

LA DISCIPLINA GENERALE ANTITRUST NEL SETTORE DELL'ENERGIA

Mario Siragusa *

Introduzione

A più di cinque anni dall'entrata in vigore del decreto legislativo n. 79/99 (il decreto che ha recepito le direttive comunitarie sulla liberalizzazione del settore dell'energia elettrica), l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (di seguito per brevità anche "AGCM"), congiuntamente con l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (di seguito per brevità anche "AEEG"), ha ritenuto necessario condurre una indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore. Il quadro che è stato tratteggiato circa le prospettive di uno sviluppo competitivo, nel breve-medio termine, del settore dell'energia elettrica in Italia viene definito "preoccupante".¹

Uguale pessimismo emerge dall'indagine condotta in maniera congiunta dalle direzioni generali Concorrenza ed Energia della Commissione Europea.² Nel presentarne le conclusioni preliminari, il Commissario alla concorrenza, Neelie Kroes, ha parlato di un quadro "gloomy", cioè, "fosco".³

Scopo di questa relazione è di:

- I. illustrare l'applicazione del diritto della concorrenza da parte della Commissione precedentemente alla citata indagine;
- II. offrire un quadro sintetico delle conclusioni della stessa e
- III. valutare se e come la detta indagine potrà avere un effetto sull'applicazione del diritto della concorrenza nel settore dell'energia in Italia

Senza dubbio i timori espressi dalle autorità della concorrenza sono fondati. Tuttavia, la relazione auspicabilmente dimostrerà che esistono numerosi strumenti nel diritto della concorrenza che sono in grado di fornirne rimedi appropriati e che, in Italia, l'autorità nazionale ha fatto ampio uso di tali strumenti.

1. Diritto comunitario della concorrenza ed energia prima dell'indagine di settore

Per descrivere in maniera analitica il contributo del diritto comunitario della concorrenza alla politica di apertura dei mercati energetici, si può utilizzare lo schema adottato dal Commissario Monti,⁴ secondo cui tre sono i pre-requisiti essenziali perché ci sia un mercato dell'energia veramente concorrenziale:

- A. Accesso alle reti;
- B. Concorrenza nell'offerta (produzione di gas ed energia elettrica) e
- C. Libertà di scelta del consumatore

* *Avvocato in Roma e Bruxelles*

¹ IC22 - STATO DELLA LIBERALIZZAZIONE DEI SETTORI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE, www.agcm.it.

² http://www.europa.eu.int/comm/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy.

³ Neelie Kroes, "Towards an Efficient and Integrated European Energy Market - First Findings and Next Steps", European Commission Conference, Energy Sector Inquiry - Public Presentation of the Preliminary Findings, Brussels, Thursday 16th February 2006.

⁴ M. MONTI, *Energy liberalisation: moving towards real market opening*, keynote speech Energy Day 21 settembre 2004.

E' agevole dimostrare che il diritto della concorrenza ha svolto un ruolo significativo in tutti e tre questi ambiti.

A. Accesso alle reti

Tra i casi più significativi a livello comunitario a favore di questo aspetto così essenziale in un settore in cui le reti sono il "sistema nervoso" della concorrenza, si può ricordare quella che è stata definita come la "saga" Marathon nonché il caso del cavo di interconnessione tra Francia e Regno Unito.

MARATHON

Il caso Marathon concerne il presunto rifiuto di concedere l'accesso ai gasdotti dell'Europa continentale opposto congiuntamente da un gruppo di società europee del gas. Il caso ha avuto avvio con una denuncia presentata dalla controllata norvegese della società statunitense Marathon, produttrice di petrolio e di gas.

Nel 2001, la Commissione ha risolto il caso con una delle imprese europee interessate, la Thyssengas, impresa comune tra la società elettrica tedesca RWE e l'anglo-olandese Shell, dopo che quest'ultima ha proposto impegni miranti a rendere più effettivo il regime di accesso dei terzi.⁵ Tuttavia, la Commissione ha proseguito le sue indagini a carico di altre società europee. Nel 2003, La Commissione europea ha chiuso la sua indagine sulle presunte violazioni del diritto della concorrenza comunitario da parte della società del gas olandese Gasunie e della società del gas tedesca BEB, ritenute responsabili della medesima fattispecie di diniego di accesso.⁶ Anche queste due imprese, come la Thyssen, si sono impegnate ad attuare significative aperture nel regime di accesso dei terzi alle loro infrastrutture. E' solo nel 2004, tuttavia, che il caso Marathon si è definitivamente chiuso a seguito degli impegni in materia di accesso rilasciati dalle società Gaz de France e Ruhrgas.⁷

E' interessante notare che le obbligazioni imposte alle suddette società sono più ampie di quanto attualmente previsto dalla normativa europea di settore. Si tratta infatti di obbligazioni assai più specifiche di quelle previste dal legislatore comunitario. Basta pensare ad esempio che

- Gaz de France si è impegnata ad attuare un programma volontario triennale (2005-2008) di rilascio di gas nel sud della Francia dove attualmente non esiste concorrenza.
- Ruhrgas assisterà coloro i quali lo richiedono con la fornitura di un servizio di bilanciamento per rimediare alle situazioni in cui le entrate e le uscite del gas nel sistema non sono identiche o si discostano dai volumi previsti.

L'INTERCONNETTORE FRANCIA -REGNO UNITO

Nel settore dell'elettricità, l'accesso alle infrastrutture di interconnessione tra diversi Stati membri è essenziale per gli scambi transfrontalieri. L'accesso a tali infrastrutture di interconnessione è al tempo stesso cruciale nei paesi in cui l'energia importata rappresenta praticamente la maggior fonte di concorrenza.

⁵ Cfr. comunicato stampa IP/01/1641, *La Commissione risolve il caso Marathon con la Thyssengas*, del 23 novembre 2001.

⁶ Cfr. Relazione sulla politica di concorrenza 2003

⁷ Cfr. comunicato stampa IP/04/573.

Nel 2001, la Commissione è intervenuta nel progetto di sistema di attribuzione della capacità di trasmissione per l'infrastruttura di interconnessione tra il Regno Unito e la Francia.⁸ Entrata in esercizio nel 1986, questa infrastruttura - l'unica che mette in comunicazione i due paesi dal punto di vista elettrico - fino al 2001 era riservata esclusivamente a EDF per esportare elettricità nel Regno Unito. Al momento di concordare nuove regole per la gestione dell'interconnettore, i proprietari - i.e. i gestori di rete dei due paesi - hanno consultato la Commissione. Sulla base delle osservazioni ricevute da quest'ultima, i due gestori del sistema di trasporto hanno deciso di aprire l'accesso all'infrastruttura senza porre nessuna riserva nei confronti di alcuna impresa in particolare. Infatti, la Commissione ha reso noto che eventuali disposizioni restrittive per la concessione di diritti di trasporto o un eventuale trattamento discriminatorio darebbero luogo ad una violazione dell'articolo 82 del Trattato CE.

Anche in questo caso, appare utile sottolineare come la Commissione abbia ottenuto importanti risultati, che vanno al di là della normativa di settore. Infatti, in occasione della revisione delle suddette regole di accesso all'interconnettore, il gestore della rete francese RTE ha riesaminato il sistema che regola il transito di elettricità in Francia al fine di uniformare le procedure e la durata dei diritti di transito a quelle stabilite per l'infrastruttura di collegamento tra Francia e Regno Unito. Grazie a tale adeguamento, i gestori di altri Stati membri interessati a trasportare elettricità nel Regno Unito attraverso l'infrastruttura di collegamento anglo-francese non saranno ostacolati nei loro progetti da una ripartizione restrittiva dei diritti di passaggio in Francia.⁹

B. Concorrenza nell'offerta (produzione di gas ed energia elettrica)

Sul versante della promozione della concorrenza tramite pluralità nell'offerta, gli esempi sono numerosi. Tra i più rilevanti si possono menzionare i casi GFU e Duc-Dong, Synergen, nonché l'abolizione delle restrizioni territoriali nel settore del gas.

GFU e DUC-DONG

Entrambi i casi riguardano la commercializzazione in comune di gas.

Il caso GFU riguardava la commercializzazione collettiva di gas norvegese per il tramite di un comitato di negoziazione sul gas (GFU). Tale comitato, e non le singole imprese, decideva chi poteva comprare gas norvegese e a quale prezzo. In base al sistema del GFU, i clienti europei non potevano scegliere tra i produttori di gas norvegesi, che insieme coprivano il 10 % della domanda europea, ma potevano trattare solo con il GFU. Nel 2002 La Commissione ha potuto chiudere il caso in seguito all'impegno assunto dalle imprese di commercializzare individualmente il loro gas in futuro e all'adozione di alcune misure accessorie da parte dei due più importanti operatori di mercato, Statoil e Norsk Hydro, a favore dei nuovi clienti.¹⁰

Ispirandosi a questo caso, nel 2003 la Commissione ha chiuso un'indagine avviata nei confronti del Danish Underground Consortium (DUC), che rappresenta il 90 % della produzione danese di gas ed è

⁸ Cfr. comunicato stampa IP/01/341.

⁹ Peraltro, sempre nel 2001 la Commissione ha svolto un ruolo importante in una fattispecie analoga relativa alla capacità di interconnessione tra Scandinavia e Germania. In questo caso, la Commissione aveva rilevato che l'intera capacità dei dispositivi di interconnessione o delle linee di collegamento tra le reti ad alta tensione dei paesi coinvolti o di una parte di esse sarebbe stata riservata alle imprese elettriche E.ON, tedesca, Statkraft, norvegese e Elsam, danese, escludendo altri produttori di elettricità, con pregiudizio per le corrette condizioni di concorrenza. Venendo incontro a tali critiche, le dette imprese elettriche hanno acconsentito a liberare capacità su importanti linee elettriche (IP/01/30).

¹⁰ Cfr. comunicato stampa IP/02/1084.

costituito da Shell (46 %), A.P. Møller (39 %) e ChevronTexaco (15 %).¹¹ La Commissione ha criticato anche taluni aspetti del rapporto di fornitura fra il DUC e DONG, il fornitore dominante sul mercato danese del gas. Le parti si sono impegnate in futuro a commercializzare individualmente la loro produzione di gas e a riservare volumi significativi di gas ai nuovi clienti (mentre in passato esse vendevano la totalità del loro gas a DONG).

SYNERGEN

Un altro caso riguardante il miglioramento della struttura dell'offerta è il caso Synergen.¹² Esso ha avuto ad oggetto la costruzione di una centrale elettrica a Dublino, in Irlanda, da parte della principale società elettrica irlandese, ESB, e dell'impresa norvegese Statoil, attiva nel settore del gas e del petrolio. Al fine di sciogliere le relative riserve sotto il profilo della concorrenza (dovute tra l'altro all'impegno di Statoil di cedere a ESB l'attività di commercializzazione dell'elettricità prodotta da Synergen), ESB si è impegnata ad immettere sul mercato determinati volumi di energia elettrica tramite aste o vendite dirette.

LE RESTRIZIONI TERRITORIALI ALLA VENDITA DI GAS

La Commissione ha condotto un'indagine in materia di clausole aventi ad oggetto restrizioni territoriali delle vendite nei contratti di fornitura di gas fra produttori e distributori/importatori europei di gas. Nel 2003, essa ha conseguito un importante risultato allorché è giunta ad un accordo con Gazprom e ENI.¹³

Le clausole in parola impediscono ai grossisti di rivendere il gas al di fuori dei paesi in cui sono stabiliti, il che rappresenta una violazione del diritto europeo della concorrenza e pregiudica la creazione di un mercato europeo del gas.

L'accordo con ENI e Gazprom assume notevole importanza per via degli elevati volumi di gas trattati. ENI è uno dei principali clienti europei di Gazprom con circa 20 miliardi di metri cubi di gas acquistati ogni anno ed il primo degli importatori europei che sono divenuti ad un accordo con Gazprom che, dal canto suo, rappresenta il principale fornitore di gas esterno dell'Europa. In aggiunta a queste questioni contrattuali, l'ENI ha altresì accettato di offrire quantitativi significativi di gas a clienti al di fuori dell'Italia per un periodo di cinque anni e di promuovere un aumento della capacità del gasdotto Trans Austria Gasleitung (TAG), che attraversa l'Austria ed è utilizzato per trasportare tutto il gas russo destinato al mercato italiano e nel quale essa possiede una partecipazione di maggioranza.

Peraltro, nel 2004, il carattere anticompetitivo delle clausole di restrizione territoriale relative alla vendita di gas naturale ha ricevuto una sanzione ufficiale con la decisione della Commissione del 26 ottobre con cui quest'ultima ne ha dichiarato la contrarietà all'articolo 81 del Trattato CE. L'indagine della Commissione ha riguardato due contratti conclusi da Gaz de France ("GDF") nel 1997, alla vigilia della liberalizzazione del mercato del gas in Europa, l'uno con ENI e l'altro con ENEL.

¹¹ Cfr. comunicato stampa IP/03/566.

¹² Cfr. comunicato stampa IP/02/792.

¹³ Cfr. comunicato stampa IP/03/1345. Altre indagini simili, concluse dalla Commissione in seguito all'accoglimento delle modifiche contrattuali suggerite, riguardavano i rapporti fra Gazprom, da una parte, e OMV (Austria; IP/05/195) ed E.ON (Germania; IP/05/710), dall'altra. Nel dicembre 2002, la Commissione aveva risolto un caso analogo riguardante il produttore di gas nigeriano Nigeria LNG Ltd (cfr. IP/02/1869). Rimangono ancora pendenti i negoziati con la società algerina Sonatrach (IP/03/1345), benché quest'ultima abbia già dimostrato disponibilità a modificare le clausole contestate.

- Il contratto tra GDF ed ENI aveva per oggetto il trasporto di gas naturale acquistato da ENI nell'Europa settentrionale. In tale contratto GDF si impegnava a provvedere al trasporto del gas sul territorio francese fino alla frontiera svizzera. Esso conteneva una clausola che imponeva ad ENI di commercializzare il gas esclusivamente "a valle del punto di riconsegna", ossia dopo che questo aveva lasciato il territorio francese.
- Il contratto tra GDF ed ENEL riguardava lo swap di gas naturale acquistato da ENEL in Nigeria e conteneva una clausola che obbligava ENEL ad utilizzare il gas esclusivamente in Italia.

Nel concludere per la loro contrarietà alle regole di concorrenza, la Commissione ha ribadito che le due clausole limitavano il territorio in cui le parti potevano utilizzare il gas e miravano a compartimentare i mercati nazionali, impedendo così ai consumatori di gas naturale insediati in Francia di approvvigionarsi da ENEL ed ENI.

Si tratta delle prime decisioni formali adottate dalla Commissione in questa materia.

C. Libertà di scelta del consumatore

Tanto le direttive comunitarie che le norme interne di attuazione dispongono esplicitamente questa libertà.¹⁴ Si assiste così ad una graduale apertura del mercato dal punto di vista normativo. Tuttavia, è ben possibile che restrizioni alla libertà di scelta da parte del consumatore vengano reintrodotti tramite comportamenti privati. Il riferimento è specialmente a quelle pattuizioni tra un fornitore dominante ed un cliente, che limitano la libertà di scelta di quest'ultimo, vincolandolo al primo.

In questo ambito, è sufficiente fare riferimento al caso Gas Natural / Endesa.

Gas Natural / Endesa

Nel 2000, la Commissione ha annunciato la propria decisione di chiudere l'indagine sull'accordo di fornitura di gas a lungo termine stipulato tra la società spagnola Gas Natural, appartenente al gruppo d'impreses Repsol-YPF, e il produttore spagnolo di energia elettrica Endesa.¹⁵

L'accordo in questione era suscettibile di violare l'articolo 82 del Trattato CE in quanto Endesa, grazie a questo contratto, copriva sostanzialmente tutto il proprio fabbisogno di gas per il prevedibile futuro. Conseguentemente, i potenziali nuovi operatori perdevano un cliente importante in termini di volume, poiché i produttori di energia elettrica sono fra i principali consumatori di gas. L'ingresso di nuovi concorrenti sarebbe quindi diventato più difficile. Il conseguente effetto di chiusura del mercato spagnolo avrebbe impedito in larga misura la liberalizzazione in corso del mercato europeo del gas.

A seguito dei dubbi sollevati dalla Commissione, Gas Natural e Endesa, in uno spirito di collaborazione, hanno proposto di apportare alcune modifiche al contratto di fornitura di gas al fine di

¹⁴ DIRETTIVA 96/92/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 19 dicembre 1996 concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, art. 19, c.4 "Gli Stati membri pubblicano entro il 31 gennaio di ogni anno i criteri per la definizione dei clienti idonei ..."; DECRETO LEGISLATIVO 16 marzo 1999, n. 79, Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, art. 14. DIRETTIVA 98/30/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 22 giugno 1998 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale, art. 18, "Gli Stati membri specificano i clienti idonei ..."; Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164 "Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144", art. 22.

¹⁵ Cfr. comunicato stampa IP/00/297.

fugare le preoccupazioni della Commissione ed evitare una procedura d'infrazione formale, tra cui principalmente una sostanziale riduzione (25 % circa) dei volumi di gas oggetto del contratto allo scopo di liberare parte della capacità d'acquisto di Endesa e quindi assicurare la sua permanenza quale cliente nel mercato del gas. Inoltre, Gas Natural si è impegnata a lasciar cadere l'obbligo imposto ad Endesa di utilizzare il gas esclusivamente per la produzione di elettricità; in questo modo, Endesa è divenuta di fatto libera di rivendere gas ad altri clienti.

ENI/EDP/GDP

Tra le iniziative di rilievo nel settore dell'energia assunte dalla Commissione prima dell'indagine si può, per completezza, menzionare anche la decisione del 9 dicembre 2004 con cui è stata proibita la transazione che avrebbe condotto all'acquisizione del controllo congiunto da parte di Energias de Portugal (EDP) ed ENI su Gás de Portugal (GDP), l'incumbent portoghese del gas,¹⁶ dopo aver ritenuto insufficiente una complessa serie di impegni presentati dalle parti.

Secondo la Commissione, l'operazione avrebbe comportato un rafforzamento della posizione dominante di EDP nei mercati della vendita di elettricità all'ingrosso ed ai clienti finali (retail) a causa della scomparsa di un importante vincolo competitivo, costituito dall'ingresso di GDP nella produzione di elettricità. Inoltre, la concentrazione avrebbe permesso a EDP di controllare l'accesso al gas che rappresenta uno dei migliori combustibili per la produzione di elettricità; per questa via, dunque, i concorrenti di EDP si sarebbero trovati ad essere clienti del loro principale antagonista per la fornitura di un input essenziale. Infine, la concentrazione avrebbe dato luogo ad un rafforzamento della posizione dominante di GDP nel mercato del gas, come conseguenza della "scomparsa" di uno dei principali consumatori di gas -EDP- dal novero dei clienti aggredibili dai concorrenti, senza considerare che EDP non avrebbe avuto più ragione di proporsi come un nuovo entrante nel mercato del gas in concorrenza con la stessa GDP.

La decisione della Commissione fa riferimento anche agli effetti negativi dell'operazione sull'incipiente liberalizzazione del settore. Questo aspetto, tra gli altri, è stato criticato da EDP nell'appello proposto innanzi al Tribunale di Prima Istanza, che lo ha tuttavia respinto sulla base della coincidenza fra gli obiettivi della normativa di settore e quelli della normativa a tutela della concorrenza che renderebbe ragione di un certo uso in chiave pro-liberalizzazione dei poteri accordati alla Commissione dalla normativa in tema di concentrazioni.¹⁷

2. L'Indagine della Commissione

¹⁶ Cfr. caso COMP/M.3440, disponibile a www.europa.eu.int.

¹⁷ Sentenza del Tribunale del 21 settembre 2005, caso T-87/05, EDP c Commissione (disponibile presso www.curia.eu.int). Cfr. in particolare il par. 96, secondo cui "...it must be held that Directive 98/30/EC of the European Parliament and of the Council of 22 June 1998 concerning common rules for the internal market in natural gas (OJ 1998 L 204, p. 1; 'the First Gas Directive') and the Second Gas Directive have the effect, if not the object, of introducing competition into a sector which had hitherto not been subject to competition (see recitals 2, 6, 21, 22, 26 and, particularly, 31 to Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC (OJ 2003 L 176, p. 37; 'the Second Electricity Directive'), and recitals 2, 7, 19, 21, 25, 27 and, in particular, 30 to the Second Gas Directive; see also, in regard to Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity (OJ 1996 L 27, p. 20), the judgment of the Court of Justice in Case C-17/03 VEMW and Others [2005] ECR I-0000, paragraph 62). It follows that one of the aims of the Second Gas Directive is clearly competitive. It is no surprise, therefore, that the competitive objective of the Merger Regulation should also be assumed by one of the objectives of the second electricity and gas directives. Consequently, the fact that the Commission pursued the practical realisation of the Second Gas Directive cannot indicate a misuse of powers when that objective is also the objective for which that regulation conferred its powers on the Commission".

Facendo seguito al documento intitolato “ENERGY SECTOR INQUIRY - ISSUES PAPER” del novembre 2005,¹⁸ nel febbraio 2006 sono stati presentati i risultati preliminari dell'indagine avviata dalle Direzioni Generali della Concorrenza e dell'Energia. L'Indagine individua cinque aree di criticità:

- A. Concentrazione del mercato
- B. Effetti escludenti di natura “verticale”
- C. Mancanza di integrazione tra i vari mercati nazionali
- D. Scarsa trasparenza
- E. Formazione dei prezzi

Nel dettaglio, l'indagine descrive così le criticità riscontrate.

GAS

A. Concentrazione del mercato

L'indagine ha riscontrato che i mercati tendono a mantenere la medesima struttura concentrata che possedevano prima della liberalizzazione. Gli incumbent continuano ad occupare una posizione preponderante nei rispettivi mercati nazionali, dove lo sviluppo di un reale mercato all'ingrosso è lento. Ciò è anche dovuto al fatto che gli incumbent controllano la parte a monte della filiera, consistente nell'importazione di gas e/o nella produzione. Il gas così acquisito non viene in genere commercializzato all'ingrosso a beneficio di potenziali concorrenti, ma piuttosto commercializzato direttamente ai clienti finali. Questi ultimi hanno di conseguenza una limitata scelta quanto al fornitore. L'offerta pertanto continua a dipendere dagli ex monopolisti ed il controllo che questi hanno sulle fonti di approvvigionamento limita tanto la scelta dei consumatori che quella dei fornitori alternativi, costretti in larga parte a rifornirsi dagli incumbent, in questo caso fornitori/concorrenti.

B. Effetti escludenti di natura “verticale”

La scarsa liquidità e l'accesso limitato alle infrastrutture di rete fanno sì che i nuovi entranti debbano fronteggiare notevoli difficoltà nello sviluppo di servizi in concorrenza con gli incumbent. La ragnatela di contratti di lunga durata tra produttori di gas e importatori incumbent rende l'accesso al gas al livello più alto della filiera particolarmente difficile per i nuovi entranti. A ciò aggiungasi che certi aspetti di tali contratti limitano gli incentivi degli incumbent a fornire liquidità nei mercati organizzati. Ancora, le infrastrutture necessarie al trasporto ed allo stoccaggio rimangono nelle mani degli incumbent e non esistono misure di unbundling adeguate. Questo comporta una situazione in cui i nuovi entranti, nonostante le regole varate a livello comunitario, trovano particolarmente difficoltoso avere accesso alle infrastrutture rilevanti e sono potenzialmente vittime di comportamenti discriminatori.

C. Mancanza di integrazione tra i vari mercati nazionali

¹⁸ http://www.europa.eu.int/comm/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy/issues_paper15112005.pdf

Le importazioni tra paesi europei attualmente hanno un peso scarso sulle dinamiche concorrenziali. Gli incumbent normalmente si concentrano sui loro mercati nazionali e raramente fanno ingresso su altri mercati geografici. La capacità disponibile per il trasporto di gas transfrontaliero all'interno dell'UE è scarsa. I nuovi entranti non riescono ad assicurarsi capacità sulle rotte più importanti. La capacità primaria è in mano agli incumbent che la controllano in base a sistemi di accesso privilegiati, eredità del sistema previgente. A questo si aggiungono meccanismi di risoluzione delle congestioni poco efficaci, il cui effetto è di rendere difficile perfino l'accesso ad una capacità secondaria, per volumi non significativi. In alcuni casi, i nuovi entranti non sono stati in grado di aggiudicarsi capacità nemmeno nei casi di espansione di infrastrutture esistenti.

D. Scarsa trasparenza

Mancano informazioni affidabili e tempestive sulla situazione di mercato. In aggiunta ai requisiti minimi attualmente stabiliti dal legislatore comunitario, si richiedono maggiore trasparenza sull'accesso alle reti e sulla capacità di transito e stoccaggio. Allo scopo di assicurare un gioco della concorrenza non falsato, queste informazioni devono essere a disposizione di tutti, senza privilegi. Le regole sul segreto commerciale, se interpretate in maniera eccessivamente ampia, possono dare luogo a distorsioni della concorrenza.

E. Formazione dei prezzi

Un meccanismo di formazione dei prezzi più efficace e trasparente è necessario affinché tutti i soggetti interessati possano beneficiare degli effetti di un mercato aperto alla concorrenza. Nei contratti di importazione di gas, i prezzi sono fissati sulla base di indici legati all'andamento del prezzo del petrolio. Aumenti del prezzo di quest'ultimo si ripercuotono quindi sul gas. Il risultato è un meccanismo di fissazione del prezzo disancorato dalle condizioni reali di domanda ed offerta di gas. Tantomeno è dato di osservare una tendenza a spostarsi verso sistemi di fissazione del prezzo maggiormente attenti alle dinamiche reali del gas. Infine, si riscontra che produttori differenti che vendono gas dallo stesso giacimento finiscono per proporre al mercato prezzi praticamente identici a causa del meccanismo che in ogni contratto tende a riprodurre l'andamento del prezzo del petrolio.

ELETTRICITA'

A. Concentrazione del mercato

La maggior parte dei mercati rimane di ambito nazionale con alti livelli di concentrazione nella produzione, il che conduce a possibili comportamenti abusivi. L'andamento dei prezzi nei mercati all'ingrosso sembra dimostrare come, in alcuni di questi, i produttori che controllano un'alta percentuale del parco produttivo siano in grado di influenzare i prezzi al rialzo, secondo quanto denunciato da alcuni consumatori che hanno preso parte all'indagine. Ulteriori approfondimenti sono comunque necessari per comprendere se le dinamiche di prezzo sono spiegabili sulla base di elementi strutturali e non come prodotto di un esercizio abusivo del presunto potere di mercato

B. Effetti escludenti di natura “verticale”

Esiste una tendenza generalizzata a creare imprese verticalmente integrate, in cui produzione e vendita ai clienti finali, oltre che gestione della rete, sono realizzate all'interno della medesima impresa. L'integrazione delle attività di produzione e vendita ai clienti finali riduce l'incentivo a commercializzare energia all'ingrosso. Inoltre, i forti legami tuttora esistenti tra imprese attive nella produzione e gestione della rete da luogo a possibili distorsioni nell'accesso alla rete da parte di terzi. Il livello esistente di unbundling in molti stati viene criticato come insufficiente anche in ragione di persistenti comportamenti discriminatori da parte di imprese verticalmente integrate.

C. Mancanza di integrazione tra i vari mercati nazionali

Il livello di commercio intra-comunitario è insufficiente affinché possa tradursi in una pressione concorrenziale sugli incumbent. L'integrazione fra i vari mercati nazionali è ostacolata dalla scarsa capacità di interconnessione e dalla presenza di contratti di lungo termine stipulati anteriormente alla liberalizzazione. Per migliorare l'accesso alle infrastrutture di interconnessione occorrono sistemi di gestione delle congestioni migliori. Inoltre, va posto rimedio all'attuale mancanza di adeguati incentivi ad investire in nuove infrastrutture di interconnessione. Infine, organizzazione dei mercati diverse, su base nazionale, sono un ulteriore ostacolo al commercio transfrontaliero.

D. Scarsa trasparenza

Esiste un serio problema di mancanza di trasparenza nei mercati elettrici all'ingrosso. Una maggiore trasparenza riduce i rischi e quindi abbassa le barriere all'ingresso per i nuovi entranti. Inoltre, maggiore trasparenza significa maggiore affidabilità nei meccanismi di formazione del prezzo sui mercati organizzati, con il risultato di attirare maggiore liquidità su questi mercati. Le informazioni di cui si sente maggiormente la mancanza concernono: capacità di interconnessione, capacità di produzione degli impianti, servizi di bilanciamento e riserva, livello della domanda. Il livello di armonizzazione fra gli stati membri in questo ambito appare molto basso.

E. Formazione dei prezzi

Il meccanismo di formazione dei prezzi è complesso e molti attori del mercato dubitano che sia effettivamente legato a dinamiche di mercato. Gli elementi che contribuiscono alle dinamiche di formazione di prezzo sono numerosi ed è difficile comprendere il contributo di ciascuno. In primo luogo, aumenti di prezzo che si sono verificati nell'energia elettrica sono certo in parte spiegabili con i rincari nel combustibile necessario per la produzione. Tuttavia, mentre i prezzi del gas sono aumentati, quelli del carbone sono rimasti stabili. In secondo luogo, il sistema per la riduzione delle emissioni di anidride carbonica e il connesso meccanismo dei diritti di emissione certamente ha un impatto sui costi di generazione, ma gli analisti non sono in grado di quantificarlo. In terzo luogo, la coesistenza in parallelo di prezzi regolamentati e mercato libero ha un effetto perverso per cui i prezzi sul mercato libero tendono a seguire i prezzi regolamentati. Infine, esistono misure speciali per i clienti cd. energivori (es., forniture a prezzi speciali), ma la compatibilità di queste misure con il diritto della concorrenza, in particolare le norme in tema di aiuti di stato, appare discutibile.

Azioni proposte

Allo scopo di porre rimedio alle suddette criticità, l'indagine apre alla consultazione numerose azioni proposte.¹⁹ Si tratta di rimedi che vanno dal diritto della concorrenza, alla regolazione, a misure strutturali. Quanto a queste ultime, viene posto l'accento sulla necessità di un pieno unbundling strutturale che porti alla separazione tra attività di produzione e vendita ai clienti finali da quelle di gestione delle infrastrutture. I rimedi di natura regolamentare concernono la trasparenza nei mercati, l'eliminazione di diritti speciali che consentono un accesso privilegiato alla capacità di trasporto sulle infrastrutture di rete e la fissazione di regole pan-europee per l'uso delle infrastrutture di interconnessione tra i vari stati membri.

Sul piano del diritto della concorrenza, le iniziative proposte concernono

A. Concentrazione del mercato. Questo viene definito come il problema principale. Lo strumento per combattere questa che viene percepita come una seria minaccia alla realizzazione di un mercato unico concorrenziale è naturalmente il controllo delle concentrazioni. In questo ambito, vale ricordare che il Commissario Kroes ha annunciato "*meticulous scrutiny of future merger operations.*"²⁰

B. Effetti escludenti di natura verticale: tying dei mercati a valle. L'effetto escludente connesso con i contratti di lungo termine viene decisamente condannato per la chiusura che provoca nei mercati a valle della vendita ai clienti finali. L'indagine annuncia la raccolta di dati più precisi e lo definisce come una priorità nel quadro delle azioni da intraprendere ai sensi del diritto della concorrenza. Sotto questo profilo non vanno trascurati anche

- la decisa azione intrapresa dall'autorità della concorrenza tedesca che, con decisione del 17 gennaio 2006, aveva già preso posizione contro i contratti di fornitura stipulati da E.ON Ruhrgas AG con i distributori locali in quanto stabilivano obblighi di acquisto di lungo termine a carico di questi ultimi e quantitativi minimi troppo elevati.²¹ E.ON Ruhrgas è stata obbligata a risolvere tali contatti al più tardi entro il 30 settembre 2006 e i futuri contratti non potranno avere una durata superiore a 4 anni se coprono il 50% del fabbisogno di gas di un cliente; la massima durata consentita scende a 2 anni nel caso di contratti che coprono più dell'80% del fabbisogno. La decisione del Bundeskartellamt è attualmente oggetto di un appello davanti alle giurisdizioni competenti.
- La sentenza della Corte di Giustizia del 7 giugno 2005, resa nel caso *Vereniging voor Energie, Milieu en Water*.²² La Corte ha affermato che la riserva di capacità di interconnessione accordata a contratti stipulati pre-liberalizzazione è contraria alla normativa europea di settore qualora lo Stato Membro - nel caso all'attenzione della Corte, l'Olanda- non l'abbia notificata come misura soggetta al regime di eccezione

¹⁹ Il termine per rispondere alla consultazione è scaduto il 1 maggio 2006.

²⁰ See "Towards an Efficient and Integrated European Energy Market - First Findings and Next Steps", speech delivered at European Commission Conference, Energy Sector Inquiry - Public Presentation of the Preliminary Findings, Brussels, Thursday 16th February 2006, available at <http://www.europa.eu.int>.

²¹ Cfr. http://www.bundeskartellamt.de/wEnglisch/News/press/2006_01_17.shtml.

²² Disponibile presso il sito www.curia.eu.int.

secondo quanto prevede l'art. 24 della prima Direttiva Elettricità.²³ Questa sentenza naturalmente mette in questione i contratti dello stesso tipo stipulati dagli altri Stati Membri. Per quanto concerne l'Italia, in particolare, la sentenza della Corte incide sul vigente contratto tra Enel ed EDF, per il quale già sono insorte talune problematiche in quanto il regolatore francese non riconosce più un diritto di priorità a tale contratto.²⁴

C. Integrazione dei mercati nazionali: accesso alle infrastrutture di trasporto. Questa è un'altra "pietra d'inciampo" nel sentiero verso mercati aperti e competitivi e, soprattutto, per un vero mercato unico dell'energia. Insieme con le azioni sui contratti di lungo termine, questa rappresenta l'altra priorità per la Commissione nel campo del diritto della concorrenza.

D. Clausole che rendono difficoltoso il cambio di fornitore. A quanto precede si può aggiungere anche l'impegno costante a combattere meccanismi contrattuali che rendono eccessivamente difficoltoso cambiare fornitore (presumibilmente quando sono impiegate da imprese in posizione dominante)

3. L'Indagine della Commissione e l'Italia

L'indagine e, segnatamente, le azioni proposte dalla Commissione nel campo del diritto della concorrenza, forniscono un'utile "griglia" per analizzare la situazione italiana. In particolare, ci si può domandare se e quali sono le aree in cui ci si può attendere un intervento da parte dell'autorità della concorrenza (e/o della Commissione) alla luce delle criticità sopra evidenziate e delle linee di azione proposte.

Peraltro, va segnalato che in data 4 aprile u.s., con 28 lettere di messa in mora inviate a 17 Stati membri, la Commissione ha avviato una risoluta azione di controllo sull'attuazione della normativa sul mercato interno dell'energia da parte degli Stati membri, con un esame puntuale della conformità di tutte le leggi adottate dagli Stati membri per recepire le direttive "gas" ed "elettricità".²⁵ Sono coinvolti l'Austria, il Belgio, la Repubblica ceca, la Germania, l'Estonia, la Spagna, la Finlandia, la Francia, la Grecia, l'Irlanda, l'Italia, la Lituania, la Lettonia, la Polonia, la Svezia, la Slovacchia ed il Regno Unito. Dalle stringate notizie pubblicate dalla Commissione in merito,²⁶ le infrazioni contestate all'Italia concernono i seguenti profili:

- assenza o insufficienza dell'unbundling funzionale adottato per la gestione della rete di trasporto del gas

²³ Secondo l'art. 24 della Direttiva 96/92, "Gli Stati membri, in cui impegni o garanzie di gestione, accordati prima dell'entrata in vigore della presente direttiva, possono non poter essere adempiuti a causa delle disposizioni della presente direttiva possono richiedere un regime transitorio, che può essere loro concesso dalla Commissione tenuto conto, tra l'altro, delle dimensioni della rete interessata, del livello d'interconnessione della rete e della struttura della sua industria elettrica. Prima di prendere una decisione, la Commissione informa gli Stati membri di tali richiesta, tenuto conto del rispetto della riservatezza. La decisione è pubblicata nella Gazzetta ufficiale delle Comunità europee.2. Il regime transitorio è limitato nel tempo ed è vincolato allo scadere degli impegni o delle garanzie di cui al paragrafo 1. Il regime transitorio può includere deroghe ai capitoli IV, VI e VII della presente direttiva. Le richieste di regime transitorio devono essere notificate alla Commissione entro e non oltre un anno dopo l'entrata in vigore della presente direttiva".

²⁴ Cfr. delibera AEEG n. 80/06.

²⁵ Cfr. comunicato stampa IP/06/430.

²⁶ Cfr. Memo 06/152.

- assenza o insufficienza delle misure di unbundling adottate nella gestione della distribuzione di gas ed elettricità
- persistenza di prezzi regolamentati che bloccano l'arrivo di nuovi concorrenti
- accesso preferenziale per alcuni contratti storici nel settore elettrico o del gas.

La tabella di seguito riportata fornisce un quadro sintetico delle principali iniziative dell'AGCM rispetto alle aree di intervento segnalate nell'indagine.

	GAS	ELETTRICITA'
Concentrazione	ENI/ITALGAS*	ENEL / FRANCE TELECOM / NEW WIND
Clausole contrattuali escludenti	•	UNAPACE/ENEL ENEL TRADE-CLIENTI IDONEI
Accesso infrastrutture	SNAM-TARIFFE DI VETTORIAMENTO BLUGASSNAM ENI-TRANS TUNISIAN PIPELINE GESTIONE ED UTILIZZO DELLA CAPACITÀ DI RIGASSIFICAZIONE	CASSA DEPOSITI E PRESTITI/TRASMISSIONE ELETTRICITÀ RETE NAZIONALE-GESTORE DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE

* non luogo a provvedere

Peraltro, molteplici sono le iniziative adottate fino ad ora dall'AGCM nel settore dell'energia. Tra quelle non ricomprese nella tabella, vale segnalare:

- L'indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore del gas naturale, avviata in collaborazione con l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (conclusa nel giugno 2004).
- L'indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica, condotta in collaborazione con l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (conclusa nel febbraio 2005).
- L'istruttoria sui presunti comportamenti distorsivi adottati da Enel ed Enel Produzione nella fissazione dei prezzi alla borsa elettrica (avviato nell'aprile del 2005 in seguito alla predetta indagine conoscitiva sul settore elettrico; la chiusura del procedimento è

prevista per il 30 giugno 2006). Precedentemente, l'AGCM si era già occupata delle condizioni di fornitura nel mercato all'ingrosso dell'elettricità allorché, con la decisione del 10 giugno 2004, aveva concesso un'autorizzazione in deroga all'art. 2 della Legge n. 287/90 al sistema di gestione della copertura della domanda elettrica in Italia (cd. *STOVE*), transitoriamente in vigore in attesa della piena operatività della borsa elettrica.²⁷

Di seguito, si illustrano le singole iniziative per area.

A. Concentrazione

ENEL / FRANCE TELECOM / NEW WIND

Nel febbraio 2001, all'esito di un procedimento istruttorio relativo all'acquisizione di Infostrada Spa - società operante in Italia nella fornitura di servizi di telecomunicazione - da parte di Enel Spa e di France Telecom SA, l'AGCM ha autorizzato l'operazione, a condizione che Enel dimettesse una rilevante quota di capacità produttiva, in aggiunta a quanto già richiesto dalla normativa applicabile.²⁸

Nel valutare i possibili effetti dell'operazione sul mercato della fornitura di energia elettrica ai clienti idonei, effettivi e potenziali, l'AGCM ha tenuto conto, in primo luogo, della stretta relazione economica esistente tra il mercato della fornitura di energia elettrica all'utenza liberalizzata, e quello della generazione elettrica, nonché della posizione dominante detenuta dal gruppo Enel in entrambi i mercati. Inoltre, l'AGCM ha considerato l'acquisizione di Infostrada nel quadro della strategia perseguita dal gruppo Enel di accentuare la propria presenza nell'offerta congiunta di una pluralità di servizi di pubblica utilità (*multi-utility*).

L'istruttoria ha evidenziato che, in virtù della capacità produttiva delle centrali di Enel Produzione e di Erga, il gruppo Enel continuava a mantenere una posizione dominante nel mercato nazionale della generazione di energia elettrica nonostante la dismissione delle tre società di generazione (Genco) secondo quanto stabilito dal decreto legislativo n. 79/99.²⁹ Relativamente alle Genco, poi, l'AGCM

²⁷ Lo *STOVE* (Sistema Transitorio di Offerte Vendita di Energia) era un sistema volto a garantire la copertura del fabbisogno del mercato vincolato, per cui era necessario un coordinamento tra i titolari delle unità di produzione appartenenti ad Enel e le Gencos, da un lato, ed il GRN, dall'altro. Secondo l'AGCM, lo *STOVE* comportava una restrizione della concorrenza in quanto i produttori si erano spartiti le quote della domanda globale da soddisfare ed avevano adottato parametri di costo che garantivano ricavi non commisurati ai costi effettivamente sopportati da ciascuno (veniva adottata una nozione di costo standard per tutte le imprese). Tuttavia, lo *STOVE* è stato autorizzato per un periodo di sei mesi - dal 1 aprile 2004 al 1 ottobre 2004 - in considerazione della necessità di garantire la fornitura al mercato vincolato.

²⁸ L'operazione era stata inizialmente comunicata alla Commissione europea in quanto rientrante nell'ambito di applicazione del Regolamento comunitario in materia di controllo delle concentrazioni. Su richiesta dell'AGCM, la Commissione ha successivamente disposto il rinvio dell'operazione all'autorità nazionale ai sensi dell'articolo 9, paragrafo 2, del citato Regolamento comunitario, ai fini di una valutazione dei possibili effetti della concentrazione sul mercato della fornitura di energia elettrica ai clienti idonei. Nella decisione di rinvio, infatti, la Commissione ha rilevato l'insussistenza di effetti anticoncorrenziali derivanti dall'operazione sul mercato delle telecomunicazioni.

²⁹ In particolare, secondo l'AGCM, il parco di generazione di Enel comprendeva un numero di impianti di modulazione e di picco che consentivano ad Enel di determinare il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica, soprattutto nelle ore di maggiore richiesta. Inoltre, secondo l'AGCM Enel disponeva di una capacità di riserva, misurata sulla domanda di picco e al netto degli impianti in conservazione o indisponibili per motivi ambientali, pari a oltre un terzo della capacità netta totale disponibile nel sistema elettrico italiano all'epoca dei fatti. Infine, in ragione della limitata capacità di generazione non controllata dal gruppo Enel, la quasi totalità delle fonti alternative di approvvigionamento di energia elettrica, utilizzabili dai concorrenti di Enel per le forniture a clienti idonei, era costituita dalle importazioni e dalle aste bandite dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale all'inizio del 2001 per l'assegnazione dei contratti di acquisto di energia elettrica prodotta dagli impianti di generazione

valutava che il loro possibile impatto concorrenziale, sarebbe risultato significativamente ridotto almeno fino al completamento, stimato da Enel al 2008, del processo di riconversione contemplato nel “Piano per le cessioni degli impianti” predisposto da Enel e approvato dal Presidente del Consiglio dei Ministri. Pertanto, anche dopo l’avvio della Borsa elettrica, l’AGCM ha considerato che il potere di Enel di determinare il prezzo all’ingrosso dell’energia elettrica sarebbe restato sostanzialmente inalterato, mentre i concorrenti di Enel, obbligati ad acquistare energia elettrica sul mercato per la parte di offerta ai clienti idonei non assicurata dalla propria capacità di generazione, sarebbero stati di fatto costretti ad approvvigionarsi a condizioni determinate dalla stessa Enel, in ragione della posizione dominante da quest’ultima detenuta sul mercato della generazione e derivante sia dalla capacità complessiva sia dalla composizione tecnologica dei propri impianti produttivi.

Tale circostanza è stata inoltre valutata anche nella prospettiva dell’ulteriore ampliamento del mercato elettrico liberalizzato (fino a circa il 60% della domanda totale) conseguente alla riduzione della soglia di idoneità a un livello minimo di consumo annuo pari a 0,1 GWh, recentemente disposta dalla legge n. 57/01 a partire dal novantesimo giorno successivo alla vendita delle tre Genco da parte di Enel. L’estensione del mercato libero avrebbe determinato un incremento significativo del numero di clienti idonei, in larghissima parte piccole utenze industriali e commerciali già da anni servite dal gruppo Enel (Enel Distribuzione) e prive della capacità di mettere in atto politiche di acquisto di energia elettrica particolarmente sofisticate.

In questo contesto, l’AGCM ha ritenuto l’operazione di acquisizione di Infostrada idonea a rafforzare la posizione dominante già detenuta da Enel sul mercato della fornitura di energia elettrica ai clienti idonei e tale da ridurre in modo sostanziale e durevole la concorrenza in questo stesso mercato. Infatti, la posizione di Wind nell’offerta di servizi di telecomunicazione in rete fissa non era confrontabile, per numero di utenti, con quella di Infostrada, mentre i clienti di Infostrada rappresentavano una quota consistente dei soggetti che, al più tardi a partire dall’aprile 2003, avrebbero potuto liberamente scegliere il proprio fornitore di energia elettrica. La concentrazione avrebbe permesso, pertanto, a Enel di consolidare il proprio portafoglio clienti, consentendole di utilizzare i vantaggi connessi alla gestione e all’offerta congiunta di servizi di elettricità e di telecomunicazione per la fidelizzazione di una quota significativa dell’utenza elettrica allora in larghissima maggioranza vincolata a Enel Distribuzione, ma in procinto di divenire idonea.

Inoltre, una simile strategia non avrebbe potuto essere efficacemente contrastata mediante l’adozione di analoghe politiche commerciali da parte dei concorrenti di Enel, i quali, in ragione del grado di controllo esercitabile da Enel sui prezzi all’ingrosso dell’energia elettrica, non avrebbero potuto approvvigionarsi a condizioni sufficientemente concorrenziali e non sarebbero stati quindi in grado di replicare i vantaggi competitivi derivanti per Enel dall’acquisizione di Infostrada.

Sulla base di tali considerazioni, l’AGCM ha pertanto autorizzato l’operazione di concentrazione prescrivendo, ai sensi dell’articolo 6, comma 2, della legge n. 287/90, la cessione, da parte di Enel, di almeno 5.500 MW della propria capacità di generazione, nel rispetto di una serie di requisiti sostanziali e temporali (cd. Quarta Genco).

Com’è noto, la decisione dell’AGCM è stata successivamente annullata dal giudice amministrativo,³⁰ annullamento che ha condotto l’AGCM ad una nuova decisione, adottata nell’ottobre 2002, con cui

oggetto della delibera CIP n. 6/92. Tuttavia, l’energia elettrica proveniente da tali fonti era assimilabile a quella generata da impianti di base che, a differenza degli impianti di modulazione e di picco, non si adattano ai mutamenti ciclici (orari o stagionali) della domanda, determinando pertanto una maggiore rigidità e una minore convenienza economica delle relative forniture.

³⁰ In data 14 novembre 2001, il TAR del Lazio con sentenza n. 9354, accoglieva il ricorso dell’ENEL e disponeva l’annullamento della decisione dell’AGCM che, a sua volta, impugnava la sentenza del Tar, presentando ricorso in appello al

l'AGCM ha ribadito la posizione dominante di Enel in ragione della elevata quota di mercato detenuta, sia da Enel Trade nelle vendite ai clienti idonei effettivi, sia da Enel Distribuzione nelle vendite ai clienti idonei potenziali.

Tuttavia, il nuovo procedimento ha consentito all'AGCM di riesaminare gli effetti della strategia cosiddetta *multi-utility*, consistente nella vendita congiunta di elettricità e servizi di telecomunicazioni. Infatti, secondo quanto emerso dai piani strategici di Enel, l'obiettivo del gruppo di offrire in modo congiunto nel mercato rilevante elettricità e servizi di telecomunicazioni non ha avuto alcun seguito, essendo mutati i presupposti che erano a fondamento di tale politica commerciale.³¹

Le risultanze istruttorie hanno inoltre evidenziato che le ipotizzate sinergie tra forniture di elettricità e servizi di telecomunicazione si sono rivelate modeste, come confermato dall'esperienza dei principali concorrenti elettrici di Enel che negli ultimi anni avevano intrapreso un'attività di diversificazione nel settore delle telecomunicazioni.

L'AGCM è quindi giunta alla conclusione che le misure che erano state individuate nella decisione di autorizzazione del febbraio 2001 non risultavano più necessarie e, pertanto, l'acquisizione di Infostrada non è stata ritenuta suscettibile di determinare un rafforzamento della posizione dominante di Enel nel mercato della fornitura di energia elettrica ai clienti idonei.

ENI/ITALGAS

Per completezza, si può menzionare anche la decisione del 20 dicembre 2002 con cui l'AGCM ha stabilito che l'operazione tramite la quale ENI acquisiva il 100% delle azioni di Italgas tramite OPA non costituiva una concentrazione ai sensi della normativa antitrust e pertanto ha concluso l'istruttoria con un non luogo a provvedere.

La motivazione adottata fa riferimento alla circostanza che l'operazione non comportava alcuna modifica nel controllo, rilevante ai sensi del diritto della concorrenza italiano, trattandosi semplicemente del passaggio da controllo di fatto a controllo di diritto.

B. Clausole contrattuali con effetti escludenti

Per quanto riguarda il settore del gas, l'assenza di iniziative da parte dell'AGCM si spiega almeno in parte con l'attiva opera di monitoraggio esercitata dall'autorità di settore. Com'è noto, la completa apertura del mercato del gas data in Italia dal 1 gennaio 2003. L'Autorità per l'energia elettrica ed il gas ha accompagnato questo processo con una normativa puntuale che riguarda i principali aspetti dei contratti con i consumatori nel settore del gas. Infatti, con la delibera n. 229/01, ha modificato il

Consiglio di Stato. Giudicando fondato solo uno dei motivi del ricorso di primo grado relativo alla misura prescritta dall'AGCM di cedere parte della capacità di generazione, il Consiglio di Stato con sentenza n. 5156 del 1 ottobre 2002 ha disposto l'annullamento di tale parte del provvedimento impugnato, precisando altresì *“la semplice illegittimità della misura correttiva [...], ma non la definizione della fattispecie sostanziale sottesa dal provvedimento autorizzativo”*. Tale definizione doveva avvenire, secondo il Consiglio di Stato, a seguito del nuovo esercizio da parte dell'AGCM del potere attribuitogli dall'articolo 6, comma 2 della legge n. 287/90

³¹ In particolare, dai piani strategici è emersa l'intenzione di Enel di considerare l'acquisizione di Wind come un mero investimento finanziario, non prevedendo alcuna ulteriore integrazione operativa volta alla vendita congiunta di servizi di telecomunicazioni e di elettricità ai clienti idonei effettivi e potenziali. A conferma di ciò, Enel, d'intesa con quello che in quel momento era l'altro azionista di riferimento (France Télécom), intendeva collocare sul mercato azionario una quota del capitale di Wind tramite un'offerta pubblica di vendita, non appena le condizioni di mercato sarebbero state favorevoli. Nell'agosto 2005, si è conclusa l'acquisizione da parte di Weather Investments della quota di controllo del 62,75% del Gruppo Wind per un corrispettivo di 2.986 milioni di euro.

contenuto di alcune clausole contrattuali presenti nei contratti di vendita del gas. Successivamente, con la delibera n. 29/03 l'Autorità ha stabilito nuovi termini per l'applicazione di tali clausole, che è avvenuta in due fasi: alcune sono entrate in vigore il 31 maggio 2003, altre il 31 luglio 2003. Le nuove clausole sono valide, e quindi si applicano automaticamente, anche a tutti i contratti già sottoscritti fino al 31 dicembre 2002, mentre per i contratti sottoscritti successivamente al 1° gennaio 2003, le nuove clausole devono essere comunque proposte ai clienti finali che sono liberi di sceglierle o di concordare con l'esercente un altro pacchetto contrattuale.

Le clausole riguardano i seguenti aspetti:

- Lettura del contatore
- Modalità di calcolo dei consumi
- Periodicità di fatturazione dei consumi
- Tempi e modalità di pagamento della bolletta
- Ritardo del pagamento e morosità del cliente
- Tempi e modalità di sospensione della fornitura
- Rateizzazione dei pagamenti
- Deposito cauzionale
- Reclami

Come se ciò non bastasse, l'Autorità di settore pubblica anche

- **condizioni economiche di fornitura**, cioè il prezzo che le società di vendita di gas sono tenute obbligatoriamente ad offrire dall'1 gennaio 2004, accanto a proprie diverse condizioni, in modo da permettere ai consumatori di valutare la convenienza delle offerte proposte dai venditori alla luce del prezzo definito dall'Autorità
- **codice di condotta commerciale**, ossia le regole di comportamento che dal 1 dicembre 2004 devono essere seguite nel presentare le offerte commerciali ai clienti, comprensivo di indicazioni dettagliate su quale deve essere il contenuto del contratto stesso.

Per quanto riguarda il settore elettrico, sono significative due decisioni adottate nei confronti di Enel.

UNAPACE/ENEL

Nell'aprile 1999 l'AGCM ha concluso un'istruttoria nei confronti di Enel, avviata a seguito di una segnalazione dell'Unione Nazionale Aziende Produttrici e Consumatrici di Energia Elettrica (di seguito Unapace). Il procedimento ha riguardato presunti comportamenti anticoncorrenziali posti in essere da Enel mediante la stipulazione di contratti pluriennali per la fornitura di energia elettrica con clienti caratterizzati da elevati consumi annui.

In particolare, i contratti presi in esame dal procedimento contenevano due clausole idonee a restringere la concorrenza. La prima concerneva l'estensione da uno a tre anni della durata della fornitura in esclusiva di energia elettrica; la seconda attribuiva a Enel un diritto di prelazione nel caso in cui il proprio cliente ricevesse offerte più vantaggiose dai concorrenti (cosiddetta "clausola inglese"). Gli accordi in esame erano stati stipulati nel corso dei mesi precedenti l'avvio dell'istruttoria e recavano scadenze che superavano il limite temporale imposto per l'attuazione della direttiva 96/92/CE negli ordinamenti degli Stati membri (19 febbraio 1999), essendo tutte comprese tra l'agosto 2000 e il giugno 2001. L'estensione temporale della durata del rapporto di fornitura in esclusiva a un minimo di tre

anni avrebbe consentito a Enel di vincolare con contratti di maggiore durata i clienti cosiddetti idonei, che sono in grado, per effetto della direttiva 96/92/CE, di contrarre liberamente le proprie forniture con produttori diversi da Enel.

Questa restrizione assumeva particolare rilievo se collegata alle conseguenze derivanti dalla clausola di prelazione a favore di Enel. Infatti, il diritto di prelazione a parità di offerte di cui godeva Enel, disincentivando la formulazione di offerte più vantaggiose, risultava suscettibile di ostacolare e limitare l'ingresso di nuovi concorrenti sul mercato nazionale della fornitura di energia elettrica. L'effetto combinato delle due clausole (durata e prelazione) è stato ritenuto particolarmente indesiderabile, sotto il profilo della promozione della concorrenza sul mercato elettrico italiano, considerando, oltre alla posizione dominante di Enel, la coincidenza temporale degli accordi con la fase di liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica avvenuta con il recepimento della direttiva 96/92/CE nell'ordinamento nazionale.

Nel corso del procedimento Enel ha modificato le condizioni alle quali ciascun cliente può recedere dal contratto di fornitura. Infatti, dopo aver integrato la clausola di durata con la disposizione, contenuta nella delibera n. 120/98 dell'AEEG, che prevede per il cliente un diritto di recesso unilaterale per la durata di un anno a decorrere dalla data di acquisizione della qualifica di cliente idoneo, Enel ha soppresso la clausola di prelazione, contenuta nei contratti stipulati nel corso del 1998. Inoltre, Enel ha fornito un'interpretazione vincolante della clausola di durata secondo la quale, nel periodo successivo a quello stabilito dalla disposizione precedente (un anno dopo l'acquisizione dell'idoneità), ciascun cliente idoneo può chiedere di rinegoziare il contratto in caso di variazioni tariffarie e/o legislative, intendendosi ricomprese in tale ipotesi anche le nuove opportunità contrattuali emerse in seguito alla liberalizzazione del mercato.

Le modifiche apportate da Enel alle condizioni contrattuali per la fornitura di energia elettrica sono state ritenute sufficienti a eliminare le distorsioni concorrenziali derivanti dalla loro precedente formulazione. Pertanto, l'AGCM, pur considerando che le preesistenti clausole di prelazione e durata configurassero una violazione del divieto di abuso di posizione dominante, di cui all'articolo 82 del Trattato CE, in quanto idonee a limitare la produzione e gli sbocchi al mercato, ha ritenuto che la società Enel avesse provveduto a rimuovere le condizioni contrattuali che le avrebbero permesso di esercitare in modo abusivo la propria posizione dominante. L'impegno assunto nell'interpretazione autentica della clausola di durata contenuta negli accordi stipulati successivamente al 1° ottobre 1998 è stato ritenuto atto a garantire ai clienti idonei, attuali e futuri, che intendano stipulare contratti per la fornitura di energia elettrica con Enel, una sufficiente libertà di potersi svincolare dal rapporto contrattuale e di beneficiare degli effetti di liberalizzazione del mercato elettrico.

ENEL TRADE-CLIENTI IDONEI

Nel novembre 2003, l'AGCM ha concluso un'istruttoria, ai sensi dell'articolo 82 del Trattato CE, nei confronti di Enel e della sua controllata Enel Energia Spa (già Enel Trade Spa), in relazione a comportamenti abusivi nel mercato della vendita di energia elettrica ai clienti idonei. In particolare, il procedimento ha riguardato alcune clausole contenute nel Contratto per la fornitura di energia elettrica (contratto standard), predisposto da Enel Energia per la vendita di energia elettrica ai clienti idonei (finali, grossisti e consorzi) per l'anno 2002, intese a disciplinare le condizioni e i corrispettivi applicabili a questi ultimi in relazione ai loro approvvigionamenti di energia elettrica nazionale o di importazione.

Più specificamente, lo schema di contratto standard prevedeva la copertura dell'intero fabbisogno programmato del cliente idoneo attraverso: i) l'offerta di una quota di energia elettrica di origine estera, a completamento della capacità di interconnessione allocata al cliente idoneo tramite il GRTN; e ii)

l'offerta di energia di origine nazionale per la parte residuale del fabbisogno del cliente. La proposta commerciale era garantita da un impegno, a carico dei clienti idonei, di approvvigionamento esclusivo presso Enel Energia per l'elettricità d'importazione trasportabile tramite la capacità di interconnessione con l'estero a essi eventualmente assegnata, nonché da una serie di divieti ad acquistare energia elettrica sia da altri fornitori sia direttamente tramite la partecipazione alle aste di assegnazione di energia CIP6 non interrompibile.

In specifiche situazioni in cui era data al cliente la facoltà di rifornirsi di energia presso altri operatori concorrenti (nazionali o esteri) era prevista l'applicazione di maggiorazioni di prezzo su tutta l'energia residua fornita da Enel Energia a completamento dell'intero fabbisogno individuale. La proposta commerciale prevedeva, inoltre, una clausola di prelazione a favore di Enel Energia in relazione alle necessità di approvvigionamento per siti produttivi localizzati all'estero di clienti idonei già serviti da Enel Energia in Italia.

Infine, dalle risultanze istruttorie è emerso che nel mese di ottobre 2001, ossia in coincidenza con la fase di avvio delle contrattazioni per la sottoscrizione o il rinnovo dei contratti di fornitura di energia elettrica per l'anno 2002, Enel Energia aveva concesso ad alcuni clienti idonei un bonus inerente i consumi di energia elettrica nel 2001, corrisposto però esclusivamente a quei clienti idonei che avessero rinnovato il contratto di fornitura con la stessa società per l'anno successivo.

L'AGCM ha in primo luogo ritenuto che Enel Energia detenesse, al momento dell'offerta e stipula dei contratti di fornitura per l'anno 2002, ovvero alla fine 2001, una posizione dominante nel mercato della vendita di energia elettrica ai clienti idonei in ragione della significatività, in termini assoluti e relativi, della sua quota di mercato, dell'appartenenza ad un gruppo verticalmente integrato (con una posizione di particolare rilievo nella generazione di energia), fortemente radicato sul territorio nazionale e con un marchio affermato, nonché del vantaggio competitivo derivante dall'offerta di forniture integrali di energia elettrica ai clienti idonei.

Con riferimento alle disposizioni del contratto standard, l'AGCM ha considerato che la clausola di esclusiva sull'energia di origine estera, i divieti all'acquisto di energia nazionale da altri operatori o tramite la partecipazione ad aste CIP6, il sistema delle maggiorazioni dei prezzi nel caso di ricorso a specifiche fonti di approvvigionamento alternative ad Enel Energia, insieme all'erogazione di un bonus a fine 2001 ai clienti che avessero rinnovato il contratto per l'anno successivo, rappresentavano tutti elementi di una politica commerciale attuata dall'impresa in posizione dominante al fine di legare a sé una parte significativa dei clienti idonei contrattualizzati e a rendere più difficoltosa o a precludere del tutto la possibilità per altri operatori concorrenti di offrire forniture di energia elettrica, anche solo per una parte del fabbisogno dei clienti idonei di Enel Energia.

L'effetto combinato delle menzionate disposizioni contrattuali consentiva, dunque, a Enel Energia di porsi quale unico interlocutore per il soddisfacimento integrale del fabbisogno energetico dei clienti idonei, in particolare di quelli che si dimostravano più sensibili all'acquisto di energia elettrica di modulazione a completamento dei consumi di energia di base e che avrebbero potuto acquisire tale energia anche da altre fonti di approvvigionamento (quali, ad esempio, l'energia elettrica CIP6 o le importazioni).

Tenuto conto dell'importanza dei flussi commerciali nel settore elettrico tra l'Italia e gli altri Paesi europei, in particolare alla luce della maggiore competitività dell'energia elettrica di origine estera rispetto a quella nazionale, l'AGCM ha considerato la condotta commerciale di Enel Energia suscettibile di pregiudicare gli scambi intracomunitari e, pertanto, una violazione dell'articolo 82 del Trattato CE. La politica commerciale di Enel Energia era infatti finalizzata a creare una barriera nei confronti di produttori e grossisti, anche di origine estera, concorrenti nel mercato liberalizzato, impedendone

l'ingresso nel mercato della vendita di energia elettrica ai clienti idonei in Italia o ostacolandone la crescita.

E' interessante notare che, relativamente alla gravità dell'infrazione, l'AGCM ha ritenuto che Enel, tramite Enel Energia, avesse posto in essere una condotta fidelizzante ed escludente in un mercato interessato da un processo di liberalizzazione, dove, peraltro, proprio nell'anno 2002 si doveva registrare l'ingresso di nuovi potenziali clienti idonei come conseguenza dell'abbassamento delle soglie di idoneità. Secondo l'AGCM, grazie al suo potere di mercato, Enel è stata in grado di ostacolare l'attività di rivendita di energia elettrica in contrasto con la disciplina comunitaria e nazionale di liberalizzazione del settore elettrico, pregiudicando in particolare gli operatori non integrati verticalmente nella generazione nazionale, che potevano ragionevolmente rifornire i clienti idonei con energia di origine estera o energia acquistata alle aste CIP6, date le condizioni di approvvigionamento esistenti all'epoca dei fatti contestati.

L'AGCM ha, pertanto, ritenuto opportuno comminare ad Enel una sanzione di 2,5 milioni di euro, considerando la consistenza del numero di clienti idonei colpiti da tale strategia, la durata limitata nel tempo dell'offerta commerciale in esame (da fine 2001 a fine 2002) e la sospensione a fine ottobre 2002 della clausola relativa alle maggiorazioni di prezzo sull'energia di origine estera e CIP6.

C. Accesso alle infrastrutture

In quest'area si concentrano i maggiori interventi dell'AGCM nel settore del gas, mentre anche grazie alle norme di regolazione che prescrivono un pieno *unbundling*, nel settore dell'elettricità si riscontra un'unica decisione, sebbene di notevole rilievo per la sua portata innovativa.

SNAM-TARIFFE DI VETTORIAMENTO

Nel febbraio 1999 l'AGCM ha concluso un'istruttoria relativa a presunti abusi di posizione dominante da parte di Snam nei mercati del trasporto del gas naturale nella rete nazionale di gasdotti e della distribuzione primaria di gas naturale.

Gli abusi di posizione dominante imputati a Snam riguardavano in particolare: i) il rifiuto opposto da Snam ad Assomineraria (l'associazione che rappresenta i produttori nazionali di gas naturale) di concedere l'accesso alla sua rete nazionale per il trasporto di gas anche per usi diversi da quelli previsti dall'articolo 12 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, cioè i consumi elettrici e l'autoconsumo; ii) il rifiuto opposto da Snam ad Assomineraria di rivedere l'accordo del 22 dicembre 1994 relativo al vettoriamento del gas naturale di produzione nazionale, con specifico riferimento al prezzo del servizio di vettoriamento; iii) il comportamento di Snam consistente nell'imposizione di un controllo sulla destinazione finale del gas naturale vettoriato per conto della società Edison Gas Spa.

Anzitutto, l'AGCM ha rilevato che Snam detiene una posizione dominante nei mercati del trasporto del gas naturale nella rete nazionale di gasdotti e della distribuzione primaria di gas naturale. Inoltre, alla luce dei principi giurisprudenziali nazionali e comunitari e in base alle risultanze acquisite nel corso dell'istruttoria, è stato osservato che l'intera struttura, di proprietà di Snam, per il trasporto di gas naturale sul territorio nazionale è un'infrastruttura essenziale per svolgere l'attività di distribuzione primaria di gas. Al riguardo, è stato rilevato che l'infrastruttura di trasporto di gas su tutto il territorio nazionale è un monopolio naturale, la cui duplicabilità non appare realistica; inoltre, non esistono sistemi alternativi alle reti di gasdotti per il trasporto del gas naturale allo stato aeriforme destinato alla distribuzione primaria.

In considerazione della posizione dominante detenuta da Snam sul mercato del trasporto di gas naturale e della natura essenziale della rete di trasporto di proprietà di Snam, l'AGCM ha ritenuto che

non fosse giustificato il rifiuto di Snam di concedere ai suoi concorrenti, attuali e potenziali, l'accesso alla propria rete nazionale di gasdotti, e che, dunque, essi avessero diritto al vettoriamento del gas naturale anche oltre i casi previsti dall'articolo 12 della legge n. 9/91.

In secondo luogo, l'Autorità ha accertato che il metodo di calcolo per la fissazione del prezzo di vettoriamento, previsto dall'accordo del 22 dicembre 1994, equivaleva a una ripartizione completa dei costi (compresi quelli eventualmente causati da inefficienza) sostenuti da Snam per il trasporto di tutte le quantità di gas, sia proprie sia di terzi, nella sua rete. Le considerazioni sul metodo generale di fissazione del prezzo del vettoriamento sono state confermate e rafforzate dall'analisi di due specifiche e decisive voci di costo inserite nel metodo di calcolo del prezzo di vettoriamento e rappresentate dal prezzo del vettoriamento in controflusso, pari a un importo forfettario del 50% del prezzo del vettoriamento in flusso, e dal prezzo del servizio di modulazione, che veniva imputato da Snam ai produttori privati che richiedevano il vettoriamento a prescindere dall'effettivo utilizzo degli stoccaggi. Tale metodo di calcolo consentiva a Snam di fissare il livello di prezzo indipendentemente dall'effettiva domanda di vettoriamento di gas di terzi ed era idoneo a imporre condizioni contrattuali ingiustificatamente gravose, in violazione dell'articolo 3 della legge n. 287/90.

Infine, l'AGCM ha stabilito che il vincolo, imposto da Snam a Edison Gas, di subordinare la riconsegna del gas di quest'ultima società a un controllo da parte della stessa Snam sulla sua destinazione finale, in modo da escludere che essa riguardasse i consumi diversi dall'autoproduzione o termoelettrici, produceva restrizioni dirette sulla capacità di Edison Gas di svolgere una concorrenza effettiva nei confronti di Snam sul mercato della distribuzione primaria di gas, equiparabili a un rifiuto dell'accesso alla rete di gasdotti.

Inoltre, ove fosse stato concesso a Snam, in posizione dominante sul mercato della distribuzione primaria di gas naturale, di esercitare forme di controllo sulla destinazione del gas vettoriato per conto di società sue concorrenti, si sarebbe creata un'artificiale trasparenza in un mercato in cui la concorrenza appariva già di per se affievolita dalla presenza di un'impresa in posizione dominante.

L'AGCM ha sottolineato che si è in presenza di un comportamento abusivo non solo nel caso di un rifiuto esplicito di accesso ma anche nel caso in cui la richiesta di accesso non sia evasa con tempestività o, se l'accesso è consentito, nel caso in cui si impongano vincoli non giustificati all'attività del richiedente l'accesso che ne limitino gli sbocchi al mercato o lo sviluppo tecnico, in pregiudizio alla concorrenza. Pertanto il comportamento di Snam, consistente nell'imposizione di un proprio controllo sulla destinazione finale del gas naturale vettoriato per conto di Edison Gas, è stato ritenuto in violazione dell'articolo 3 della legge n. 287/90. Tenuto conto della gravità e della durata delle violazioni riscontrate, l'AGCM ha condannato Snam a un'ammenda di 3584 milioni di lire.

Successivamente, il Tar del Lazio ha sospeso la decisione dell'AGCM.

BLUGAS-SNAM

La fattispecie in oggetto si può ricomprendere fra quelle che concernono la tematica dell'accesso alle infrastrutture in quanto ruota attorno all'uso che della propria infrastruttura ENI ha fatto per ottemperare a determinate prescrizioni regolamentari.

Nel novembre 2002 l'AGCM ha concluso un procedimento istruttorio, ai sensi dell'articolo 82 del Trattato CE, in relazione ad alcuni comportamenti restrittivi della concorrenza posti in essere dalle società Snam Spa e Snam Rete Gas Spa nell'ambito dell'assegnazione della capacità di trasporto ai punti di ingresso nella rete nazionale di gasdotti, con riferimento sia al periodo 1° maggio-30 settembre 2001, sia all'intero anno termico 2001-2002. Nel corso dell'istruttoria la società Snam è stata fusa per

incorporazione nella controllante Eni Spa (divenendo Eni Divisione Gas Power, EDGP), nei cui confronti è proseguito il procedimento.

I mercati rilevanti sui quali valutare i comportamenti di Eni e Snam Rete Gas sono stati individuati dall'AGCM in quelli del trasporto di gas naturale lungo la rete nazionale di gasdotti e quello della vendita di gas naturale. Entrambi i mercati sono stati considerati di dimensione geografica nazionale. Secondo l'AGCM, Eni e Snam Rete Gas sono in posizione dominante, rispettivamente, nei mercati della vendita e del trasporto di gas naturale. In particolare, Snam Rete Gas detiene una posizione dominante nel mercato nazionale del trasporto di gas naturale lungo la rete nazionale dei gasdotti, di cui controlla circa il 97%. Eni occupa una posizione dominante nel mercato nazionale della vendita, avendo venduto nel 2001 circa l'84% del gas consumato in Italia. Il gruppo Eni, ha sostenuto l'AGCM, si presenta in ogni caso dominante in tutte le fasi della filiera del gas.

In via preliminare, l'AGCM ha osservato che i comportamenti relativi al semestre estivo 2001 risultavano ascrivibili esclusivamente a EDGP in quanto Snam Rete Gas non era ancora stata costituita. Al riguardo, l'istruttoria ha consentito di verificare che tali condotte non erano configurabili come un abuso di posizione dominante. È stata, infatti, esclusa sia la sussistenza di un formale rifiuto a concedere l'accesso nel maggio 2001 da parte di EDGP nei confronti di Blugas, Enel.FTL, Edison ed Enron, sia la presenza di elementi in grado di qualificare la condotta come dilatoria nell'evadere le quattro richieste ricevute ad aprile 2001.

Con riferimento all'assegnazione della capacità di trasporto sulla rete di gasdotti ai punti di entrata di importazione per l'anno termico 2001-2002, l'AGCM ha invece ritenuto che EDGP avesse abusato della propria posizione dominante nel mercato della vendita di gas naturale, ostacolando l'ingresso di operatori concorrenti, mentre nessuna specifica condotta abusiva è stata imputata a Snam Rete Gas. In particolare, dalle risultanze istruttorie sono emerse due distinte condotte poste in essere dalla società, tra loro connesse da stretti legami funzionali.

In primo luogo, l'AGCM ha accertato che le modalità con cui EDGP aveva dato attuazione all'articolo 19 del decreto legislativo n. 164/00, che imponeva a Eni di ridurre progressivamente, dal 1° gennaio 2002, le immissioni di gas al consumo in Italia configuravano un comportamento abusivo; infatti, EDGP aveva venduto all'estero ad alcuni operatori italiani (Plurigas, Dalmine Energie, Edison e Cir Energia) volumi di gas sufficienti a garantire sino al 2007 la copertura di tutta la quota residua appannaggio di terzi operatori fissata dal decreto.

In secondo luogo, EDGP ha ceduto ai propri clienti-concorrenti i propri diritti di trasporto, garantendo loro un accesso prioritario e di lungo periodo alla rete nazionale, a scapito degli altri operatori indipendenti. Attraverso tali condotte, EDGP ha dunque impedito che importatori di gas naturale, indipendenti da Eni per la fase di approvvigionamento, immettessero gas naturale sul mercato italiano della vendita per l'anno termico 2001-2002. In conseguenza di ciò, una percentuale assolutamente preponderante di gas trasportato sulla rete nazionale dei gasdotti e immesso sul territorio nazionale per la vendita proveniva direttamente o indirettamente da gas di proprietà di tale impresa, vanificando di fatto l'obiettivo perseguito dall'articolo 19 del decreto legislativo n. 164/00, ovvero realizzare condizioni di pluralità di offerta rispetto alla passata situazione di monopolio di fatto di Eni, attraverso l'imposizione di tetti sul gas immesso in capo all'operatore dominante. Nessuna specifica condotta abusiva è stata invece imputata a Snam Rete Gas, in quanto le regole di accesso alla rete di trasporto adottate da tale società non avrebbero potuto avere valenza discriminatoria nei confronti del gas non di provenienza EDGP in assenza della strategia abusiva posta in atto da quest'ultima.

I comportamenti accertati sono stati ritenuti in violazione dell'articolo 82 del Trattato CE, dal momento che erano volti a impedire la creazione di un mercato degli scambi intra-comunitari di gas

naturale capace, nel medio periodo, di abbattere le barriere tra singoli mercati della vendita e giungere alla definizione di un unico mercato del gas naturale.

Considerato che la condotta abusiva accertata consisteva precisamente nell'aver ostacolato o impedito l'ingresso sul mercato nazionale a imprese concorrenti, intenzionate a vendervi gas naturale acquistato da fornitori diversi da Eni, l'AGCM, congiuntamente all'imposizione di una sanzione simbolica di 1.000 euro, ha imposto a Eni di presentare entro 90 giorni dalla conclusione del procedimento una relazione contenente le misure che intendeva intraprendere per porre fine agli effetti derivanti dalla condotta abusiva accertata, con particolare riguardo alle attività di potenziamento dei gasdotti di trasporto esteri, allo scopo di favorire l'ingresso nel mercato italiano di nuovi operatori indipendenti.

Nel marzo 2003, Eni aveva presentato una relazione nella quale si assumeva, in particolare, l'impegno di potenziare i propri gasdotti internazionali TAG (che importa gas russo attraverso l'Austria) e TTPC (che importa gas algerino attraverso la Tunisia) a favore di terzi operatori, a partire dall'anno 2008. In seguito, tuttavia, Eni aveva affermato che le misure proposte relative al potenziamento dei gasdotti erano divenute economicamente insostenibili a causa di un possibile eccesso di offerta di gas sul mercato italiano, revocando le stesse e preannunciandone delle nuove, che sono state poi presentate all'Autorità nel febbraio 2004. In particolare, Eni proponeva un rinvio del potenziamento delle capacità dei gasdotti internazionali di alcuni anni (2011 per TAG e 2013 per TTPC), nel caso di realizzazione contestuale di almeno due terminali di rigassificazione di GNL da parte di altri soggetti, e di una offerta di cessioni di gas per un totale di 4 miliardi di metri cubi per quattro anni attraverso meccanismi di asta alla frontiera.

L'Autorità ha ritenuto che tali misure non fossero idonee a rimuovere la restrizione concorrenziale accertata e ha avviato, nel marzo 2004, un procedimento d'inottemperanza alla diffida dell'Autorità, ai sensi dell'articolo 15, comma 2 della legge n. 287/90.

Nell'aprile 2004, Eni ha presentato delle nuove misure, successivamente modificate e integrate nel giugno 2004, tali da poter essere valutate dall'Autorità come idonee a rimuovere le infrazioni accertate. In particolare, Eni si è impegnata alla vendita di determinati volumi di gas, su base pluriennale e a specifiche condizioni con riferimento al prezzo e alle modalità di cessione. Tale impegno è stato effettivamente attuato nel settembre 2004.

A conclusione del procedimento per inottemperanza, l'Autorità ha ritenuto che il comportamento di Eni, consistito nell'aver ingiustificatamente ritardato la presentazione e la realizzazione di misure idonee a rimuovere l'infrazione accertata nel novembre 2002, avesse limitato fortemente la possibilità per importatori indipendenti di immettere gas naturale sul mercato italiano della vendita, continuando in tal modo ad ostacolare il processo di liberalizzazione del mercato del gas naturale. Tenuto conto della gravità del comportamento di Eni, del significativo periodo di tempo per il quale si è protratta l'infrazione, della notevole dimensione economica dell'impresa e della necessità di assicurare l'efficacia deterrente della sanzione, l'Autorità ha ritenuto opportuno comminare un'ammenda di 4,5 milioni di euro.

ENI-TRANS TUNISIAN PIPELINE

Nel febbraio 2006, l'AGCM ha deliberato che l'Eni avesse posto in essere un abuso di posizione dominante ostacolando l'ingresso di operatori indipendenti, a partire dal marzo 2007, sul mercato nazionale dell'approvvigionamento all'ingrosso di gas naturale. La condotta accertata è consistita nell'aver interrotto la procedura di potenziamento del gasdotto TTPC, da tempo avviata, e per la quale erano stati firmati contratti di trasporto *ship or pay* con alcuni *shipper*.

L'Autorità ha comminato una sanzione pari a 290 milioni e ha imposto che Eni ponga termine ai comportamenti distorsivi della concorrenza, cedendo ad operatori terzi, tramite la propria controllata

Trans Tunisian Pipeline Company Ltd., capacità di trasporto addizionale sul gasdotto TTPC per 6,5 miliardi di metri cubi annui di gas entro il 1° ottobre 2008. Eni dovrà garantire l'entrata in servizio di una prima tranche della capacità addizionale, pari a 3,2 miliardi di metri cubi di gas, non oltre il 1° aprile 2008, e di una seconda tranche, pari a 3,3 miliardi di metri cubi di gas, non oltre il 1° ottobre 2008.

Inoltre, la decisione comporta per Eni l'obbligo a fornire all'Autorità la documentazione sulla procedura di allocazione della seconda tranche della capacità addizionale sul TTPC affinché si possa valutare se sia effettivamente improntata a criteri obiettivi e non discriminatori, oltre ad un obbligo di informativa all'Autorità sullo stato di avanzamento della procedura di allocazione della seconda tranche della capacità addizionale sul TTPC.

Secondo l'AGCM, l'abuso accertato, per il periodo marzo 2007 (data entro la quale originariamente avrebbe dovuto essere completato il potenziamento del gasdotto TTPC) e aprile 2008, determinerà il mancato ingresso sul mercato rilevante di 6,5 miliardi di metri cubi di gas. Per il restante periodo aprile 2008 - ottobre 2008 l'effetto è quantificato come mancato ingresso di 3,3 miliardi di metri cubi di gas. L'effetto cumulativo è dunque pari a 9,8 miliardi di metri cubi di gas su di un periodo di 19 mesi. Si tratta secondo l'AGCM di un volume di gas notevole, sia se rapportato al fabbisogno annuo di gas (pari ad 80 miliardi di metri cubi di gas nel 2004 ed a circa 86 miliardi di metri cubi nel 2005), sia se rapportato alla quota approvvigionata da Eni (pari a circa 53 miliardi di metri cubi nel 2004).

GESTIONE ED UTILIZZO DELLA CAPACITÀ DI RIGASSIFICAZIONE

In data 16 novembre 2005, l'AGCM ha deciso di avviare un'istruttoria, per presunto abuso di posizione dominante, nei confronti delle società Eni e Gnl Italia (a sua volta controllata da ENI, tramite Snam Rete Gas), in relazione a comportamenti che si sono osservati nell'attività di rigassificazione di gas naturale liquefatto.

L'iniziativa dell'Autorità origina da una segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, ricevuta lo scorso settembre, che evidenziava anomalie nella gestione ed utilizzo del servizio continuo di rigassificazione di gas naturale liquefatto presso il terminale di Panigaglia (SP).

L'AGCM ritiene che Eni e Gnl Italia possano aver messo in atto una strategia volta a precludere la possibilità da parte di soggetti terzi, concorrenti di Eni, di approvvigionare gas naturale liquefatto per il sistema nazionale del gas. Il terminale di rigassificazione di Panigaglia, gestito da Gnl Italia, costituisce infatti l'unica infrastruttura tramite la quale era, al momento in cui i fatti si sono svolti - ed è a tutt'oggi - possibile importare gas naturale liquefatto in Italia. A fronte di questo vincolo infrastrutturale, l'AGCM ha osservato che, negli anni termici 2002/2003 e 2003/2004, potrebbe avere avuto luogo un possibile accaparramento, da parte di Eni, di capacità di rigassificazione in eccesso rispetto alle proprie esigenze, e tale da saturare l'intera capacità continua del terminale di Panigaglia. Infatti, la capacità continua conferitale da Gnl Italia è stata superiore a quella che Eni ha utilizzato, e aveva programmato di utilizzare.

Inoltre risulterebbe che nell'anno termico 2003/2004, Gnl Italia avrebbe adottato un comportamento discriminatorio, in favore di Eni, rifiutando l'accesso alla capacità continua del terminale di rigassificazione ad operatori terzi: nell'agosto 2003 l'intera capacità continua di rigassificazione del terminale veniva assegnata ad Eni, nonostante già risultasse una previsione di utilizzo inferiore.

Secondo l'Autorità i comportamenti posti in atto da ENI e da GNL Italia potrebbero avere avuto l'effetto di impedire l'ingresso sul mercato dell'approvvigionamento all'ingrosso di gas naturale di quantitativi di gas naturale, sia pur non elevati, da parte di operatori indipendenti.

L'istruttoria dovrebbe concludersi entro il 31 ottobre 2006.

**CASSA DEPOSITI E PRESTITI/TRASMISSIONE ELETTRICITÀ RETE NAZIONALE-
GESTORE DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE**

In data 4 agosto 2005, l'AGCM ha autorizzato l'acquisizione, da parte della società Cassa Depositi e Prestiti, del 29,99% del capitale sociale della società T.E.R.N.A. e del ramo di azienda della società Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, alle seguenti condizioni:

a) In via transitoria: almeno 6 dei 7 consiglieri spettanti a CdP nel consiglio d'amministrazione di T.E.R.N.A. (nell'ipotesi di un Cda di 10 membri) dovranno essere nominati in base a caratteristiche di indipendenza per garantire una gestione improntata al rispetto dei principi di neutralità e imparzialità, senza discriminazione di utenti o categorie di utenti. La stessa proporzione dovrà essere mantenuta qualunque sia il numero dei membri del Cda.

b) In via transitoria: andrà rafforzato il Comitato di Consultazione, previsto dal Dpcm 11 maggio del 2004. Il Comitato dovrà esprimere un parere non vincolante sul progetto definitivo del piano di sviluppo della RTN (Rete di Trasmissione Nazionale) prima che questo sia presentato al Cda. IL Comitato potrà inoltre verificare lo stato di attuazione del piano di sviluppo.

c) In via definitiva: a decorrere dal 1° luglio 2007 ed entro i 24 mesi successivi, CdP dovrà cedere la partecipazione detenuta in Enel, pari al 10,2% del capitale sociale.

Come è evidente, si tratta di una serie di condizioni tese a garantire la terzietà della rete in un regime di accesso basato su condizioni obiettive e non discriminatorie.

4. Spunti conclusivi

Alla luce di quanto precedentemente esposto, si possono formulare alcuni spunti conclusivi.

Ben prima dell'indagine della Commissione, l'AGCM aveva terminato due indagini conoscitive nel settore dell'energia. L'AGCM ha pertanto accumulato una notevole *expertise* e non dimostra alcuna timidezza nell'affrontare tematiche particolarmente complesse, che spesso coincidono con il mandato del regolatore. Basti sul punto pensare all'istruttoria sui prezzi di borsa.

Praticamente in tutte le aree indicate dalla Commissione come prioritarie, l'AGCM ha già adottato varie decisioni di rilievo, con l'eccezione della tematica della concentrazione e quella delle clausole contrattuali nel mercato del gas. Peraltro, nel primo caso l'intervento dell'AGCM viene "provocato" dall'iniziativa privata ed è quindi normale che manchino decisioni in questo ambito, mentre nel secondo caso si tratta di un ambito ampiamente presidiato dalla normativa di settore, su cui si registra un'attiva vigilanza dell'AEEG.

L'AGCM ha fatto un uso innovativo dei suoi poteri. Le due decisioni in tema di concentrazione nel settore elettrico sono particolarmente significative. In particolare, nel caso della cd. quarta Genco, l'AGCM ha "superato" il legislatore che aveva sulla materia esplicitamente dettato norme e si era fermato a tre Genco. Analogamente, nel campo delle norme in tema di abuso di posizione dominante, la recente decisione di condanna di ENI per il mancato sviluppo del gasdotto tunisino appare una novità nella prassi decisionale.

A differenza della Commissione, l'AGCM ha finora deciso di comminare sanzioni rilevanti all'esito di istruttorie formali con cui ha condannato gli ex monopolisti sotto vari profili. La differenza nell'approccio in parte rispecchia la natura delle due istituzioni (l'AGCM ha meno margine per operare *moral suasion* e stringere accordi informali della Commissione).

Tuttavia, non è escluso che, sulla scorta dell'indagine della Commissione, si possa assistere ad una nuova fase nell'applicazione del diritto della concorrenza nel settore energetico, in cui provvedimenti formali si alternano con iniziative di natura maggiormente cooperativa, in cui le norme a tutela della concorrenza sono utilizzate non solo per punire, ma anche per sollecitare comportamenti costruttivi da parte delle imprese, che contribuiscano ad allentare le tensioni che tutt'ora gravano sul settore.

Pertanto, appare lecito attendersi uno stile di *enforcement* in cui si alternano interventi della Commissione e dell'AGCM, con la principale novità consistente – presumibilmente – in un mix diverso fra decisioni formali e *settlements*, rispetto alla fase attuale caratterizzata da un'assoluta prevalenza delle prime sui secondi.