

concentrazione. L'operazione, tardivamente comunicata, riguardava l'acquisizione del controllo esclusivo della società di diritto bulgaro Paper Factory Stambolijski A.D. (PFS), attiva nella produzione e commercializzazione di carta per uso alimentare e di qualità elevata, di carta per ondulatori, di sacchi e buste per uso industriale.

L'Autorità ha ritenuto che l'operazione, comportando l'acquisizione del controllo di un'impresa, costituiva una concentrazione ai sensi dell'articolo 5, comma 1, lettera *b*), della legge n. 287/90 e risultava soggetta all'obbligo di comunicazione preventiva, in quanto il fatturato realizzato a livello nazionale nell'ultimo esercizio dall'insieme delle imprese interessate era superiore alla soglia di cui all'articolo 16, comma 1, della medesima legge. Nel determinare l'ammontare della sanzione, l'Autorità ha tenuto conto dell'assenza di dolo, della comunicazione spontanea, benché tardiva, dell'operazione, del breve lasso di tempo intercorso tra la conclusione dell'operazione e la sua comunicazione (circa 3 mesi), nonché della modesta incidenza concorrenziale dell'operazione. Sulla base di tali elementi, l'Autorità ha comminato alla società Mondi una sanzione amministrativa di 5 mila EUR.

Attività di segnalazione

ESECUZIONE DEI LAVORI RIGUARDANTI LE BARRIERE E PROTEZIONI STRADALI

Nel luglio 2006, l'Autorità ha inviato al Governo e all'Autorità per la vigilanza sui lavori pubblici una segnalazione, ai sensi dell'articolo 21 della legge n. 287/90, in merito alla modifica dell'articolo 18, comma 8, del decreto del Presidente della Repubblica n. 34/2000 in materia di esecuzione dei lavori rientranti nella categoria OS12 (*Barriere e protezioni stradali*), introdotta dall'articolo 1 del decreto del Presidente della Repubblica 10 marzo 2004, n. 93. Tale disposizione ha previsto, quale requisito per la partecipazione alle gare per la fornitura e l'installazione di barriere stradali di importo pari o superiore a 1 milione di EUR (Categoria III), che l'impresa debba possedere una certificazione di sistema di qualità conforme alle norme europee della serie UNI EN ISO 9001/2000 relativamente non solo al montaggio e alla installazione, ma anche alla produzione dei beni oggetto della fornitura.

L'Autorità ha ritenuto che tale previsione non fosse conforme ai principi in materia di libera concorrenza. L'imposizione a carico delle imprese dell'obbligo di conseguire la certificazione del sistema di qualità anche per la produzione dei beni avrebbe determinato infatti una significativa riduzione del numero dei potenziali partecipanti alle procedure concorsuali con conseguente riduzione dell'offerta, soprattutto alla luce del numero esiguo di imprese costruttrici presenti sul territorio nazionale, pari a sei, a fronte di un numero di imprese installatrici assai superiore (circa 250). La modifica normativa, inoltre, limitando di fatto il novero dei soggetti ammessi alle gare alle sole imprese produttrici di barriere, era suscettibile di agevolare il coordinamento dei reciproci comportamenti in sede di gara.

L'Autorità ha rilevato che il possesso della duplice certificazione non appariva coerente con quanto normalmente previsto nell'ambito delle procedure concorsuali, le quali distinguono le due fasi della produzione e dell'installazione, né configurava un onere funzionale e proporzionato rispetto all'esigenza di garantire la sicurezza stradale. Infatti, la qualifica di costruttore non assicura requisiti qualitativi più elevati nell'esecuzione dell'opera; inoltre l'installazione verrebbe comunque curata dalle aziende installatrici, cui le imprese costruttrici ricorrerebbero attraverso l'istituto del subappalto.

ENERGIA ELETTRICA, GAS NATURALE E SERVIZI IDRICI

ENERGIA ELETTRICA

Nel corso del 2006, l'Autorità ha concluso un procedimento istruttorio ai sensi dell'articolo 82 del Trattato Ce nei mercati all'ingrosso di energia elettrica, accettando gli impegni proposti dalle imprese, senza accertare l'infrazione (COMPORTAMENTI RESTRITTIVI SULLA BORSA ELETTRICA). Ha inoltre avviato due procedimenti per inottemperanza all'obbligo di comunicazione preventiva di operazioni di concentrazione (ACEA/ELECTRABEL ELETTRICITÀ-ALP/ENERGIE ITALIA; AAR E TICINO DI ELETTRICITÀ-EN PLUS/MIRANT GENERATION SAN SEVERO). Infine, l'Autorità ha effettuato due interventi di segnalazione (SEGNALAZIONE SULLE MODALITÀ DI ALIENAZIONE DELLE

PARTECIPAZIONI AZIONARIE DI ENEL IN EUROGEN, ELETTOGEN ED INTERPOWER; SEGNALAZIONE SULLA DISCIPLINA ATTINENTE LE INCENTIVAZIONI ALLA PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI E ASSIMILATE). Al 31 marzo 2007, è in corso di svolgimento un'indagine conoscitiva sul grado di apertura dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale (STATO DELLA LIBERALIZZAZIONE DEI SETTORI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE).

Abusi

COMPORTAMENTI RESTRITTIVI SULLA BORSA ELETTRICA

Nel dicembre 2006, l'Autorità ha concluso un procedimento istruttorio, ai sensi dell'articolo 82 del Trattato Ce, nei confronti della società Enel Spa e della sua controllata Enel Produzione Spa in relazione a taluni comportamenti posti in essere nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica, accettando gli impegni proposti dalle medesime società ai sensi dell'articolo 14-ter, comma 1, della legge n. 287/90 e chiudendo il procedimento senza accertare l'infrazione. L'istruttoria era stata avviata a seguito di una segnalazione inviata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in merito ad alcune anomalie, riscontrate nel giugno 2004 e nel gennaio 2005, sia nel livello dei prezzi di acquisto dell'energia elettrica (PUN) nel mercato del giorno prima, sia nei vari prezzi zonali corrisposti ai produttori o grossisti in relazione al luogo di immissione dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale. A seguito di tale inconsueto andamento del PUN e della volatilità geografica dei prezzi di equilibrio dal lato dell'offerta, si erano venute a creare delle anomalie nel corrispettivo associato all'utilizzo della capacità di trasporto (CCT). L'Autorità ha considerato che gli elementi forniti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas inducessero a ritenere che, al di là delle condotte specifiche tenute nei cosiddetti giorni critici, Enel, a partire dall'avvio della borsa elettrica (1° aprile 2004), avesse posto in essere condotte abusive volte a estendere tale potere su più aree geografiche rilevanti, limitando la capacità competitiva dei terzi, in particolare nei due mercati rilevanti del Nord e della Sardegna, aumentando i costi dei concorrenti e ostacolando, in definitiva, l'instaurarsi di assetti competitivi nel settore. In particolare, l'istruttoria era volta ad accertare se Enel, tramite la propria controllata Enel Produzione, avesse utilizzato la posizione di assoluta indispensabilità

detenuta nella macroarea Sud al fine di determinare i flussi in importazione da o esportazione verso altre macroaree, in maniera tale da sfruttare il proprio ruolo di potenzialità attiva o passiva in queste ultime ed estendere la propria capacità di fissare il prezzo nei vari ambiti zonal. Tale strategia avrebbe avuto l'effetto di penalizzare i concorrenti di Enel in un duplice modo: in via diretta, attraverso l'instaurarsi di prezzi zonal particolarmente differenziati, Enel avrebbe abbassato i ricavi da generazione percepiti dai concorrenti che cedevano energia sul mercato del giorno prima nelle zone a basso prezzo rispetto a quelle percepibili nelle altre zone del territorio (su cui Enel era molto più presente); in via indiretta, attraverso la determinazione di un elevato corrispettivo di capacità di trasporto (CCT), Enel avrebbe aumentato i costi dei propri concorrenti sui mercati rilevanti e avrebbe reso loro più difficile l'attuazione di politiche aggressive verso la clientela finale.

Da un punto di vista merceologico, l'Autorità ha considerato rilevante il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, il quale risulta definito dall'insieme dei contratti di compravendita di energia elettrica stipulati *i)* nella borsa elettrica (anche detto "sistema delle offerte", il cui accesso è facoltativo), ovvero *ii)* tramite un sistema di scambi decentrati basati su una contrattazione bilaterale tra produttori/grossisti e clienti idonei (intermediari o finali). In tale mercato sono attivi dal lato dell'offerta gli operatori, produttori o grossisti, che dispongono di fonti primarie di energia, sia generata sul territorio nazionale, sia di origine estera, immessa in Italia attraverso la capacità di interconnessione transfrontaliera esistente; dal lato della domanda, si approvvigionavano invece *i)* i grandi clienti industriali, direttamente o tramite grossisti intermediari, e *ii)* l'Acquirente Unico che centralizza gli acquisti all'ingrosso di energia elettrica per il soddisfacimento del fabbisogno del mercato vincolato.

Da un punto di vista geografico, l'Autorità ha individuato quattro distinti mercati rilevanti, corrispondenti alle macroaree Nord, Sud, Sicilia e Sardegna. La suddivisione in mercati zonal è derivata dall'operare congiunto di un meccanismo di formazione dei prezzi dell'energia elettrica nella borsa legato alla presenza di vincoli di capacità di trasmissione tra zone limitrofe. Più in particolare, la necessità di veicolare flussi di energia elettrica tra le diverse zone del territorio, da quelle in eccedenza a quelle deficitarie, nella misura in cui satura la capacità di trasporto, genera il fenomeno delle cosiddette "congestionazioni di rete" e, quindi, la valorizzazione dell'energia immessa a prezzi zonal distinti. La peculiarità del sistema elettrico nazionale è dunque quella di

garantire una remunerazione dell'energia elettrica ceduta a prezzi diversi di equilibrio, a seconda della zona geografica in cui viene immessa l'energia stessa, a fronte di un unico prezzo di acquisto su tutto il territorio nazionale (PUN), corrisposto dai consumatori a prescindere dalla zona in cui viene prelevata l'energia elettrica.

Nel corso del procedimento l'Autorità ha rilevato innanzitutto come, nel 2004, tali mercati zionali fossero estremamente concentrati, molto vicini a situazioni di monopolio, fatta eccezione per la macrozona Nord; in ciascuno di essi Enel, tramite Enel Produzione, deteneva un significativo potere di mercato derivante i) dall'indispensabilità, assoluta o relativa, nella determinazione dei prezzi di equilibrio zionali, con indici di frequenza nella fissazione del prezzo mai inferiori all'80-90% delle ore nelle diverse macroaree; ii) dalla quota di mercato sulle offerte accettate in borsa, stabilmente superiore, in misura pari al doppio, a quella dei principali concorrenti in tutte le macroaree; iii) dalla disponibilità, a differenza di tutti gli altri operatori presenti sui mercati rilevanti, di capacità di generazione uniformemente ripartita sul territorio nazionale e comprendente tutte le tipologie di impianti che concorrono alla definizione dell'ordine di merito tecnologico; infine, iv) dalla percezione, da parte del mercato, del ruolo di Enel Produzione quale operatore dominante e, specificamente, quale operatore in grado di influenzare la formazione dei prezzi di equilibrio in borsa. Tali elementi caratterizzavano, nel 2004, il modello di concorrenza nella borsa elettrica del tipo *leader-followers*, in cui Enel Produzione rivestiva nelle quasi totalità delle ore il ruolo di operatore marginale (ossia che fissa il prezzo) in tutte le macroaree, contribuendo a rendere stabile l'asimmetria fra Enel e i concorrenti e la sua situazione di potenza economica.

In risposta alle criticità di natura concorrenziale emerse nel corso del procedimento, Enel ed Enel Produzione hanno presentato nell'ottobre 2006 impegni, successivamente modificati e integrati, ai sensi dell'articolo 14-ter della legge n. 287/90. Essi si sostanziavano principalmente nell'offerta a cedere capacità virtuale per il biennio 2007-2008 nella macrozona Sud nella forma di contratti di copertura finanziaria. In particolare, Enel si è impegnata a cedere capacità virtuale pari a 1.000 MW nel 2007 e a 700 MW nel 2008, previa verifica della pivotalità detenuta nei mercati rilevanti, singolarmente e congiuntamente, nelle macrozone Nord e Sud.

L'Autorità ha ritenuto che gli impegni offerti da Enel per l'anno 2007 fossero tali da ridurre sensibilmente il livello di pivotalità nei mercati rilevanti e quindi, nel

breve termine, l'incentivo a esercitare unilateralmente il potere di determinazione dei prezzi sul mercato a livelli superiori a quelli contrattuali, facendo venire meno i profili anticoncorrenziali oggetto dell'istruttoria. L'Autorità ha inoltre considerato che, con riferimento all'anno 2008, l'impegno a cedere 700 MW di capacità virtuale dovrà tenere conto delle effettive condizioni strutturali e concorrenziali nei mercati rilevanti e in particolare dell'effettivo ingresso di capacità di generazione e di transito e del livello di pivotalità di Enel.

Inottemperanze

ACEA ELECTRABEL ELETTRICITÀ – ALPENERGIE ITALIA

Nel febbraio 2007, l'Autorità ha avviato un procedimento istruttorio nei confronti della società AceaElectrabel Elettricità Spa, attiva nella commercializzazione e vendita di energia elettrica e gas, per violazione dell'obbligo di comunicazione preventiva delle operazioni di concentrazione. L'operazione non comunicata consisteva nell'acquisizione da parte di AceaElectrabel Elettricità dell'intero capitale della società AlpEnergie Italia Spa, in precedenza controllata in via esclusiva dalla società belga Electrabel SA. Poiché AceaElectrabel Elettricità è controllata congiuntamente, seppure indirettamente, da Acea Spa e da Electrabel SA, l'operazione ha determinato l'acquisizione del controllo congiunto di Acea Spa su AlpEnergie.

L'Autorità ha considerato che l'operazione, comportando l'acquisizione del controllo di un'impresa, costituiva una concentrazione ai sensi dell'articolo 5, comma 1, lettera b) della legge n. 287/90 e risultava altresì soggetta all'obbligo di comunicazione preventiva, in quanto il fatturato totale realizzato nell'ultimo esercizio a livello nazionale dalle imprese interessate è risultato superiore alla soglia di cui all'articolo 16, comma 1, della stessa legge. Al 31 marzo 2007, l'istruttoria è in corso.

AAR E TICINO DI ELETTRICITÀ/EN PLUS - MIRANT GENERATION SAN SEVERO

Nel gennaio 2007, l'Autorità ha avviato un procedimento istruttorio nei confronti della società En Plus Srl e della sua controllante Aar e Ticino di Elettricità SA per violazione dell'obbligo di comunicazione preventiva delle operazioni di

concentrazione. L'operazione, tardivamente comunicata, consisteva nell'acquisizione, da parte di En Plus, dell'intero capitale sociale di Mirant Generation San Severo Srl, attiva nella produzione, importazione, esportazione e commercializzazione di energia elettrica.

L'Autorità ha considerato che l'operazione, comportando l'acquisto del controllo esclusivo di un'impresa, costituiva una concentrazione ai sensi dell'articolo 5, comma 1, lettera b) della legge n. 287/90 e risultava altresì soggetta all'obbligo di comunicazione preventiva, in quanto il fatturato totale realizzato nell'ultimo esercizio a livello nazionale dalle imprese interessate è risultato superiore alla soglia di cui all'articolo 16, comma 1, della stessa legge. Al 31 marzo 2007, l'istruttoria è in corso.

Attività di segnalazione

MODALITÀ DI ALIENAZIONE DELLE PARTECIPAZIONI AZIONARIE DI ENEL IN EUROGEN, ELETTRROGEN E INTERPOWER

Nel luglio 2006, l'Autorità ha inviato al Governo e alle Camere una segnalazione, ai sensi degli articoli 21 e 22 della legge n. 287/90, contenente alcune osservazioni in ordine alle distorsioni della concorrenza e del corretto funzionamento del mercato che possono derivare dall'attuale formulazione del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 8 novembre 2000, recante "*Modalità di alienazione delle partecipazioni azionarie di Enel S.p.A. in Eurogen S.p.A., Elettrogen S.p.A. e Interpower S.p.A.*", che limita al 30% la misura della partecipazione di enti pubblici o imprese pubbliche, italiane o estere, in tali società, per un periodo di almeno cinque anni. Tale limite fu introdotto, coerentemente con la filosofia ispiratrice del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, al fine di accompagnare il processo di liberalizzazione del settore dell'energia elettrica con un'effettiva privatizzazione dei soggetti imprenditoriali, permettendo così l'entrata di nuovi operatori privati in un mercato tradizionalmente riservato all'imprenditoria pubblica. Ciò avrebbe stimolato la creazione di un'effettiva concorrenza nel mercato della generazione, con effetti benefici sul sistema in generale. In seguito all'acquisizione del controllo congiunto da parte di Electricité de France (EdF) e AEM su Edison, tuttavia, tale limite è stato superato. Edison infatti, in seguito alla dismissione delle cosiddette GenCo da parte di Enel,

possiede la totalità delle azioni di EdiPower, ex Eurogen. Di conseguenza quest'ultima è controllata in via indiretta da AEM, controllata dal Comune di Milano, e da EdF, controllata dal governo francese.

A tale riguardo, l'Autorità ha evidenziato che il superamento del limite del 30% posto dal citato decreto rappresenta una distorsione dell'assetto del mercato suscettibile di pregiudicare l'evoluzione concorrenziale, in quanto avvantaggia in maniera discriminatoria AEM ed EdF, mentre altre imprese pubbliche che si sono attenute alle disposizioni del decreto non sono potute crescere tramite acquisizioni e fusioni.

L'Autorità ha rilevato che la situazione venutasi a creare è in parte riconducibile al fatto che il superamento di tale limite non è associato ad alcun meccanismo correttivo. In considerazione di ciò, l'Autorità ha sollecitato la rapida adozione di tutte le iniziative che possano risultare idonee a far cessare la violazione della norma e a ripristinare una situazione di mercato tale da garantire il corretto svolgimento della concorrenza tra gli operatori.

DISCIPLINA ATTINENTE LE INCENTIVAZIONI ALLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI E ASSIMILATE (IL COSIDDETTO REGIME CIP 6/92)

Nel luglio 2006, l'Autorità, nell'esercizio dei poteri di cui all'articolo 21 della legge n. 287/90, ha inviato al Governo, al Parlamento e all'Autorità per l'energia elettrica e il gas una segnalazione riguardante i possibili effetti distorsivi della concorrenza derivanti dal meccanismo di incentivazione delle fonti di energia rinnovabili previsto all'articolo 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, riguardante "*Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali*" e attuato dal Comitato Interministeriale Prezzi con delibera n. 6 del 29 aprile 1992 (di seguito CIP 6/92).

Il sistema previsto da tale provvedimento, in realtà, non era finalizzato esclusivamente alla mera promozione dell'energia elettrica derivanti da fonti rinnovabili e assimilate, ma più in generale mirava a stimolare l'autoproduzione di energia elettrica in deroga alla riserva legale di Enel Spa nella generazione, e a offrire una soluzione alla carenza di capacità di produzione di energia elettrica manifestata in quel periodo. Erano infatti ammessi al regime sia gli impianti alimentati da fonti rinnovabili che assimilate

e, fra queste ultime, erano ricompresi gli impianti che utilizzano calore di risulta, fumi di scarico e altre forme di energia recuperabile in processi e impianti, quelli che usano gli scarti di lavorazione e/o di processi e quelli che utilizzano fonti fossili prodotte solo da giacimenti minori isolati. Il regime incentivante riguardava le eccedenze di produzione non autoconsumate. Laddove l'impianto fosse stato ammesso ai benefici del programma CIP 6/92, le quantità eccedenti venivano remunerate da Enel sulla base di una convenzione basata su parametri incentivanti, tali da permettere una remunerazione maggiore rispetto a quella di mercato per gli investimenti effettuati in tali impianti. Il prezzo pagato da Enel si riferiva al costo evitato di produzione più una componente incentivante correlata ai maggiori costi della specifica tecnologia dell'impianto di produzione, legata a una rata di ammortamento annua variabile per ciascuna tipologia di impianto, della durata di otto anni e remunerata a un tasso del 7%. Infine, l'onere derivante dalla gestione di tale sistema di remunerazione dell'energia elettrica incentivata era posto a carico dei clienti elettrici soggetti a regime tariffario.

A tale riguardo, l'Autorità ha rilevato che, nella sua concreta applicazione, il regime di incentivazione presentava talune ambiguità relative al quadro regolatorio di riferimento e alla scelta di mantenere inalterate alcune posizioni acquisite non sempre coerenti con l'interesse generale alla base del sistema.

In primo luogo, il sistema di aggiornamento dei prezzi di remunerazione dell'energia elettrica incentivata si è cristallizzato nel tempo, non tenendo conto dei reali guadagni di efficienza avvenuti con l'evoluzione tecnologica. Al tempo stesso la durata delle convenzioni è stata estesa ben oltre il "ragionevole e congruo" lasso temporale necessario per il recupero degli investimenti (nella prassi i contratti CIP 6/92 hanno una durata fra i 15 e i 20 anni). L'effetto della mancata revisione della remunerazione garantita fa sì che i beneficiari vengono di fatto favoriti al di là delle finalità incentivanti del regime. Inoltre, tale effetto è amplificato dall'attribuzione di tali benefici anche agli impianti alimentati da fonti assimilate, che in realtà dal punto di vista tecnologico e dei costi non differiscono di molto dagli impianti tradizionali. In questa maniera vengono posti in una situazione di svantaggio proprio gli impianti più competitivi o innovativi, in quanto gli impianti sovvenzionati, a prescindere dal loro grado di efficienza, trovano comunque uno sbocco nel mercato a condizioni economicamente sostenibili. L'energia prodotta dai generatori sovvenzionati viene

infatti obbligatoriamente ritirata e destinata a soddisfare una quota della domanda di energia nazionale.

Nonostante il decreto legislativo n. 79/99 abbia profondamente modificato il sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili, l'Autorità ha rilevato che le distorsioni sopra descritte non sono state sanate. In particolare, l'energia elettrica incentivata viene acquistata dai clienti idonei a prezzi, stabiliti annualmente dal Ministero, più bassi di quelli di mercato, a fronte di una remunerazione dei generatori convenzionati ben superiore. Questo effetto è assicurato dalla previsione del decreto di liberalizzazione secondo la quale tale energia viene spacciata in via prioritaria nel sistema elettrico, in maniera da assicurarne il completo assorbimento. Insieme alla elevata remunerazione garantita, questo sistema si traduce nel soddisfacimento di una buona parte della domanda nazionale di energia elettrica (circa il 20% a oggi) con impianti di generazione la cui logica di produzione non è guidata da meccanismi di mercato. Infine, il mantenimento di questo sistema di incentivazione, sebbene destinato a esaurirsi nel medio periodo (6-7 anni) con la scadenza delle concessioni, può avere un impatto negativo sugli incentivi alla realizzazione di nuovi investimenti nella generazione. Infatti, un impianto con una tecnologia produttiva paragonabile a quella oggetto di incentivazione risulterebbe oggi sfavorito sia in termini di remunerazione dell'energia elettrica prodotta che di accesso al mercato. L'Autorità ha infine rilevato che un meccanismo di incentivazioni più vicino a logiche di mercato appare essere quello dei Certificati Verdi che, dall'avvio della liberalizzazione del settore, affianca il regime CIP 6/92 per la promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. La componente incentivante, infatti, non è determinata in via amministrativa, ma dallo stesso mercato, che determina il valore dei diritti di produzione di energia riconosciuti agli impianti alimentati da energia rinnovabile.

In conclusione, l'Autorità, anche in vista della completa liberalizzazione della vendita di energia elettrica, che avverrà il 1° luglio 2007, ha auspicato un'urgente revisione del regime di incentivazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate, sia per attenuare le distorsioni evidenziate che per ridurre di conseguenza l'onere in capo ai consumatori che tale sistema comporta.

GAS NATURALE

Nel periodo di riferimento, l'Autorità ha concluso un procedimento ai sensi dell'articolo 82 del Trattato CE con riferimento alla gestione e all'utilizzo dei terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto, accettando gli impegni proposti dall'impresa senza accertare l'infrazione (GESTIONE E UTILIZZO DELLA CAPACITÀ DI RIGASSIFICAZIONE); l'Autorità ha inoltre concluso quattro procedimenti per inottemperanza, rispettivamente, all'obbligo di comunicazione preventiva della costituzione di società separata ai sensi dell'articolo 8, comma 2-ter della legge n. 287/90 (AGESP-AGESP DUE), e di operazioni di concentrazione (ITALCOGIM VENDITE-ASM VIGEVANO E LOMELLINA-AZIENDA SERVIZI MORTARA/ASM ENERGIA; ITALCOGIM VENDITE-ASM VIGEVANO E LOMELLINA/ASM ENERGIA; NATURAL GAS-COMUNE DI FRANCAVILLA AL MARE-ALENTO GAS). L'Autorità ha infine effettuato due interventi di segnalazione in merito a disposizioni restrittive della concorrenza (PARERE SUL TRASPORTO INTERNAZIONALE DI GAS TRAMITE IL GASDOTTO TTPC; PARERE SULLO SCHEMA DI PIANO NAZIONALE DI ASSEGNAZIONE DELLE QUOTE DI EMISSIONI PER IL PERIODO 2008-2012)

Abusi

GESTIONE E UTILIZZO DELLA CAPACITÀ DI RIGASSIFICAZIONE

Nel marzo 2007, l'Autorità ha concluso un procedimento istruttorio, ai sensi dell'articolo 82 del Trattato CE, nei confronti della società ENI Spa e delle controllate GNL Italia Spa e Snam Rete Gas Spa in relazione a taluni comportamenti posti in essere nel mercato della gestione ed utilizzo del servizio di rigassificazione di gas naturale liquido (Gnl) del terminale di Panigaglia, accettando gli impegni proposti da ENI ai sensi dell'articolo 14-ter, comma 1 della legge n. 287/90 e chiudendo il procedimento senza accertare l'infrazione. L'istruttoria era stata avviata a seguito di una segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas secondo la quale, nel corso degli anni 2002-2003 e 2003-2004, GNL Italia, pur avendo ampia capacità non utilizzata presso il terminale di Panigaglia (SP), non l'aveva resa disponibile per i concorrenti.

Il servizio di rigassificazione consiste nella ricezione, scarico, stoccaggio e riconversione di Gnl in gas naturale, con riconsegna di quest'ultimo in uscita dal

terminale per l'immissione nella rete nazionale dei gasdotti. Dal lato della domanda, operano i soggetti che intendono importare Gnl nel mercato nazionale e che, per la sua riconversione in gas naturale, necessitano di accedere al servizio di rigassificazione. Dal lato dell'offerta, è presente soltanto GNL Italia come gestore dell'unico terminale di rigassificazione in esercizio sull'intero territorio nazionale. In quanto controparte obbligata, GNL Italia detiene una posizione dominante nel mercato dell'accesso alla capacità di rigassificazione del terminale di Panigaglia. Eni, la controllante di GNL Italia, è verticalmente integrata nel mercato a valle dell'approvvigionamento all'ingrosso di gas per il mercato italiano. In tale ultimo mercato, l'Autorità ha prospettato, in sede di avvio dell'istruttoria, che ENI detenesse una posizione dominante derivante, oltre che dalla rilevante quota di mercato detenuta, superiore al 70% del totale del gas approvvigionato direttamente o indirettamente, dalla circostanza che i contratti di lungo periodo, sottoscritti da ENI nell'imminenza dell'approvazione della direttiva 90/38/CE, hanno consentito e consentiranno a ENI ancora per diversi anni di continuare a detenere quote consistenti dell'incremento annuo di domanda di gas. Eni beneficia inoltre dei vantaggi derivanti dall'integrazione verticale in tutte le diverse fasi della filiera ed è, dunque, 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, nonché di influenzare le dinamiche concorrenziali sul mercato a valle della vendita.

I comportamenti oggetto dell'istruttoria si riferivano all'ingiustificato rifiuto da parte di GNL Italia di concedere l'accesso alla capacità di rigassificazione del terminale di Panigaglia ai terzi che ne avevano fatto richiesta per l'anno 2003-2004 e all'accaparramento da parte di ENI dell'intera capacità di rigassificazione del terminale negli anni termici 2002-2003 e 2003-2004, pari a 5,5 milioni di metri cubi di GNL, a fronte della programmazione ed effettivo utilizzo del terminale per volumi significativamente inferiori. L'Autorità ha ritenuto che tali comportamenti, considerati nel loro insieme e in una logica di gruppo, potessero realizzare una complessa strategia escludente, posta in atto da ENI e dalla sua controllata GNL Italia sul mercato dell'accesso alla capacità di rigassificazione del terminale di Panigaglia, unitariamente volta a precludere la possibilità a soggetti terzi, in concorrenza con ENI nel mercato a valle dell'approvvigionamento all'ingrosso di gas naturale, di fornire GNL per il sistema nazionale del gas. Nell'aprile 2006, l'Autorità ha deliberato l'estensione

soggettiva dell'istruttoria nei confronti della società Snam Rete Gas Spa e l'ampliamento oggettivo dell'istruttoria in relazione all'anno termico 2004-2005, essendo emersi nuovi elementi riferibili a ENI, a Snam Rete Gas e a GNL Italia, nell'ambito di una unitaria strategia escludente dei concorrenti dall'accesso al terminale.

Nel novembre 2006, ENI presentava degli impegni all'Autorità, ai sensi dell'articolo 14-ter della legge n. 287/90, consistenti nella cessione di gas naturale secondo due possibili modalità alternative - allocazione pro quota o procedura d'asta; nella prima ipotesi il quantitativo allocato sarebbe stato complessivamente pari a 1,5 miliardi di metri cubi, al prezzo di 27,06 eurocent/mc; in caso di allocazione del gas mediante procedura d'asta, il quantitativo di gas sarebbe potuto aumentare sino a un massimo di 2 miliardi di metri cubi, a seconda del livello del prezzo medio di aggiudicazione.

A seguito della consultazione pubblica e alla luce delle osservazioni pervenute dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, ENI ha proposto delle modifiche accessorie a questi impegni. In particolare, ENI si è impegnata a cedere il gas con allocazione pro-quota per due anni, a partire dal 1° ottobre 2007, aumentando i volumi ceduti a 4 miliardi di mc e riducendo il prezzo a 26,45 eurocent/mc. L'Autorità ha ritenuto che questi impegni rispondessero ai profili anticoncorrenziali oggetto dell'istruttoria e ha quindi deliberato la chiusura del procedimento nei confronti di ENI, Snam Rete Gas e GNL Italia, senza accertare l'infrazione ai sensi dell'articolo 14ter, comma 1, della legge n. 287/90 e disponendo l'obbligatorietà degli impegni assunti.

Separazioni societarie

AGESP - AGESP DUE

Nel settembre 2006, l'Autorità ha concluso un procedimento istruttorio nei confronti della società Agesp Spa, controllata dal comune di Busto Arsizio e attiva nella distribuzione di gas metano, nel servizio idrico integrato e igiene ambientale, per inottemperanza all'obbligo di comunicazione preventiva, ai sensi dell'articolo 8, comma 2-ter della legge n. 287/90, della costituzione della società Agesp Due Spa. Quest'ultima società era stata costituita nel dicembre 2005 ai sensi dell'articolo 8,

comma 2-bis della medesima legge per lo svolgimento dell'attività di gestione calore e dei servizi post-contatore nel comune di Busto Arsizio e in altri delle province di Milano e Varese. Infatti, Agesp, affidataria esclusiva del servizio di distribuzione del gas naturale, è impresa che esercita un servizio di interesse economico generale in monopolio legale ai sensi dell'articolo 8, comma 2 della legge n. 287/90 ed è pertanto obbligata a operare mediante società separata in mercati diversi da quelli in cui è titolare dell'esclusiva.

Dal punto di vista merceologico, l'Autorità ha ritenuto che l'attività di servizi post contatore, consistente nella installazione, verifica e manutenzione degli impianti a valle del contatore installato al punto di consegna all'utente finale costituisce un mercato diverso da quello di distribuzione del gas naturale e pertanto l'operazione era soggetta all'obbligo di comunicazione preventiva di cui all'articolo 8, comma 2-ter della legge n. 287/90. Nel determinare l'ammontare della sanzione prevista dall'articolo 8, comma 2-sexies della legge n. 287/90, l'Autorità ha tenuto conto dell'assenza di dolo, della comunicazione spontanea benché tardiva dell'operazione, nonché del ridotto lasso temporale tra la data di scadenza del termine per l'obbligo di comunicazione e la data dell'effettiva comunicazione. Sulla base di tali elementi, l'Autorità comminato alla società Agesp una sanzione amministrativa di 5 mila EUR.

Inottemperanze

ITALCOGIM VENDITE – ASM VIGEVANO E LOMELLINA – AZIENDA SERVIZI MORTARA /ASM ENERGIA

Nel maggio 2006, l'Autorità ha concluso un procedimento istruttorio nei confronti delle società Italcogim Vendite Spa, ASM Vigevano e Lomellina Spa e Azienda Servizi Mortara Spa per inottemperanza all'obbligo di comunicazione preventiva delle operazioni di concentrazione. L'operazione, tardivamente comunicata, riguardava l'acquisizione del controllo congiunto dell'impresa risultante dall'incorporazione di AS Mortara Energia Srl in ASM Energia Spa, società sottoposta fino a quel momento al controllo congiunto di Italcogim Vendite e ASM Vigevano e, a seguito della concentrazione, al controllo congiunto delle stesse società e di Azienda

Servizi Mortara. La società di cui è stato acquisito il controllo congiunto è attiva nella fornitura di gas naturale e dei relativi servizi ancillari ai clienti residenziali in Italia.

L'Autorità ha considerato che l'operazione, comportando l'acquisizione del controllo congiunto dell'impresa risultante dall'incorporazione di AS Mortara Energia in ASM Energia, costituiva una concentrazione ai sensi dell'articolo 5, comma 1, lettera *a*), della legge n. 287/90 e risultava inoltre soggetta all'obbligo di comunicazione preventiva all'Autorità stessa, in quanto il fatturato realizzato dall'insieme delle imprese interessate era superiore alla soglia di cui all'articolo 16, comma 1, della stessa legge. Tenuto conto dell'assenza di dolo, della comunicazione spontanea dell'operazione, nonché della modesta incidenza concorrenziale dell'operazione, l'Autorità ha comminato a ciascuna delle società Italcogim Vendite, ASM Vigevano e AS Mortara una sanzione amministrativa di 5 mila EUR.

ITALCOGIM VENDITE – ASM VIGEVANO E LOMELLINA /ASM ENERGIA

Nel maggio 2006, l'Autorità ha concluso un procedimento istruttorio nei confronti della società Italcogim Vendite Spa, attiva nella vendita di gas naturale, per inottemperanza all'obbligo di comunicazione preventiva di un'operazione di concentrazione. L'operazione, tardivamente comunicata, consisteva nell'acquisizione, da parte di Italcogim Vendite, del controllo congiunto di ASM Energia, attiva nella fornitura di gas naturale e dei relativi servizi ancillari ai clienti residenziali in Italia, in precedenza controllata in via esclusiva da ASM Vigevano e Lomellina Spa, di proprietà del comune di Vigevano. In particolare, nel luglio 2003 Italcogim Vendite, in esito a una procedura a evidenza pubblica, aveva acquistato il 40% del capitale sociale di ASM Energia da ASM Vigevano. Lo statuto di ASM Energia prevedeva che il consiglio di amministrazione, composto di tre componenti, uno dei quali nominati da Italcogim Vendite e due da ASM Vigevano e Lomellina, deliberasse all'unanimità in ordine alle strategie commerciali della società.

L'Autorità ha considerato che l'operazione, comportando l'acquisizione del controllo congiunto di un'impresa, costituiva una concentrazione ai sensi dell'articolo 5, comma 1, lettera *b*) della legge n. 287/90 e risultava pertanto soggetta all'obbligo di comunicazione preventiva all'Autorità stessa, in quanto il fatturato realizzato dall'insieme delle imprese interessate era superiore alla soglia di cui all'articolo 16,

comma 1, della stessa legge. Tenuto conto della modesta incidenza concorrenziale dell'operazione, dell'assenza di dolo, della comunicazione spontanea, benché tardiva, dell'operazione, del tempo relativamente lungo intercorso prima della comunicazione all'Autorità, oltre due anni, l'Autorità ha comminato alla società Italcogim Vendite una sanzione amministrativa pari a 7 mila EUR.

NATURAL GAS – COMUNE DI FRANCAVILLA AL MARE - ALENTO GAS

Nel maggio 2006, l'Autorità ha concluso un procedimento istruttorio nei confronti della società Natural Gas Srl, attiva nella progettazione e manutenzione delle reti di gas, per inottemperanza all'obbligo di comunicazione preventiva di un'operazione di concentrazione. L'operazione, tardivamente comunicata, riguardava l'acquisizione del controllo congiunto della società Alento Gas Srl, in precedenza controllata esclusivamente dal comune di Francavilla al Mare, e attiva nel mercato della vendita di gas naturale, ovvero nella fornitura e consegna del gas ai clienti finali allacciati alla rete di distribuzione.

L'Autorità ha considerato che l'operazione, comportando l'acquisizione del controllo congiunto di un'impresa, costituiva una concentrazione ai sensi dell'articolo 5, comma 1, lettera b), della legge n. 287/90 e risultava inoltre soggetta all'obbligo di comunicazione preventiva, in quanto il fatturato realizzato a livello nazionale nell'ultimo esercizio dall'insieme delle imprese interessate era superiore alla soglia di cui all'articolo 16, comma 1, della stessa legge. Nel determinare l'ammontare della sanzione, l'Autorità ha tenuto conto dell'assenza di dolo, della comunicazione spontanea, seppur tardiva, dell'operazione nonché della modesta incidenza concorrenziale della concentrazione. Sulla base di tali elementi, l'Autorità ha comminato alla società Natural Gas una sanzione amministrativa di 5 mila EUR.

Attività di segnalazione

TRASPORTO INTERNAZIONALE DI GAS TRAMITE IL GASDOTTO TTPC

Nell'ottobre 2006, l'Autorità ha inviato un parere, ai sensi dell'articolo 22 della legge n. 287/90, al Ministro degli Affari Esteri e al Ministro dello Sviluppo Economico,