

CONCLUSIONI DELL'ISTRUTTORIA

17 giugno 2004

CONCLUSIONI DELL'ISTRUTTORIA

Premessa

Il decreto legislativo n. 164/00, nel definire norme nazionali di recepimento della direttiva 98/30/CE particolarmente avanzate rispetto ad altri paesi membri, ha avviato una profonda trasformazione in senso concorrenziale della struttura del settore. Tuttavia, tali norme non sono finora risultate sufficienti a garantire effetti concorrenziali di rilievo.

I periodici esercizi di *benchmarking* effettuati dalla Commissione Europea al fine di verificare lo stato della liberalizzazione dei mercati del gas degli stati membri, hanno sino ad ora indicato l'Italia tra i paesi più avanzati nella definizione di normative primarie e di scelte regolatorie orientate alla concorrenza. Nel resto d'Europa, e in particolare in due paesi come Francia e Germania che per collocazione geografica hanno particolare impatto per le importazioni nel nostro Paese, vi sono stati forti ritardi e un'applicazione minimale del testo della direttiva, che hanno determinato forti asimmetrie a livello Europeo.

Lo stato insoddisfacente della concorrenza sul mercato nazionale della vendita di gas mostra come tale definizione di normative primarie e l'adozione di una regolazione relativamente avanzata siano, per lo meno nel breve periodo (e tanto più se limitate solo ad alcuni paesi), una condizione necessaria, ma non sufficiente, al raggiungimento di un adeguato contesto concorrenziale nel mercato della vendita di gas naturale.

Lo sviluppo di condizioni concorrenziali nel settore del gas naturale riveste particolare importanza alla luce del crescente peso del gas nel settore energetico dove, a fianco della tradizionale, rilevante incidenza negli usi industriali e domestico si assiste ad una sempre più spinta penetrazione dei consumi per la produzione elettrica. In tale settore il contributo del gas è atteso salire dall'attuale 40% a circa il 60% nel 2010, collocandosi a tutti gli effetti come un fattore strategico per l'intero settore energetico.

Le analisi condotte nell'ambito dell'istruttoria conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore del gas naturale in Italia consentono di formulare alcune considerazioni conclusive in merito alle maggiori criticità che ancora persistono sotto il profilo concorrenziale nella varie fasi della filiera del gas.

1. Il ruolo dell'operatore dominante

Nonostante l'adozione di misure normative tese a ridurre nel periodo 2001-2010 le immissioni al consumo dell'operatore *incumbent*, permane una inconfutabile posizione dominante di Eni nell'approvvigionamento di gas

(importazioni e produzione nazionale) in grado di condizionare fortemente l'esito del mercato

- I contratti di importazione *take or pay* sottoscritti da Eni nell'imminenza dell'approvazione della direttiva 98/30/CE, in virtù di meccanismi di *build up* crescenti nel tempo, hanno consentito (e consentiranno ancora per molti anni) ad Eni di continuare ad occupare quote dell'incremento annuo di domanda di gas.
- Nonostante un significativo aumento del numero di importatori rispetto al periodo pre-liberalizzazione, si tratta, con le eccezioni di Enel e, parzialmente, di Edison, di ingressi decisi dall'operatore dominante, sia nella dimensione e sia nel costo della materia prima dei nuovi entranti (si vedano le cosiddette "vendite innovative" e le importazioni di gas libico).
- La produzione nazionale, sebbene si tratti di una fonte prevista in calo nei prossimi anni, continua ad essere quasi integralmente nelle mani dell'operatore dominante, che può usare strategicamente i volumi prodotti (sulla base di un *trade off* tra l'utilizzo al massimo dei contratti di importazione *take or pay* e la produzione nazionale), e giovare, in tal modo, di ulteriori notevoli flessibilità, sia in termini di quantità, sia di prezzo di approvvigionamento.

ENI controlla tutte le infrastrutture internazionali di importazione di gas in Italia

- Eni, direttamente o attraverso società partecipate, è in grado di condizionare la gestione di tutte le infrastrutture di trasporto via tubo che adducono il gas importato in Italia e dell'unico terminale di GNL attualmente esistente.
- Tale posizione conferisce ad Eni il potere di influenzare le dinamiche concorrenziali sul mercato a valle della vendita, tramite una gestione poco trasparente delle infrastrutture (con particolare riferimento alla definizione della capacità di trasporto ed ai criteri di allocazione di quella inutilizzata).
- In una prospettiva dinamica la maggiore criticità concorrenziale è da collegare alla capacità di Eni di determinare se e come potenziare le infrastrutture estere esistenti per consentire anche ad altri soggetti di accedere ai canali di importazione tradizionali (Algeria e Russia *in primis*); esemplare al riguardo la decisione assunta unilateralmente da Eni di rinviare i potenziamenti del TAG e del TTPC sulla base di proprie valutazioni, non collegate alla profittabilità del nuovo investimento nel trasporto internazionale, bensì alle previsioni di Eni sulle condizioni di domanda ed offerta di gas vigenti sui mercati a valle.
- La situazione appare meno grave sui gasdotti che insistono sul territorio dell'UE (o in Svizzera), nei quali Eni negli ultimi anni ha messo a disposizione la capacità inutilizzata a valere sui propri diritti di transito

(sebbene si sia trattato di procedure stabilite unilateralmente, senza alcun controllo, con tutti i possibili rischi di scarsa trasparenza e discriminazione); la direttiva 2003/55/CE, inoltre, una volta in vigore, dovrebbe assicurare condizioni di accesso trasparenti e non discriminatorie su tutti i gasdotti europei.

- Più problematica la situazione per i gasdotti non UE (TTPC e, in prospettiva il gasdotto libico GreenStream), per i quali bisognerà trovare, tramite accordi *ad hoc* tra Stati e Commissione Europea (o tra singoli Stati), modalità condivise per garantire accessi a condizioni trasparenti e non discriminatorie a flussi di gas in concorrenza tra loro.

Come conseguenza della posizione dominante nell’approvvigionamento, del controllo delle infrastrutture di trasporto internazionali e della scelta delle modalità di cessione del gas per il rispetto dei tetti antitrust, Eni si caratterizza per un costo di approvvigionamento del gas minore dei concorrenti

- L’esame dei dati ha mostrato che Eni si caratterizza per un costo del gas importato minore degli altri operatori (-[omissis %] medio ponderato nel 2002). Il vantaggio di costo di Eni sembra sussistere anche con riferimento al gas di produzione nazionale.
- Nel caso degli *shippers* acquirenti delle “vendite innovative”, lo svantaggio di costo della materia prima è frutto delle modalità con cui tali operazioni sono avvenute e deve intendersi come *mark up* praticato da Eni a fronte della perdita del cliente finale.

2. Il ruolo dei nuovi operatori e lo sviluppo delle infrastrutture

Lo sviluppo di una effettiva concorrenza è strettamente condizionato dall’ingresso di nuovi operatori indipendenti da Eni nell’approvvigionamento di gas a condizioni competitive. In particolare, emerge che la condizione necessaria per evitare, in un contesto di utilizzo esclusivo di contratti *take or pay*, una mera spartizione tra i diversi operatori del mercato della vendita, è che vi sia una sufficiente flessibilità dell’offerta rispetto alle variazioni della domanda, garantita da un adeguato eccesso di capacità di trasporto, ed in grado di innescare una concorrenza per la conquista di quote di mercato. Un’analisi sulle previsioni di domanda ed offerta di gas opportunamente considerate ridimensiona il rischio di una “bolla di gas” a medio termine così come paventata da alcuni operatori, mostrando al contrario criticità che potrebbero verificarsi nel breve termine sul fronte degli approvvigionamenti, in assenza di nuove infrastrutture e di potenziamenti di quelle esistenti.

- In un contesto in cui l'offerta sul mercato finale del gas è determinata prevalentemente da parte dell'operatore dominante attraverso l'utilizzo esclusivo di contratti di approvvigionamento *take or pay* di lungo periodo, gli incentivi per la competizione sul mercato finale della vendita sono limitati.
- Infatti, in un siffatto assetto di mercato, gli unici incentivi *ex-ante* ad investire nell'approvvigionamento di gas da parte di altri operatori risultano strettamente vincolati all'esistenza di porzioni di domanda lasciata libera dall'*incumbent*. Ciò può dare origine ad una cosiddetta "entrata senza concorrenza", vale a dire ciascun operatore serve la propria quota di mercato senza alcuna spinta concorrenziale per la conquista di quote maggiori.
- Nel mercato italiano, oltre agli elementi che precedono, un ulteriore elemento nella direzione di un rischio "ripartizione del mercato" è rappresentato dall'esistenza dei tetti antitrust sul gas immesso, e dalla possibilità per i nuovi importatori di destinare il gas a forniture all'interno del medesimo gruppo industriale, in sostituzione a quelle precedentemente assicurate dall'*incumbent*. Ciò ha rappresentato sicuramente un incentivo all'ingresso protetto da parte dello stesso *incumbent*, senza però alcun reale stimolo all'avvio di un efficace confronto competitivo.
- Pertanto, fino a quando le condizioni di offerta sono caratterizzate da rigidità in corrispondenza di previsioni di domanda sviluppate dall'operatore dominante, attraverso l'uso esclusivo di contratti *take or pay*, e le forniture sono destinate solo ad un mercato *captive*, non vi sono le condizioni per una competizione tra operatori sul mercato finale della vendita.
- D'altro canto, le previsioni di crescita della domanda di gas per usi termoelettrici, unitamente alla produzione nazionale in calo, rende necessaria la realizzazione di nuovi progetti nell'approvvigionamento di gas entro il 2008, nella forma di terminali GNL e di potenziamenti dei gasdotti esistenti (nuovi investimenti in gasdotti, ad esempio il progetto GALSI Algeria-Sardegna-Europa, sono probabili solo nel lungo periodo). L'avvio di nuovi progetti, tanto più se non tarati esattamente su quote predeterminate di domanda, rappresenta quindi un'importante occasione per l'avvio della concorrenza.
- Sulla base delle indicazioni prevalenti di domanda ed offerta, ed ipotizzando uno scenario di riferimento che includa la realizzazione di due terminali di GNL ed i potenziamenti del TAG e del TTPC al 2007 ed al 2011, vi potranno essere in futuro sufficienti condizioni di elasticità di offerta in grado di influire sullo scenario competitivo. Tra il 2009 e il 2012 si potrebbero verificare situazioni nelle quali la domanda potrebbe non essere sufficiente per il ritiro dei quantitativi minimi di *take or pay*. Tuttavia, anche in questi casi, ciò non significa automaticamente il rischio di difficoltà economico finanziarie per Eni, in quanto l'operatore

dominante è in grado di mettere in campo diverse possibili strategie alternative tra le quali, ad esempio, la vendita di quantitativi all'estero, e non sono escluse possibili riduzioni dei quantitativi contrattati sotto *take or pay*.

- Solo a fronte della necessità di difendere una quota di mercato pari ai ritiri minimi di *take or pay* vi possono essere le condizioni per una significativa riduzione dei margini commerciali esistenti. Un incremento delle condizioni di elasticità dell'offerta di limitate proporzioni e con le caratteristiche sopra evidenziate non rappresenta pertanto il rischio di una "bolla gas" ma risulta piuttosto funzionale allo sviluppo della concorrenza.
- Il richiamo al pericolo della "bolla gas" da parte di Eni ed il conseguente abbandono del progetto, già intrapreso, di potenziamento del gasdotto TTPC a favore dei quattro *shippers* aggiudicatari della capacità, è da considerarsi, in questo quadro di analisi, come una ulteriore modalità della strategia dell'operatore dominante tendente ad escludere ingressi di concorrenti non riconducibili alla logica di "ripartizione dei mercati" che ha, invece, contraddistinto gli ingressi connessi alle "vendite innovative". Un tale meccanismo di entrata tenderebbe a consolidare una situazione di assenza di concorrenza, con l'aggravante di essere condivisa anche dai potenziali concorrenti dell'*incumbent*.
- D'altro canto, emerge con evidenza che nei prossimi anni, in assenza di investimenti o per ritardi nella loro realizzazione, vi potranno essere al contrario limiti nelle capacità di importazione in grado di condizionare pesantemente lo sviluppo del settore, quando non anche la sicurezza del sistema.

3. L'accesso non discriminatorio al sistema

L'attività di regolazione connessa al primo periodo (riconducibile all'arco temporale 2001-2005) si è concentrata sull'obiettivo di assicurare accessi non discriminatori e trasparenti al sistema anche attraverso la definizione di norme volte a:

- **garantire condizioni favorevoli ai nuovi investimenti e allo sviluppo di modalità di utilizzo delle infrastrutture di sistema atte a sostenere forme sempre più flessibili e concorrenziali di offerta di gas naturale;**
- **limitare il potere di mercato dell'*incumbent*, stante la mancata previsione di una piena separazione proprietaria, in seno al gruppo Eni, tra fasi regolate – trasporto e stoccaggio – e fasi in concorrenza – approvvigionamento e vendita.**

Di seguito, i principali esiti della regolazione per ciascuna attività del sistema gas:

3.1 Trasporto

- Nella fase di trasporto del gas sulla rete nazionale dei gasdotti, la definizione di una tariffa basata sul modello *entry exit*, che prevede un corrispettivo per ciascun punto di ingresso e di uscita dalla rete, rappresenta, rispetto ad alternative basate, ad esempio, sulla distanza, un elemento positivo per la concorrenza, in quanto riflette il sempre maggiore sganciamento dei flussi fisici da quelli commerciali e facilita gli scambi di gas all'interno del sistema.
- La tariffa di trasporto si compone di una parte fissa (calcolata a partire dal 70% dei costi riconosciuti) e di una parte variabile (calcolata a partire dal restante 30%). La scelta di calcolare la componente variabile della tariffa a partire dal 30% dei costi riconosciuti (e dunque utilizzando una quota superiore al peso effettivo dei costi variabili nell'attività di trasporto di gas, di norma non superiore a circa il 5% dei costi totali), risponde al dettato legislativo di non penalizzare eccessivamente le aree con minori dotazioni infrastrutturali e in particolare il Mezzogiorno. Soprattutto, essa appare allo stato attuale giustificata dalla necessità di incentivare il trasporto di maggiori volumi di gas e dunque l'utilizzo efficiente della rete, in una situazione in cui la principale impresa di trasporto, Snam Rete Gas, è controllata dall'operatore dominante, con possibili incentivi ad un utilizzo delle infrastrutture volto ad ostacolare l'accesso a terzi, potenziali concorrenti.
- L'aver determinato una tariffa di trasporto più orientata ai costi, e dunque sostanzialmente più legata al coefficiente di utilizzo della capacità di trasporto, ha esercitato degli effetti di "spiazzamento" di alcune categorie di consumatori finali che nel passato regime di pre-liberalizzazione godevano di particolari regimi di prezzi sovvenzionati (aziende di distribuzione in aree a basso consumo, alcuni grandi consumatori industriali).
- Nonostante significative riduzioni delle tariffe nei primi due anni di applicazione, l'impatto sui prezzi finali è stato limitato, o praticamente assente per le forniture di tipo domestico. L'incidenza delle componenti infrastrutturali sul prezzo finale è comunque limitata (circa 10-15% per le forniture industriali, 30-40% per quelle domestiche), evidenziando che sostanziali riduzioni dei prezzi possono verificarsi solo attraverso riduzioni del margine commerciale.
- Le modalità di allocazione della capacità di trasporto in ingresso sulla rete nazionale finora seguite rispondono a una logica graduale di contemperamento tra, da un lato, l'esigenza di garantire, entro certi limiti, gli investimenti in contratti *take or pay* vigenti e, dall'altro, di stimolare ingressi di breve periodo (sebbene il collo di bottiglia si collochi nei gasdotti internazionali a monte della rete nazionale). In prospettiva, e in coerenza con regole armonizzate a livello europeo, soluzioni

maggiormente concorrenziali, tipo allocazione della capacità tramite asta, potranno essere valutate.

- In considerazione della necessità di nuove infrastrutture a sostegno della crescita della domanda e di una maggiore concorrenza, sono stati previsti, sia dalla regolazione che, di seguito, dalla normativa, interventi a favore di nuovi investimenti, che hanno riguardato il riconoscimento di una più alta remunerazione, ma soprattutto la priorità di accesso fino all'80% della nuova capacità realizzata per i soggetti che ne sostengono l'onere della realizzazione. Fino a questo momento, tuttavia, nessun nuovo progetto è stato realizzato o è entrato nella fase di costruzione, ad eccezione del gasdotto dalla Libia, deciso comunque prima dell'entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00.
- Al fine di incentivare il confronto competitivo nel sistema, è stato definito il cosiddetto Punto di Scambio Virtuale, grazie al quale gli *shippers* hanno la possibilità di scambiarsi il gas all'interno della rete nazionale. Esso rappresenta attualmente uno strumento di ottimizzazione del bilanciamento delle quantità di gas immesse e prelevate dalla rete (in alternativa all'utilizzo dei servizi di stoccaggio speciali).
- In una prospettiva non troppo lontana il Punto di Scambio Virtuale dovrebbe divenire un vero mercato del bilanciamento giornaliero. Questa evoluzione è possibile, ed auspicabile, tuttavia, solo se si vengono a determinare condizioni di liquidità di gas al Punto di Scambio Virtuale, altrimenti si potrebbero determinare condizioni idonee a garantire ad Eni l'esercizio di un potere di mercato sul prezzo del bilanciamento.
- Nel più lungo periodo, si devono studiare le condizioni per creare un vero mercato *spot* del gas e della relativa capacità di trasporto in Italia, in grado di rilassare il vincolo concorrenziale rappresentato dalla prevalenza di modalità di approvvigionamento mediante contratti *take or pay*; si tratta di individuare le modalità per veder realizzate le condizioni di liquidità e di eccesso di capacità di trasporto e di stoccaggio necessarie per la creazione di un *hub* nazionale mediterraneo, di riferimento per l'intero mercato europeo del gas.

3.2 Stoccaggio

- Stogit, società controllata da Eni, occupa una posizione di monopolio di fatto nella fornitura di servizi di stoccaggio, sia tradizionali (minerario, strategico, modulazione) sia speciali, vale a dire di servizi in grado di rispondere ad esigenze di flessibilità degli operatori, che tendono a crescere con lo sviluppo del mercato (si vedano ad esempio le opportunità derivanti da operazioni *spot* e di arbitraggio spaziale e temporale sui prezzi del gas). In quest'ultimo caso si tratta di servizi di cui Eni stessa non ha bisogno, dal momento che si giova di flessibilità implicite all'interno del suo portafoglio clienti e di approvvigionamento, ma dei cui

ricavi beneficia attraverso il già citato controllo di Stogit. Il controllo societario di Stogit da parte di Eni non può escludere un condizionamento da parte di Eni stessa nell'offerta di tali servizi, anche se ad oggi non se ne ha evidenza.

- Stogit è stata lasciata libera dalla regolazione di sviluppare l'offerta di servizi speciali, al fine di promuovere il loro sviluppo, e in considerazione che si tratta di servizi potenzialmente in concorrenza con altre forme di flessibilità (ricorso a forniture interrompibili, modulazione delle quantità importate, ecc). In prospettiva, un sempre maggiore sviluppo delle transazioni nel Punto di Scambio Virtuale e una sufficiente liquidità in quel punto dovrebbe porsi come ulteriore alternativa concorrenziale ai servizi speciali offerti da Stogit.
- Al fine di incentivare gli investimenti, lo sviluppo di nuovi campi di stoccaggio è stato esentato per almeno quattro anni dalla regolazione tariffaria. Nuovi investimenti in stoccaggio potrebbero essere funzionali anche allo sviluppo di un *hub* nazionale.
- La struttura tariffaria in vigore prevede la definizione di una tariffa unica per l'utilizzo del complesso dei campi di stoccaggio di Stogit. In alternativa, la definizione di una tariffa per singolo campo, pur presentando l'indubbio vantaggio di eliminare sussidi incrociati e consentire un confronto concorrenziale tra singoli campi, avrebbe però comportato l'introduzione di complesse modalità per la ripartizione delle capacità dei campi meno costosi, in un orizzonte temporale in cui lo sviluppo di nuovi campi sarebbe stato del tutto limitato o inesistente.
- Nonostante l'avvio della richiesta di nuove concessioni da parte di numerosi operatori, l'iter burocratico è ancora in corso; occorrono comunque tempi tecnici pari nella norma a circa due-tre anni per lo sviluppo di un nuovo campo.
- A fronte dei problemi di scarsità e razionamento della capacità di stoccaggio, un ulteriore elemento di criticità è rappresentato dai volumi di gas immobilizzati negli stoccaggi di Stogit sotto la categoria di "*pseudo working gas*"; si tratta di gas potenzialmente utilizzabile per fornire la liquidità necessaria ad iniziative proconcorrenziali come la partenza di un vero mercato centralizzato. Tuttavia tale soluzione è evidentemente subordinata a opportuni approfondimenti tecnici e a valutazioni relative alla sicurezza del sistema.
- Le regole attualmente in vigore per i conferimenti di capacità di stoccaggio sono state fissate, in via transitoria, tenendo conto degli obblighi di modulazione per i venditori previsti dalla legge; il diritto al conferimento di capacità è correlato alla fornitura di un cliente finale ed è quindi trasferito in caso di cambio di fornitore.
- Ipotetici meccanismi di asta che consentano di razionare e conferire la capacità agli utenti che vi attribuiscono il valore più elevato, vanno attentamente valutati in quanto la configurazione del mercato dello

stoccaggio è tale che il rischio di effetti indesiderati è probabile (si consideri solo a titolo di esempio l'anomalia insita nel legame proprietario tra l'*incumbent* (Eni) nonché *bidder* e l'*auctioneer* (Stogit)).

3.3 GNL

- Anche l'unico terminale esistente sul territorio nazionale fa capo ad Eni, attraverso il controllo della società GNL Italia da parte di Snam Rete Gas.
- Fino a questo momento, Eni è inoltre l'unico soggetto ad avere avuto il conferimento di capacità di rigassificazione di tipo continuo. Con l'introduzione delle regole di accesso previste dalla deliberazione n. 120/01 e in particolare a seguito dell'obbligo di offrire le capacità disponibili, si è assistito ad una crescente offerta (e corrispondente ricorso) ad allocazioni su base *spot*.
- A fronte della limitata esperienza di accesso dei terzi all'infrastruttura, esistono ancora regole transitorie, limitate alle modalità di conferimento delle capacità. La definizione di regole di accesso, in particolare per quanto riguarda le regole di allocazione, sconta incertezze circa l'effettiva disponibilità nel breve medio termine di forniture su base *spot* in grado di fornire un contributo ad una maggiore liquidità del mercato, o piuttosto circa la necessità di prevedere uno spazio per l'avvio di nuove forniture a medio termine, ancora caratterizzate da vincoli *take or pay*. D'altro canto, la necessità di un quadro normativo e regolatorio chiaro e trasparente è importante per lo sviluppo di nuovi investimenti.
- Nel nostro Paese è soprattutto dallo sviluppo di nuovi terminali di rigassificazione che potrà arrivare un significativo contributo alla concorrenza. La regola dell'accesso prioritario fino all'80% della capacità per chi sostiene l'onere dell'investimento (poi estesa ai gasdotti di interconnessione con l'estero) è stata inizialmente introdotta per i nuovi terminali, proprio per la loro valenza concorrenziale. In particolare, appare di rilevanza fondamentale la possibilità di destinare anche a forniture *spot*, se le condizioni di mercato del GNL lo consentiranno, la quota di nuova capacità non soggetta al diritto di allocazione prioritario, in modo da contribuire ad una maggiore liquidità dell'offerta, al di fuori di una logica di mera segmentazione delle quote di mercato.

3.4 Distribuzione

- Il segmento della distribuzione di gas naturale rimane caratterizzato, nonostante il processo di concentrazione registrato in questi anni (che ha portato il numero delle imprese da 730 nel 2000 alle circa 550 attuali), da una notevole frammentazione. Il gruppo Eni, tramite Italgas, controlla una quota pari a circa il 30%.
- Alla luce della possibilità di comparare la performance di molte imprese, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas aveva inizialmente previsto un

sistema tariffario sulla base di costi standard finalizzato all'efficienza comparativa. Tale sistema è stato rivisto a seguito dell'esito dei ricorsi alla giustizia amministrativa, prevedendo la possibilità di una metodologia alternativa di calcolo dei costi a partire dai dati di bilancio, portando così ad una distorsione del modello originario.

- In particolare, il lungo contenzioso ha determinato il perdurare di incertezze sui valori definitivi delle tariffe per il servizio di distribuzione di un limitato numero di imprese (significative però in termini di clienti e volumi serviti). L'impossibilità di definire il vero costo dell'accesso può pertanto aver rappresentato una potenziale barriera all'ingresso a svantaggio dei nuovi entranti.
- Inoltre, esiste ancora una grande variabilità di valori tariffari sul territorio nazionale che non facilita i nuovi entranti interessati ad operare su ampia scala geografica. Infine, per quanto riguarda i criteri a garanzia del libero accesso al servizio di distribuzione del gas, che ai sensi del decreto legislativo n. 164/00 sono definiti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, vigono attualmente regole transitorie: la definizione di regole certe e uniformi, e in particolare la previsione circa le modalità di passaggio di un cliente da un fornitore ad un altro (cosiddetto *switching*) consentirà di facilitare l'entrata di nuovi operatori in questo segmento.

4. Le dinamiche in atto nella fase della vendita

Nella fase di vendita finale del gas si è assistito ad un processo di concentrazione industriale che deve continuare nei prossimi anni intorno a soggetti autonomi nell'approvvigionamento

- Tra la fine del 2000 e il 2003 si è innescato un intenso processo di ricerca di accordi, alleanze, aggregazioni ed acquisizioni nel settore della vendita di gas che ha avuto, come esito, la riduzione progressiva del numero di operatori presenti nel mercato della vendita di gas da oltre 700 a circa 400.
- Gli accordi possono essere distinti in tre tipologie principali: aggregazioni dominate dalle *utilities* locali; aggregazioni dominate dalle *utilities* nazionali; aggregazioni dominate dalle *utilities* internazionali.
- I principali *drivers* di tale processo di ristrutturazione sono individuabili nelle normative di liberalizzazione, ed in particolare in quelle relative alla totale apertura della domanda entro il 1° gennaio 2003 ed alla separazione societaria delle fasi di distribuzione e di vendita. Un ruolo importante l'ha avuto anche l'incremento dei margini della vendita di gas che si è verificato anche per effetto della riduzione del costo di utilizzo delle infrastrutture del sistema (trasporto e stoccaggio).
- Si è trattato, tuttavia, in larga parte, di una attività di acquisizione di "quote di mercato" tramite operazioni di crescita esterna, e non tramite la sottrazione di clientela agli operatori in determinate aree a seguito di

iniziative concorrenziali; i processi di aggregazione sembrano più orientati alla creazione di monopoli locali, ancorché su scala provinciale o regionale.

- È auspicabile che il processo di concentrazione in atto continui intorno ad alcuni poli aggregatori rappresentati da soggetti dotati di proprio gas (e dunque in grado di esercitare autonome politiche di vendita).

L'importante ingresso dell'ex monopolista elettrico Enel nel settore del gas può essere inquadrato all'interno di un più ampio processo di convergenza tra i due settori. Si tratta di un fenomeno positivo solo se la convergenza gas-elettricità è la conseguenza della ricerca di maggiore efficienza sulla spinta di pressioni competitive in entrambi i settori

- La convergenza tra le attività di vendita di gas e di elettricità va vista positivamente laddove risponde alle crescenti spinte competitive presenti nei mercati. Essa nasce anche dall'esigenza di ricercare le migliori efficienze connesse a nuovi ingenti investimenti per il settore (cicli combinati che hanno bisogno di stabili e certe forniture di gas, ma anche terminali di GNL che per essere realizzati devono avere la certezza di mercati di sbocco).
- In tale prospettiva, non sembra che vi siano decisive motivazioni legate alla struttura dei costi a sostegno della creazione di un unico operatore integrato nel trasporto di gas e nella trasmissione di energia elettrica.
- I due nuovi progetti di costruzione di terminali di GNL di Brindisi e Rovigo, che vedono coinvolte le due principali imprese elettriche nazionali (Enel e Edison), appaiono soddisfare il requisito di una convergenza dettata da spinte competitive. Ciononostante, va considerato che la quota residua di gas che Enel ed Edison possono offrire sul mercato dopo aver venduto gas alle proprie centrali e alle proprie società di vendita appare particolarmente ridotta.
- Il rischio è che tali fenomeni di integrazione orizzontale gas elettricità, in special modo se sono strutturati con ingressi simmetrici nei due settori da parte delle imprese *incumbent*, possano assumere connotati collusivi di tipo *multi-market*.

Il passaggio dalla fase di monopolio ad una di (teorica) concorrenza ha determinato un mutamento nelle condizioni di *pricing* del gas naturale in Italia

- La previsione di idoneità per i livelli di consumo superiori a 200.000 metri cubi, già nel maggio 2000, ha progressivamente reso obsoleti gli accordi quadro di categoria sottoscritti da Eni con le principali associazioni di categoria dei clienti finali.

- Effetto di questo processo di progressivo mutamento delle condizioni di fornitura è stato l'abbandono dei due elementi principali contenuti negli accordi quadro: lo sventagliamento per le forniture ai distributori civili; la degressività dei prezzi rispetto ai livelli di consumo per le forniture industriali e termoelettriche.
- Nel nuovo contesto, i prezzi all'ingrosso del gas praticati a clienti industriali, termoelettrici ed aziende di distribuzione sono definiti in base ad un criterio di tipo "*cost plus*": specifico costo di fornitura per servire la singola utenza (*stand alone cost*) più un certo margine di profitto.
- La capacità concorrenziale di un operatore (e dunque anche il suo margine sul gas venduto) è largamente definita, al netto di operazioni di ottimizzazione che ogni operatore può attuare nella fase regolata, dalla propria media ponderata dei costi di approvvigionamento del gas naturale.
- Tenuto conto di quanto emerso in relazione ai costi di approvvigionamento *cif* del gas importato, Eni gode di un innegabile vantaggio rispetto ai suoi concorrenti con riferimento alla possibilità di definire prezzi all'ingrosso più bassi dei suoi concorrenti.

Al di là della modalità di definizione, i prezzi del gas naturale italiano, anche successivamente all'avvio del processo di liberalizzazione, appaiono comunque superiori a quelli prevalenti nei principali paesi europei

- Dati di fonte Eurostat indicano che, nel periodo gennaio 1997 - gennaio 2003, i prezzi netti italiani del gas naturale ad uso industriale sono stati costantemente tra i più alti dei prezzi dei principali paesi europei.
- Con riferimento alle utenze domestiche, i dati Eurostat indicano che i prezzi netti italiani si collocano tra i più bassi per le prime due categorie di utenti (piccole utenze domestiche); mentre sono, rispettivamente, tra i più elevati per le altre due categorie in cui è suddivisa l'utenza domestica.
- Dati di fonte confindustriale indicano in circa il 20% il differenziale nel costo del gas naturale per i settori ad alta intensità d'uso di gas naturale (siderurgia, ceramica, piastrelle, fonderie, carta) in Italia rispetto ai principali paesi europei.

- Nonostante queste differenze, il costo *cif* di approvvigionamento del gas italiano appare in linea con (se non inferiore a) quello riscontrato nei principali paesi europei.
- Parte del differenziale tra i prezzi del gas tra paesi europei può essere spiegato da diverse caratteristiche strutturali derivanti dalla lunghezza delle reti di trasporto, ma anche da fenomeni di concorrenza “*interfuel*” più forte in alcuni paesi europei rispetto ad altri (ad esempio a causa del maggior utilizzo di combustibili nucleari e di carbone nella generazione elettrica).
- In ogni caso, larga parte del differenziale tra i prezzi finali italiani e quelli europei sembra possa essere, almeno in parte, spiegato dal potere di mercato esercitabile dall’operatore dominante sul mercato della vendita.

Dall’esame dei dati si evince che i prezzi finali praticati da Eni nel periodo 2000-I trimestre 2003 sono risultati stabilmente inferiori di quelli degli altri operatori nazionali per le tipologie di utenze industriali e termoelettriche

- I prezzi medi praticati a clienti industriali dagli operatori diversi da Eni sono stati in media, lungo l’intero periodo di riferimento, superiori del [omissis %] rispetto a quelli dell’*incumbent*.
- I prezzi medi praticati alle aziende termoelettriche da operatori diversi da Eni sono stati in media, lungo l’intero periodo di riferimento, superiori del [omissis %] rispetto a quelli dell’operatore *incumbent*.
- Eni ha venduto a Plurigas, Edison, Dalmine e Energia, a partire dall’ottobre 2001, gas a valere sui propri contratti *take or pay* (cosiddette “vendite innovative”) gravato da un *mark-up* sostanziale. Questi operatori, pertanto, hanno avuto una partenza ad *handicap* della loro attività commerciale nella vendita di gas, disponendo (tranne che nel caso di Edison) unicamente di gas più caro di quello del loro principale concorrente.
- La circostanza che, nonostante tale divario nei costi di approvvigionamento (e nei prezzi all’ingrosso praticati), questi operatori abbiano trovato sbocchi commerciali per il proprio gas, è un effetto negativo dei tetti sul gas immesso di cui all’articolo 19 del decreto legislativo n. 164/00.

Nel segmento delle vendite di gas ad usi civili, si è reso necessario un intervento temporaneo di regolazione al fine di minimizzare i rischi di aumenti incontrollati dei prezzi per il consumatore finale

- A più di un anno dalla completa apertura del mercato dal lato della domanda, il fenomeno di *switching* fra i clienti del mercato civile può dirsi del tutto trascurabile. Di fatto, praticamente tutti i piccoli utenti sono

rimasti vincolati al loro fornitore tradizionale e i prezzi di vendita al consumatore finale non hanno ancora manifestato una tendenza al ribasso.

- L'assenza di contendibilità nell'ambito del mercato civile ha fatto sì che nemmeno la riduzione delle componenti di costo regolate relative al trasporto e allo stoccaggio fosse trasferita ai clienti finali.
- Si è dunque reso necessario un intervento transitorio di regolazione, finalizzato a prorogare il controllo sul prezzo di vendita al consumatore finale, così da poter trasferire al consumatore medesimo sia le riduzioni dei costi infrastrutturali operate, sia parte degli sconti che sono emersi sul mercato all'ingrosso.
- Nel determinare il livello delle nuove condizioni economiche di vendita del gas, si è scelto di lasciare alle imprese di vendita al dettaglio una parte dei margini che scaturiscono dagli sconti sul prezzo di vendita all'ingrosso; ciò al fine di evitare che eccessive pressioni su alcuni fornitori di materia prima a monte finissero per riportare ad Eni, che, come ha mostrato l'analisi, presenta un costo d'approvvigionamento inferiore a quello della concorrenza, anche le quote di mercato che è stata costretta a perdere a causa dell'imposizione dei tetti antitrust.
- L'azione di regolazione della tariffa in un mercato liberalizzato non può, tuttavia, che configurarsi come palliativo rispetto a provvedimenti più incisivi di stimolo alla concorrenza, anche – e soprattutto – attraverso misure in grado di aumentare la pluralità delle fonti di approvvigionamento, che costituirebbero il naturale completamento del processo avviato con il decreto legislativo n.164/00.

OBIETTIVI E POSSIBILI MISURE DI INTERVENTO

Alla luce delle criticità concorrenziali appena elencate, di seguito si fornisce una lista, certo non esaustiva, delle possibili misure che si ritiene siano da assumere per raggiungere l'obiettivo di un efficace confronto competitivo sia nella fase a monte dell'approvvigionamento di gas naturale, sia, di conseguenza, in quella a valle della vendita finale (cosiddetta *gas to gas competition*), attraverso una crescita adeguata delle infrastrutture e di condizioni di accesso idonee a sostenere il confronto competitivo, lo sviluppo di un mercato sufficientemente liquido del gas e l'ingresso di nuovi operatori indipendenti nell'approvvigionamento di gas a condizioni competitive.

a) *Nuove infrastrutture*

L'analisi ha indicato l'indispensabilità, e l'urgenza, della realizzazione di nuove opere infrastrutturali nell'approvvigionamento di gas naturale. In tal senso, l'ingresso a medio termine (2007-2008) nella fase dell'approvvigionamento di operatori stranieri di grandi dimensioni e in grado di attivare nuove fonti di gas: Exxon Mobil e Qatar Petroleum (GNL rigassificato presso il terminale di Rovigo) e British Gas (GNL rigassificato presso il terminale di Brindisi) è un elemento che favorisce gli sviluppi auspicati.

La realizzazione dei terminali appare una misura auspicabile dal momento che rende possibile un importante incremento e diversificazione dell'offerta e inoltre consente, in particolare con riferimento alla quota della nuova capacità di rigassificazione non soggetta a riserva a favore degli investitori, forme di approvvigionamento flessibili, coerenti con lo sviluppo di mercati liquidi del gas, e che possono determinare ingressi di breve periodo non caratterizzati dalle rigidità legate alla clausola *take or pay*.

Attualmente i progetti relativi alla costruzione dei due terminali di rigassificazione di GNL di Brindisi e Rovigo presentano alcuni aspetti critici che possono condizionarne la realizzazione o il rispetto della tempistica. Nel caso della realizzazione del terminale di Rovigo, la recente richiesta del Ministero dell'Ambiente di procedere ad una nuova valutazione di impatto ambientale dopo la decisione di raddoppio della capacità di rigassificazione dell'impianto determinerà un ritardo nei tempi inizialmente previsti, ma potrebbe anche avere conseguenze sugli impegni degli investitori.

Al fine di realizzare i nuovi investimenti nell'approvvigionamento di gas si ritiene necessario un rapido recepimento della nuova direttiva 2003/55/CE e, in tale ambito, l'adozione di disposizioni che assicurino un carattere incentivante per la realizzazione delle nuove infrastrutture e procedure semplificate per i processi autorizzativi. In particolare, con riferimento alla previsione di deroghe al

principio dell'accesso regolato per le nuove iniziative nell'approvvigionamento di gas, si ritiene che le condizioni stabilite dalla direttiva 2003/55/CE (all'articolo 22) risultino soddisfatte nel caso di investimenti realizzati da operatori nuovi entranti o comunque non dominanti.

Tale equilibrio tra incentivo al nuovo investimento da un lato, e stimolo a condotte competitive dall'altro, sarà inoltre ricercato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas nell'ambito della definizione dei criteri relativi alle modalità di allocazione della quota di nuova capacità destinata a terzi e non riservata ai soggetti che sostengono l'onere dei nuovi investimenti.

E' necessario anche che venga attivata e promossa una stretta collaborazione tra autorità di regolazione, o se necessario tra Governi e istituzioni europee, finalizzata sia al raggiungimento di accordi con i paesi extra UE sia alla definizione di un quadro regolatorio, il più possibile chiaro e armonizzato, tale da incentivare la realizzazione delle infrastrutture, anche al di fuori del territorio comunitario.

b) Potenziamenti infrastrutture esistenti e capacity release

L'ingresso di nuovi operatori può essere consentito nell'immediato anche da misure di *capacity release* e di potenziamenti dei gasdotti internazionali da parte di Eni. Tali infrastrutture possono essere rinforzate in tempi brevi e con costi ridotti, mettendone a disposizione le capacità addizionali a soggetti diversi, e consentendo un approvvigionamento indipendente di gas da parte di *traders* in grado di contrattare direttamente con i fornitori esteri.

Il potenziamento appare più facilmente realizzabile sul gasdotto TTPC, grazie: (i) alla possibilità tecnica che sembrerebbe sussistere di aumentare la capacità di trasporto con limitati investimenti; (ii) all'esistenza di rapporti già perfezionati tra il fornitore Sonatrach ed alcuni *shippers*; (iii) alla circostanza che gli *shippers* abbiano già sottoscritto contratti *ship or pay* a lungo termine a valere sulla nuova capacità. Quanto al TAG, il potenziamento appare necessario per garantire il rafforzamento del grado di interconnessione con il mercato europeo. Anche per le nuove capacità derivanti da potenziamenti, occorre assicurare attraverso la regolazione o specifici accordi tra Governi e istituzioni l'effettiva possibilità di accessi trasparenti e non discriminatori, e regole armonizzate tra paesi.

L'analisi svolta ha indicato come il rischio dell'emergere di una cosiddetta "bolla gas" sia da ridimensionare notevolmente. Ciò consente di concludere che non siano accettabili, sul piano concorrenziale, le giustificazioni addotte da Eni a supporto del rinvio dell'annunciato potenziamento dei gasdotti TAG e TTPC in caso di realizzazione contestuale dei terminali di rigassificazione. Al contrario, tale rinvio, nei tempi e nelle modalità seguite, conferma l'anomalia

concorrenziale connessa al controllo delle infrastrutture internazionali di trasporto da parte di Eni.

Entrambi i potenziamenti sono dunque opere necessarie a garantire nei prossimi anni la sicurezza del sistema e la pluralità di offerta, e vanno articolati secondo una tempistica coerente con lo sviluppo dei terminali di GNL, la cui realizzazione, come già anticipato, sta subendo ritardi rispetto ai programmi. Affinché si sviluppi un mercato concorrenziale occorre tuttavia che tali opere non siano tarate sul soddisfacimento della domanda prevista, ma assicurino un livello adeguato di flessibilità nell'offerta di gas.

c) Creazione di un Independent System Operator

Appare necessario eliminare ogni residua possibilità, in capo all'impresa *incumbent*, di influenzare il risultato concorrenziale nel mercato della vendita con comportamenti opportunistici nei segmenti monopolistici (trasporto internazionale, trasporto nazionale e stoccaggio).

Con riferimento alle infrastrutture internazionali di trasporto di gas, l'analisi svolta ha evidenziato la criticità rappresentata dalla posizione di Eni nell'assetto di controllo delle società estere proprietarie delle infrastrutture e/o nella disponibilità quasi esclusiva dei relativi diritti di transito.

La soluzione preferibile in un'ottica di promozione della concorrenza sarebbe prevedere una separazione proprietaria completa tra le attività di vendita sul mercato nazionale e quelle di trasporto internazionale.

Nell'assetto attuale, e limitandosi ai due gasdotti dai quali è possibile importare in maniera indipendente da Eni quantitativi di gas significativi, assume rilievo la circostanza che il gasdotto TAG, che insiste sul territorio austriaco, sia già di proprietà di una società austriaca, e il gasdotto TTPC, in territorio tunisino, sia già di proprietà di una società detenuta dallo Stato tunisino. Nel caso austriaco la società TAG non ha sostanziali limiti temporali per l'utilizzo dell'infrastruttura; nel caso tunisino, invece, come è noto, per TTPC esiste un limite fissato al 2019.

D'altro canto, a rendere difficile il raggiungimento di tali esiti concorrenziali, contribuisce la circostanza che si tratta di infrastrutture che, oltre che insistere in alcuni casi su territori su cui non si applica la direttiva comunitaria, appaiono intimamente connesse ai contratti *take or pay* sottoscritti da Eni negli anni passati, e, dunque, logicamente collegati all'attività di vendita realizzata dall'operatore *incumbent*.

Come soluzione di *second best*, pertanto, si potrebbe procedere quanto prima all'identificazione di un percorso normativo (ad esempio in sede di recepimento della direttiva 2003/55/CE) che porti, nel medio termine, ad una gestione meno opaca, da parte di Eni, dei gasdotti internazionali, assicurando condizioni di accesso trasparente e non discriminatorio.

È ovvio che, nel più lungo periodo, la realizzazione di una pluralità di infrastrutture di importazione alternative, anche via tubo, a quelle esistenti controllate da Eni, tenderebbe a rendere progressivamente meno problematico questo aspetto.

Con riferimento al permanere di un assetto verticalmente integrato di Eni nelle fasi di trasporto nazionale e stoccaggio, oltre alla ricordata possibilità di influenzare l'esito della concorrenza sui mercati della vendita con comportamenti di tipo opportunistico difficilmente monitorabili, assume rilevanza il fatto che tale impresa possa gestire l'intera flessibilità del sistema gas nazionale (flessibilità dei contratti *take or pay*, flessibilità degli stoccaggi, flessibilità nell'uso della capacità di trasporto, gestione del Punto di Scambio Virtuale), oltre che a proprio vantaggio, anche a detrimento della concorrenza.

Si auspica, pertanto, la cessione da parte di Eni delle quote di capitale sociale detenute in Snam Rete Gas e dell'intera partecipazione detenuta in Stogit. Esito di tale processo dovrebbe essere la creazione di un *Independent System Operator* (ISO) che detiene e gestisce le infrastrutture di trasporto e di stoccaggio. Questa misura sembra necessaria, inoltre, per superare i problemi regolatori e competitivi connessi alla verifica delle condotte delle attuali società (Snam Rete Gas e Stogit) rispetto ai terzi, e per la corretta creazione di incentivi al potenziamento delle infrastrutture di trasporto e di stoccaggio.

Con riferimento allo stoccaggio, inoltre, si potrebbero adottare misure volte all'accelerazione delle procedure per la concessione di nuovi siti e/o alla cessione forzata di siti esistenti.

Un ISO non avrebbe alcun motivo di porre in atto manovre opportunistiche finalizzate a ridurre i volumi di gas concorrenti trasportati sulla rete (teoricamente possibile nella situazione attuale in cui Snam Rete Gas è controllata da Eni). Tale soggetto indipendente potrebbe inoltre essere titolato ad eseguire, nell'interesse del Paese, importanti opere infrastrutturali per il trasporto del gas, anche al di fuori dei confini nazionali: in questo caso, sarebbe naturalmente preferibile la soluzione che prevede che tale società sia un soggetto mosso da finalità pubblicistiche, in modo da garantire la massima trasparenza in merito sia agli investimenti infrastrutturali che alle decisioni relative all'accesso alla rete da parte di soggetti terzi. In particolare modo, le decisioni in merito agli investimenti potrebbero così anche considerare orizzonti temporali che possono

essere in certi casi troppo estesi per essere congruenti con le scelte autonome di soggetti privati. Snam Rete Gas, svincolata dalla proprietà dell'Eni e opportunamente ristrutturata come ISO, potrebbe essere il soggetto deputato ad assumere questo ruolo.

In una prospettiva di più lungo periodo, la creazione di un ISO potrebbe, inoltre, incentivare l'avvio di un mercato dello stoccaggio e del trasporto del gas in grado di fare dell'Italia un *hub* mediterraneo continentale competitivo, in concorrenza con quelli nord europei, così da rendere liquida e realmente indipendente l'offerta di gas a livello nazionale e permettere, in alternativa alla situazione attuale, lo sviluppo di flussi bidirezionali in grado di rafforzare l'inserimento del mercato italiano del gas nel mercato europeo, spingendo l'operatore dominante a misurarsi in un contesto competitivo più ampio.

d) Mercato centralizzato degli scambi (“borsa gas”)

Coerente con la creazione di un ISO, nei modi descritti, è la definizione di regole per la partenza di un mercato centralizzato degli scambi di gas e capacità seguendo le fasi recentemente definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (deliberazione n. 22/04). Lo sviluppo del mercato deve però andare di pari passo con la realizzazione di condizioni di maggiore pluralità nell'approvvigionamento di gas. L'ISO gestirebbe la piattaforma su cui gli operatori potrebbero scambiare gas e capacità di trasporto e determinare prezzi che influenzerebbero anche le contrattazioni bilaterali.

Lo sviluppo di un mercato centralizzato degli scambi, sia di gas, sia della necessaria capacità di trasporto, appare una misura in grado di creare, dal lato della domanda, una categoria di rivenditori grossisti di gas caratterizzati da perfetta omogeneità nel costo marginale di acquisto del gas da rivendere agli utenti finali (rappresentato dal “prezzo di borsa”). Tale mercato, inoltre, dal lato dell'offerta, impedirebbe l'effetto di segmentazione connesso all'utilizzo di modalità di approvvigionamento *take or pay*, e opererebbe nella direzione di incentivare, da parte degli approvvigionatori, l'uso di tutta la flessibilità contrattuale possibile al fine di realizzare profitti soddisfacendo con politiche aggressive quote crescenti di domanda.

Solo una borsa sufficientemente liquida, tuttavia, consentirebbe di creare una frattura tra il disincentivo a competere da parte degli approvvigionatori, che fronteggiano solo costi fissi connessi al contratto *take or pay*, e l'incentivo a catturare margini di profitto su quote crescenti di clientela da parte dei soggetti *retailers* aventi uguale costo marginale di acquisto del gas in borsa. E' dunque evidente che rimane centrale, anche nel caso di avvio di una borsa, il profilo connesso sia al volume di gas scambiato in borsa, sia al potere di mercato che dal lato dell'offerta potrebbe essere esercitato dai soggetti approvvigionatori di gas.

Questa considerazione lega fortemente il successo del mercato centralizzato del gas al successo delle misure finalizzate alla creazione di una pluralità di approvvigionamenti indipendenti sopra evidenziate.

e) Misure di gas release o contract release

Sebbene i maggiori benefici in termini concorrenziali siano da ascrivere all'ingresso di nuovi operatori indipendenti in grado di attivare nuove fonti competitive di gas, una ulteriore misura, necessaria nell'immediato, in attesa della realizzazione delle nuove infrastrutture e del potenziamento di quelle esistenti, ed idonea a sostenere la nascita di nuovi soggetti industriali nella vendita finale, è rappresentata dalla cessione, da parte dell'operatore dominante, di un certo quantitativo di gas, per un congruo numero di anni, e a condizioni prossime a quelle di costo di approvvigionamento (cosiddetto *gas release*).

Se il *gas release* determina la cessione di volumi di gas di Eni a costi assai prossimi ai suoi costi di approvvigionamento, e senza che l'*incumbent* predetermini a chi e quanto cedere, è ragionevole ipotizzare che a valle delle cessioni si possano ingenerare fenomeni di concorrenza su clienti serviti attualmente da Eni. È necessario, inoltre, evitare un eccessivo frazionamento dei partecipanti alla procedura di allocazione, così da creare concorrenti di Eni di dimensione tale da rappresentare una alternativa effettiva all'operatore dominante.

Attualmente l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, nell'ambito del procedimento di inottemperanza alla decisione Snam-Blugas del novembre 2002, sta definendo con Eni quantità e modalità di un *gas release* relativo al periodo 2004-2008.

Un'ulteriore forma di *gas release*, qualora le verifiche di tipo tecnico e di opportunità in termini di sicurezza del sistema diano esito favorevole, può essere rappresentata inoltre dallo smobilizzo di volumi consistenti di gas attualmente immobilizzati nei siti di stoccaggio da Eni al fine di garantire la possibilità di sostenere punte di consumo eccezionali che si realizzano statisticamente assai di rado (cosiddetto *pseudo working gas*).

Quanto alla possibilità di ridurre strutturalmente la posizione di Eni nell'approvvigionamento di gas naturale, attraverso una sorta di *contract release* sui *take or pay* esistenti, si tratta di una possibilità che si può concretizzare solo a seguito di uno specifico intervento normativo (ad esempio in sede di recepimento della direttiva 2003/55/CE).

f) Misure a favore della produzione nazionale

La produzione nazionale di gas, sebbene prevista in calo nei prossimi anni, se gestita da terzi potrebbe invece avere un ruolo nel favorire stimoli concorrenziali. Occorre pertanto prevedere ulteriori misure a favore di nuovi investimenti in attività di esplorazione, ricerca, e sfruttamento in sicurezza dei giacimenti delle riserve nazionali, in particolare intervenendo ad eliminare la complessità dei processi autorizzativi, anche attraverso iniziative congiunte tra i vari soggetti interessati, al fine di garantire ogni sforzo per la massimizzazione del contributo della produzione nazionale.

Possono essere inoltre considerate misure di carattere normativo volte a cedere a terzi parte delle concessioni di coltivazione attualmente detenute da Eni, quale forma alternativa o complementare di *contract release*, o almeno l'obbligo di vendere a terzi la produzione a bocca di pozzo a condizioni prossime a quelle del costo di approvvigionamento.