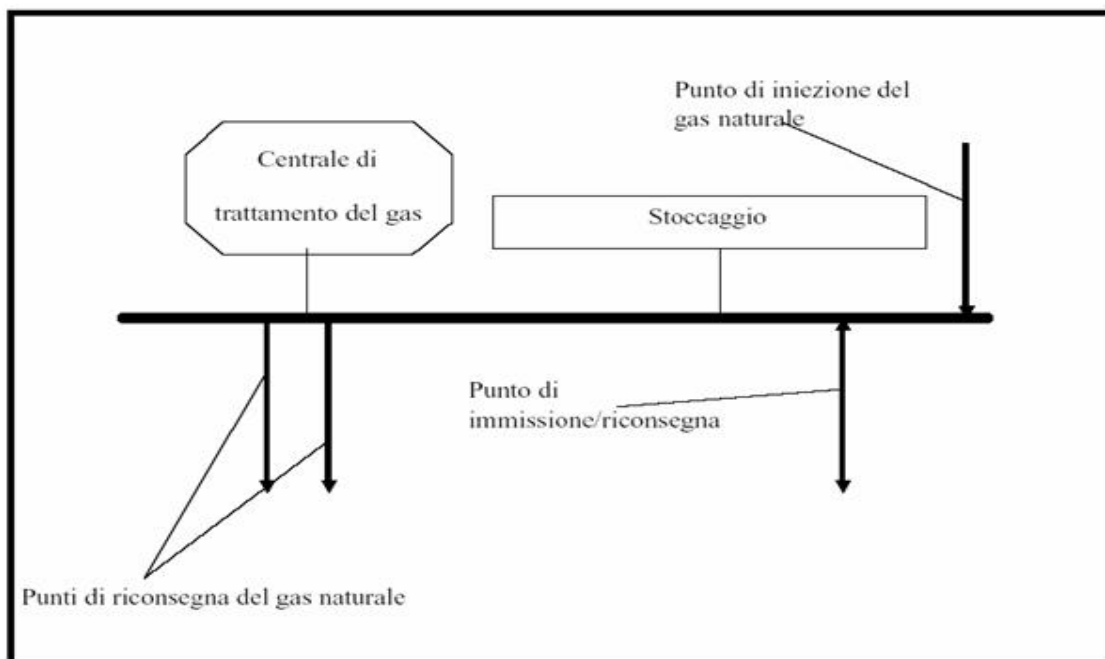


Figura 16 - Schema di un hub fisico

In buona sostanza, un hub fisico è un vero centro di smistamento di gas proveniente da pipeline company diverse. Non è detto che ogni hub debba avere uno stoccaggio ed una centrale di trattamento (raffinazione, compressione, omogeneizzazione dei vari tipi di gas che pervengono all'hub), ma generalmente questo è lo schema.

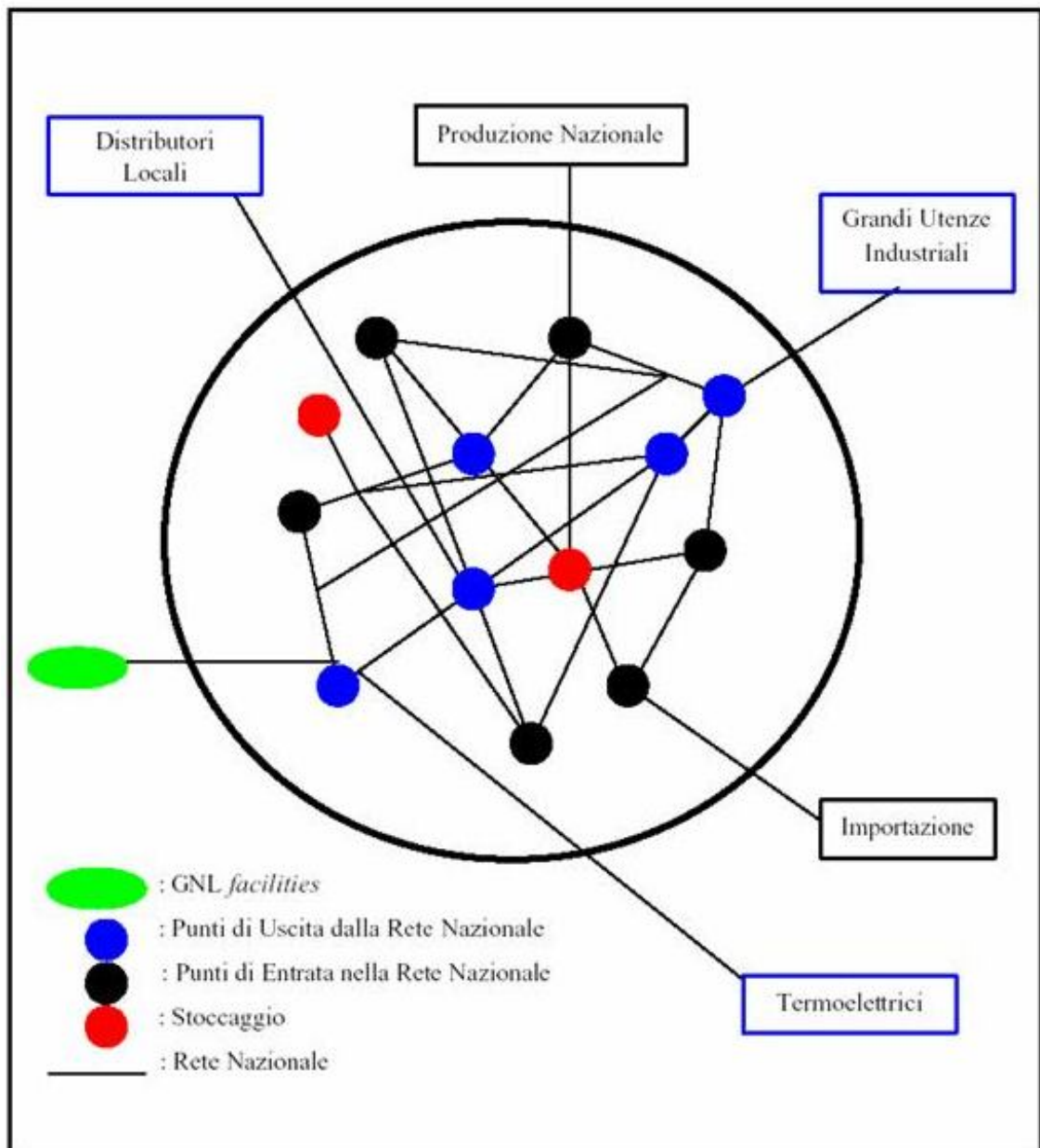


Figura 17 - Schema di un hub virtuale.

In un *virtualhub* il gas viene immesso in uno dei vari punti di entrata (campi di produzione nazionale o da gasdotti d'importazione o ancora da terminali GNL). Il gas entra poi nella rete nazionale per poi lasciare rete nazionale attraverso uno dei tanti punti di uscita per essere ceduto ad una grande utenza industriale, ad un cliente termoelettrico o ad un distributore locale (passando per le reti regionali). Gli stoccaggi sono considerati di volta in volta punti di entrata (quando il gas viene prelevato) o punti di uscita (quando il gas viene iniettato) dalla rete nazionale. Bisogna ricordare come un hub virtuale possa includere più di un hub fisico al suo interno.

Ogni hub ha un proprio regolamento (Network Code) facente riferimento alla specifica normativa presente (grado di liberalizzazione, tipo di tariffa di trasporto in vigore) e delle condizioni del mercato (se informale, cioè Over the Counter, o regolamentato); tuttavia, una tipica operazione di compravendita di gas naturale presso un hub prevede due passaggi principali e distinti: la prenotazione della capacità di trasporto in entrata (entry) e in uscita (exit) e la procedura di bilanciamento. Tipicamente i compratori di gas non sanno esattamente a quanto ammonterà la propria domanda in ogni istante della fornitura, perciò i contratti siglati sono il più possibile flessibili. Tuttavia il bilanciamento tra domanda e offerta deve essere sempre assicurato, perciò ogni qualvolta che un venditore di gas si trova a dover fornire più gas di quanto pattuito (e dunque a dover occupare una capacità di trasporto maggiore di quella prenotata) deve pagare una penale, generalmente molto elevata. Tutto questo può essere evitato in quegli hub particolarmente sviluppati dove esiste un efficiente mercato secondario della capacità di trasporto e del gas. Così chi si trova in eccedenza di gas e/o di capacità può ricorrere al mercato senza dover pagare penali.

Dal punto di vista finanziario, il gestore dell'hub può fungere da controparte negli scambi di capacità sul mercato secondario. In questo caso, la liquidità e l'efficienza del mercato spot ne risentono positivamente, poiché diminuisce notevolmente il rischio finanziario delle operazioni e agli shippers è garantito l'anonimato, così da evitare eventuali comportamenti anticoncorrenziali dei venditori di capacità.

I servizi che possono essere offerti all'interno di un trading hub possono dividersi in due tipologie: i servizi infrastrutturali, di natura fisica, e i servizi di supporto, di natura immateriale, di tipo informativa, che servono proprio da supporto ai servizi infrastrutturali.

In questo senso è grazie ai servizi di supporto, tipicamente offerti grazie ad una piattaforma elettronica, che i centri di mercato si sono potuti sviluppare anche presso degli hub virtuali, lontano dalle infrastrutture fisiche dell'industria del gas naturale.

2.7.1 Servizi Infrastrutturali

- **Wheeling:** E' il puro e semplice trasferimento fisico del gas da una pipeline ad un'altra. E' la funzione tipica degli hub fisici più semplici e meno strutturati.
- **Stoccaggio:** All'interno di un hub, la funzione dello stoccaggio è cruciale: esso infatti non è soltanto una forma di deposito della materia prima, ma è la base su cui poggiano tutti i servizi accessori di bilanciamento e speculazione. La modulazione degli stoccaggi permette infatti di poter far fronte a variazioni impreviste della domanda di gas senza dover incorrere in

penali ed inoltre ammette la possibilità di arbitraggi su mercati del gas diversi con prezzi discordanti. Oltre al tradizionale servizio di deposito per fini strategici e per far fronte alla ciclicità della domanda, lo stoccaggio permette altre attività quali il parking e il loaning.

- **Parking:** Si tratta di una forma di stoccaggio, il cliente dell'hub può così ovviare alla stagionalità del mercato del gas (la prenotazione dell'uso della rete di trasmissione, che ha validità annuale, viene fatta in base alla capacità di punta) iniettando ("parcheeggiando") il gas durante il periodo di bassa domanda (estate) ed estraendolo durante il periodo di alta domanda (inverno). In questo modo il cliente riesce a livellare il proprio fabbisogno di gas durante l'anno ed evita di dover prenotare capacità di trasporto addizionale che servirebbe solo nei brevi periodi di picco e rappresenterebbe dunque un costo aggiuntivo.

Il parking, in realtà, può anche essere soltanto virtuale, specialmente se effettuato in un orizzonte temporale breve. Questo servizio, infatti, può essere fornito attraverso uno swap di gas con altri shippers in posizione opposta. In altre parole, se uno shipper si trova con un'eccedenza di gas, invece che parcheggiarlo in uno stoccaggio, potrebbe decidere che è più conveniente prestarlo ad un altro shipper che invece ne ha bisogno (vediloaning). A sua volta questo shipper s'impegna a restituire quel quantitativo di gas in un periodo di tempo predefinito.

- **Loaning:** E' un prestito di gas naturale, il servizio speculare al parking. In questo caso, il cliente prende a prestito (da uno stoccaggio o da uno shippers in eccedenza) del gas che andrà poi a riconsegnare ad una data successiva.

- **Bilanciamento:** Questo servizio consiste nel mantenere sempre in equilibrio domanda e offerta. In un certo senso anche parking e loaning possono essere considerate due forme di bilanciamento. Il servizio di bilanciamento, almeno nei centri di mercato più sviluppati, può anche essere sfruttato per fini speculativi, nel caso si formino dei differenziali di prezzo su piazze diverse permettendo così l'attuazione di arbitraggi. Per il servizio di bilanciamento, qualunque sia il suo scopo, è necessaria la presenza di un'adeguata capacità di stoccaggio ed in particolare, per il bilanciamento di breve/brevissimo termine (giornaliero e orario) e dunque per i servizi di back up e back down, sono molto importanti gli stoccaggi con un tasso di rilascio particolarmente elevato, a causa della flessibilità richiesta da questi tipi di servizi.

Il bilanciamento vero e proprio può essere di due tipologie :
back up e back down:

- ❖ **back up:** Chiamato anche peaking, è un servizio offerto per risolvere improvvisi squilibri di breve termine. Consiste nell'acquisto, da parte di un cliente in deficit, di un quantitativo di gas per poter rispettare i propri impegni. Il gas così acquistato non viene poi restituito (a differenza del loaning) ed è per questo che un ricorso massiccio al back up potrebbe mettere a rischio la sicurezza del sistema, creando degli scompensi non previsti.
 - ❖ **back down:** Si tratta di un servizio speculare al precedente. Un cliente in eccedenza vende il gas inutilizzato al gestore dell'hub.
- **No-notice:** Questo servizio consente ai clienti che ne fanno uso di poter trasportare più gas di quanto prenotato senza

incorrere in penali. E' un servizio comunque costoso ed offerto solo dagli hub situati nei mercati più competitivi quale quello statunitense.

- Compressione: Talvolta (specialmente negli USA) la compressione del gas naturale è un servizio che non viene offerto unitamente a quello di trasporto, ma separatamente.
- Hub-to-Hub Transfers: Questo servizio, di stampo americano, prevede scambi (prelievo in un hub e immissione in un altro) di gas fra due o più hub; presuppone, perciò, un'adeguata coordinazione fra gli hub stessi.

2.7.2 Servizi di supporto

- Trading elettronico: Si tratta della predisposizione di una piattaforma elettronica in grado di supportare e facilitare il buon esito delle negoziazioni. I tipici servizi offerti da una piattaforma sono:
 - ❖ Matching Nominations: Per ogni negoziazione, la piattaforma controlla e registra i quantitativi di gas (nominations) scambiati e, ottenuta la conferma che l'operazione può essere tecnicamente svolta presso l'hub, dà l'autorizzazione a procedere con l'implementazione dell'accordo.
 - ❖ Title Tracking: E' il servizio di controllo della spedizione e della consegna di un certo ammontare di gas.
 - ❖ Title Transfer: E' la registrazione finale del trasferimento della proprietà dell'ammontare di gas contrattato.
- Risk Management: Questo tipo di servizi è tipico dei trading hub molto sviluppati. Qui, infatti, il prezzo del gas dipende

direttamente dalle dinamiche di domanda e offerta e non dal prezzo del greggio. Ciononostante, la volatilità e il rischio di prezzo non scompaiono, ma possono comunque essere limitati o eliminati con degli appositi strumenti finanziari derivati, come Opzioni, Futures, Forward, Swap ecc... Questi strumenti, che di rado si concludono con l'effettiva consegna del bene, possono anche essere utilizzati soltanto per fini speculativi.

- Servizi Amministrativi: Si tratta di un servizio di assistenza amministrativa per il completamento di tutte le procedure richieste dal regolamento dell'hub.

Un trading hub di questo tipo può organizzarsi e strutturarsi in varie forme di mercato: un mercato informale (over the counter) di tipo bilaterale, dove le moltissime richieste di quantitativi di gas verrebbero raccolte da un intermediario specializzato (un broker) e assemblate garantendo così un potere contrattuale molto maggiore ai singoli clienti che riuscirebbero a spuntare un prezzo migliore ai fornitori; i contratti in questo caso sarebbero personalizzabili e flessibili alle esigenze del cliente, i mercati secondari di materia prima e capacità di trasporto si svilupperebbero velocemente e, data la completa libertà nella definizione dei contratti, presso un mercato OTC di questo tipo si dovrebbe sviluppare rapidamente anche un mercato puramente finanziario, dove si possono scambiare contratti forward per speculare sul prezzo a termine del gas o tutelarsi dalle fluttuazioni impreviste dello stesso.

La tendenza di un mercato di questo tipo potrebbe però quella di standardizzarsi col tempo a causa dei costi di transazione qualora

risultino particolarmente elevati. In un mercato di questo tipo le negoziazioni avranno luogo presso un centro di mercato preciso, un hub del gas appunto, dove verrebbero aggregate, in quell'unico centro, un grande numero di offerte e domande di gas. In questo modo, presso l'hub, le varie esigenze dei partecipanti agli scambi verrebbero facilmente messe a confronto e soddisfatte.

Una seconda tipologia di mercato che si potrebbe formare con una struttura ad hub è quella del cosiddetto mercato per il bilanciamento. Questo tipo di mercato, che fa riferimento al mercato "On the day Commodity Market" inglese, permetterebbe la negoziazione 24 ore su 24 e tutte le transazioni sarebbero intermedate da una Clearing House per garantire una solida stabilità finanziaria. Le transazioni dovrebbero essere limitate agli scambi day-ahead e within-day, cioè il giorno precedente la consegna di gas e il giorno della consegna, questo perché il mercato OCM è appunto dedicato al bilanciamento finale. Il prezzo sarebbe comunque fatto dalla domanda totale messa a confronto con l'offerta totale e avrebbe valore erga omnes, ovviamente, tutte le offerte e le richieste sarebbero anonime e pubbliche, grazie ad un adeguato supporto elettronico.

Torniamo ora al problema dei contratti ToP di lungo periodo, già discussi in precedenza, che se da un lato sono necessari per garantire sicurezza al mercato stesso, dall'altro sono sorgente di una rigidità che impedisce lo sviluppo del mercato spot.

I fornitori in questo senso rappresentano una barriera in quanto non saranno disposti a rinegoziare su una base temporale minore i contratti in essere già siglati, al tempo stesso Abbiamo visto però quanto sia importante attivare un mercato a breve e come questo sia in grado di creare liquidità anche dalla parte dell'offerta per

giungere ad un graduale abbassamento dei prezzi e ad un mercato più concorrenziale. Un mercato spot obbligherebbe le 2 controparti, fornitori e compratori, a ricalibrare ciclicamente i contratti di fornitura, in quanto il prezzo sul mercato spot seguirebbe le condizioni di domanda e offerta del mercato sganciandosi dalla sua fuorviante indicizzazione alla quotazione del greggio.

Il percorso per arrivare ad un trading hub, cioè un mercato flessibile, liquido e in grado di segnare un prezzo di riferimento anche per i contratti ToP non sarà facile. Di certo, i ToP non scompariranno in futuro, viste le caratteristiche strutturali del mercato del gas, ma ciò non esclude necessariamente un buono sviluppo dei contratti e dei mercati spot.

Le due forme contrattuali, scambi spot sull'hub e contratti ToP, andrebbero presumibilmente a coesistere, con i ToP che potrebbero formare la base di approvvigionamento per l'intero sistema, anche in funzione di una maggiore sicurezza delle forniture, mentre i contratti spot fungerebbero da modulatori/regolatori di offerta e domanda; i contratti spot potrebbero inoltre servire sia per coprire eventuali picchi di domanda imprevista durante il corso dell'anno, sia per poter compiere arbitraggi di varia natura.

Proprio al mercato spot sarebbero indicizzati i contratti di più lunga durata ToP; Il mercato spot sarebbe un mercato secondario, principalmente utilizzato per fini di bilanciamento, considerando però, che a seguito del Decreto Marzano, il 20% della capacità delle nuove infrastrutture realizzate verrà assegnata a soggetti diversi dal realizzatore, si potrebbe creare anche un mercato spot primario poggiato su questo 20% di nuova capacità, che sarebbe dunque disponibile per importazioni di breve periodo.

In aggiunta se la capacità disponibile sarà a sua volta ridondante, allora tutti gli incrementi di domanda potrebbero essere soddisfatti ricorrendo al mercato spot, senza dover realizzare nuove infrastrutture che, per essere portate a termine, necessiterebbero di nuovi contratti ToP.

In conclusione, la creazione di un hub risolverebbe molti dei problemi del mercato italiano del gas naturale: il problema della mancanza di flessibilità, quello della scarsa liquidità del mercato, l'ancoraggio al prezzo del greggio, il difficile bilanciamento in un mercato liberalizzato e la discriminazione nelle negoziazioni.

L'ultimo stadio della liberalizzazione corrisponderà alla interconnessione dei vari hub europei e all'interoperabilità delle varie reti di trasporto.

3. II Mercato del Gas Inglese – NBP

Il National Balancing Point (NBP) è il mercato del gas più liquido d'Europa. Prima di approfondire come funzioni, è necessario spiegare come il gas arrivi in Inghilterra, quali siano i *players* che interagiscono tra loro, come sia distribuito attraverso il National Transmission System (NTS), e spiegare l'importanza del Network Code che ha permesso la creazione di questo mercato liquido, libero e trasparente.

3.1 National Transmission System (NTS)

Il National Transmission System (NTS) è la rete fisica di distribuzione del gas nel Regno Unito. Consiste in più di 6,600 chilometri di gasdotti che operano a una pressione tra 45 e 85 bar.

Il gas si muove attraverso il sistema utilizzando 28 stazioni di compressione strategicamente posizionate. Da oltre 140 punti di prelievo, il NTS fornisce gas a circa 60 clienti direttamente connessi (circa 40 centrali elettriche e circa 20 grandi consumatori industriali) e alle dodici zone di distribuzione locale (Local Distribution Zones) che operano a bassa pressione rifornendo i consumatori con un carico di piccole e medie dimensioni. Queste LDZ sono raggruppate amministrativamente in quattro reti di distribuzione (Distribution Network), di proprietà e gestite indipendentemente, ma tutte conformi ai rigidi parametri definiti dal Network Code.

Il gas si viaggia attraverso la rete ad una media di 25 miglia all'ora, in modo che le forniture supplementari, in risposta ad una variazione

della domanda in una determinata parte del paese, non possano essere immediatamente consegnate; tuttavia, se il NTS è costantemente in equilibrio in tutte le regioni, il tempo di risposta sarà notevolmente ridotto. Questo bilanciamento è il principale compito del Transmission System Operator (TSO), che gestisce l'intero sistema di trasmissione, e che fa parte della National Grid¹.

Questa infrastruttura estesa e complessa deve essere in grado di affrontare variazioni giornaliere molto grandi di flussi, da un picco 'basso' della domanda di circa 160 mcm in estate, ad un giorno d'inverno con un picco 'alto' della domanda in eccesso di 450 mcm². Questi alti e bassi stagionali sono basati sui livelli nazionali, e bisogna tenere in considerazione le variazioni regionali della domanda e anche le fluttuazioni dei volumi di fornitura in ingresso nel NTS dai nove *entry point* in tutto il paese. Grazie ai nove impianti di stoccaggio, di diverse dimensioni e flessibilità, viene mantenuto il bilanciamento del sistema.

La tabella sottostante mostra una mappa completa del National Transmission System, che mostra il gasdotto ad alta pressione delle infrastrutture insieme con i compressori regolatori necessari, i nove *entry point* o 'terminali', le strutture di stoccaggio, le condutture di importazione ed esportazione e gli *exit point* o '*offtakepoint*' da cui il gas esce dal NTS per poi entrare nella rete di distribuzione a bassa pressione.

¹ La National Grid plc è una multinazionale di energia elettrica e del gas con sede a Londra, Regno Unito. La National Gridplc è la proprietaria e gestisce le operazioni del National Transmission System in tutta la Gran Bretagna, e possiede e gestisce una significativa parte della rete di distribuzione del gas in Inghilterra.

² L'uscita effettiva dei flussi dal NTS nel giorno con la domanda minima dell'anno gas 2010/11 è stata di 160mcm il 15 agosto 2011; l'uscita effettiva dei flussi dal NTS nel giorno con la domanda massima dell'anno gas 2010/11 è stata di 446mcm il 6 gennaio 2011. Fonte: National GridTenYear Statement 2011.

La domanda record di 449mcm datata il 7 gennaio 2003 è stata finalmente superata il 7 gennaio 2010, quando è stato registrato un nuovo picco massimo di domanda giornaliera con un flusso effettivo in uscita di 454mcm.



Figura 18 - Mappa del National Transmission System

3.2 Network Code

La nascita del Network Code in Gran Bretagna è stato un fattore fondamentale per lo sviluppo del trading in gas in tutta l'Europa.

Il Network Code è il fulcro attorno al quale ruota l'industria competitiva del gas, che comprende l'aspetto giuridico e contrattuale per la fornitura e il trasporto del gas. E' un insieme comune di regole per tutti gli operatori del settore che assicura una più facile e libera concorrenza.

Questa autorità è stata sancita nel Gas Act del 1995 ed è entrato in vigore per la prima volta nel marzo 1996, in due fasi conosciute come la fase "soft" e la fase "hard", che riflette la severità graduale di sanzioni necessarie per mantenere l'equilibrio.

Ha creato il sistema di bilanciamento giornaliero del mercato, e quindi la necessità di una borsa a breve termine. Al fine di equilibrare i loro portafogli su base giornaliera, gli speculatori usano contratti 'standardizzati', come "Whitin-Day", "Day-Ahead", "Balance Of Week", "Weekend" e "WorkingDayNext Week". Questi contratti vengono utilizzati principalmente dagli speculatori per il bilanciamento del proprio portafoglio prima della consegna.

Il Network Code ha anche dato origine al meccanismo di flessibilità, trasformatosi poi nel On-the-day Commodity Market³ (OCM) nel

³Si tratta di uno scambio anonimo, offrendo così zero rischio di controparte. Gli spedizionieri possono essere una o entrambe controparti dello scambio dalle ore 12 del giorno prima della consegna fino alle ore 15,35 del giorno della consegna; successivamente il National GridGas è sempre la controparte di ogni operazione, in modo che l'OCM sia sempre uno strumento di bilanciamento del sistema.

1999. Questo meccanismo è stato ideato per consentire alla società di bilanciamento (allora "Transco", ora "National Grid Gas") il commercio con gli spedizionieri, per permettere di bilanciare il sistema con più facilità e in tempi più ristretti. Cosa più importante da un punto di vista commerciale, il Network Code ha introdotto il National Balancing Point (NBP), con il quale ha segnato il vero inizio del trading di gas nel Regno Unito in un contesto liberalizzato. Nel 2005, a seguito della vendita delle quattro reti di distribuzione del gas, il Network Code è stato sostituito dal Uniform Network Code (UNC), gestito dall'ufficio "Joint Office of Gas Transporters".

Il Network Code aveva aiutato il NTS a cambiare il regime di bilanciamento da mensile a giornaliero per gli spedizionieri, e ora l'UNC ha aggiunto chiarezza e dettaglio al fine di consentire agli spedizionieri e al gestore del sistema l'equilibrio più efficace. Infatti, si tratta di un 'documento vivo' e ha continuato ad essere aggiornato e modificato come e quando necessario per consentire un funzionamento sicuro ed efficiente del Grid.

3.3 National Balancing Point (NBP)

Il National Balancing Point (o NBP) è un luogo di scambio virtuale creato dal Network Code al fine di favorire il meccanismo di bilanciamento esposto nel Codice. E' dove gli spedizionieri dichiarano i propri acquisti e vendite di gas, e dove la National Grid bilancia il sistema su base giornaliera. E' il più liquido punto di trading di gas in Europa ed ha una grande influenza sul prezzo che i piccoli consumatori pagano per il loro gas in casa. Il gas nel NBP viene scambiato in pence per unità.

Gli scambi presso lo NBP avvengono attraverso l'OCM (On-the-day Commodity Market), la borsa gas britannica che raccoglie domande e offerte anonime a partire da un minimo di 4000 unità. Concettualmente lo NBP è molto simile allo Henry Hub americano, tranne per la caratteristica di essere un punto di scambio solamente virtuale. Invece a differenza degli altri modelli principali europei, il belga Zeebrugge e l'olandese TTF, gli scambi presso lo NBP non devono essere necessariamente bilanciati, né vi è una penale per chi si trova sbilanciato, al di là del prezzo "cash-out" che il sistema calcola al termine di ogni giorno gas e che viene automaticamente addebitato all'utente compensatore. Per questa caratteristica, e per il fatto che in condizioni normali il prezzo "cash-out" è molto simile al prezzo spot, lo NBP viene spesso usato anche per bilanciare la posizione di utenti continentali attraverso l'interconnettore Bacton-Zeebrugge.

La ragione per cui NBP è il mercato leader in Europa è che, con un *indice di churn*⁴ di circa 15, si tratta dell'unico vero mercato liquido del continente: ancora lontano dal 100 di Henry Hub, ma certamente superiore ai mercati continentali che non superano il 10. L'elemento base di un mercato del gas competitivo è infatti la liquidità intra-giornaliera, che serve ai partecipanti per bilanciare la propria posizione. È quindi naturale che la borsa del gas sia considerata fondamentale nella strategia di sviluppo del mercato: lo scambio presso l'OCM assume infatti importanza strategica per National Grid, il gestore della rete gas britannica, poiché diviene anche strumento di bilanciamento tramite il sistema di "cash-out". Guardando ai paesi del nord Europa che hanno percorso l'impulso dell'Unione Europea verso la liberalizzazione dei mercati energetici, vi si trova invariabilmente una borsa gas con un elevato livello di liquidità intra-giornaliera.

3.3.1 I prodotti OCM

I prodotti scambiati sull'OCM sono tre:

- Title;
- Physical;
- Locational.

Di questi 3 prodotti, "Title" è quello maggiormente scambiato, mentre "Physical" e "Locational" servono soprattutto ad alleviare

⁴Essenzialmente l'indice di churn serve a indicare quante volte ogni partita viene scambiata prima di essere consegnata all'utente finale, e quindi serve a misurare la liquidità di un mercato. Tuttavia, la sua definizione operativa – come fare cioè a misurarlo esattamente – è spesso oggetto di controversie. Nell'Inchiesta sul Settore Energetico 2007 (par. 50, nota 52), l'Unione Europea lo definisce come "il rapporto tra il volume totale degli scambi e la quantità fisica di gas consumato nell'area servita dal punto di scambio".

problemi sistemici nel NTS. Il giorno gas nel Regno Unito va dalle 6 am alle 6 am del giorno successivo, e il periodo di scambio per i prodotti va dal mezzogiorno precedente alla data del prodotto, fino alle 3.45 am del giorno gas di scadenza. In altre parole, un prodotto "Title" chiamato 'OCM TITLE WED 08-AUG-07' viene consegnato tra le 06:00 am del 8 agosto 2008 e le 06:00 am del 9 agosto 2008; questo prodotto viene scambiato in borsa dalle ore 12:00 del 7 agosto 2008 fino alle ore 03:35 del 9 agosto 2008. Un prodotto scambiato entro le 6 am del giorno di consegna è considerato "day-ahead", mentre scambi successivi sono "within-day".

3.4 APX-ENDEX

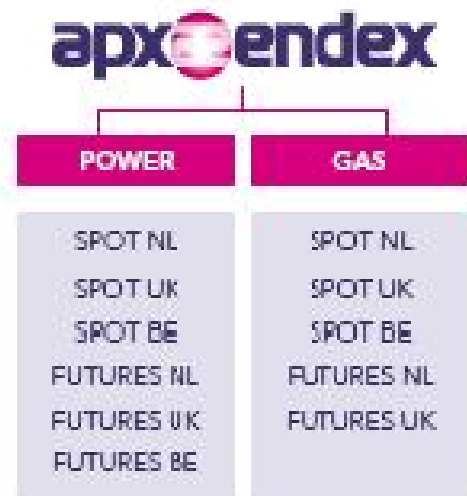


APX-ENDEX (Amsterdam Power Exchange - European Energy Derivatives Exchange) è la borsa

energetica che opera nei mercati spot e dei derivati (*futures*) per l'energia e il gas nei Paesi Bassi, nel Regno Unito e nel Belgio, ed è quindi l'operatore di mercato che gestisce direttamente l'OCM inglese.

Nel Regno Unito, la società APX Commodities Ltd. è stata designata dal regolatore inglese dell'energia Ofgem e nominata dal Transmission System Operator nazionale National Grid come unico operatore del OCM.

APX Commodities Ltd. è regolamentata dalla Financial Services Authority (FSA)⁵. Nel corso degli anni, APX Commodities Ltd. ha continuato a regolare gli scambi nei confronti dei suoi mercati inglesi APX Gas e APX Power in qualità di operatore Multilateral Trading Facility (MTF)⁶.



APX-ENDEX in Europa gestisce ben cinquespot market legati all'energia e al gas, diventando così il primo fornitore a livello europeo di scambi di queste due commodities. Questi mercati sono: APX Gas NL, APX Gas UK, APX Gas ZEE, APX Power NL e APX Power UK. Inoltre gestisce quattro futures market, ovvero mercati dei derivati: ENDEX TTF Gas, ENDEX Power NL, ENDEX Power BE e ENDEX Power UK.

In questo capitolo a noi interessa maggiormente il APX Gas UK, che ha sviluppato il concetto di un mercato sempre bilanciato grazie alla realizzazione dell'OCM (On-the-dayCommodityMarket) fornendo gli strumenti per il trading giornaliero per l'industria del gas nel Regno Unito. Inoltre permette la negoziazione fino a 7 giorni prima della consegna sul National Balancing Point (NBP).

⁵ La Financial Services Authority è il regolatore indipendente dei servizi finanziari nel Regno Unito. Viene regolamentato dal Financial Services and Markets Act (FSMA) del 2000. I suoi obiettivi sono quelli di mantenere la fiducia nel sistema finanziario inglese, di contribuire alla salvaguardia della stabilità finanziaria, di proteggere i consumatori, e di proteggere il Regno Unito dal crimine finanziario.

⁶ Il Multilateral Trading Facility è un particolare sistema di trading europeo. Viene introdotto dal Markets in Financial Instruments Directive (MiFID) nel 2004, e viene descritto come una Borsa più snella, in quanto fornisce gli stessi servizi finanziari e ha le medesime strutture, ma non deve pagare le tasse governative e non può cambiare lo status giuridico di un titolo finanziario.

Il fatto che APX-ENDEX operi su cinque mercati tra loro simili ci porta alla conclusione che trovi una forte economia di scala nell'operare borse di prodotti energetici in paesi diversi, e probabilmente ciò avviene perché le caratteristiche del mercato richieste sono pressoché le medesime; conclusione utile per altri paesi europei come l'Italia o la Spagna, che stanno proprio ora gettando le basi per le rispettive borse del gas.

Naturalmente il livello di liquidità raggiungibile da un punto di scambio è strettamente legato alla quantità di gas scambiata nella regione di riferimento, e per questo motivo i paesi che non sono produttori netti o importanti punti di passaggio vivranno maggiori difficoltà ad ottenere una liquidità tale da, per esempio, giustificare un meccanismo "cash-out" anziché un requisito di bilanciamento.

Ma è importante non dimenticare che i mercati energetici sono entità a geometria variabile: da un lato alcuni mercati continentali finora periferici stanno compiendo importanti passi sulla strada della liberalizzazione; e dall'altro NBP medesimo si trova in un periodo di costante transizione a causa dell'ovvio declino delle risorse domestiche, sopperito da maggiori volumi importati.

Il volto dei mercati europei del gas tra 10 o 20 anni – così chiaro negli studi di scenario prodotti a Bruxelles ma così oscuro a tutti gli operatori – dipende da una quantità di dinamiche, sia di mercato che politiche, e da queste dipenderanno anche la nascita e lo sviluppo di piattaforme analoghe all'OCM.

3.4.1 Funzione di Clearing House

APX-ENDEX funge da controparte centrale per tutti gli scambi del mercato *spot*; tutti i contratti vengono negoziati in forma anonima, per poi essere cancellati. Tutti i prodotti *futures* di APX-ENDEX vengono bilanciati dalla "European Commodity Clearing AG" (ECC)⁷. APX-ENDEX ha consolidato una parte delle sue attività di compensazione nell'ottobre 2010. Ciò si è tradotto nella creazione di una società a parte, la APX-ENDEX Clearing B.V., che è responsabile della compensazione di tutti gli scambi tra APX-ENDEX e i mercati continentali europei.

	UK		NL		BE	
	POWER	GAS	POWER	GAS	POWER	GAS
Spot	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Derivatives	✓	✓	✓	✓	✓	-
Other	Gas storage, injection rights trading Gas transport capacity rights trading Data & Indices					
Exchange & Clearing Services	Carbon (terminated 1 March 2011), OTC give-up					
Market integration	NexNed, BritNed, CWF					
Trading platform	EuroLight / Trayport					

⁷European Commodity Clearing AG (ECC) è *clearing house* centrale europea per le operazioni in borsa e in OTC in elettricità, gas naturale, di diritti di emissione e carbone.

3.4.2 APX Gas UK – Il mercato spot inglese

APX Gas UK fornisce prodotti commerciali per soddisfare le esigenze mutevoli degli investitori di oggi. Come già descritto precedentemente, tre prodotti vengono negoziati sull'OCM (Locational, Physical e Title), e tutti verranno scambiati con i diritti sul gas nell'hub inglese, il NBP (National Balancing Point). Due di questi prodotti comprendono l'obbligo di modificare i flussi fisici di gas nei punti di entrata/uscita intorno all'hub.

APX-ENDEX offre una suite di prodotti fisici "Prompt Gas" che contribuiscono al National Balancing Point. I prodotti consistono in "NBP Day Ahead", "NBP Weekend", "NBP Balance-of-Week", "Working-Days-Next-Week", "Balance of Month" and "Front Month". La reintroduzione del NBP incorpora anche una nuova struttura di capitale di rischio, con i tassi di margine iniziali significativamente più bassi, e offre la possibilità di visualizzare i prodotti sul Trayport Global Vision⁸, tramite l'interfaccia di EuroLight-Trayport.

⁸ Il sistema Global Vision è un sistema di trading collegato a Internet basato su una tecnologia matura e collaudata. Tutti i mercati dei derivati di APX-ENDEX operano su questo sistema.

Contratti (06:00–18:00)	Periodo di trading dei contratti	Giorni del contratto
DayAhead (DA)	06:00-06:00 nei giorni lavorativi dopo il giorno della transazione	1
Balance of Week (BOW)	06:00 del giorno della transazione – 06:00 di sabato	1-4
Weekend (WEND)	06:00 di sabato - 06:00 del lunedì successivo alla transazione	2-4
Working Days Next Week (WDNW)	06:00 di lunedì – 06:00 del sabato della settimana successiva alla settimana della transazione	5
Balance of Month (BOM)	2 giorni prima del giorno della transazione – 06:00 del primo giorno del mese	29-2
Front Month (FM)	06:00 del primo giorno del mese - 06:00 del primo giorno del mese seguente	28-31

Tabella 2- Periodi di trading dei contratti - Fonte: APX-ENDEX

Questi prodotti cosiddetti “a pronti”, vengono tutti liquidati e nominati da APX-ENDEX, fornendo così alla comunità degli investitori sul gas una ottima copertura del rischio di credito, e anche i requisiti necessari per le candidature di interpolazione (a differenza dei contratti per i mercati OTC).

Qui di sotto vengono illustrati dei grafici riguardanti i volumi e i prezzi degli scambi sul mercato OCM APX Gas UK.

Grafico aggiornato il 10 marzo 2012 sui volumi e prezzi del gas nel mese precedente:

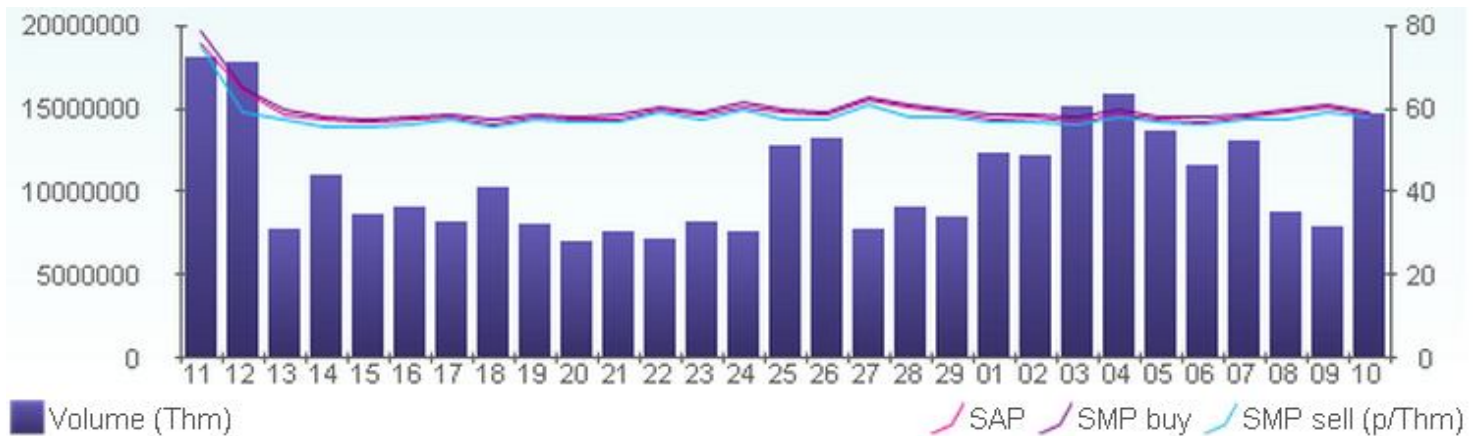


Grafico aggiornato il 10 marzo 2012 su volumi e prezzi del gas nell'anno precedente:



APX Gas UK OCM	Value	Change
SAP	58.73 p/Thm	 -1.58 -2.6%
SMP Buy	59.50 p/Thm	 -1.58 -2.6%
SMP Sell	57.96 p/Thm	 -1.58 -2.7%
Total	14913000 Thm	 +7046000 +89.6%
	235 Trades	 +100 +74.1%

Applying date: 10th March 2012

SAP = la media ponderata dei prezzi di tutti gli scambi per il giorno gas rilevati sulla piattaforma OCM.

SMP Buy = il prezzo più alto con cui il gas viene scambiato (acquistato o venduto) dalla National Grid nel suo ruolo di bilanciamento per la distribuzione del gas stabilito dal Network Code. Nell'eventualità di nessuna azione da parte della National Grid, il SMP Buy viene calcolato tramite un principio predefinito di 0.0263pence/kWh (0.7708pence/unità) dall'attuale SAP.

SMP Sell = il prezzo più basso con cui il gas viene scambiato (acquistato o venduto) dalla National Grid nel suo ruolo di bilanciamento per la distribuzione del gas stabilito dal Network Code. Nell'eventualità di nessuna azione da parte della National Grid, il SMP Buy viene calcolato tramite un principio predefinito di - 0.0263pence/kWh (- 0.7708pence/unità) dall'attuale SAP.

3.4.3 APX GAS STORAGE TRADING

In collaborazione con Centrica Storage Ltd (CSL), il APX Gas Storage è un mercato per la negoziazione della capacità di stoccaggio secondario e del gas nel deposito di Rough, impianto di stoccaggio di gas più grande del Regno Unito.

Il mercato per lo stoccaggio del Gas APX è disponibile a tutti gli investitori del OCM, purché siano firmatari del contratto dei servizi di stoccaggio (CSL Storage Services Contract) e del contratto di credito associato.

Gli investitori del APX Gas UK sono in grado di utilizzare le garanzie esistenti per la negoziazione su OCM, mentre tutti i contratti scambiati sul mercato APX Gas Storage sono garantiti integralmente per assicurare che il rischio sia completamente coperto in ogni momento.

APX Commodities Ltd è la controparte centrale per tutti gli scambi; tutti i contratti sono negoziati in forma anonima, poi cancellati e copiati da APX-ENDEX.

Tutti gli scambi che avvengono a Rough, il più grande impianto di stoccaggio di gas nel Regno Unito, verranno notificati alla Centrica Storage Ltd, il fornitore per il stoccaggio fisico gas nel Regno Unito. Il trasferimento della merce o della capacità viene eseguito a nome degli investitori tramite StorIT, il sistema di servizi clienti online di Centrica.

Sul mercato secondario APX Gas Storage sono disponibili i seguenti prodotti:

Prodotti	Prodotti scambiati
Diritti Secondary Firm Injection	Day Ahead and Within Day
Diritti Secondary Firm Withdrawal	Day Ahead and Within Day
Secondary Firm Space	Day Ahead and Within Day
Gas in Stoccaggio	Within Day

Tabella 3 - Prodotti disponibili su APX Gas Storage

3.5 Motivi per fare Trading

Capire il perché una persona abbia bisogno o voglia fare affari nel mercato della borsa è importante per comprendere la scelta del metodo di *trading*.

Ci sono diversi motivi per cui una società vorrebbe fare affari, come bilanciare un portafoglio fisico comprando o vendendo gas; oppure come copertura finanziaria; o semplicemente speculare sul mercato.

3.5.1 Acquisto/vendita fisica

Probabilmente è la ragione più ovvia per negoziare, si tratta semplicemente di vendere o comprare una quantità di prodotto per soddisfare il *core business*.

Il volume di scambio dipenderà dal consumo previsto, dalla produzione interna e dalla previsione di vendita. La maggior parte degli scambi saranno effettuati per "affinare" le quantità effettive, come l'avvicinarsi della data di consegna. Poiché si tratta di un ciclo continuo, ci saranno molti livelli di trading contemporaneamente.

Il *trade* fisico può essere fatto in diversi metodi, con l'offerta diretta bilateralmente negoziata dalle due controparti, oppure con la negoziazione sul mercato OTC dei *forward*, e addirittura, in alcuni casi, con la negoziazione di contratti *futures* che includano la consegna alla scadenza. I contratti possono essere scambiati con consegna immediata o con consegna in un momento in futuro, e in alcuni casi con una scadenza di 20 anni o più, come per i contratti di lungo termine nel gas europeo.

Inoltre, una percentuale variabile di trading del giorno sarà effettuata dal TSO (National Grid Gas) che ha il compito di equilibrare il sistema. Questi saranno tutti scambi fisici trattati solamente per mantenere la rete in equilibrio in ogni momento.

3.5.2 Copertura finanziaria

In termini semplici, la copertura finanziaria viene utilizzata esclusivamente per salvaguardare i margini di profitto del *business*. Avendo stabilito il livello futuro degli scambi fisici necessari, la copertura finanziaria viene quindi utilizzata per assicurare il margine di profitto previsto tra i costi di produzione e il reddito dalle vendite. In questo modo, qualunque sia l'evoluzione del mercato tra il momento in cui l'affare viene siglato e il momento della consegna, il margine di profitto rimarrà lo stesso.

La copertura è l'opposto della speculazione. Infatti quelli che utilizzano questo metodo (gli *hedger*) non stanno cercando di "vincere" nei mercati per fare soldi sui movimenti di prezzo, ma cercano semplicemente di garantire il prezzo di oggi per la consegna futura, in modo da permettere una migliore messa a fuoco sulla pianificazione e sviluppo del *business* e una minima esposizione al rischio di prezzo.

Coprirsi significa prendere una posizione *futures*, che è uguale ed opposta a una posizione sul mercato *cash* (il mercato di scambi fisici). L'obiettivo è quello di attenuare il rischio di un movimento negativo dei prezzi. La copertura finanziaria cerca di mitigare il rischio della fluttuazione del prezzo, poiché i prezzi *futures* e prezzi *cash* sono altamente correlati. Coprirsi utilizzando un contratto *futures* molto raramente si traduce in una consegna fisica; tali contratti sono liquidati tramite compenso in denaro.

3.5.3 Speculazione and Profitto

Quest'ultima categoria riguarda fare soldi dal trading: si tratta di profitto! In ogni mercato di successo c'è un elemento di speculazione, che a sua volta fornisce la liquidità supplementare affinché la negoziazione prosperi.

I veri e propri *traders*, che utilizzano i propri fondi unicamente per speculare, sono una categoria importante in ogni mercato, e anche nel NBP forniscono questa liquidità supplementare. Ci sono gli "hedge fund", le banche, gli investitori istituzionali, i commercianti delle materie prime e persino i privati speculano nel mercato del gas britannico. Ma la liquidità che offrono a sua volta aiuta i partecipanti 'tradizionali' mantenendo lo *spread bid-offer* (la differenza tra prezzo di domanda e prezzo di offerta) ristretto e garantendo un volume abbondante di scambi per permettere ai giocatori 'fisici' di concludere i loro affari.

3.6 Come investire nel mercato

Una volta capita quale sia la ragione per cui si investe nel mercato, bisogna individuare il metodo più efficace, individuare il percorso più opportuno: bisogna decidere se passare attraverso i mercati regolamentati o non regolamentati, attraverso il mercato "finanziario" o il mercato fisico; se utilizzare un contratto bilaterale o un contratto *cleared*. Gli strumenti di negoziazione variano dai contratti negoziati bilateralmente alle offerte fisiche standardizzate nel OTC; dal mercato dei *futures* e derivati alle transazioni finanziarie quali gli *swap*; Infine c'è la possibilità di investire in opzioni, che siano *cleared* o bilaterali, fisiche o finanziarie.

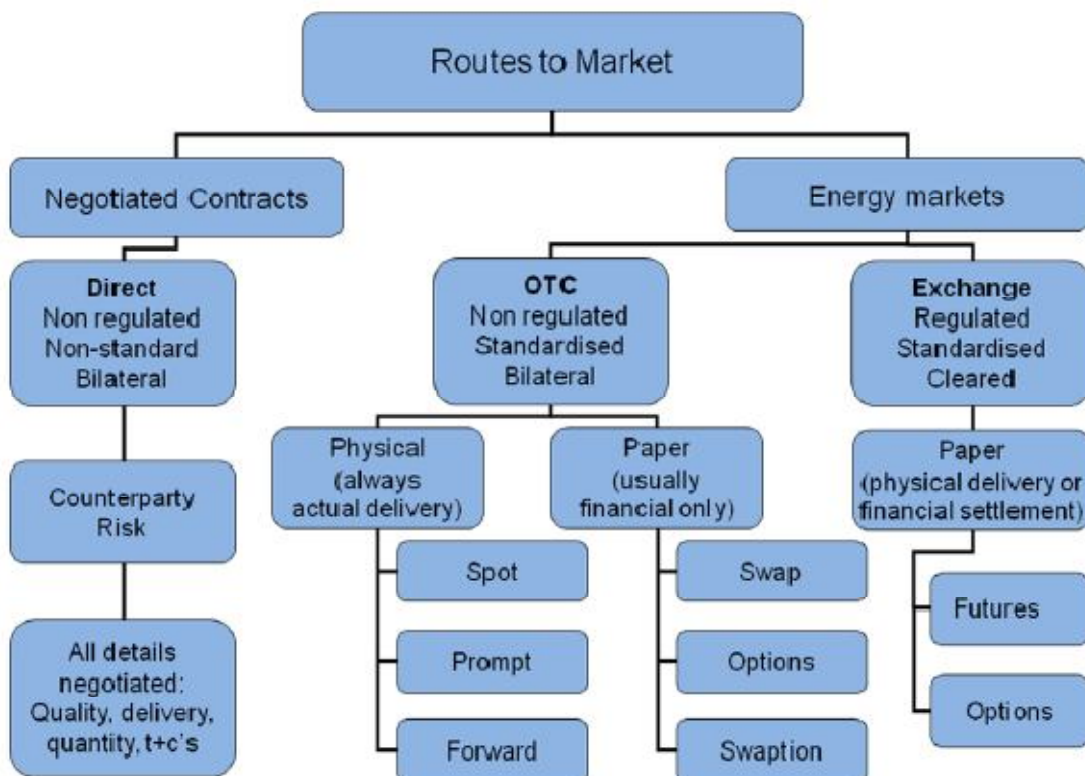


Figura 19 - Routes to Market, come investire sul mercato

3.6.1 Contratti diretti bilaterali

I contratti diretti bilaterali sono individualmente contratti a condizioni non standard, quindi con molte variazioni. Ogni aspetto di ciascun contratto, infatti, dovrà essere negoziato: qualità, posizione, quantità, volume e tutti i pertinenti termini e condizioni. A causa della loro natura su misura, questi contratti richiederanno ciascuno un quadro legale e creditizio tra il venditore e l'acquirente. Alcuni sono ancora oggi commerciati, principalmente in grandi volumi di affari, anche se essi sono sempre più standardizzati e coprono un periodo di consegna di medio - lungo termine. Essi saranno invariabilmente scambiati per telefono per piccoli volumi di offerta, oppure la transazione impiegherà molti mesi per i contratti a lungo termine che coinvolgono grandi quantità di prodotto con un tempo lungo di consegna.

3.6.2 Investimenti Over-the-counter

Gli investimenti Over-The-Counter (OTC) costituiscono attualmente la forma più comune di trading. Si trattano ancora di contratti negoziati bilaterali, ma con la differenza che sono offerte fisiche standardizzate basate sul contratto NBP 97⁹. Nonostante questo contratto abbia dato ai commercianti una base su cui negoziare, il mercato OTC si è anche evoluto in modo standardizzato in cui gli scambi avvengono in 'clip' o in multipli di 25.000 *Term*(unità) al giorno in uno dei diversi periodi di tempo definiti. Questo permette

⁹ "Short TermFlat NBP Trading Terms&Conditions - 1997", è il contratto standardizzato utilizzato nel Regno Unito per fare trading nel NBP. Questo contratto ha 3 importanti caratteristiche: i volumi erogati sono garantiti e sempre uguali ai volumi intermediati; i volumi scambiati sono consegnati ad un flusso costante durante tutto il periodo di consegna; l'unico sollievo dall'obbligo di consegnare o prelevare il gas dalle NTS è un evento al di là del controllo della parte interessata.

una facilità di negoziazione, una maggiore trasparenza e inevitabilmente una maggiore liquidità e forma la spina dorsale del mercato intermediato oggi.

Questi contratti possono essere scambiati dal telefono cellulare, o più comunemente dai mezzi di comunicazione elettronici. Nonostante la standardizzazione di tali contratti e la loro popolarità, si deve ricordare che questi sono ancora contratti bilaterali e pertanto contengono il rischio di credito e di prestazione della controparte.

3.6.3 Investimenti finanziari

Gli investimenti finanziari costituiscono una parte minoritaria nel mercato NBP, inferiore al 5%, nonostante il recente aumento del numero di banche che partecipano al mercato inglese che ha rinnovato l'interesse per questi prodotti. Gli *swap* finanziari sono simili al commercio fisico, ma senza la consegna fisica della merce al termine del contratto, e utilizzano un indice di maturità per formulare il pagamento di una parte all'altra.

3.6.4 Opzioni

Le opzioni, nonostante siano ampiamente utilizzate in altri mercati, non hanno suscitato molto interesse per il mercato del gas inglese. L'opzionalità è una condizione che viene "regalata" in molti dei vecchi contratti a lungo termine, insieme alle clausole molto flessibili di *take-or-pay*, di *swing* e di rinuncia dei diritti, tutte incluse per aiutare a "spostare il gas". Nel 2010 ci sono meno di cinque parti

attive sul mercato delle opzioni, che sono le banche, i fondi e quelli che commerciano propriamente opzioni. Le opzioni non sono quindi parte integrante del mercato.

3.6.5 Exchange Futures and Cleared Trades

L'ultimo metodo per investire in questo mercato riguarda i *futures* e gli investimenti *cleared*. Si tratta di mercati regolamentati dalla Financial Services Authority (FSA). L'operazione di *trading* resta anonima per tutta la durata della transazione e viene garantita la camera di compensazione, che assolve la funzione di controparte centrale per tutte gli scambi.

Questi contratti possono essere conclusi per consegna fisica, anche se in pratica avviene solo per una piccolissima percentuale di questi. Nel Regno Unito, il mercato dei *futures* è gestito dalla divisione europea della InterContinental Exchange (ICE)¹⁰, la ICE Futures Europe, che è la borsa dello scambio, e la compensazione è fornita da un'altra società controllata, la ICE Clear Europe.

¹⁰ InterContinental Exchange è il mercato elettronico leader al mondo per il commercio e la determinazione dei prezzi dell'energia. La robusta piattaforma di trading ICE offre ai partecipanti l'accesso a un ampio spettro di *futures* sui prodotti energetici. I contratti includono l'indice Brent sul greggio, quello sul gasolio, sul gas naturale, sull'elettricità, e l'ECX carbon.

3.7 ICE FuturesContract



Il contratto a termine ICE sul gas naturale si basa sulla consegna fisica del gas nel NBP, ed è stato lanciato nel gennaio 1997. Esso ha rapidamente ottenuto l'approvazione dai *players* e ha raggiunto una media del 10% circa di penetrazione nel mercato ed è rimasto intorno a questo livello fino al 2008, quando, a causa della recessione economica e della necessità di una maggiore sicurezza finanziaria, più *business* hanno iniziato ad essere scambiati sul mercato. Durante l'inverno 2009/10, la quota relativa al contratto *futures* NBP, rispetto ai volumi scambiati complessivi del gas, ha raggiunto livelli record del 30% circa.

Il mercato pubblica un indice di un mese avanti che è comunemente usato per fissare gli *swap* finanziari e per indicizzare i contratti fisici. Il contratto ICE viene utilizzato principalmente come strumento di copertura per gestire il rischio di prezzo e come veicolo di investimento, consentendo i traffici speculativi, ma anche per trasferimenti fisici del gas. I *players* che desiderano ridurre il rischio di credito di controparte possono rinunciare agli investimenti nel OTC per compensare, in un processo noto come EFP (Exchange of Financial for Physical)¹¹.

Come il NBP è un punto di riferimento per il gas fisico in Gran Bretagna, così lo è il contratto ICE. Praticamente tutto il gas inglese

¹¹Una funzione offerta da alcune borse in cui due parti si accordano per scambiare, fuori dalla borsa, un contratto *futures* per una risorsa fisica al prezzo quotato in borsa. Prima che un EFP possa essere concluso, questo deve essere registrato presso la Clearing House.

viene scambiato nel NBP, e molto di più viene scambiato contro l'indice ICE di un mese avanti. La maggior parte del gas continentale viene valutato con riferimento al prezzo NBP, o al prezzo OTC o al prezzo dei *futures* ICE.

L'indice "UK Natural Gas futures" ha superato tutti i record esistenti nel mese di febbraio 2012, con volumi mensili record di 938.155 lotti, un aumento mensile del 31% e un aumento di anno in anno del 99%. La media giornaliera di volumi scambiati ha registrato livelli di 44.674 lotti, un aumento del 32% contro il precedente record del mese di gennaio di quest'anno, mentre il contratto ha anche stabilito un record di *open interest*¹² di 348.218 lotti scambiati il 28 febbraio 2012.

EXPIRY			
Expiring contract	Expiry date	Published on	Index price
Marzo 2012	28 Febbraio 2012	28 Febbraio 2012	58.527
UK NATURAL GAS INDEX (NBPI)			
Data	Prezzo		
7 Marzo 2012	57.967		
6 Marzo 2012	58.042		
5 Marzo 2012	58.323		
2 Marzo 2012	58.603		
1 Marzo 2012	58.930		

Tabella 4 - Dati relativi all'indice NBPI. Fonte: sitoweb ICE

¹²L'open interest rappresenta il numero di contratti derivati, come futures e opzioni, non ancora chiusi ad uno specifico momento temporale.

Il NBPI viene calcolato al termine delle negoziazioni del giorno in cui scade il contratto del mese successivo (che è l'ultimo lavorativo di ogni mese). Il NBPI rappresenta la media non ponderata di tutti i prezzi di liquidazione del contratto con scadenza il mese successivo.

Il prezzo di liquidazione è la media ponderata degli scambi durante un periodo di quindici minuti dalle 16:00 ora di Londra, e viene calcolato ogni giorno lavorativo fino alla scadenza del contratto, che è due giorni lavorativi prima il primo giorno di calendario del mese.

Il NBPI è espresso con tre cifre decimali.



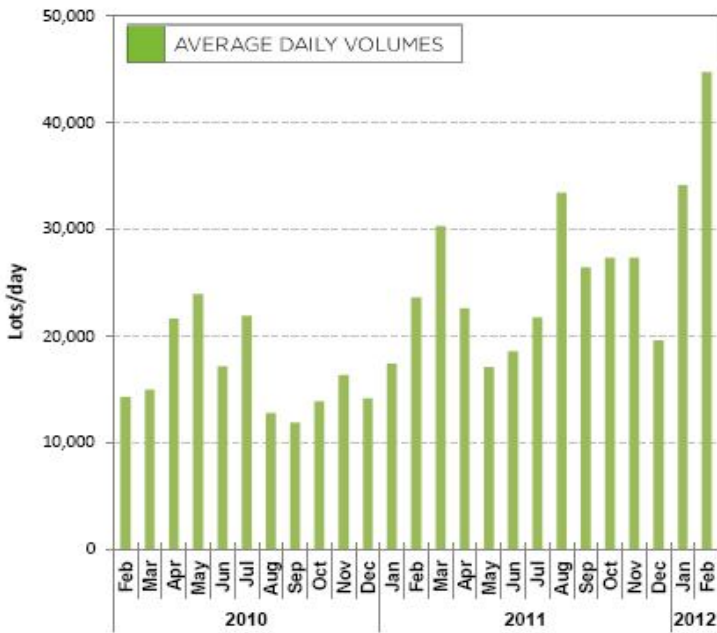
Figura 10 - NGWAVE 8 marzo 2012

ICE UK Natural Gas Futures

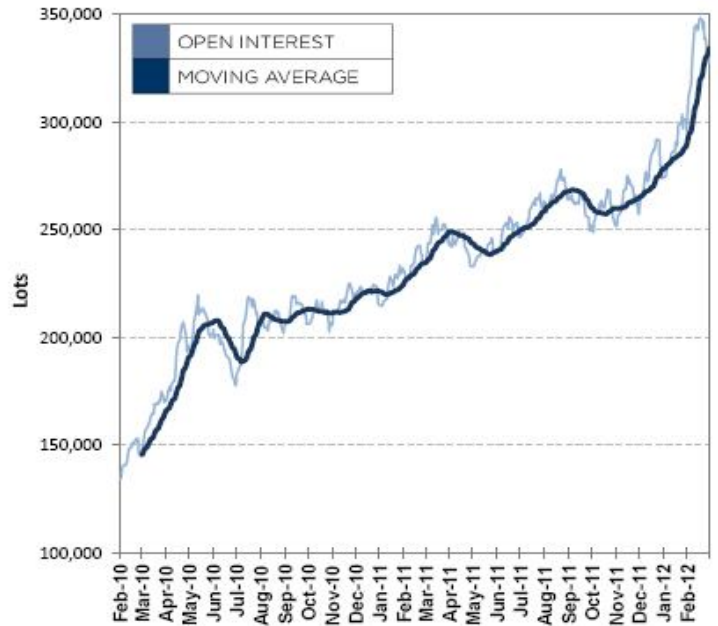
HISTORICAL FRONT-MONTH ICE UK NATURAL GAS FUTURES PRICE



ICE UK NATURAL GAS ADV



ICE UK NATURAL GAS OPEN INTEREST



February 2011
UK Nat Gas

ADV (lots per day)
44,674

End-month Open Interest (lots)
327,155

Monthly Volume (lots)
938,155

3.8 Indicatori dei prezzi

In questa sezione valuteremo i tre tipi di contratti che sono utilizzati nel mercato del gas inglese e la loro indicizzazione.

3.8.1 Contratti bilaterali e la loro indicizzazione

È importante notare che i contratti sotto descritti sono stati, e sono tuttora, realizzati in modo molto diverso da quelli utilizzati nell'Europa continentale. Ho diviso il modo in cui il gas è stato scambiato in contratti a lungo termine in Gran Bretagna in tre categorie principali:

1. Contratti stipulati prima del 1990

Questi si riferiscono ai contratti conclusi da British Gas prima del 1990, e che erano bilaterali in quanto negoziati con fornitori a monte. Questi sono *depletion contracts*¹³ con scadenza a 25 anni o più, con un'alta percentuale di take-or-pay (85%) e con un prezzo fisso, indicizzato a un paniere formato da olio combustibile e gasolio, o in alternativa, a un mix di nafta, gasolio ed energia elettrica. Questi contratti inglesi, a differenza di quelli continentali, non ha avuto alcuna fluttuazione di prezzo in quanto quest'ultimo bloccato al momento dell'accordo una volta firmato.

¹³ Sotto un *depletion contract* l'azienda che produce gas (in questo caso British Gas) dedica l'intera produzione di un particolare settore o di una riserva ad un acquirente.

I prezzi venivano spesso calcolati tramite 2 formule, e veniva utilizzata quella che forniva il prezzo più basso:

$P1 = 30\% \text{ PPI (Producer Price Index)} + 20\% \text{ di energia elettrica} + 25\% \text{ gasolio} + 25\% \text{ olio combustibile};$

$P2 = 50\% \text{ gasolio} + 50\% \text{ olio combustibile}.$

2. Contratti di lungo termine stipulati dopo il 1990

Questi contratti sono stati firmati seguendo lo slancio per il gas dei generatori di energia che ne avevano bisogno per il loro Ciclo Combinato a Gas Naturale. Questi erano contratti negoziati bilaterali per la fornitura di gas a termine, di solito 15 anni. Ovviamente avevano livelli molto elevati di take-or-pay (95%) con prezzi fissi indicizzati all'inflazione, al gasolio, all'elettricità e al carbone.

Nonostante questi contratti siano stati firmati principalmente al fine di soddisfare i requisiti delle banche per finanziare la costruzione di nuove centrali, questi non includevano fluttuazioni sul prezzo o sul volume.

La formula utilizzata per calcolare il prezzo di questi contratti è la seguente:

$P1 = 50\% \text{ PPI} + 20\% \text{ gasolio} + 15\% \text{ energia elettrica} + 15\% \text{ carbone}.$

3. Contratti stipulati dopo il 2000

Questi contratti sono stati in gran parte motivati dalla esigenza di sicurezza nell'approvvigionamento e quindi si concentrano sulla protezione dei volumi piuttosto che assicurare il prezzo. Questi sono ancora bilaterali, con offerte negoziate, ma ora vengono introdotti nell'ambito concorrenziale del mercato che esiste in Gran Bretagna, con il relativo gas spesso scambiato nel NBP con poca determinazione da entrambe le parti, anche in caso di problemi a monte.

Tali contratti di fornitura, che sono di dominio pubblico, hanno una durata di 8-10 anni e il prezzo è invariabilmente indicizzato al NBP. Tuttavia, dato che tutti questi contratti sono di natura bilaterale, ci sono poche informazioni sui loro particolari contrattuali.

In questi contratti, il prezzo a termine in genere è indicizzato alla media mensile dell'indice dei prezzi quotidiani DayAhead o di quello MonthAhead (di solito ICIS-Heren/Spectron o indice ICE).

3.9 Come vengono regolati il gas e l'energia elettrica nel Regno Unito?

Secondo il Dipartimento del Commercio e dell'Industria circa la regolamentazione delle materie prime, il dovere dei regolatori di gas e di energia elettrica è quello di proteggere gli interessi dei consumatori, regolare la concorrenza tra i fornitori, e monitorare le questioni sociali e ambientali all'interno del settore.

Il principio chiave dietro a questa regolamentazione è quello di mettere il consumatore al primo posto: si tratta di promuovere una sana concorrenza tra i fornitori per garantire prezzi equi e proteggere i consumatori quando le cose vanno male.

Tutto questo viene ottenuto dando incentivi ai fornitori, e assicurandosi che i diritti dei consumatori siano rispettati in modo soddisfacente.

3.9.1 OFGEM



OFGEM (Office of the Gas and Electricity Markets) è il regolatore britannico delle industrie del gas e dell'energia elettrica.

Si occupa principalmente di promuovere la concorrenza e di regolare i monopoli del gas e dell'elettricità nel Regno Unito.

Nata nel 1999 dalla fusione di OFGAS e OFFER, è governata da una autorità indipendente, composta da membri esecutivi e non-esecutivi. I membri non esecutivi portano esperienza e competenza da una serie di settori tra cui industriale, politica sociale, politica ambientale, finanziario ed europeo. Questa autorità determina la strategia, stabilisce le priorità politiche e prende decisioni su una serie di questioni, compreso il controllo dei prezzi e l'esecuzione. I poteri dell'autorità sono erogati dal "Gas Act" del 1986, dal "Electricity Act" del 1989, dal "Utilities Act" del 2000, dal "Competition Act" del 1998 e dal "Enterprise Act" del 2002. OFGEM è finanziata attraverso la raccolta di una quota annuale della licenza delle società regolate, ma è totalmente indipendente da loro.

Gli obiettivi di OFGEM sono:

- proteggere i consumatori promuovendo la concorrenza;
- regolare le aziende che gestiscono il monopolio del gas e delle reti elettriche;
- contribuire a garantire alla Gran Bretagna le forniture di energia necessarie attraverso la promozione di un mercato competitivo del gas e dell'energia elettrica, e regolare questi mercati in modo che ci siano sempre investimenti adeguati nelle reti;

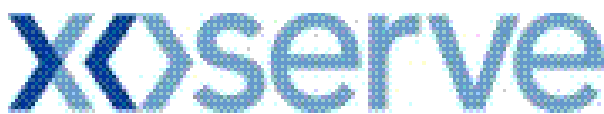
- contribuire a frenare il cambiamento climatico e investire in lavori finalizzati allo sviluppo sostenibile, ad esempio:
- aiutare l'industria del gas e dell'energia elettrica a realizzare miglioramenti ambientali nel modo più efficiente possibile, e
- tenere conto delle esigenze dei clienti vulnerabili, in particolare i più anziani, i disabili e quelli a basso reddito.

Poiché il gas e l'elettricità sono monopoli naturali (è altamente improbabile che qualcuno possa realizzare duplicati di sistemi di distribuzione esistenti), tali richiedono una regolamentazione particolarmente stretta. Per esempio, ci sono restrizioni sui prezzi che possono essere praticati per la trasmissione di energia elettrica. Altri mercati (come la generazione di energia elettrica) tendono ad essere regolati aumentando la concorrenza per ridurre i prezzi.

I doveri dell' OFGEM vanno al di là della sola regolamentazione dei prezzi. La più importante delle sue responsabilità è quella di assicurare la sicurezza degli approvvigionamenti energetici del Regno Unito (che include implicitamente l'affidabilità delle reti di trasmissione) e di minimizzare la disconnessione dei consumatori attraverso la povertà.

Requisito fondamentale del controllore di mercati è la trasparenza. OFGEM cerca di mantenere questo requisito pubblicando tutti i verbali delle riunioni dell'autorità, promuovono incontri annuali aperti alle diverse società coinvolte, e riportano le spiegazioni complete e approfondite delle decisioni prese per lo sviluppo.

3.9.2 XOSERVE



Xoserve è stata fondata il 1° maggio del 2005, ed è di proprietà congiunta delle cinque maggiori aziende di distribuzione commerciale del gas¹⁴ e della National Grid.

Xoserve è parte integrante del nuovo mercato per la distribuzione del gas nel Regno Unito e fornisce un consistente *service point* per le aziende fornitrici di gas.

Xoserve gestisce tutte le informazioni relative ai 22 milioni punti di approvvigionamento di gas in Gran Bretagna, che sia domestico, industriale o commerciale. Questo è noto come "Supply Point Administration", e l'informazione viene utilizzata per facilitare i processi di trasferimento che permettono di alimentare la concorrenza nel Regno Unito.

¹⁴ Le cinque maggiori aziende di distribuzione del gas nel Regno Unito sono National Grid, Northern Gas Networks, Scotland Gas Networks, Southern Gas Networks e Wales & West Utilities.

3.9.3 Energywatch



Energywatch è una società di sorveglianza indipendente per le industrie del gas e dell'elettricità.

Il suo obiettivo è quello di garantire che gli utenti ottengano il massimo dai loro fornitori di gas e di energia elettrica, e lo fa fornendo consulenza gratuita e imparziale sulle questioni di fornitura di energia e gas, e trattando i reclami dei consumatori che non possono essere risolti da lamentele dirette ai loro fornitori.

Energywatch può essere utilizzata anche per scoprire le statistiche di performance dei fornitori, nonché per l'assistenza e consulenza sulla bolletta del gas e dei prezzi di energia elettrica.

4. Il mercato del gas Olandese – il TTF

Alla fine del XX secolo, l'Unione Europea ha preso l'iniziativa per la liberalizzazione del mercato dell'energia. Nei Paesi Bassi, ciò ha portato all'introduzione del Gas Act il 10 agosto del 2000. Dal luglio 2004, tutti i consumatori nei Paesi Bassi sono stati liberi di scegliere il proprio fornitore di gas.

A questo seguì nel 2005 la scissione di Gasunie¹⁵ (N.V. Nederlandse Gasunie) nell'operatore di rete Gasunie e nella società di trading GasTerra¹⁶. Dopo la scissione Gasunie è diventata di proprietà 100% dello Stato olandese, ed è proprietaria della rete di trasporto del gas nazionale. La sua sussidiaria Gas Transport Services¹⁷ (GTS) opera come un operatore di rete indipendente.

GasTerra acquista gas naturale dai produttori nazionali ed esteri e lo vende a grandi clienti industriali, ai fornitori di energia e ai clienti esteri. Alcuni Stati membri dell'UE stanno anche loro separando le compagnie monopoliste del gas naturale dalle loro reti di trasporto nazionali così da liberalizzare il mercato interno.

¹⁵ N.V. Nederlandse Gasunie (abbreviazione: Gasunie) è una infrastruttura del gas naturale e una società di gestione dei trasporti nei Paesi Bassi e in Germania. Gasunie è proprietaria della rete di trasporto del gas nei Paesi Bassi con una lunghezza totale di oltre 12.000 chilometri e 3.100 chilometri di rete in Germania.

Gasunie è stata fondata nel 1963 con una collaborazione pubblico-privata: 25% di Royal Dutch Shell, 25% ExxonMobil e 50% dello Stato olandese. Dopo la scissione è 100% dello Stato olandese. Inoltre è shareholder di APX-ENDEX.

¹⁶ GasTerra è la compagnia olandese che gestisce il trading e l'offerta del gas nei Paesi Bassi. La sua proprietà viene divisa tra privati e Stato: 25% di Royal Dutch Shell, 25% ExxonMobil e 50% del governo olandese.

¹⁷ Gas Transport Services BV (GTS) è l'operatore di trasmissione nazionale nei Paesi Bassi.

4.1 Pricing

In molti paesi europei, il prezzo del gas naturale è legato ai prezzi dei prodotti petroliferi. Questo collegamento ha uno sfondo storico. Dopo la scoperta di una sostanziale riserva di gas naturale nei Paesi Bassi alla fine degli anni sessanta, si è reso necessario determinare il valore economico del gas naturale. È stato deciso che il prezzo del gas naturale fosse basato sul prezzo del combustibile alternativo utilizzato da imprese e famiglie prima della scoperta di queste riserve. I combustibili di riferimento erano l'olio combustibile per l'industria e l'olio combustibile domestico per le famiglie. Questa metodologia di prezzo è stata scelta in quel momento come modo migliore per calcolare il valore di gas naturale come carburante.

Da allora, questa metodologia è stata adottata da molti paesi europei e viene applicata in quasi l'intero continente. La maggior parte dei contratti di vendita redatti da fornitori europei ed extra-europei sono ancora basati sui prezzi legati all'olio. Anche GasTerra offre contratti indicizzati al prezzo dell'olio.

Tuttavia, visti i molti anni di esperienza sul campo nelle riserve nella provincia di Groningen, GasTerra offre anche altre soluzioni sui prezzi che possono rispondere ai cambiamenti nel mercato del gas. Gli acquirenti possono scegliere un prezzo fisso o una formula legata al prezzo sullo *spot market* basata su domanda e offerta.

4.1.1 La politica dei piccoli giacimenti

La scoperta della riserva di Groningen e la rapida introduzione di gas naturale non solo ha aumentato la popolarità del gas naturale, ma anche ha agito come incentivo a trovarne di più. Questo portò a

sforzi attivi per trovare nuovi giacimenti di gas negli anni settanta. La mappatura del sottosuolo dei Paesi Bassi ha rivelato ulteriori posizioni dove si poteva prevedere di trovare il gas naturale. Sono stati scoperti e forati giacimenti di gas in Drenthe, in Overijssel, in Frisia e in decine località sotto il mare del Nord, ma nessuno di questi è grande come quello trovato nella provincia di Groningen. Tuttavia, tutti questi nuovi giacimenti trovati sotto la superficie del territorio olandese hanno portato centinaia di miliardi di metri cubi di gas supplementari.

Ma questi piccoli depositi di gas sono relativamente costosi da sfruttare. Il costo dei numerosi test di prova di foratura, la necessità di trapanare più spesso per trovare il gas e i costi di produzione erano eccessivamente alti rispetto ai piccoli volumi di gas naturale che venivano prodotti.

Tuttavia, il governo ha voluto preservare il campo di Groningen come una riserva strategica, ed è per questo motivo che ha introdotto la politica dei piccoli giacimenti. Tramite questa politica il governo olandese ha offerto attraenti benefici fiscali ai produttori e ha garantito un mercato per il gas che veniva prodotto. Grazie a questo mercato i produttori non sono costretti a vendere, ma se vogliono trovano in Gasunie un compratore che comprerà sempre il loro gas al prezzo corrente di mercato.

Con il passare degli anni, questa politica ha portato all'aggiunta di decine e più di depositi di gas negli stock olandesi, e questi piccoli giacimenti insieme hanno prodotto e venduto più gas che il giacimento di Groningen per molti anni di seguito.

4.1.2 Gas indiretto

La crescita positiva del *trading hub* olandese TTF (Title Transfer Facility) ha reso il gas in commercio nei Paesi Bassi più attraente. Ciò è indispensabile se nei Paesi Bassi lo scopo è quello di diventare il punto di incontro di tutto il gas dell'Europa nord-occidentale. Il tipico mercato olandese non esiste più. In una lettera al Parlamento scritta dal ministro per gli affari economici (il 23 ottobre 2009), GasTerra è stata nominata come la società commerciale più importante per il futuro, in cui, nel lungo termine (ovvero dopo il 2030), i Paesi Bassi passerebbero dall'essere esportatori netti di gas all'esserne importatori netti. La combinazione tra un mercato del gas liquido, una grande e solida società olandese e tariffe per il trasporto del gas a buon mercato sarebbe la condizione necessaria per la realizzazione di questo grande *hub*, in cui il gas naturale dei Paesi Bassi avrà un ruolo determinante nella sicurezza dell'approvvigionamento.

Ovviamente non va dimenticato che i Paesi Bassi sono il solo paese dell'Unione Europea che con i propri rifornimenti soddisfa la domanda interna e, come tale, è il Paese più indipendente dal punto di vista energetico rispetto agli altri produttori di gas naturale stranieri.

4.1.3 Trasparenza, regime di bilanciamento

Il Third Energy Package¹⁸ della Commissione europea garantisce una maggiore trasparenza nel mercato del gas, fornendo in tutti i settori un flusso di informazioni sul gas che entra ed esce dal Paese. GasTerra ha il compito di garantire questa trasparenza attraverso regole ben specifiche rivolte ai soggetti interessati. Gli acquirenti, i fornitori e i titolari di portafoglio è necessario che abbiano risolto eventuali problemi relativi a bilanciamento. Il termine "bilanciamento" significa fare in modo che sussista in un portafoglio un equilibrio tra gas di entrata e gas in uscita, entro i limiti di tolleranza concordati. Questo equilibrio è importante per mantenere la rete di trasporto del gas stabile e affidabile. Nei Paesi Bassi, il nuovo Gas Act si occupa di quello che è conosciuto come il regime di bilanciamento.

Si è convenuto che il fornitore, che è responsabile per la stipula degli accordi, garantisca l'equilibrio del proprio portafoglio. Questi ottiene *test signals* che utilizza poi per bilanciare il suo portafoglio. Se il totale del sistema non dovrebbe ancora essere in equilibrio, allora una scala del prezzo di offerta entrerà in funzione in modo da risolvere le eccedenze o le mancanze attraverso i prezzi di mercato. La controparte che ha causato lo squilibrio ovviamente paga una tassa addizionale.

GasTerra, inoltre, ha l'obbligo di riferire tutte le offerte speciali che ha concluso attraverso mediatori, in modo che il mercato abbia sempre informazioni aggiornate sui volumi scambiati e sui prezzi.

¹⁸ Vedi capitolo precedente.

Gas purchases and sales TTF

number of deals

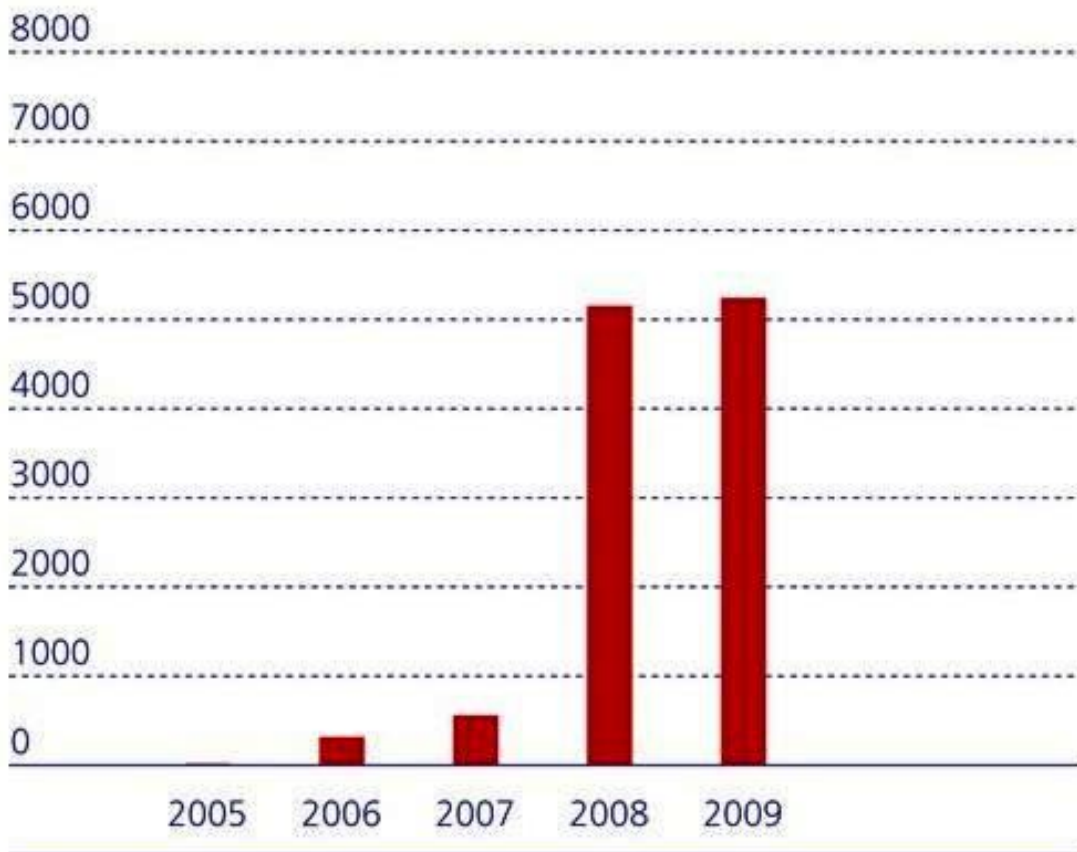


Figura 22 - Numero dei contratti stipulati nel TTF. Fonte: GasTerra

4.2 Lo sviluppo del Title Transfer Facility (TTF)

Il mercato olandese Title Transfer Facility (TTF) è cresciuto notevolmente in questi ultimi anni. Il TTF è un centro (*hub*) di scambio virtuale, e ciò significa che l'acquisto e la vendita non sono abbinati ai punti dove il gas entra o esce effettivamente dalla rete, ma al volume totale di gas che viene negoziato in un dato momento.

Questo gas può essere acquistato e venduto, e quindi scambiato, diverse volte prima che venga consegnato fisicamente. In altre parole, il volume scambiato non è lo stesso del volume fisico disponibile. Il TTF, infatti, è nient'altro che un sistema per la registrazione di queste transazioni di compra vendita.

GasTerra è il *player* più importante che opera sul TTF. Vengono offerti vari prodotti, come il gas a un anno avanti, o a un trimestre avanti, a un mese di anticipo e a un giorno avanti. I prezzi su questo mercato vengono determinati dal sistema della domanda e offerta.

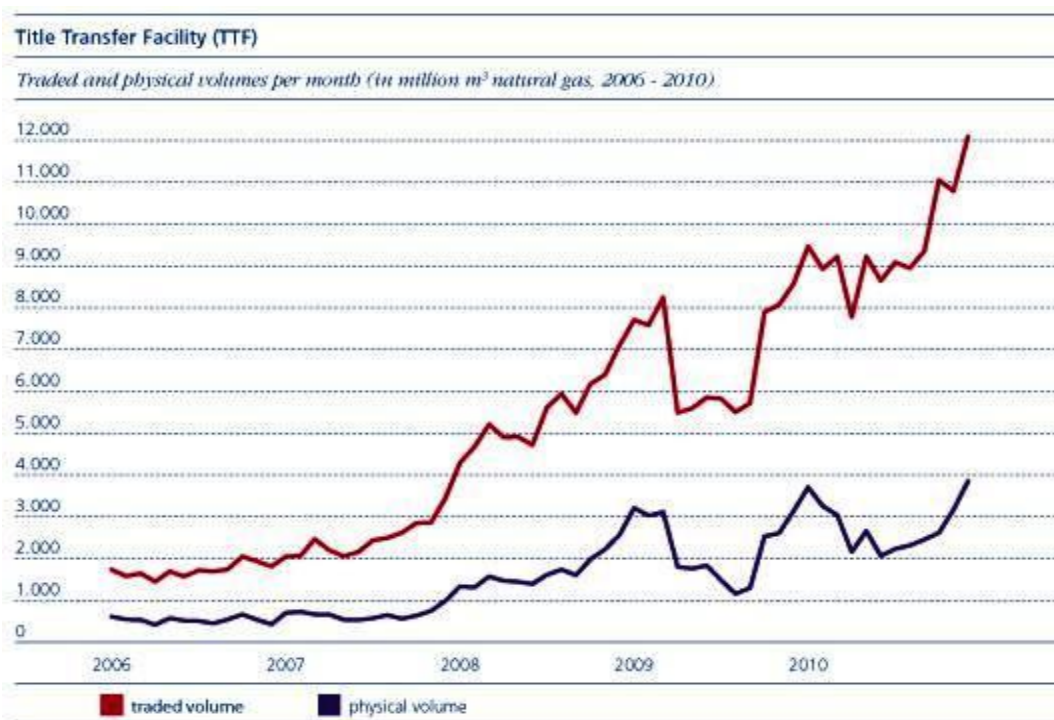


Figura 23 - I volumi di gas scambiati sul mercato olandese.
Fonte: annual report 2010 di GasTerra

Quest'anno, anche, il mercato del gas olandese TTF ha assistito ad un aumento dei volumi forniti e scambiati. Le controparti utilizzano il TTF non soltanto a comprare e vendere gas ma anche per rifornire i clienti. Nel 2010, i volumi fisicamente consegnati nel TTF sono cresciuti del 26%, mentre i volumi scambiati sono cresciuti di non meno del 40%.

Alla fine del 2010, GasTerra ha tenuto un'asta per offrire a un certo numero di controparti di mercato la possibilità di portare il gas dal mercato inglese al mercato olandese il 1° gennaio 2011.

Dal 2009, il GTS offre un servizio di conversione di qualità in base alla quale gas ipercalorico viene convertito in gas a basso contenuto

calorico e viceversa. Questo ha portato all'eliminazione della differenza tra i due livelli di qualità del gas nel mercato. Nel 2010, questa crescita ha certamente rafforzato il ruolo fondamentale svolto dal mercato olandese in Europa. La qualità del servizio di conversione ha avuto così tanto successo che, nei vicini mercati (Germania e Belgio), la possibilità di fornire un servizio di conversione simile è ancora in fase di studio.

Ancora una volta, il mercato del gas olandese ha dimostrato di funzionare bene nel 2010 (in effetti, non c'è stato un progresso). L'introduzione del nuovo regime di mercato nel 2011 (Gas Act Amendment) ha contribuito in maniera fresca al funzionamento del mercato del gas e dell'economia olandese.

4.3 Il mercato – La situazione attuale

Le vendite sono aumentate di 9,1 miliardi di m³ nel 2010 rispetto al 2009. La domanda interna di gas naturale si è rialzata dalla cauta ripresa economica e dalle temperature relativamente basse. Le vendite di GasTerra nel mercato estero sono rimaste quasi inalterate a 50,1 miliardi di m³ nel 2010 rispetto a 50,0 miliardi di m³ nel 2009. Il fatto che il volume totale sia così significativamente aumentato nonostante tutto questo potrebbe essere attribuito esclusivamente alle forniture supplementari sul TTF.



Figura 24 - I volumi di vendita del gas sul mercato olandese.

Fonte: annual report 2010 di GasTerra

4.3.1 Prezzo

Nel corso dell'anno, i prezzi del gas sui mercati spot sono tornati ai livelli prossimi ai prezzi prima della crisi economica del 2008. Questo aumento del prezzo del gas nel corso del 2010 indica un recupero cauto dell'equilibrio del mercato. Tuttavia, è difficile prevedere se persisterà questa tendenza; ci sono troppe incertezze, e la questione più importante consiste nella fragilità della ripresa economica in Europa.

Secondo alcuni studi, una rapida ripresa economica potrebbe, a breve termine, portare alla scomparsa dell'eccesso di offerta sul mercato. Gli investimenti posticipati nelle regioni di produzione, come conseguenza del surplus di gas sul mercato, potrebbe portare in questa direzione.

Il mercato è dominato anche dal un'altra incertezza, cioè se i prezzi del petrolio e del gas siano collegati fra loro o no. Nei primi tempi questo collegamento, tramite il quale i prezzi del gas seguirono i prezzi del petrolio, era un dato di fatto. Tuttavia, fin dall'estate del 2009, i prezzi del gas hanno iniziato a seguire il proprio corso, influenzati dagli sviluppi del mercato.

4.3.2 Acquisto di Gas Naturale

Nel 2010, GasTerra ha acquistato 91,5 miliardi di m³ di gas naturale, che rappresenta un aumento di circa l'11% rispetto al 2009. Una quantità di 31,4 miliardi di m³ è stata acquistata presso i cosiddetti piccoli giacimenti nei Paesi Bassi; una diminuzione del 5% rispetto al 2009. Il gas dei piccoli giacimenti ha rappresentato il 34% degli acquisti totali. Una quantità di 50,1 miliardi di m³ di gas

naturale è stata acquistata dal deposito di Groningen, contro i 37,8 miliardi di m³ nel 2009.

Una quantità di 10.0 miliardi di m³ è stata acquistata sul mercato a pronti da altri paesi. Il gas importato proveniva principalmente dai fornitori norvegesi e russi. Tali importazioni completano il totale degli acquisti olandesi e sono importanti per GasTerra in modo da avere un portafoglio di gas strutturalmente forte, internazionale.

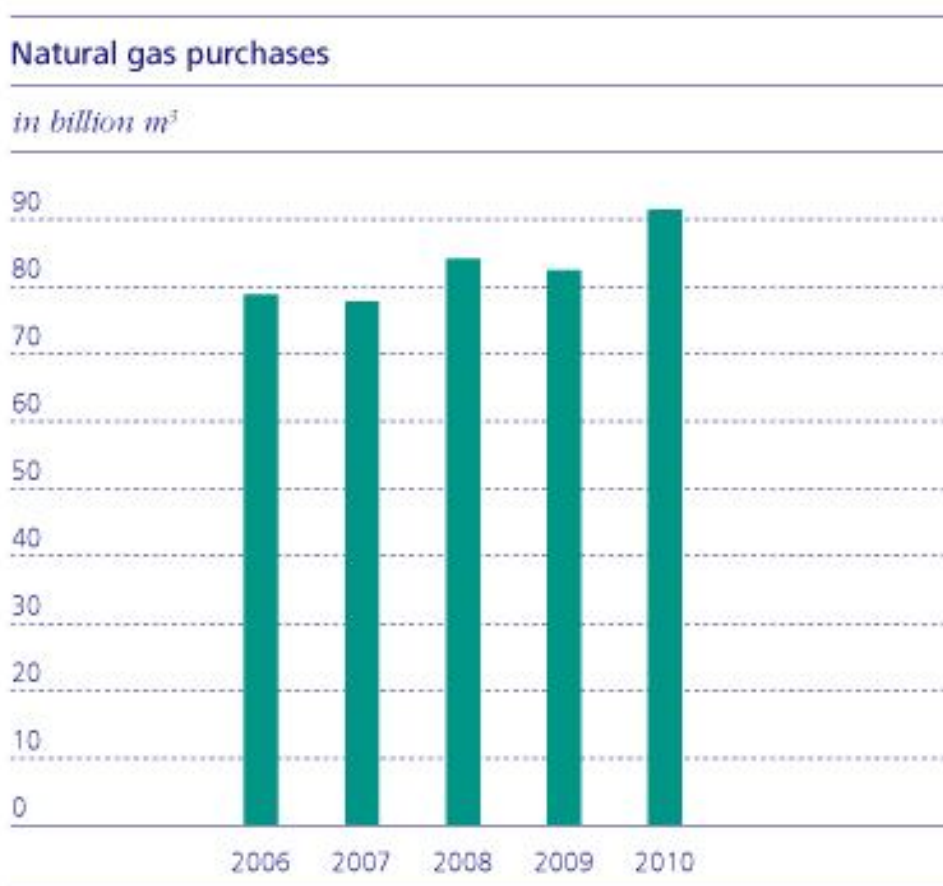


Figura 25 - I volumi di acquisto del gas sul mercato olandese.
Fonte: annual report 2010 di GasTerra

4.3.3 Vendita del gas naturale

Le vendite di GasTerra sul mercato domestico sono state di 41,4 miliardi di m³ nel 2010 contro i 32,4 miliardi di m³ nel 2009. Di questo volume, 16,2 miliardi di m³ furono venduti all'industria, alle centrali elettriche e ai dettaglianti.

Il volume venduto tramite il TTF ha subito un altro aumento sostanziale, e ammonta a 25,2 miliardi di m³ per il 2010. È ovvio che il TTF sta giocando un ruolo sempre più importante nello sviluppo del mercato del gas naturale olandese. Come mercato dinamico di cambiamento, quindi, ceca di fare le esigenze delle parti di mercato.

Natural gas sales by country of destination		
<i>in billion m³</i>		
	2010	2009
The Netherlands	41.4	32.4
Belgium	5.1	6.0
France	6.6	7.5
Germany	22.2	21.7
Italy	5.9	6.3
UK	9.7	8.0
Switzerland	0.6	0.5
Total including the Netherlands	91.5	82.4
Total excluding the Netherlands	50.1	50.0
	2010	2009

Figura 26 - I volumi di vendita del gas sul mercato europeo.
Fonte: annual report 2010 di GasTerra

4.3.4 Descrizione particolareggiata del TTF

Consegna: I prezzi sono per società, con consegna fisica presso il Title Transfer Facility.

Unità: Tutti i prezzi si intendono in euro per megawattora con valori equivalenti dati in pence/therm, in euro per gigajoule e dollari US per milioni di unità britanniche per facilitare il confronto con i mercati europei e mondiali del gas.

Qualità: I prezzi sono in genere riferiti ai gas ad alta calore. Altre specifiche sono definite da parte dell'operatore di rete olandese, Gasunie.

Dimensione del lotto: i lotti standard scambiati sul TTF sono formati da 30 MW per gli scambi a pronti e futuri (di un giorno avanti o di un weekend avanti). Gli scambi di volumi maggiori o minori a questo importo vengono presi in considerazione indirettamente, a seconda delle altre caratteristiche dello scambio.

Timing

Day-ahead: consegna effettiva il giorno dopo lo scambio (se avviene di venerdì la consegna avverrà il lunedì successivo).

Weekend: consegna il sabato e la domenica.

Months: in tutti i mesi viene scambiato il gas.

Quarters: Q1 = da gennaio a marzo, Q2 = da aprile a giugno, Q3 = da luglio a settembre, Q4 = da ottobre a dicembre.

Seasons: Winter = da ottobre a marzo, Summer = da aprile a settembre.

Gas year: dal 1 ottobre al 30 settembre dell'anno successivo.

Cal year: Calendar year.

4.4 APX-ENDEX in olanda



Abbiamo già spiegato che APX-ENDEX (Amsterdam Power Exchange -

European Energy Derivatives Exchange) è una delle borse di energia più esperte in Europa, che opera sui mercati spot e *futures* per elettricità e gas naturale nei Paesi Bassi, nel Regno Unito e in Belgio, ed che è quindi l'operatore di mercato che gestisce il TTF olandese.

Nel maggio del 1999, si iniziò a fare *trading* al Amsterdam Power Exchange (APX), il primo mercato di scambio di energia elettrica nell'Europa continentale. Nel 2003, fu creato da Gasunie il Title Transfer Facility (TTF), il primo *trading point* virtuale in Olanda. Nel 2005, invece, APX and Gas Transport Services B.V., una sussidiaria di Gasunie, lanciò il mercato olandese del gas (APX Gas NL).



L'European Energy Derivatives Exchange N.V. (ENDEX N.V.) è stata lanciata nel 2002 da un certo numero di compagnie energetiche. ENDEX è stata acquisita dal gruppo APX nel 2008 e l'integrazione è stata completata nel 2009, quando il nuovo nome APX-ENDEX e il logo corrispondente furono introdotti durante la celebrazione dei 10 anni, il 18 giugno 2009. Nonostante la crisi economica, l'azienda ha ottenuto una crescita del 26% nel 2009, seguita da una crescita del 15% nel 2010.

4.4.1 APX Gas NL

Istituito nel 2005 come primo scambio di gas indipendente dell'Europa continentale, APX Gas NL offre un luogo di mercato anonimo per l'negoziatura, la compensazione e la notifica dei contratti "WithinDay" and "DayAhead" di gas nel Title Transfer Facility (TTF). APX Gas NL è utilizzato dai *player* su base 24/7 per i loro bisogni di bilanciamento giornalieri.

I contratti "WithinDay" e "DayAhead" scambiati sul APX Gas NL, insieme a strumenti *spot*, vengono offerti con un servizio completo di nomina, compensazione e regolamento sostenuto dalla linea di supporto operativo per i clienti 24 ore al giorno e 7 giorni alla settimana. APX-ENDEX funge da controparte centrale per tutti gli scambi, e gli scambi abbinati saranno nominati dal Gas Transport Services (GTS) per conto dei fornitori marittimi.

Il mercato per il "WithinDay" scambiato sul APX Gas NL (TTF), come appena accennato, è sempre aperto, 24 ore su 24 e 7 giorni su 7. Gli scambi avvengono continuamente e anonimamente in 24 blocchi

di un'ora ciascuno, con l'aiuto dei servizi di nomina e di compensazione offerti da GTS.

Contratto	Periodo coperto	Ore	Apertura Trading	Chiusura Trading
TTF HOUR	Ore individuali	1	2 giorni gas prima della consegna	40 Min prima dellaconsegna
TTF 0800-2000	08:00-20:00	12	2 giorni gas prima della consegna	40 Min prima dellaconsegna
TTF 2000-0800	20:00-08:00	12	2 giorni gas prima della consegna	40 Min prima dellaconsegna
TTF 2000-0600	20:00-06:00	10	2 giorni gas prima della consegna	40 Min prima dellaconsegna
TTF 0600-0800	06:00-08:00	2	2 giorni gas prima della consegna	40 Min prima dellaconsegna
TTF Balance of Day	24 ore dalla chiusura del primo prodotto	1-24	27 ore prima dellaconsegna	40 Min prima dellaconsegna

Tabella 5 - Prodotti disponibili su APX gas NL, mercato WithinDay

Giorno Gas = Dalle ore 06:00 di un qualsiasi giorno di calendario alle ore 06:00 del giorno seguente.



Figura 27 - APX GAS NL WITHIN-DAY MARKET RESULTS.
 Aggiornamento il 17 marzo 2012. Fonte: APX-ENDEX

Il mercato per il "DayAhead" scambiato sul APX Gas NL (TTF) è aperto per gli scambi nei giorni lavorativi olandesi dalle 06:00 am alle 04:00 am del giorno dopo.

"IndividualDays", "Weekend Strip", "Balance of Week" and "WorkingDaysNext Week" sono strumenti che possono essere anonimamente scambiati sul continuo modello di spot market come strumenti primari che aiutano i fornitori a ottimizzare completamente i loro portafogli nel TTF.

Contratto	Periodo coperto	Ore	Apertura Trading	Chiusura Trading
TTF Day	06:00–06:00	24	Lun, Mar: 4 giorni gas prima della consegna Mer-Sab: 2 giorni gas prima della consegna Dom: 3 giorni gas prima della consegna	2 ore prima della consegna
TTF Working Days Next Week	06:00 Lun – 06:00 Sab	120	4 giorni gas prima della consegna	2 ore prima della consegna
TTF Balance of Week	06:00 giorno inizio – 06:00 Sab	96, 72 o 48	1 giorno gas prima della consegna	2 ore prima della consegna
TTF Weekend	06:00 Sab – 06:00 Lun	48	2 giorni gas prima della consegna	2 ore prima della consegna

Tabella 6 - Prodotti disponibili su APX gas NL, mercato Day Ahead

Giorno Gas = Dalle ore 06:00 di un qualsiasi giorno di calendario alle ore 06:00 del giorno seguente.



■ End-Day Volume (MWh) ■ Gas-Day Volume (MWh) / End-Day Price (€/MWh) / Gas-Day Price (€/MWh)

APX Gas NL DAM	INDEX (€/MWh)	TRADES	VOLUME (MWh)
End-of-gas-day-we 2012-03-17	23.9337 ⬇️ -0.3451 (-1.4%)	12 ⬇️ -10 (-83.3%)	20208 ⬇️ -63888 (-316.2%)
End-of-gas-day 2012- 03-19	24.4611 ⬆️ +0.1374 (0.6%)	11 ⬇️ -1 (-9.1%)	9288 ⬆️ +1752 (18.9%)
End-of-working-day- we 2012-03-17	23.9337 ⬇️ -0.3477 (-1.5%)	12 ⬇️ -9 (-75%)	20208 ⬇️ -62928 (-311.4%)
End-of-working-day 2012-03-19	24.4617 ⬆️ +0.138 (0.6%)	10 ⬇️ -2 (-20%)	8832 ⬆️ +1296 (14.7%)

Figura 28 - APX GAS NL DAY-AHEAD MARKET RESULTS.
 Aggiornamento il 17 marzo 2012. Fonte: APX-ENDEX

4.5 Neutral Gas Price Index

Il Neutral Gas Price Index è il prezzo del volume medio ponderato (VWAP), basato sul volume totale di contratti scambiati in un giorno. La finestra temporale di questo indice si apre due giorni prima dell'inizio della negoziazione e termina alle 04:20 del giorno gas successivo. Ad esempio, se l'indice deve essere calcolato per flusso di gas del giorno 1 aprile, gli scambi ammissibili saranno negoziati tra il 30 marzo, 31 marzo e 1 aprile fino alla chiusura del trading (40 minuti prima dell'inizio della consegna).

Il Neutral Gas Price Index è calcolato sui seguenti prodotti: TTF Hour, TTF Day, Balance of Day, Weekend e Block products. L'indice non include Balance of Week, WorkingDaysNext Week o contratti bilaterali compensate tramite la borsa.

L'indice Neutral Gas Price Index include anche gli scambi tra i prodotti Weekend. Un contratto Weekend sarà diviso individualmente nei giorni. Per esempio, uno scambio weekend di 30 MW per calcolare l'indice sarà considerato come 30 MW al giorno.

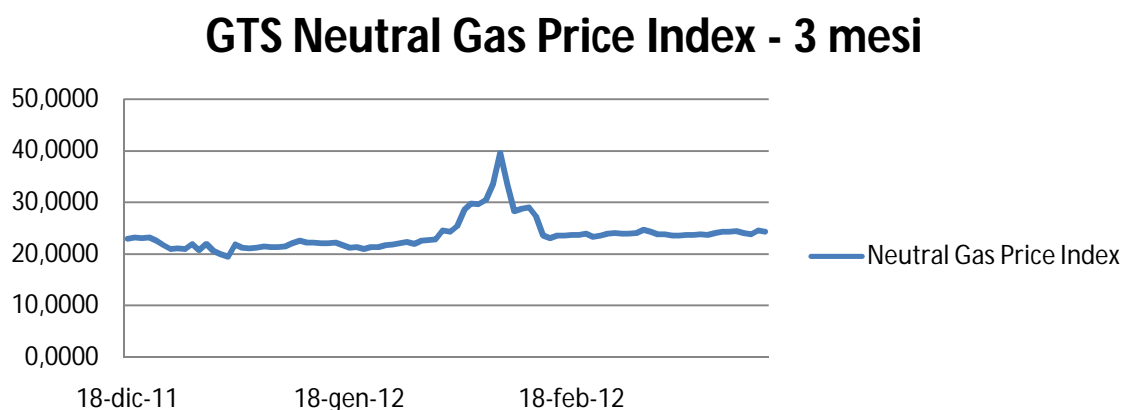


Figura 30 - Fonte: APX-ENDEX

4.6 ENDEX TTF Gas – il mercato *futures*

I mercati *futures* di APX-ENDEX si basano su un sistema di trading in internet, e utilizzano una matura e comprovata tecnologia fornita da Trayport. Il sistema di negoziazione è ampiamente accettato dalla comunità energetica ed è noto per la sua facilità d'uso e allo stesso tempo è comodo da implementare. La borsa è supportata da fornitori di liquidità, che garantiscono una fornitura costante di offerta e domanda i cui prezzi rientrano certi limiti di spread.

Il ENDEX TTF Gas market apre gli scambi e la compensazione OTC dalle 08:30 alle 18:00 nei giorni lavorativi.

Contratti	Periodo di scambio	Apertura Trading	Chiusura Trading
2 WDNW ahead	Dalle 06:00 del primo giorno lavorativo della settimana fino alle 06:00 del giorno che segue l'ultimo giorno lavorativo della settimana	L'inizio del nuovo contratto avviene alla scadenza dell'ultimo	18:00 del giorno della scadenza; passa alla consegna fisica
3 Months ahead	Dalle 06:00 del primo giorno del mese fino alle 06:00 del primo giorno del mese dopo	L'inizio del nuovo contratto avviene alla scadenza dell'ultimo	18:00 del giorno della scadenza; passa alla consegna fisica
4 Quarters ahead	Dalle 06:00 del primo giorno del quarto fino alle 06:00 del primo giorno del quarto dopo	L'inizio del nuovo contratto avviene alla scadenza dell'ultimo	18:00 del giorno della scadenza; scende in 3 mesi
6 Seasons ahead	Dalle 06:00 del primo giorno della stagione fino alle 06:00 del primo giorno della stagione dopo	L'inizio del nuovo contratto avviene alla scadenza dell'ultimo	18:00 del giorno della scadenza; scende in 1 Quarto e 3 Mesi

6 Calendars ahead	Dalle 06:00 del primo giorno del calendario fino alle 06:00 del primo giorno del calendario successivo	L'inizio del nuovo contratto avviene alla scadenza dell'ultimo	18:00 del giorno della scadenza; scende in 3 Quarto e 3 Mesi
--------------------------	--	--	--

Tabella 7 - Prodotti futures scambiati sul mercato ENDEX

Qui di sotto vengono riportati i grafici dell'indice INDEX TTF GAS futures. Il primo grafico è settimanale, mentre il secondo è mensile.

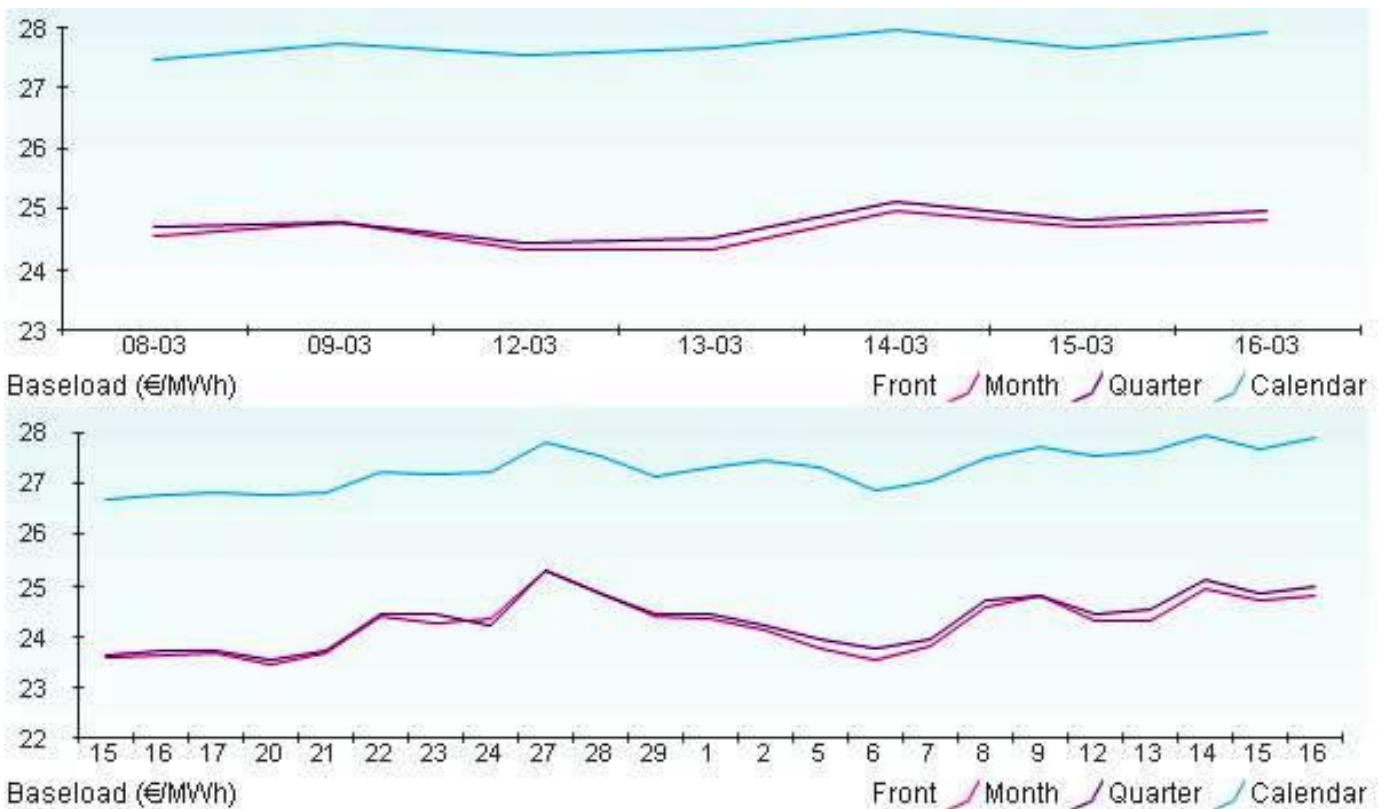


Figura 31 - Fonte: APX-ENDEX. Aggiornamento il 17 marzo 2012.

ENDEX TTF Gas	Valore	Variazione
WDNW 26-Mar-12 Base	€ 24.417 *	🟢 +0.104+0.4%
WDNW 02-Apr-12 Base	€ 24.350 *	🟢 +0.142+0.6%
Apr-12 Base	€ 24.806 *	🟢 +0.057+0.2%
May-12 Base	€ 24.939 *	🟢 +0.115+0.5%
Jun-12 Base	€ 25.125 *	🟢 +0.071+0.3%
Q2-12 Base	€ 24.956 *	🟢 +0.081+0.3%
Q3-12 Base	€ 25.079 *	🔴 -0.037-0.1%
Q4-12 Base	€ 28.621 *	🟢 +0.103+0.4%
Q1-13 Base	€ 29.434 *	🟢 +0.053+0.2%
Sum-12 Base	€ 25.018 *	🟢 +0.022+0.1%
Win-12 Base	€ 29.023 *	🟢 +0.079+0.3%
Sum-13 Base	€ 26.408 *	🟢 +0.016+0.1%
Win-13 Base	€ 29.492 *	🟢 +0.117+0.4%
Sum-14 Base	€ 26.350 *	🟢 +0.025+0.1%
Win-14 Base	€ 29.263 *	🟢 +0.313+1.1%
Cal-13 Base	€ 27.908 *	🟢 +0.087+0.3%
Cal-14 Base	€ 27.808 *	🟢 +0.045+0.2%
Cal-15 Base	€ 27.758 *	🟢 +0.045+0.2%
Cal-16 Base	€ 27.788 *	🟢 +0.032+0.1%
Cal-17 Base	€ 27.825 *	🟢 +0.062+0.2%
Cal-18 Base	€ 27.842 *	🟢 +0.079+0.3%

Tabella 8 - Tabella dei prezzi dei singoli prodotti scambiati sul mercato dei futures. Aggiornamento: ore 17:20 del 17 marzo 2012. Fonte: APX-ENDEX

Prezzi contrassegnati con * sono derivati dalla metodologia del *pricingpanel*¹⁹.

¹⁹ Per ulteriori chiarificazioni consultare la Appendice

4.6.1 Controparte centrale per la compensazione

I *players* dei mercati futures di APX-ENDEX godono dei benefici della possibilità di compensazione e non devono preoccuparsi per il rischio di controparte, in quanto tutti i futuri scambi vengono automaticamente compensati dalla camera di compensazione europea European Commodity Clearing (ECC). Inoltre, possono compensare anche i loro contratti bilaterali o i futures sugli OTC tramite il servizio di compensazione OTC. I futures della borsa sono completamente equiparabili con i futures compensati dei mercati OTC.

4.6.2 Consegna fisica – Condizioni di svendita

Alla data di scadenza, tutte le posizioni nette saranno fisicamente consegnate. La ECC nominerà giornalmente la posizione netta per i rispettivi operatori di rete. Una controparte che vuole prendere posizione in consegna fisica deve prendere accordo con l'operatore della rispettiva rete, o deve aver stipulato un accordo con terze parti che fungerà da agente di controparte. Una controparte che non vuole la consegna fisica può firmare un accordo per la svendita con la camera di compensazione. Nel presente contratto, la controparte assicura che chiuderà tutte le posizioni aperte prima della data di scadenza.

5. Il mercato del gas belga – il Zeebrugge hub

Si stanno facendo grandi progressi con la liberalizzazione del mercato del gas naturale in Belgio, e questo si riflette, tra le altre cose, nella comparsa di nuovi *suppliers* e quindi nell'aumento della concorrenza, a beneficio dei consumatori. Questo mercato, che attualmente sta attraversando un periodo di cambiamento radicale, continuerà ad evolversi rapidamente nei prossimi anni, grazie all'introduzione della direttiva europea 2009/55/CE, che regola il mercato interno del gas naturale.

Il Zeebrugge hub è nato grazie al Gas Act del 29 aprile 1999, e in contemporanea con la costruzione dell'interconnettore tra Gran Bretagna e Belgio, il "InterconnectorBacton-Zeebrugge"²⁰.

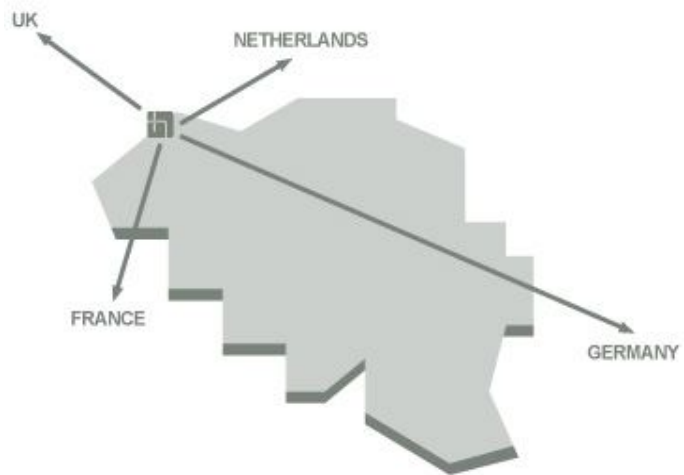
Viene considerato la più grande piattaforma di scambio di gas naturale (in termini di volume di scambi e di liquidità) nell'Europa continentale, proprio davanti al TTF dei Paesi Bassi. Tuttavia, la percentuale di operatori del mercato che è veramente soddisfatta dell'attuale livello di liquidità è molto bassa per via di alcuni problemi, che vedremo fra poco, che hanno caratterizzato questo hub fin dalla sua nascita.

²⁰ La costruzione è stata ultimata nel 1998. E' in grado di trasportare 20 miliardi di metri cubi di gas all'anno.

5.1 La superficie del Zeebrugge hub

La superficie di Zeebrugge è considerata il punto di arrivo del gas naturale più importante nell'UE-27. Grazie alla connessione a una grande varietà di fonti LNG e gasdotti, l'area di Zeebrugge ha una capacità complessiva di velocità effettiva di circa 48 bcm/y. Ciò corrisponde all'incirca il 10% della capacità necessaria per rifornire l'UE-27.

Per quanto riguarda i flussi dei gasdotti, l'area di Zeebrugge permette l'accesso al gas naturale dai campi di produzione offshore norvegesi e britannici nel mare del Nord, come anche dalla Germania e dalla Russia.



La fornitura di gas naturale liquido in tutto il mondo è disponibile attraverso l'apposito terminale LNG. Il terminale ha tre spedizionieri principali, e sono in atto disposizioni standard per facilitare le consegne di LNG sul posto.

Qualsiasi gas che arriva può essere scambiato direttamente oppure viene spedito attraverso la rete di Fluxys per la consegna nel mercato belga o riconsegna presso i confini dello Stato per il successivo trasporto verso il Regno Unito, i Paesi Bassi, la Germania, il Gran Ducato del Lussemburgo, la Francia e l'Europa meridionale.

5.2 Huberator

Huberator fornisce l'accesso e i servizi associati al Zeebrugge Hub.



Attraverso questi servizi garantiscono la certezza della consegna per la comunità degli operatori attivi nell'hub.

Huberator attualmente dispone di 80 membri e facilita sia gli scambi fisici che quelli interni all'hub. Nel 2010 si è visto un volume di scambi netto tra i membri di Huberator pari a 62,3 bcm (un volume che corrisponde a circa 3,4 volte il consumo annuale del Belgio) e i volumi del 2011 sembrano altrettanto promettenti.

L'Hub di Zeebrugge è un cosiddetto hub fisico, con gas naturale messo a disposizione dai Paesi confinanti all'area di Zeebrugge, dal vicino terminal di LNG (gas naturale liquido) o dal mercato belga.

L'ottima flessibilità è la chiave del successo del Zeebrugge hub: qualsiasi gas scambiato può a sua volta venire riscambiato oppure spedito tramite la rete di Fluxys (il TSO belga). Attraverso questa rete il gas può essere trasmesso nel mercato interno del Belgio, o spedito verso gli altri Paesi europei.



Figura 31 - Liquidità dell'anno 2010 e 2011 del Zeebrugge hub

5.2.1 Servizi offerti da Huberator

Il Zeebrugge Hub è il mercato belga dove si può fare trading sul gas naturale, tramite diversi modi:

- Trading all'interno del hub: lo scambio del gas avviene senza che ci siano spostamenti fisici da e per l'hub fisico;
- Rivendita del gas: in questo caso lo Zeebrubbehub funge da punto di uscita del gas attraverso la rete di Fluxys;
- Comprare il gas e spedirlo attraverso il Belgio o l'Europa: Lo Zeebrugge hub farà da punto di entrata del gas dalla rete Fluxys.

Ci sono diversi metodi per concludere le transazioni:

- Over-the-Counter (OTC): due controparti si mettono d'accordo direttamente tra di loro sullo scambio;

- Tramite brokeraggio: le controparti utilizzano una compagnia esterna che agisce come intermediario e facilita le operazioni di scambio dei suoi clienti;
- Negoziazione tramite borsa: ovvero utilizzando una borsa del gas tramite la quale i membri possono acquistare gas o offrirlo in vendita in forma anonima senza conoscere l'altra controparte del trasferimento. L'operatore di borsa si occupa di far combaciare il gas domandato e il gas offerto, ed è responsabile dell'operazione finanziaria. Questa funzione di operatore di borsa è offerta da APX Gas ZEE.

5.3 FluxysBelgium



FluxysBelgium è l'operatore indipendente sia della rete di

trasmissione del gas naturale che delle strutture di stoccaggio in Belgio. La società gestisce anche il terminale LNG a Zeebrugge. Grazie al loro approccio pioniero, hanno sviluppato le infrastrutture creando un vero e proprio crocevia per i flussi internazionali di gas nell'Europa occidentale.

Come gestore del sistema di trasporto del gas naturale in Belgio, la sicurezza è la priorità numero uno delle loro attività. Più della metà dei 1.000 impiegati viene focalizzata sulla costruzione di strutture sicure e nell'assicurare una gestione priva di pericoli.

La rete di Fluxys è composta da oltre 4.100 chilometri di tubazioni. Ogni anno, Fluxys trasporta circa 19 miliardi di metri cubi di gas naturale per il consumo in Belgio.

La rete presenta 18 punti di interconnessione, che permettono lo scambio dei flussi di gas naturale dal Regno Unito, Norvegia, Olanda, Russia. Fluxys ha sviluppato la sua rete come incrocio centrale per i flussi di gas in Europa nord-occidentale:

- Trasporto del gas naturale di Norvegia e Paesi bassi alla Francia, Spagna e Italia;
- Trasporto del gas naturale inglese all'Europa continentale;
- Spedizione del gas dalla Russia agli altri Paesi, inclusa la Gran Bretagna;
- Trasporto del gas da Gran Ducato di Lussemburgo;

- Il gas naturale viene trasportato anche tramite il LNG terminal di Zeebrugge.

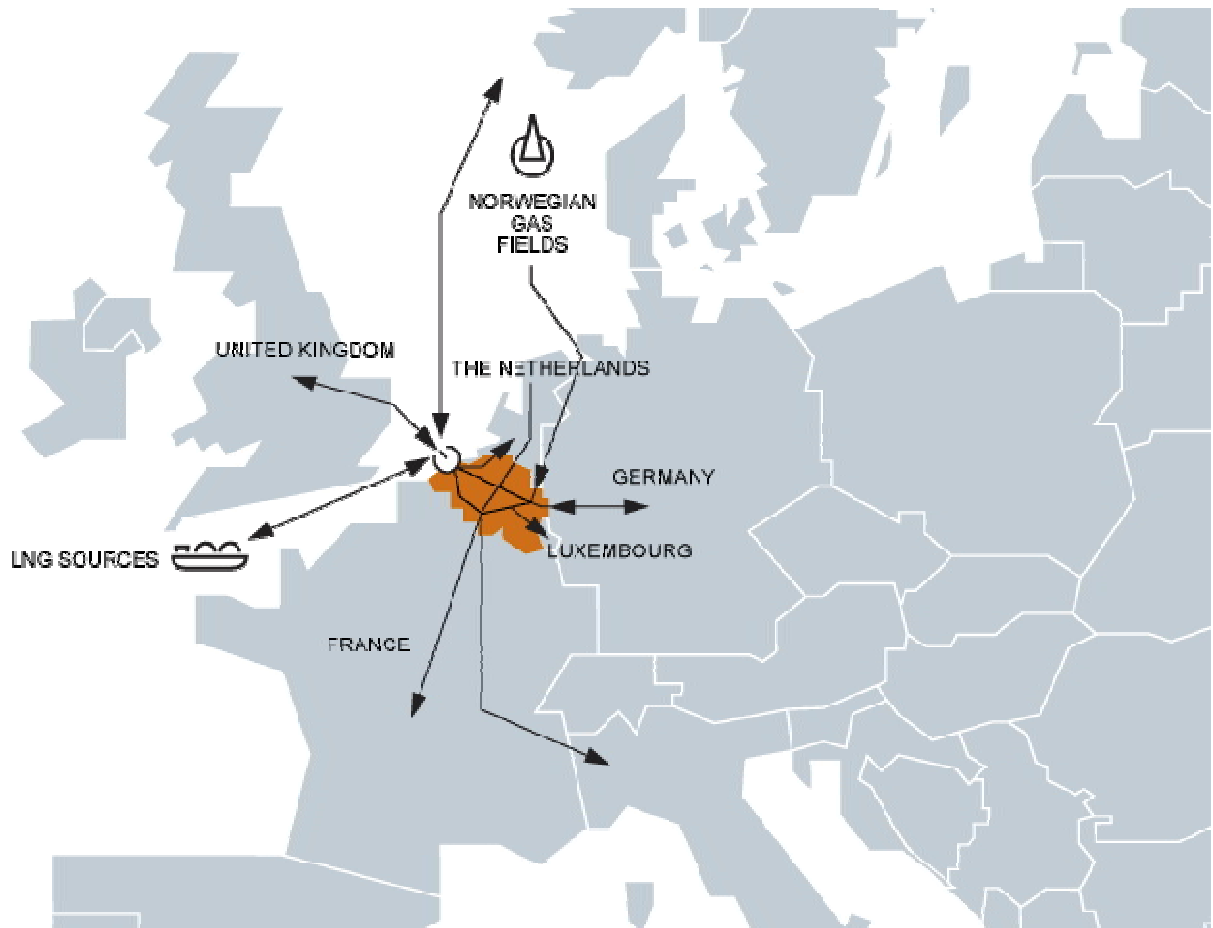


Figura 32 - La rete di Fluxys come crocevia per l'Europa Nord-Occidentale

Il ruolo di Fluxys come un crocevia per i flussi di gas da varie fonti offre anche agli utenti della rete una vasta gamma di opportunità di arbitraggio sul Zeebrugge Hub, uno dei più grandi mercati di scambio per il gas naturale in Europa.

5.4 Difficoltà e problemi del Zeebrugge hub

Difficoltà di accesso all'hub: per ottenere l'accesso all'hub, gli attori del mercato devono possedere la capacità di poter trasportare il gas (o la capacità sull'Interconnector) a causa della posizione del hub. Acquisire la capacità di trasporto verso l'hub pone a una ulteriore serie di complicazioni:

- Accesso alla rete Distrigas;
- Mancanza di trasparenza per quanto riguarda la capacità e i flussi;
- Mancanza della capacità per il trasporto necessaria;
- Tempo impiegato nell'ottenimento di tale capacità;
- Mancanza di trasparenza e liquidità sul mercato secondario;
- Problemi di riservatezza rispetto a una diretta concorrente (Distrigas) alla quale dovremmo appoggiarci.

I servizi di conferma/rinuncia del contratto: questi servizi contribuiscono a garantire che i contratti vengano conclusi anche in caso di interruzione in certi flussi fisici. Tuttavia, i clienti dell'hub criticano questi servizi perché ritengono che il prezzo sia troppo elevato e che il fornitore di questi servizi (attualmente Distrigas) abbia l'esclusiva contrattuale (questa esclusività riguarda il servizio di backup automatico che copre le prime cinque ore di un'interruzione).

Mancanza di fermezza dei contratti conclusi: nonostante i servizi di conferma/rinuncia del contratto, i clienti sentono che le transazioni non sono sufficientemente solide e garantite efficacemente. Infatti, questi servizi vengono erogati solo sulla base di "sforzi ragionevoli".

Mancanza di strumenti di flessibilità: la liquidità del Zeebrugge hub è influenzata negativamente dalla mancanza di strumenti di flessibilità, offrendo soluzioni di bilanciamento o addirittura di arbitraggio. In particolare, i clienti dell'hub non hanno accesso agli impianti di stoccaggio in Belgio.

Grave limitazione delle specifiche di gas: a causa della posizione dell'hub, il gas scambiato deve rispettare due vincoli di qualità: da un lato, il GCV del gas non può superare il 41,8 MJ/m³(n); d'altra parte, l'indice di Wobbe²¹ non può superare 54.0 MJ/m³(n). Questi vincoli impediscono l'accesso del gas all'hub dal terminale LNG e da alcuni giacimenti di gas nel mare del Nord. Questo si traduce in un calo drastico della liquidità.

²¹L' **indice di Wobbe** (WI) è il principale indicatore dell'interscambiabilità dei gas. L'indice di Wobbe è normalmente espresso in Btu per piede cubo standard o in megajoules per m³ standard (1000 BTU/scf = 37.3 MJ/m³). Nel caso del gas naturale (massa molare 17 g/mol), il valore calorifico tipico è circa 1,050 Btu per piede cubo e la gravità specifica è approssimabile a 0.59; ne risulta un indice di Wobbe tipico di 1,367.

5.5 APX GAS ZEE

Istituito nel 2005 come primo punto scambio dell'Europa continentale, APX Gas ZEE offre un luogo per un mercato anonimo per la negoziazione, la compensazione e la notifica di contratti gas nel Zeebrugge Hub. APX Gas ZEE viene utilizzato dai *players* su base 24/7 per i loro requisiti di bilanciamento a breve termine.



Figura 33 - Players e volumi di scambio del mercato APX Gas ZEE

I contratti di APX Gas ZEE "WithinDay" e "DayAhead" sono strumenti *spot* negoziabili e vengono offerti insieme a un servizio di *nomination*, compensazione e un servizio di supporto per i clienti operativo tutti i giorni.

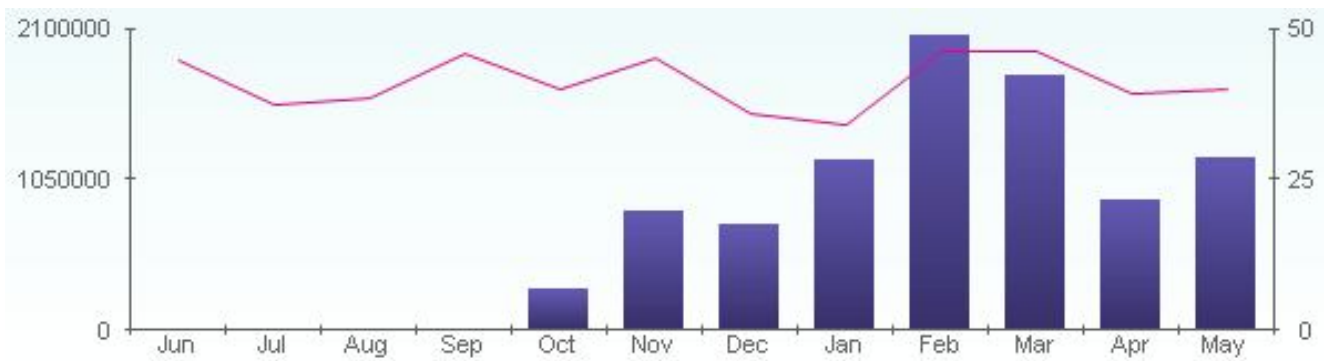
I prezzi possono essere visualizzati e confrontati con il mercato *spot* NBP (OCM), sempre gestito da APX-ENDEX.

APX-ENDEX funge da controparte centrale per tutti gli scambi, in particolare quelli abbinati saranno notificati a Fluxys per conto degli *shippers*. I contratti vengono completamente garantiti così da ridurre i rischi, rispetto ad altri modelli di mercato, e i cicli di investimento rispondono totalmente al team finanziario di APX-ENDEX. Tutti i membri hanno accesso al sito Web che fornisce uno strumento di *back-office* in tempo reale.

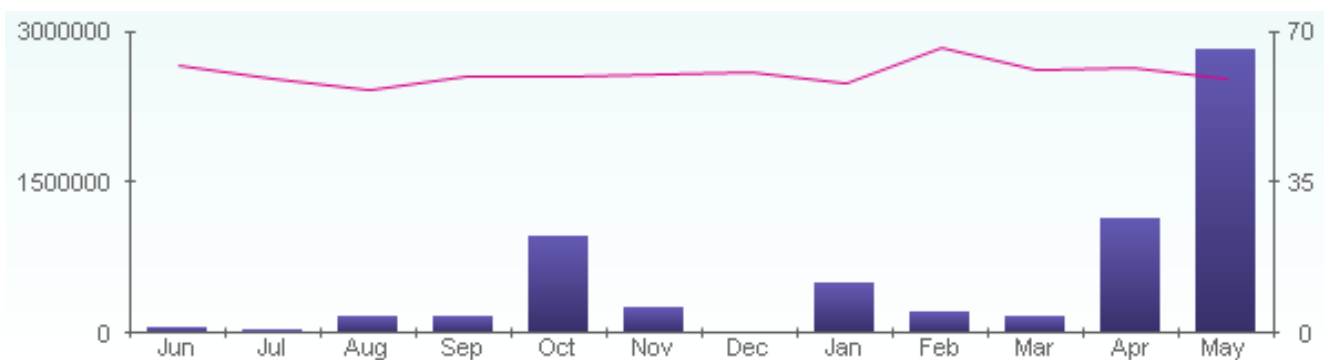
5.5.1 Prodotti scambiabili su APX GAS ZEE

Contratto	Periodo di copertura	Ore	Aperto per trading	Chiuso per trading
Mercato "Within day"				
End of Day	24 ore dalla chiusura del primo prodotto	1 -24	27 ore prima della consegna	2 ore prima dell'inizio della consegna
Mercato "DayAhead"				
Day	6:00 – 6:00	24	8 giorni prima della consegna	3 ore prima dell'inizio della consegna
WorkingDayNext Week	6:00 Lun – 6:00 Sab	120	5 giorni prima della consegna	3 ore prima dell'inizio della consegna
Balance of Week	6:00 giorno di inizio – 6:00 Sab	96 o 72 o 48	1 giorni prima della consegna	3 ore prima dell'inizio della consegna
Weekend	6:00 Sab – 6:00 Lun	48	5 giorni lavorativi prima della consegna	3 ore prima dell'inizio della consegna

Tabella 9 - Prodotti scambiabili su APX GAS ZEE



*Figura 34 - Andamenti del volume (barra viola) e del prezzo (linea rosa) annuali per il titolo "DayAhead" in APX Gas ZEE.
Fonte APX ENDEX*



*Figura 35 - Andamenti del volume (barra viola) e del prezzo (linea rosa) annuali per il titolo "WithinDay" in APX Gas ZEE.
Fonte APX ENDEX*

6. Istituzioni europee per la regolamentazione del mercato del gas

6.1 Council of European Energy Regulators (CEER)

CEER è un corpo volontario che riunisce le autorità indipendenti nazionali di regolamentazione dell'energia degli Stati membri dell'Unione europea (UE) e dello Spazio economico europeo (SEE). Esso agisce come un punto focale per la cooperazione, lo scambio di informazioni e assistenza tra i regolatori europei dell'energia ed è un'interfaccia a livello europeo e internazionale.

Un certo numero di gruppi di lavoro CEER sono stati creati per portare avanti le sue attività. Ofgem è attivamente coinvolta in molti di questi gruppi di lavoro e *task force* che svolgono un lavoro dettagliato sui mercati del gas e dell'elettricità. Gran parte del lavoro si concentra sullo sviluppo del "Third Package", sulla sorveglianza del mercato e sui problemi dei consumatori. Lord Mogg, presidente di Ofgem, è attualmente presidente del Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER).

CEER si sforza anche di condividere le migliori pratiche regolamentari in tutto il mondo attraverso la sua appartenenza alla

Confederazione Internazionale dei regolatori nazionali dell'energia (ICER - International Confederation of Energy Regulators).

6.2 Agency for Cooperation of Energy Regulators (ACER)

Istituito nell'ambito del "Third Package", la missione dell'Acer è quella di assistere le autorità nazionali di regolamentazione (ANR - National Regulatory Authorities) per svolgere i loro compiti a livello UE e di coordinare le loro azioni quando necessario. I suoi compiti sono:

- sviluppare e coordinare il lavoro delle ANR, in particolare riguardo allo sviluppo degli orientamenti critici;
- partecipare alla creazione di reti europee, in collaborazione con l'ENTSO-E²² e ENTSO-G²³, assicurando che le reti siano conformi alle linee guida della nazione corrispondente;
- monitorare le iniziative regionali a seguito di un approccio progettuale orientato all'Europa;
- offrire pareri e raccomandazioni l'UE sui piani a 10 anni di sviluppo della rete;
- prendere decisioni sulla gestione transfrontaliera o sulla eccezione di accesso da parti terze;

²²European Network of Transmission System Operators for Electricity, l'ente europeo che coordina 41 operatori del trasporto dell'elettricità di 34 Paesi nell'Unione Europea.

²³European Network of Transmission System Operators for Gas, coordina 33 operatori del trasporto del gas in 22 Paesi europei.

- implementare il “Regulation on Market Transparency”, adottato il 15 settembre 2011, il quale comprende il monitoraggio delle attività di trading nei mercati all'ingrosso e al dettaglio per individuare e prevenire *insider trading* e la manipolazione del mercato.

L'Agenzia è diventata pienamente operativa nel marzo 2011. La sua sede è a Lubiana, Slovenia. Lord Mogg, nel mese di aprile 2010, è stato eletto per essere il presidente del consiglio ACER dei regolatori.

Ofgem è attivamente coinvolta nel lavoro di ACER, contribuendo allo sviluppo di linee guida europee e di reti e collaborando con altre autorità di regolamentazione.

6.3 International Confederation of Energy Regulators (ICER)

ICER è una confederazione di volontariato che mira allo scambio di informazioni e pratiche di regolamentazione in tutto il mondo. Attualmente conta oltre 200 membri ed è presieduta da Lord Mogg.

ICER è stata fondata in occasione del forum mondiale sulla regolazione dell'energia, ad Atene, 2009. Il suo scopo principale è quello di facilitare la cooperazione tra i regolatori di energia su scala globale e sensibilizzare l'opinione pubblica sulla normativa

energetica e sul suo ruolo nell'affrontare questioni ambientali, socio-economiche e di mercato.

6.4 European Regulators Group for Electricity and Gas (ERGEG)

Cessato di esistere dal 1 ° luglio 2011. ERGEG è stato il precursore di ACER; si trattava di un gruppo consultivo della Commissione europea, creato dalla Commissione nel 2003. Alcune delle responsabilità ERGEG sono state trasmesse a ACER (ad esempio quelle riguardanti le iniziative regionali) e altre a CEER (ad esempio i problemi dei consumatori).

6.5 Third Energy Package

Il termine "Third Package" si riferisce ad un pacchetto di legislazione dell'UE in materia di mercati europei dell'elettricità e del gas, che è entrato in vigore il 3 settembre 2009. Lo scopo del Third Package è quello di liberalizzare ulteriormente i mercati europei dell'energia.

Le disposizioni principali del Third Package si concentrano su:

- Assicurare che i gestori dei sistemi di trasmissione (TSO) siano effettivamente separati dagli interessi di generazione, produzione e fornitura. La logica è che senza questa separazione effettiva vi è il rischio permanente di creare discriminazioni, non solo nella gestione della rete, ma anche negli incentivi che hanno le imprese verticalmente integrate a investire in misura adeguata nelle proprie reti.
- Designare una singola Autorità nazionale di regolamentazione (NRA) che è responsabile della regolamentazione del mercato dell'energia all'interno dello Stato membro. Ovviamente queste autorità devono essere indipendenti, per garantire che il mercato sia imparziale e trasparente.
Ofgem è la NRA del Regno Unito. Le disposizioni del Third Package si sono aggiunte al principale obiettivo di Ofgem di tutela degli interessi dei consumatori, in modo tale che ora comprende anche la promozione di un mercato interno dell'energia e la rimozione delle restrizioni al commercio tra Stati membri.
- Garantire che i consumatori siano tutelati. Il Third Package, infatti, stabilisce che un consumatore non ci debba mettere più di 3 settimane per cambiare il suo fornitore di elettricità

o gas. Esso stabilisce anche nuovi obblighi per i fornitori relativi alle bollette dei clienti e al contenuto dei contratti di fornitura, come pure il periodo di tempo in cui i dati di fornitura devono essere conservati.

- Prevedere la collaborazione delle NRA attraverso una nuova Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER). Lo scopo di questa agenzia è quello di supervisionare e coordinare cooperazioni transfrontaliere per la trasmissione di energia elettrica e di gas tra gli Stati membri.
- Formalizzare la cooperazione tra i gestori di sistemi di trasmissione attraverso la creazione di due reti europee: una per l'elettricità e una per il gas (ENTSO-E e ENTSO-G rispettivamente).
- Creazione di un quadro regolamentare per sostenere un unico mercato europeo dell'energia con lo sviluppo di codici di rete e orientamenti guida. Il primo è un insieme vincolante di regole tecniche comuni e commerciali e di obblighi che regolano l'accesso e l'utilizzo delle reti energetiche europee. Sotto il Third Package, i codici di rete sono sviluppati dalla Rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione (ENTSOs). Gli orientamenti guida non sono giuridicamente vincolanti, ma sono dei principi e obiettivi che i codici di rete europei devono rispettare.

Ofgem, insieme ad altri regolatori europei, è impegnata nello sviluppo di queste linee guida.

- Incoraggiare investimenti di lungo termine, imponendo ENTSOs di pubblicare i piani decennali di sviluppo della rete ogni due anni. Le NRA saranno inoltre tenuti a pubblicare singolarmente i loro piani di sviluppo della rete.

7. UN HUB DEL GAS IN ITALIA

Un sistema di trading del gas efficiente garantirebbe al Paese un duplice beneficio: nel breve termine, le cosiddette forniture scarseverranno effettivamente consegnate dove sono necessarie; e nel lungo periodo fornirebbe un sistema open market, con segnali giusti sui prezzi che rispecchino le dinamiche di mercato, con investimenti in infrastrutture e nelle forniture; in definitiva un mercato italiano del gas sicuro e competitivo.

Aiutare la sicurezza degli approvvigionamenti attraverso il sostegno e lo sviluppo di mercati aperti può dunque essere la soluzione, in particolare attraverso:

- La standardizzazione dei contratti e dei sistemi informatici;
- L'armonizzazione e sostegno all'attuazione della normativa energetica europea a livello comunitario e a livello nazionale;
- La partecipazione al Gruppo di coordinamento del gas CE;
- Il contributo e il supporto alle attività e alle varie iniziative dell'ERCEG Gas Regional.

Le principali caratteristiche e i vantaggi di un mercato aperto del gas possono essere così riassunte:

- Consistente numero di operatori di mercato attivi;
- Norme eque di accesso al mercato e parità di condizioni;
- Chiaro e prevedibile quadro normativo;
- Alto livello di liquidità;
- La trasparenza delle informazioni: tempestive, affidabili e disponibili a tutti gli utenti contemporaneamente;

- Basato sul mercato di bilanciamento;
- La collaborazione tra operatori di mercato, le autorità di regolamentazione e i TSO;
- Flessibilità di utilizzo dello stoccaggio e da altre fonti su un base non discriminatoria.

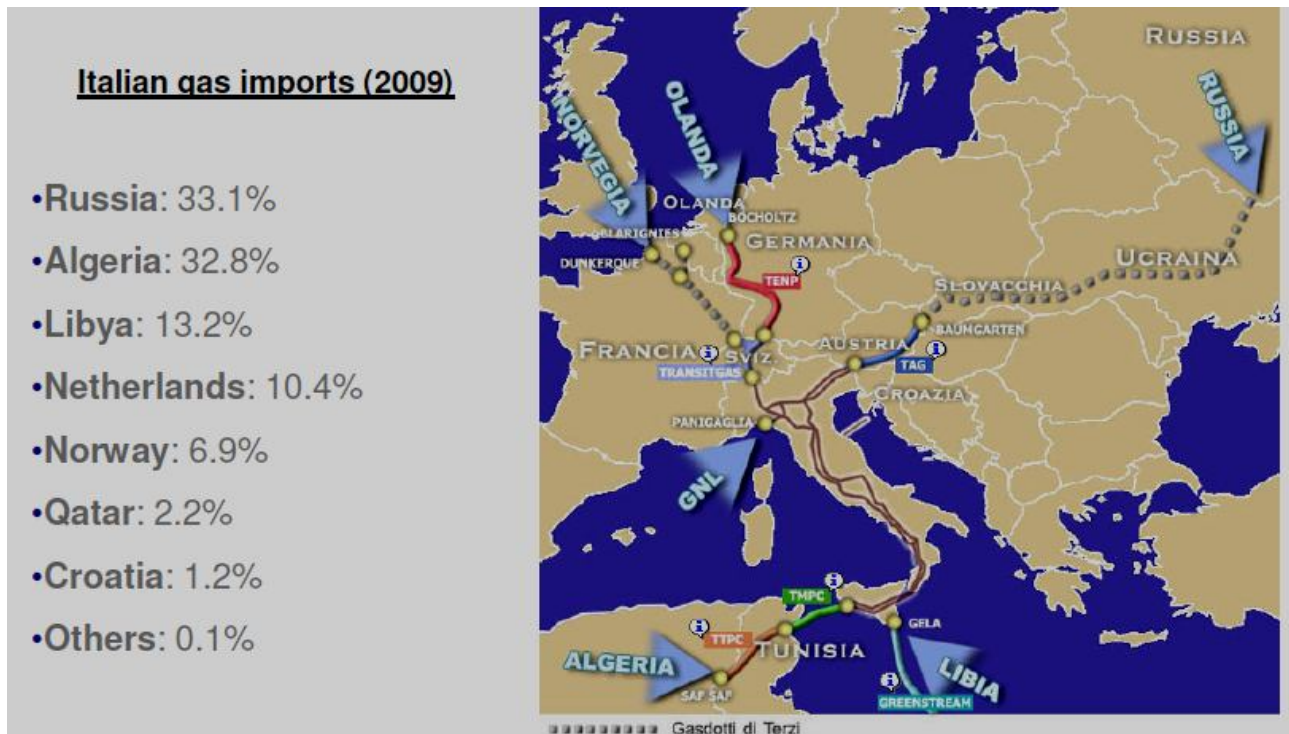
Affinché un hub possa essere creato, sia esso fisico o virtuale, necessita dei giusti presupposti, e a seguito dell'analisi condotta fino ad ora, possiamo definire le seguenti condizioni essenziali:

1. La disponibilità di quantitativi di gas da scambiare sul mercato spot;
2. La disponibilità di infrastrutture adeguate;
3. Una normativa che faciliti la transizione verso un modello di mercato basato su un trading hub;
4. Un numero minimo di partecipanti al nuovo mercato di scambio;
5. Una quantità minima di gas scambiato per far partire il mercato.

Se in Italia ci sono le condizioni per poter istituire un *trading hub* e a che punto sono queste condizioni sarà l'oggetto seguente della nostra trattazione.

Il sistema Italia presenta elementi positivi su cui poter fondare il progetto; sicuramente le differenti fonti da cui il gas viene importato è una situazione ideale e fondante di una logica di borsa del gas e di una trading hub.

Il futuro *trading hub* avrebbe un respiro "mediterraneo", partirebbe infatti da una solida eterogeneità e differenziazione della provenienza delle forniture come mostrato in figura:



In secondo luogo, il ruolo crescente delle centrali a gas alimentate che negli ultimi 5/6 anni ha raggiunti circa il 67% delle forniture cui si accompagna lo sviluppo esponenziale del mercato e dei rigassificatori GNL (vedi sezione sicurezza dell'approvvigionamento) anche se l'utilizzo dei terminali di GNL è escluso dal sistema di bilanciamento nazionale.

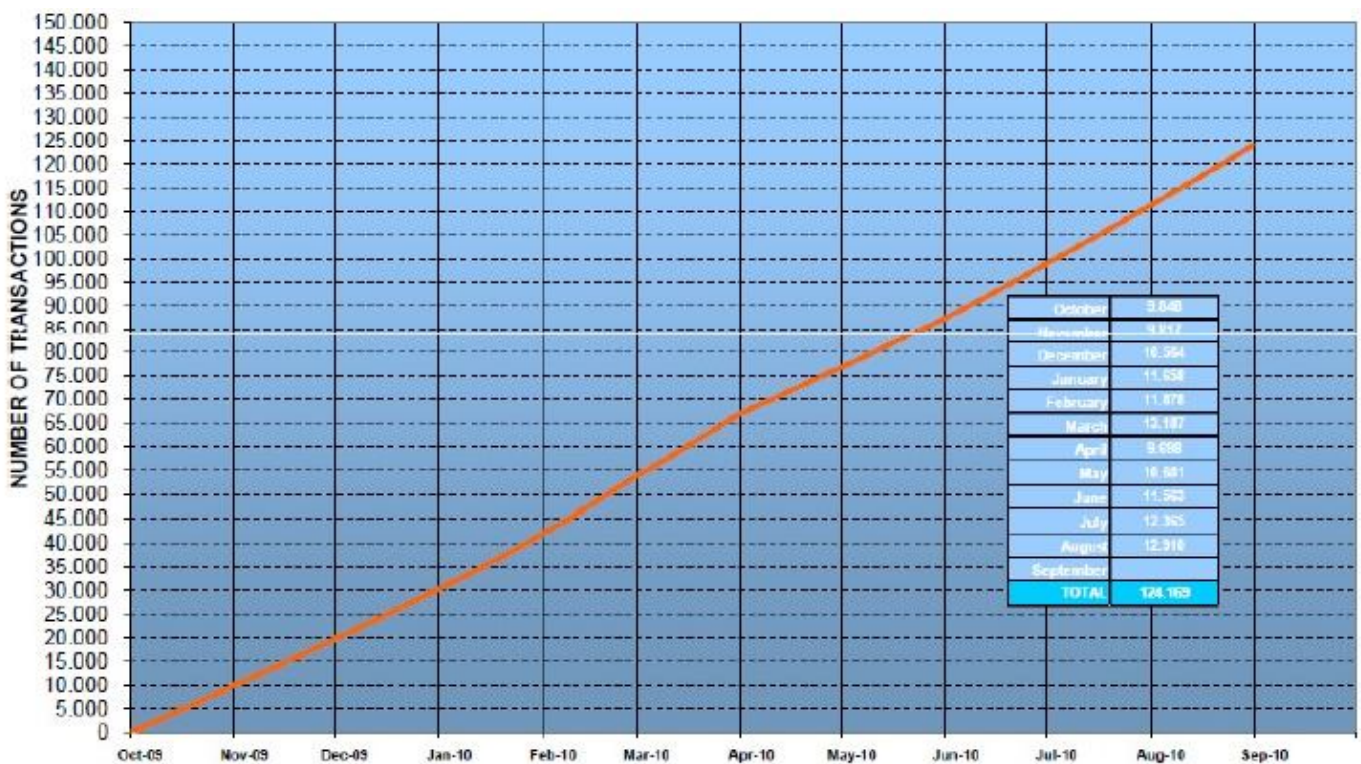
Un unico TSO che copre circa il 95% della rete del trasporto nazionale, elemento che in precedenza è stato bollato come anticoncorrenziale ma che può presentare elementi positivi in termini di progettazione strutturale di un trading hub, infatti proprio per questo non ci sono colli di bottiglia nella rete di trasporto interna.

Nessuna forma di pre-liberalizzazione dei contratti interferisce con la capacità di allocazione dello storage.

Per quanto riguarda gli stoccaggi, l'Italia può vantare un elevato numero di campi di buone dimensione ed una capacità di working gas abbondante.

Analizzando invece la liquidità del sistema, dobbiamo considerare gli effetti dei programmi di *gas release* adottato nel 2004, 2007 e 2009 e l'effetto presumibile della mini bolla del gas che è in atto; possiamo affermare che il mercato italiano ha raggiunto e dovrebbe raggiungere un buon livello di liquidità, sufficiente per lo sviluppo di un mercato spot.

In ultimo, il numero significativo di utenti attivi al PSV (circa 90, di cui circa 25 "Commercianti puri").



Source: www.snamretegas.it

Figura 36 - Numero di transazioni nel PSV

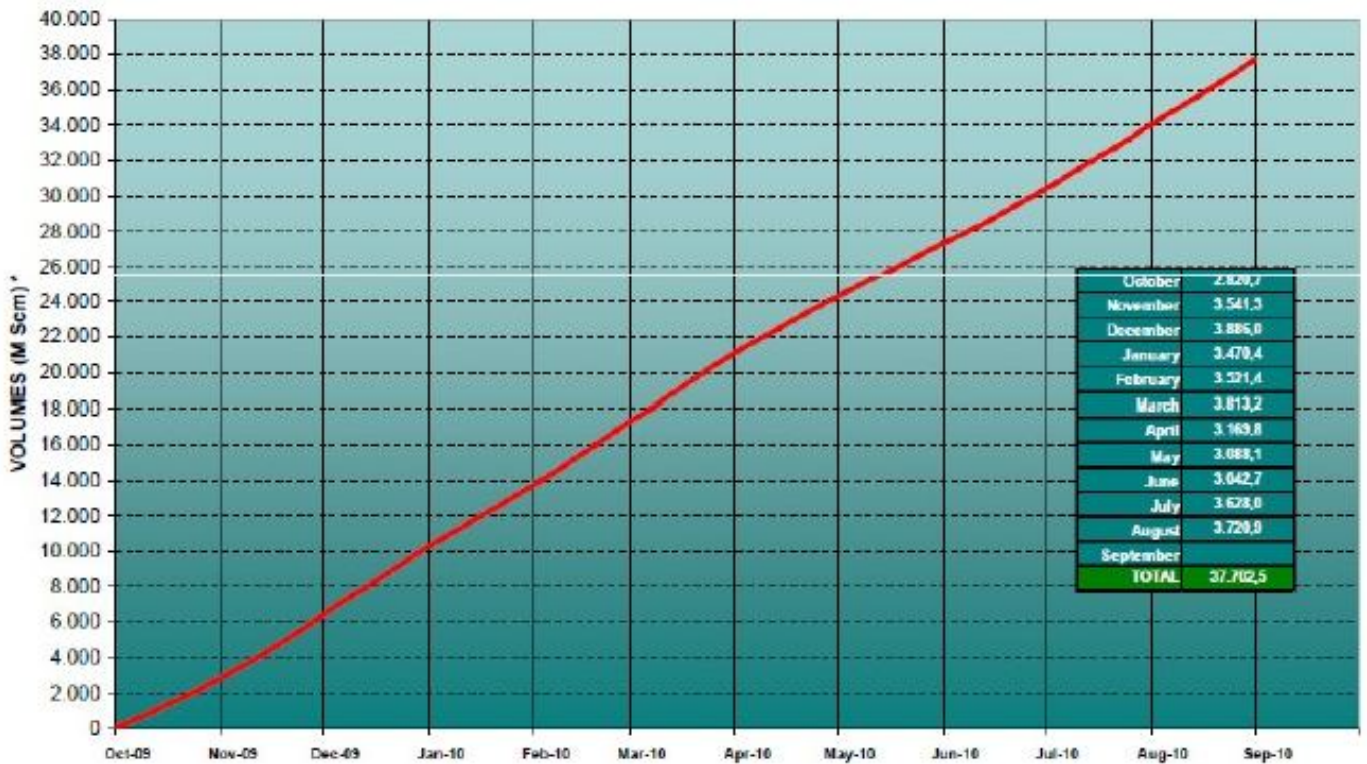


Figura 37 - Gas scambiato nel PSV

Arriviamo ora agli elementi negativi, o meglio possibili fattori rallentanti il nostro processo di apertura del mercato.

Sicuramente, come abbiamo spesso ripetuto, il legame tra il prezzo del gas e l'andamento di domanda e offerta è debole, e al contrario è significativo il rapporto con i prezzi del petrolio.

La mancanza di una standardizzazione sia dei prodotti che dei contratti di trading e una non chiara regolamentazione delle politiche di stoccaggio non facilita il processo; un elemento spinoso è la regolamentazione del trasporto internazionale via *pipeline*, che la Commissione Europea dovrà presto affrontare anche in sede diplomatica con i fornitori extracomunitari.

La normativa fa sorgere qualche dubbio circa l'assetto futuro di ENI e delle società controllate da ENI, in particolare *l'unbundling* della filiera e il paradigma concorrenziale che si vuole ricercare, non sembrano ancora definiti in maniera sostanziale.

Altra problematica rilevante è la piena occupazione della capacità di importazione al confine, contratti di lungo periodo infatti bloccano tutta la capacità disponibile e creano una pesante barriera all'ingresso per potenziali *new player* del settore.

L'assegnazione e l'utilizzo della capacità di storage è basata sul cosiddetto "mercato servito", il sistema di fatto incentiva all'integrazione verticale i vari competitor.

8. CONCLUSIONI

Il 2010 è stato un anno di grandi e significativi sviluppi per il mercato del gas, in particolare sono stati raggiunti, secondo noi, 3 traguardi:

- Avvio della Exchange Gas M-GAS (borsa italiana del gas);
- Proposta concreta di riforma del regime di bilanciamento gas;
- "Decreto Virtual Storage" (Dlgs 130/2010).

La borsa del gas oltre che aumentare sensibilmente liquidità e trasparenza del mercato, è un tentativo di armonizzazione con gli altri mercati europei e gode, al momento, di un elevato grado di approvazione da parte degli operatori di mercato anche se il numero di transazioni deve ancora decollare in via definitiva (ancora limitata è l'attrattività per i commercianti); in questo senso deve ancora essere sviluppato un mercato a termine, e deve essere approvata una riforma del bilanciamento ("dayahead" e "withinday") che è un prerequisito essenziale per il buon funzionamento della Borsa.

La riforma del regime di bilanciamento (AEEG Dco 45/10) aumenta notevolmente la flessibilità del sistema e pone fine all'era del "balancing with storage"; questa fase di interim presenta alcune peculiarità, in particolare:

- i bilanciamenti senza capacità di memorizzazioni sono esclusi;
- gli utenti sono limitati (solo utenti PSV);
- il TSO ha il ruolo di responsabile del bilanciamento;
- il bilanciamento attraverso GNL non è consentito.

Il Dlgs 130/2010 introduce l'obbligo per ENI di costruire nuovi storage virtuali, e misure per migliorare la competitività come le gare d'appalto.

Tuttavia le regole di accesso sono ancora discriminatorie, l'allocazione infatti è solo per i clienti industriali e per i produttori di energia e la capacità di storage è predefinita; sicuramente sarà necessario un potenziamento di capacità dell'operatore principale, in un sistema che deve aprirsi progressivamente alla concorrenza.

Il mercato italiano del gas si sta sviluppando nella giusta direzione.

Il caso italiano potrà rappresentare un buon esempio di come il miglioramento della rete in termini di capacità, di stoccaggio e di bilanciamento possa aiutare la negoziazione e migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti di gas.

La diversificazione delle fonti e il contratto di GNL offrono anche la possibilità di migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento e contribuire a sviluppare la formazione di prezzi migliori al PSV.

La piena integrazione e l'armonizzazione, in linea con l'ultimo pacchetto UE, può essere la chiave, in particolare sulla assegnazione della capacità e sulle regole di gestione della congestione. L'istituzione di un trading hub è particolarmente importante in questo senso, poiché favorirà la ricerca di efficienza da parte di tutto il sistema, che fungerà così da portale d'accesso al mercato unico europeo.

Insomma, la soluzione ai problemi del mercato italiano del gas sembra esserci ed essere percorribile. Non sarà facile portare a termine una transizione molto complessa di un mercato da sempre

oggetto di monopolio, ma l'obiettivo di creare un mercato efficiente, liquido e trasparente non è un miraggio assoluto.

Probabilmente, però, in questi anni si è sottovalutata la portata di un processo di liberalizzazione che in paesi come gli Stati Uniti e la Gran Bretagna è durato ben più di un decennio e che in Italia si è voluto compiere in soli tre anni, forse con troppa fretta.

Indice delle tabelle e figure

Tabelle

Numero	Descrizione	Pagina
1	Tabella delle variazioni percentuali per prezzo del gas	31
2	Periodi di trading dei contratti	76
3	Prodotti disponibili su APX Gas Storage	80
4	Dati relativi all'indice NBPI	89
5	Prodotti disponibili su APX gas NL, mercato Within Day	116
6	Prodotti disponibili su APX gas NL, mercato Day Ahead	118
7	Prodotti futures scambiati sul mercato ENDEX	122
8	Tabella dei prezzi dei singoli prodotti scambiati sul mercato dei futures	123
9	Prodotti scambiabili su APX GAS ZEE	135

Figure

Numero	Descrizione	Pagina
1	Copertura fabbisogno energetico italiano	7
2	Andamento della produzione di gas naturale in Italia	8
3	Situazione dei Paesi europei nel 2010	9
4	Situazione fabbisogno gas naturale nel 2009	10
5	La filiera del gas naturale	13
6	Approvvigionamento italiano di gas naturale	17
7	Importazioni di gas in Italia suddivise per entry point	18
8	Andamento del prezzo medio del gas (ante-imposte) per consumi di 418,6 TJ/anno	30
9	Andamento del prezzo medio del gas (ante-imposte) per consumi di 16GJ/anno	30
10	Andamento del prezzo medio del gas (ante-imposte) per consumi di 418 GJ/anno	31
11	Prezzi del gas per i consumatori (2010) in €/GJ	32
12	Composizione percentuale del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo	33
13	Andamento del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo	34
14	Capacità nel 2010 in Mil.Mc al giorno	37
15	Capacità potenziale nel 2020	43
16	Schema di un hub fisico	53
17	Schema di un hub virtuale	54

18	Mappa del National Transmission System	66
19	Routes to Market, come investire sul mercato	84
20	NGWAVE 8 marzo 2012	90
21	ICE Futures Europe Monthly Utility Markets Report	91
22	Numero dei contratti stipulati nel TTF	105
23	I volumi di gas scambiati sul mercato olandese	107
24	I volumi di vendita del gas sul mercato olandese	109
25	I volumi di acquisto del gas sul mercato olandese	111
26	I volumi di vendita del gas sul mercato europeo	112
27	APX GAS NL WITHIN-DAY MARKET RESULTS	117
28	APX GAS NL DAY-AHEAD MARKET RESULTS	119
29	GTS Neutral Gas Price Index - 3 mesi	120
30	Indice INDEX TTF GAS futures	122
31	Liquidità dell'anno 2010 e 2011 del Zeebrugge hub	128
32	La rete di Fluxys come crocevia per l'Europa Nord-Occidentale	131
33	Players e volumi di scambio del mercato APX Gas ZEE	134
34	Andamenti del volume e del prezzo annuali per il titolo "DayAhead" in APX Gas ZEE	136
35	Andamenti del volume e del prezzo annuali per il titolo "WithinDay" in APX Gas ZEE	136
36	Numero di transazioni nel PSV	146
37	Gas scambiato nel PSV	147

Bibliografia

Libri

Ansoff H., 1974, "La strategia d'impresa", Franco Angeli Editore, Milano.

Azzone G., Bertelè U., 2007, "L'impresa", ETAS, Milano.

Barney J.B., 1991, "Firm resources and sustained competitive advantage", Journal of Management pp. 99-120.

Frank, 2006, "Microeconomia", McGraw Hill, Cornell University.

Giorgino M., Travaglini F., 2008, "Il risk management nelle imprese italiane. Come progettare e costruire sistemi e soluzioni per la gestione dei rischi d'impresa", Il sole 24 ore.

Giudici G., 2008, "Finanziare le risorse dell'impresa", Maggioli Editore, Milano.

Grant R.M., 2003, "L'analisi strategica per le decisioni aziendali", Il Mulino, Bologna.

La Bella A., Battistoni E., "Economia e organizzazione aziendale", Apogeo Editore, Milano.

Spina G., 2008, "La gestione dell'impresa", ETAS, Milano.

Articoli e pubblicazioni

APX-ENDEX. (2010). Annual report 2010.

APX-ENDEX. (2011). Price Settlement Procedure, 1-8.

APX-ENDEX. (2012). TTF GAS TIME SPREADS, (February), 1-3.

Allidina, H., & Liu, T. (2010). Natural Gas JVs Support Growth into an Already Oversupplied Market.

Bossi, A. (2007). Aspetti giuridici della clausola "take or pay".

CREG consultation. (2005). The functioning of the natural gas market in Belgium, 32(September), 1-27.

Creti, A., & Villeneuve, B. (2003). Long-term contracts and take-or-pay clauses in natural gas markets, 1-17.

EFET. (1999). The route to a Competitive EU Gas Market, 1-2.

EFET. (2011a). Vision for a conceptual model for the European Gas Market, (June), 1-14.

EFET. (2011b). Challenges for a comprehensive European energy security for gas, (March).

Enoi Spa. (2011). Flexibility Swap at PSV, 1-2.

European Commodity Clearing. (2012). ECC Clearing-Information - NBP Natural Gas Futures, (5), 1-4.

Fisher, W. (2010). The Future of Natural Gas.

Heather, P. (2010). The evolution and functioning of the traded gas market in Britain, (August).

ICE. (2012a). ICE Announces First Trade of EUAA's Extension of Coal Trading Hours, (February 2011), 1-7.

ICE. (2012b). ICE UK Natural Gas Futures, 44(0), 1-2.

ICIS Heren. (2010). EUROPEAN GAS MARKETS 2010, 2010.

LEBA. (2012). February 2012 volumes in gas power emissions and coal, (FEBRUARY).

Lexecon. (1994). British Gas' s "Take or Pay " Dilemma.

Oushoorn, R., El-husseini, I., Click, C., & Melville, J. (2011). Gas Markets London.

Phillips, R. (1993). European natural gas quarterly. The Calm before the Storm?, *Contemporary Sociology*, (July 2011).

Plimsoll. (2011). Distribuzione energia elettrica - Italia 2011.

Powers, B. (2011). The Disappearance of the Natural Gas Glut, 2008-2009.

RWE. (2011). Energy Trading and Gas Supply in Europe, (January).

Siti web

<http://www.theice.com>

<http://www.apxendex.com>

<http://www.ihs.com>

<http://www.efet.org>

<http://www.ofgem.gov.uk>

<http://energylinx.co.uk>

<http://www.nationalgrid.com>

<http://www.bbc.co.uk>

<http://en.wikipedia.org>

<http://www.eia.gov>

<http://www.ens.dk>

<http://www.energy-regulators.eu>

<http://www.autorita.energia.it>

<http://www.bis.gov.uk/>

<http://www.gastransportservices.nl>

<http://www.endex.nl>

<http://www.gasterra.com>

<http://www.energymarketprice.com>

<http://www.carnegieendowment.org>

<http://www.gastransportservices.nl/>

<http://www.huberator.com/>

<http://www.interconnector.com>

<http://www.fluxys.com>

<http://www.purging-euroservices.be/>

<http://www.platts.com>

<http://www.distrigas.eu>

<http://www.open-grid-europe.com>