

## **A440 – MERCATO ITALIANO DELL'APPROVVIGIONAMENTO ALL'INGROSSO DEL GAS NATURALE**

*Provvedimento n. 23871*

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 6 settembre 2012;

SENTITO il Relatore Dottor Salvatore Rebecchini;

VISTA la legge 10 ottobre 1990, n. 287, e in particolare l'articolo 14-*ter* introdotto dalla legge 4 agosto 2006, n. 248, che ha convertito con modifiche il decreto legge 4 luglio 2006, n. 223;

VISTO l'articolo 102 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea ("TFUE");

VISTA la segnalazione del consorzio di clienti industriali Gas Intensive Società Consortile a.r.l. pervenuta in data 22 novembre 2011 ed integrata in data 20 dicembre 2011;

VISTA la propria delibera del 6 marzo 2012, con la quale è stata avviata, ai sensi dell'articolo 14 della legge n. 287/90, un'istruttoria nei confronti della società Eni S.p.A., volta ad accertare eventuali violazioni dell'articolo 102 del TFUE;

VISTO il Regolamento (CE) n. 1/2003 del Consiglio del 16 dicembre 2002, concernente l'applicazione delle regole di concorrenza di cui agli articoli 81 e 82 del Trattato CE (ora articoli 101 e 102 del TFUE);

VISTA la *"Comunicazione sulle procedure di applicazione dell'articolo 14-ter della legge n. 287/90"*, adottata dall'Autorità con delibera del 12 ottobre 2006 e pubblicata sul bollettino n. 39 del 16 ottobre 2006;

VISTA la comunicazione del 4 giugno 2012 con la quale la società Eni S.p.A., secondo modalità e tempistiche indicate specificatamente nell'apposito *"Formulario per la presentazione degli impegni ai sensi dell'articolo 14 ter della legge n. 287/90"*, ha presentato impegni ai sensi dell'articolo 14-*ter* della legge n. 287/90;

VISTA la propria delibera adottata in data 12 giugno 2012, con cui è stata disposta la pubblicazione degli impegni presentati dalla società Eni S.p.A. ed è stato fissato al 12 settembre 2012 il termine per l'adozione di una decisione sugli impegni ai sensi dell'articolo 14-*ter* della legge n. 287/90;

VISTE le osservazioni dei terzi interessati e le controdeduzioni da parte di Eni S.p.A.;

VISTE le modifiche accessorie agli impegni, comunicate da Eni S.p.A. in data 26 luglio 2012;

VISTA la propria comunicazione alla Commissione Europea, ai sensi dell'articolo 11, paragrafo 4, del Regolamento (CE) n. 1/2003;

VISTI gli atti del procedimento;

CONSIDERATO quanto segue:

### **I. PREMESSA**

1. Il presente procedimento ha ad oggetto la decisione di Eni S.p.A. di interrompere l'indizione delle aste di capacità di trasporto internazionale sui gasdotti TAG e Transgas per l'estate 2011 e per l'intero anno termico 2011-2012, pur in presenza di capacità inutilizzata su entrambi i gasdotti e di soggetti interessati ad accedere a tale capacità.

2. Nella valutazione iniziale dell'Autorità si è ipotizzato che la decisione di Eni S.p.A. di interrompere l'indizione delle aste potesse configurare una violazione dell'articolo 102 del TFUE.

3. La presente decisione ha ad oggetto la valutazione degli impegni che Eni S.p.A. ha presentato in base all'articolo 14-*ter* della legge n. 287/90.

### **II. LE PARTI**

4. Eni S.p.A. (di seguito, anche ENI) svolge, anche attraverso numerose società controllate, attività a livello globale nei settori del petrolio, del gas naturale, dell'energia elettrica, della petrolchimica, della finanza, dell'ingegneria e dei servizi. Nel settore del gas naturale, in particolare, ENI opera nell'attività di estrazione e, tramite la propria Divisione Gas and Power, in quelle di approvvigionamento, trasporto internazionale, vendita all'ingrosso e vendita al dettaglio di gas naturale in Italia ed all'estero. Nel settore dell'energia elettrica, ENI è attiva a livello di produzione e vendita all'ingrosso e al dettaglio di energia elettrica sul mercato italiano, dove essa opera tramite la propria Divisione ENI Gas and Power. Il fatturato realizzato da ENI a livello mondiale, nel 2011, è stato di circa 109 miliardi di euro.

5. Gas Intensive Società Consortile a.r.l. (di seguito, anche GI) è una società, aderente a Confindustria, costituita nel 2001 da 8 associazioni di categoria che rappresentano più di 300 imprese italiane grandi consumatrici di gas naturale: Andil, Assocarta, Assofond, Assomet, Assovetro, Cagama, Confindustria Ceramica, Federacciai. La finalità principale di Gas Intensive è quella di operare in qualità di centrale di acquisto, negoziando l'acquisto di gas a condizioni più

vantaggiose di quelle che le singole imprese socie sarebbero in grado di ottenere sul mercato, nonché gestire direttamente le attività connesse al trasporto e allo stoccaggio di gas naturale.

6. ENOI S.p.A. è un'impresa che opera nel settore del gas dal 2000 ed è oggi presente in tredici paesi europei tra cui l'Italia. Svolge attività di approvvigionamento, *trading* e vendita, importando, tra l'altro, gas verso l'Italia con una quota delle importazioni complessive di circa il 2,5%.

7. Energy Trading International S.p.A. è una impresa che svolge attività di approvvigionamento, di *trading* e di vendita di gas rifornendo prevalentemente clienti industriali e distributori locali.

8. Sorgenia S.p.A. è un operatore termoelettrico che opera, tra l'altro, sul mercato internazionale dell'approvvigionamento del gas naturale in qualità di *shipper* e di venditore nel mercato finale italiano. Sorgenia è inoltre attiva nello sviluppo delle infrastrutture di trasporto del gas naturale in Europa.

### III. QUADRO REGOLAMENTARE COMUNITARIO E NAZIONALE

9. Il vigente quadro normativo comunitario e nazionale nel settore del gas appare fondato sull'obiettivo di ampliare le possibilità dei consumatori finali europei – privati o imprese – di scegliere tra diversi fornitori, creare nuove opportunità commerciali e intensificare gli scambi transfrontalieri sia di capacità sia di gas, al fine di promuovere una convergenza dei prezzi dei vari paesi ai livelli più competitivi e di uniformare la qualità del servizio sui livelli più elevati.

10. In tal senso, la Direttiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 - c.d. terza direttiva gas – prevede, in analogia con le precedenti direttive gas, i seguenti obblighi degli Stati Membri: *a)* accesso dei terzi ai sistemi di trasporto e di distribuzione nonché agli impianti di GNL (articolo 32 paragrafo 1); *b)* compatibilità tra contratti a lungo termine e rispetto delle norme sulla concorrenza della Comunità (articolo 32, paragrafo 3); *c)* accesso equo ed aperto alla “rete di gasdotti a monte”<sup>1</sup> (articolo 34, paragrafo 2).

11. In capo al gestore dell'infrastruttura di trasporto è invece posto l'obbligo di assicurare la costruzione di sufficiente capacità transfrontaliera per integrare l'infrastruttura europea di trasporto accogliendo tutte le richieste di capacità economicamente ragionevoli e tecnicamente fattibili e tenendo conto della sicurezza degli approvvigionamenti del gas” (articolo 13, paragrafo 2).

12. Le autorità di regolamentazione e le autorità preposte alla tutela della concorrenza nei singoli Stati Membri devono provvedere, tra l'altro a “eliminare le restrizioni agli scambi di gas naturale tra gli Stati membri e sviluppare adeguate capacità di trasporto transfrontaliere per soddisfare la domanda e migliorare l'integrazione dei mercati nazionali che potrebbe agevolare la circolazione del gas naturale attraverso la Comunità” (articolo 40, lettera c);

13. Attualmente sono in corso di approvazione le prime norme di regolazione secondaria, a livello comunitario, secondo le linee guida predisposte dall'Agency for Coordination of Energy Regulators (ACER), che dovrebbero essere recepite nei codici di rete dei vari TSO europei. Queste normative riguardano sia le cosiddette congestioni contrattuali, sia le modalità di allocazione della capacità ai punti di interconnessione. Con riferimento al primo aspetto, si discute di inserire regole obbligatorie di “capacity surrender” e di “use it or lose it”, così da sviluppare un mercato della capacità secondaria non utilizzata; mentre con riferimento al secondo aspetto si dovrebbe privilegiare la modalità di allocazione delle capacità mediante aste obbligatorie di prodotti di varia durata (con una prevalenza di prodotti di breve periodo) e che comunque riguardino contemporaneamente diritti in entrata ed in uscita in un dato punto di interconnessione (c.d. capacità *bundled*).

14. A partire dal 1° marzo 2012, successivamente alla cessione da parte di ENI del controllo del gasdotto TAG come impegno nei confronti della Commissione Europea<sup>2</sup>, il gestore del gasdotto TAG<sup>3</sup> ha avviato, in via sperimentale, un servizio di trasporto interrompibile *day ahead*, sul proprio sistema di trasporto fino al punto di ingresso di Tarvisio, che prevede la cessione sul mercato (il giorno prima per il giorno dopo) di tutta la capacità primaria non utilizzata, in quel dato giorno, dai titolari dei contratti di trasporto di lungo periodo, tra cui la stessa Eni.

15. Con riferimento alla normativa nazionale, rileva, ai fini del presente procedimento, il Decreto Legislativo 13 agosto 2010, n. 130<sup>4</sup>, che prevede l'obbligo di procedere a misure di *gas release* a prezzo amministrato per i soggetti che superano la quota massima del 40% di mercato all'ingrosso attribuita dalla precedente Legge 3 agosto 2009, n. 102<sup>5</sup> (articolo 3 del citato Decreto Legislativo n. 130/10). Tale limite è elevabile al 55% nell'ipotesi in cui l'operatore interessato si impegni a realizzare, entro cinque anni, nuove capacità di stoccaggio nel territorio nazionale per un

<sup>1</sup> [Ogni gasdotto o rete di gasdotti gestiti e/o costruiti quale parte di un impianto di produzione di petrolio o gas, oppure utilizzati per trasportare gas naturale da uno o più di tali impianti fino ad un impianto o terminale di trattamento oppure ad un terminale costiero di approdo.]

<sup>2</sup> [Cfr. Caso della Commissione Comp IV 39.315, decisione del 29 settembre 2010, ai sensi dell'art. 9, par. 1 del Reg. 1/2003.]

<sup>3</sup> [Controllato congiuntamente dall'operatore austriaco OMV e da Cassa Depositi e Prestiti S.p.A.]

<sup>4</sup> [“Misure per la maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale ed il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali”.]

<sup>5</sup> [“Riduzione del costo dell'energia per imprese e famiglie”.]

volume di complessivi 4 miliardi di metri cubi da mettere a disposizione dei clienti industriali (di ogni dimensione) e di produttori di energia elettrica.

**16.** Il Decreto Legislativo n. 130/10 persegue, tra le altre, la finalità di trasferire ai clienti finali di grandi dimensioni i benefici derivanti dalla maggiore apertura del mercato, incentivando l'incremento della capacità di stoccaggio, a sostegno della sicurezza degli approvvigionamenti e di una maggiore flessibilità e liquidità del sistema gas. A regime, il decreto dovrebbe infatti consentire ai grandi clienti industriali di acquistare gas sui mercati *spot* durante i mesi estivi, periodo in cui è tendenzialmente più conveniente depositarlo negli stoccaggi per poi riutilizzarlo nei mesi invernali, beneficiando in tal modo del differenziale di prezzo stagionale. Questo nuovo contesto normativo rende dunque particolarmente importante per i grandi consumatori industriali di gas la disponibilità di capacità di trasporto nei mesi estivi sui principali gasdotti internazionali. Ciò vale soprattutto per i gasdotti che collegano la rete di Snam Rete Gas ai mercati *spot* europei caratterizzati da maggiore liquidità e facilità di accesso alla *commodity*, e quindi Tag e Transigas.

#### **IV. L'AVVIO DEL PROCEDIMENTO ISTRUTTORIO: LA CONDOTTA OGGETTO DI CONTESTAZIONE**

**17.** In data 22 novembre 2011 è pervenuta una segnalazione, successivamente integrata il 20 dicembre 2011, da parte di GI. Oggetto della segnalazione sono alcune condotte di Eni messe in atto a partire dalla primavera 2011 in relazione alla cessione di capacità di trasporto secondaria su alcuni gasdotti internazionali. In particolare GI denuncia che, a partire da aprile 2011, per la prima volta dopo anni di effettuazione regolare di aste di capacità di trasporto estiva, Eni non avrebbe più organizzato tali aste sui gasdotti Transigas e TAG. Analogamente, Eni non avrebbe svolto più alcuna asta di capacità secondaria annuale sui due gasdotti per l'intero anno termico 2011-2012, nel periodo in cui, negli anni precedenti, tali aste si effettuavano regolarmente (tra maggio e inizio luglio).

**18.** GI inquadra il comportamento di Eni nella particolare congiuntura che ha caratterizzato il settore del gas in Italia ed in Europa, negli ultimi mesi. Infatti, nel marzo 2011 si è svolta, per la prima volta, l'asta per l'allocazione delle quote di stoccaggio fisico e virtuale in applicazione alle disposizioni del Decreto Legislativo n. 130/10. Tale innovazione si inseriva in un contesto nel quale il differenziale tra il prezzo del gas prevalente al c.d. Punto di Scambio Virtuale (PSV)<sup>6</sup> ed il prezzo del gas prevalente sul mercato organizzato del gas olandese Title Transfer Facility (TTF) aveva assunto un trend stabilmente positivo, intorno ai 4-5€/MWh. Secondo GI un differenziale tra prezzo al PSV e prezzi al TTF superiore ai 2€/MWh renderebbe sempre conveniente le importazioni di gas dal nord Europa verso l'Italia, in quanto tale valore coprirebbe i costi di trasporto del gas lungo i gasdotti.

**19.** Infine, come terzo elemento congiunturale, GI ha prodotto alcune elaborazioni di dati di fonte Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) ed Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG) da cui emerge come i due gasdotti TAG e Transigas mostrino nel periodo gennaio 2009-settembre 2011 un livello di utilizzo della capacità disponibile medio compreso tra un valore estivo del 30%-40% ed un valore invernale del 60%-70% (con l'eccezione di alcuni mesi dell'inverno 2010-2011 in cui un incidente ha determinato la chiusura del Transigas ed il conseguente maggiore utilizzo del TAG). In particolare, nel semestre marzo-settembre 2011, i gasdotti Tag e Transigas hanno mostrato un utilizzo medio, rispettivamente, del 60% e del 56%, a fronte di un utilizzo medio totale dei gasdotti di importazione (dunque compresi il Transmed ed il Greenstream) del 58%.

**20.** Con delibera del 6 marzo 2012, l'Autorità procedeva all'avvio del procedimento istruttorio per presunta violazione dell'articolo 102 del TFUE nei confronti della società Eni S.p.A. in relazione alla decisione di non effettuare le aste di capacità di trasporto internazionale sui due gasdotti TAG e Transigas per l'estate 2011 e per l'intero anno termico 2011-2012, a fronte di un sostanziale sottoutilizzo dei gasdotti da parte di Eni stesso e in presenza di diversi operatori interessati ad accedere a tale capacità, con ciò limitando la disponibilità di capacità di trasporto per questi ultimi (*shipper* ed utilizzatori finali/clienti industriali).

**21.** Nel provvedimento di avvio di istruttoria, le preoccupazioni concorrenziali dell'Autorità nascevano dalla constatazione che il cambiamento di condotta di Eni, relativamente alle gare sui gasdotti TAG e Transigas, aveva avuto inizio (primavera 2011) proprio in coincidenza con il nuovo quadro congiunturale del settore in Italia: presenza di un differenziale positivo tra prezzi italiani e prezzi prevalenti sugli *hub* europei (intorno ai 5 €/MWh), superiore ai costi necessari a trasportare quel gas in Italia (circa 3 €/MWh) e possibilità, anche per gli utilizzatori finali di gas (clienti industriali), di disporre di capacità di stoccaggio fisico, a seguito del Decreto Legislativo n. 130/10.

**22.** In tale nuovo contesto diventava particolarmente rilevante, per i clienti industriali, poter disporre, anche per periodi brevi, di capacità di trasporto sui gasdotti che collegano l'Italia ai mercati *spot*, al fine di approvvigionarsi di gas a un prezzo più conveniente sui mercati più liquidi e vantaggiosi e/o per sfruttare le infrastrutture di stoccaggio a loro allocate attraverso l'importazione di gas nel periodo estivo, da utilizzare poi nel periodo invernale. La condotta di Eni sembrava, pertanto, assumere particolare rilievo nella misura in cui, in seguito a tale condotta, i grandi clienti industriali, non erano riusciti ad approvvigionarsi autonomamente di gas dall'estero, proprio quando le condizioni di mercato e il nuovo quadro regolamentare lo rendevano economicamente conveniente.

---

<sup>6</sup> [Il PSV è un punto virtuale concettualmente localizzato tra i punti di entrata e i punti di uscita della rete di trasporto italiana presso il quale gli operatori del gas possono effettuare cessioni e scambi di gas immesso nella rete nazionale. Le transazioni al PSV si effettuano sulla base di contratti bilaterali over-the-counter, esso dunque non può essere assimilato a una borsa gas, che in Italia è stata avviata solo il 10 maggio 2010 presso il Gestore del mercato elettrico e che allo stato è ancora in una fase di prima attivazione.]

23. Eni, interrompendo l'effettuazione delle aste, aveva impedito l'accesso alla capacità di trasporto ai soggetti che, come i segnalanti, erano interessati a tale capacità, e avevano manifestato chiaramente e in più occasioni tale interesse, sin dal maggio 2011.

24. I possibili effetti della condotta di Eni sui grandi consumatori finali di gas apparivano di immediata evidenza. Infatti, gli elementi analizzati consentivano di ipotizzare che una modalità indipendente di approvvigionamento da parte di tali consumatori - tramite partecipazione ad aste per la cessione di capacità secondaria di Eni - avrebbe potuto ridurre i loro costi di acquisizione del gas naturale.

25. Nel complesso, quindi, le preoccupazioni concorrenziali dell'Autorità derivavano dal fatto che la mancata indizione delle aste di capacità secondaria per l'estate 2011 e per l'intero anno termico 2011-2012 avesse potuto ostacolare forme di approvvigionamento indipendente di gas tese a sfruttare le condizioni di favore dovute al differenziale tra i prezzi italiani ed i prezzi europei, a scapito dei clienti finali.

26. Dopo l'avvio del procedimento, le tre società, ENOI S.p.A., Energy Trading International S.p.A. e Sorgenia S.p.A., hanno chiesto – ed ottenuto - di partecipare al procedimento ai sensi dell'articolo 7, lettera d) del DPR. n. 217/98.

## V. IL PREGIUDIZIO AL COMMERCIO INTRACOMUNITARIO

27. Nel provvedimento di avvio veniva individuata la sussistenza di un possibile pregiudizio al commercio intracomunitario derivante dai comportamenti descritti in ragione della loro estensione e portata. Infatti, la mancata indizione delle aste di capacità secondaria aveva impedito al segnalante GI, nonché ad altri operatori, di approvvigionarsi di gas *spot* in altri paesi membri della Unione Europea (Olanda, Belgio e Austria).

## VI. I MERCATI RILEVANTI INDIVIDUATI NEL PROVVEDIMENTO DI AVVIO E LA POSIZIONE DI ENI

### *I mercati rilevanti*

28. Nel provvedimento di avvio si è ipotizzato che i mercati rilevanti per la valutazione delle condotte in esame fossero sia il mercato del trasporto internazionale di gas verso l'Italia lungo le tratte dei gasdotti TAG e Tenp/Transitgas, nel quale aveva avuto luogo il comportamento; sia il mercato, di dimensione nazionale, della fornitura di gas ai clienti industriali, dove si presumeva che si potessero essere esplicati gli effetti di tale comportamento.

29. Quanto al primo mercato si osserva che i gasdotti TAG e Tenp/Transitgas sono gli unici che consentono agli operatori di trasportare in Italia il gas acquistato presso i principali *hub* (mercati organizzati *spot*) europei (ossia, presso il CEGH austriaco, il TTF olandese, il ZEE belga e il PEG francese). Rispetto all'approvvigionamento diretto presso i paesi produttori, l'approvvigionamento di gas all'*hub* si caratterizza in genere per la più breve durata delle forniture e per la modalità di formazione del prezzo, che risulta dall'interazione effettiva di domanda e offerta anziché da una formula di indicizzazione al prezzo del petrolio. Da alcuni anni, a causa dell'aumento dell'offerta e della diminuzione della domanda di gas a fronte della crisi economica globale, tale modalità di acquisto genera stabilmente prezzi *spot* più bassi di quelli determinati basandosi sui contratti *take or pay* agganciati alle quotazioni petrolifere.

30. Per questi motivi, sia gli *shipper* sia eventuali clienti finali interessati a forniture di breve periodo (ad esempio forniture di gas estivo per sfruttare lo spazio di stoccaggio a disposizione) e/o alle più economiche condizioni di approvvigionamento praticate sugli *hub* europei, non possono efficacemente sostituire a tal fine i servizi di trasporto del TAG e del Tenp/Transitgas con quelli degli altri gasdotti di importazione di gas naturale in Italia (TTPC/TMPC e Greenstream)<sup>7</sup>. Questi ultimi, infatti, non sono connessi con *hub* liquidi bensì con siti produttivi che si trovano, rispettivamente, in Algeria e in Libia dai quali l'approvvigionamento di gas richiede la sottoscrizione di contratti di lungo periodo. Per i suddetti motivi, all'interno della più ampia categoria delle infrastrutture di trasporto internazionale via tubo per l'importazione di gas naturale in Italia, i due gasdotti che consentono il trasporto del gas acquistato presso i mercati *spot* europei (TAG e Tenp/Transitgas) individuano un mercato rilevante distinto.

31. Quanto precede ha indotto l'Autorità a definire, ai fini del caso in oggetto, un mercato rilevante del trasporto internazionale di gas in Italia attraverso i gasdotti TAG e Tenp/Transitgas che sono collegati con i mercati *spot* del Nord Europa.

32. Quanto al secondo mercato, nel provvedimento di avvio esso è stato circoscritto all'attività di fornitura di gas ai clienti industriali (direttamente o tramite *shipper*), svolta a livello nazionale, distinguendolo da quello della fornitura ai clienti termoelettrici e ai piccoli clienti finali<sup>8</sup>.

---

<sup>7</sup> [Il sistema TTPC/TMPC rappresenta il collegamento per trasportare il gas dall'Algeria in Italia, ed è composto dal gasdotto TTPC, che attraversa il territorio tunisino dalla frontiera con l'Algeria fino al Canale di Sicilia e dal gasdotto sottomarino TMPC, che collega la costa tunisina a Mazara del Vallo. La capacità di importazione del sistema è di circa 36 miliardi di mc/anno. La capacità aggiunta con l'ultimo potenziamento andato a regime nel 2009, per complessivi 6,5 miliardi di metri cubi/anno è stata interamente allocata a terzi operatori. Il gasdotto sottomarino Greenstream collega il secondo terminale di ingresso nell'Italia meridionale, quello di Gela, alla Libia, con una capacità pari a 10,6 miliardi di mc/anno.]

<sup>8</sup> [Cfr. in tal senso, le decisioni relative al provv. n. 17723, C8835 - AEM/ASM BRESCIA, e al provv. n. 17724, C8876 - Eni/RAMO D'AZIENDA DI ASM, entrambi del 13 dicembre 2007, in Boll. n. 47/07.]

### **La posizione dominante**

**33.** In merito alla posizione detenuta da Eni sui mercati interessati dal procedimento, nel provvedimento di avvio si rilevava che Eni è l'incumbent storico del settore del gas in Italia, ed ha una presenza di rilievo in tutti i mercati della filiera. In particolare, si osservava che Eni è sicuramente l'operatore dominante nel mercato rilevante del trasporto internazionale di gas in Italia in virtù dei diritti di transito sui gasdotti TAG e Tenp/Transitgas ed è il primo operatore nazionale in quelli a valle della fornitura di gas ai clienti industriali.

**34.** Quanto al primo mercato, Eni detiene la titolarità di contratti di lungo periodo per l'utilizzazione della capacità dei gasdotti Transitgas e TAG, per una quota tra l'85% ed il 95% della capacità totale e per una quota di circa il 67% sul Tenp. In passato, Eni controllava anche i TSO (Transport System Operator), ossia le società che gestiscono i gasdotti Tag, Tenp e Transitgas. Il controllo dei TSO è stato ceduto da Eni negli ultimi mesi del 2011, in ottemperanza agli impegni assunti dall'impresa nell'ambito del procedimento comunitario Comp IV39315, svolto dalla Commissione Europea<sup>9</sup>. Tuttavia tale decisione non ha influito in alcun modo sulla titolarità dei contratti di lungo periodo *ship or pay* detenuta da Eni che, ai fini del presente caso, costituisce un elemento qualificante del pieno controllo sulla capacità di trasporto dei due gasdotti.

**35.** Quanto al mercato a valle della vendita di gas ai grandi clienti industriali, dalle informazioni a disposizione risulta che Eni abbia effettuato, nel 2010, una parte significativa (circa il 36%) del totale delle forniture a tali soggetti (Cfr. AEEG, Relazione annuale 2011).

### **VII. GLI IMPEGNI PROPOSTI DA ENI**

**36.** In data 4 giugno 2012, Eni S.p.A. ha presentato impegni ex articolo 14ter della legge n. 287/90, volti a risolvere le problematiche relative alla mancata cessione di capacità di trasporto tramite aste.

**37.** Con delibera del 12 giugno 2012, l'Autorità ha deciso di pubblicare sul proprio sito gli impegni proposti da Eni S.p.A., al fine di consentire ai terzi interessati di esprimere le loro osservazioni. Inoltre, per potere compiutamente verificare se e in che misura gli impegni fossero in grado di rispondere alle preoccupazioni di natura concorrenziale espresse dall'Autorità, sono state formulate richieste di informazioni a 43 tra imprese termoelettriche, *shipper* e clienti industriali nonché alle relative associazioni di categoria operanti nel settore. Inoltre, è stato chiesto all'AEEG di esprimere una propria posizione tecnica che tenesse conto del contesto regolatorio e di mercato, nazionale e comunitario, in cui gli impegni presentati da Eni S.p.A. si inseriscono.

**38.** Gli impegni presentati da Eni S.p.A. ai sensi dell'articolo 14-ter della legge n. 287/90, hanno per oggetto la cessione di capacità di trasporto secondaria sulle direttrici TAG e Tenp/Transitgas.

In particolare, la prima versione degli impegni che, come si illustrerà più avanti, è stata oggetto di modifiche accessorie volte a raccogliere alcune proposte migliorative emerse nel corso del *market test* prevedeva quanto segue:

i) Eni si impegnava a mettere a disposizione dei soggetti terzi interessati, tramite asta, per un periodo pari a 5 anni (dal settembre 2012 fino all'ottobre 2017), 4 miliardi di mc/anno di capacità di trasporto fisica e/o virtuale ripartiti tra il gasdotto TAG e ciascuna tratta del Tenp/Transitgas. Tale capacità era suddivisa in 32 lotti variabili la cui dimensione minima era pari a 200.000 Smc/g. Con riferimento alla ripartizione dei lotti tra i due sistemi di trasporto TAG e Transitgas, gli impegni prevedevano la messa a disposizione del 60% dei lotti sul TAG e del 40% sul Transitgas;

ii) la cessione della capacità di trasporto fisica poteva avvenire tramite la cessione ai terzi di capacità secondaria di cui Eni è titolare (*subletting*) in base ai contratti di trasporto di lungo periodo stipulati con i proprietari delle infrastrutture (TSO);

iii) in alternativa al *subletting* Eni avrebbe messo a disposizione dei terzi anche un servizio di trasporto virtuale, denominato *swap* logistico, articolato secondo il seguente schema:

- Eni ritira dagli utenti del servizio presso le principali borse del gas dell'Europa continentale (*hub*) volumi di gas nel periodo per il quale i singoli utenti si saranno aggiudicati il servizio;

- Eni riconsegna i medesimi volumi di gas al PSV italiano agli utenti del servizio.

Il servizio di *swap* logistico era offerto da Eni secondo due diverse modalità: una che prevedeva la possibilità di conferire quantità di gas presso l'hub estero in maniera rigida (*flat*) e di ritirare presso il PSV in maniera flessibile sulla base delle esigenze dell'operatore; un'altra che prevedeva una medesima flessibilità sia nel conferimento del gas da parte dell'operatore presso l'hub estero sia nella messa a disposizione del gas al PSV da parte di Eni;

iv) i due servizi alternativi (*subletting* vs. *swap*) sarebbero stati contemporaneamente offerti da Eni, su base semestrale, annuale e pluriennale. Ciò significa che i clienti interessati avrebbero potuto effettuare offerte per uno solo o per entrambi i servizi per 1, 2, 3, 4 o 5 anni termici consecutivi a partire dal primo anno termico, ossia il 2012-2013. La capacità su base semestrale sarebbe invece stata offerta anno per anno. Le quantità eventualmente non assegnate, su base pluriennale, in occasione di ciascuna procedura di gara, sarebbero state offerte nelle aste successive, fermo restando il limite dei volumi pari a 4 miliardi all'anno ed il limite temporale dei cinque anni (non oltre l'ottobre del 2017);

---

<sup>9</sup> [Nel corso dell'anno 2011, la gestione delle partecipazioni di Eni nei TSO era stata temporaneamente delegata ad un mandatario indipendente.]

v) la tipologia d'asta proposta da Eni era quella del *pay as bid*. Secondo tale metodologia le offerte di tutti i partecipanti sono ordinate seguendo un criterio di prezzi decrescenti sino al soddisfacimento della quantità messa a gara; le offerte accettate sono tutte quelle che concorrono a coprire i 4 miliardi offerti; ciascun partecipante paga il prezzo offerto. Il meccanismo d'asta proposto da Eni prevedeva un'unica asta per tutti i tipi di prodotti offerti sia con riferimento alla durata (semestrale, annuale e pluriennale), sia con riferimento alla tipologia di servizio (*subletting* vs. *swap*); ciò rendeva possibile, dunque, che in sede di prima asta tutta la capacità potesse andare ad un unico prodotto (ad esempio *swap* pluriennale);

vi) le basi d'asta erano definite in relazione alle tariffe di trasporto praticate dai TSO dei gasdotti interessati agli *shipper* e di un "equo margine", per coprire i costi operativi e commerciali di Eni. Per ciascun anno termico si prevedeva un aggiornamento in funzione delle modifiche alle tariffe di trasporto applicate dai TSO ad Eni nei suoi contratti di lungo periodo, il che implicava che per i vincitori di aste pluriennali la base d'asta e quindi il prezzo su di essa calcolato potevano variare nel corso degli anni;

vii) qualora nel corso del quinquennio di durata degli impegni si fossero resi disponibili ulteriori quantitativi di capacità secondaria, Eni si impegnavano a procedere ad offrire al mercato tali quantitativi, in coincidenza con le procedure di gara di cui sopra, superando in tal modo i 4 miliardi annui fissati negli impegni come impegno minimo.

## VIII. LE OSSERVAZIONI PERVENUTE IN MERITO AGLI IMPEGNI

### *Le osservazioni delle imprese e delle associazioni*<sup>10</sup>

**39.** Hanno partecipato al market test 29 diversi operatori di cui 7 clienti industriali, 13 *shipper*, 5 imprese termoelettriche e 4 associazioni (2 di clienti industriali e 2 di *shipper*) che hanno fatto pervenire le loro osservazioni in merito agli impegni presentati da Eni. Inoltre, in data 20 luglio 2012 è pervenuta la risposta dell'AEEG alla richiesta da parte dell'Autorità di una valutazione tecnica sugli impegni.

**40.** La quasi totalità delle imprese intervenute hanno espresso un giudizio di generale apprezzamento in relazione alla possibilità di conoscere *ex-ante* i quantitativi di capacità secondaria che saranno certamente offerti da Eni per i prossimi cinque anni su TAG e Transitgas. Tuttavia, le stesse imprese hanno al contempo presentato osservazioni critiche riguardanti i seguenti aspetti contemplati negli impegni: 1) tempistica delle aste; 2) volumi di capacità messi all'asta, 3) dimensione dei lotti; 4) distribuzione della capacità tra i due sistemi di trasporto, 5) metodo d'asta, 6) modalità di cessione della capacità (fisica, *subletting*, e virtuale, *swap*).

**41.** Tutti gli operatori intervenuti hanno affermato che l'indizione delle aste di capacità dal settembre 2012 risultava problematica. A settembre di ogni anno, infatti, di norma sia i *trader* di gas che i grandi clienti finali hanno già concluso le trattative per l'acquisto di gas per l'anno termico successivo. Sarebbe stata, pertanto, alta la probabilità di una bassa partecipazione alla prima asta annuale oppure, cosa ancora peggiore, molti operatori (data la caratteristica pluriennale delle aste proposte da Eni) avrebbero potuto esser costretti a presentare un'offerta anche senza aver bisogno di un reale utilizzo della capacità durante il primo anno.

**42.** Una larga parte dei partecipanti al *market test*<sup>11</sup> ha considerato i volumi proposti da Eni non idonei a soddisfare la domanda complessiva degli operatori ad un prezzo adeguato, soprattutto in considerazione del metodo d'asta proposto, il *pay as bid* che, in presenza di un eccesso di domanda sull'offerta si sarebbe prestata a spingere il prezzo di aggiudicazione verso l'alto, neutralizzando in tal modo il vantaggio derivante dall'acquisto di gas a più basso prezzo proveniente dal nord Europa<sup>12</sup>.

**43.** La quasi totalità degli operatori<sup>13</sup>, ha messo in evidenza la necessità, di avere maggiore disponibilità di capacità sul Tenp/Transitgas, rispetto al TAG, dal momento che il primo gasdotto è sicuramente più rilevante per il trasporto di gas proveniente dai mercati con un maggior grado di "liquidità" (TTF, ZEE, PEG); inoltre, la valutazione di una minore necessità di disporre di capacità secondaria sul TAG rispetto al Transitgas è emersa dal *market test* anche come risultato delle citate modifiche intervenute sulla gestione della capacità primaria da parte del TSO del gasdotto TAG che prevedono il meccanismo dell'*use it or lose it* su base *day ahead*.

**44.** Alcuni operatori<sup>14</sup> hanno sottolineato l'esigenza di ridurre l'ammontare di capacità destinata a ciascun lotto, aumentando conseguentemente il numero di lotti, al fine di consentire una più ampia partecipazione all'asta di tutti gli operatori interessati, anche quelli di minore dimensione.

<sup>10</sup> [Nella presente versione alcuni dati sono omessi, in quanto si sono ritenuti sussistenti elementi di riservatezza o di segretezza delle informazioni.]

<sup>11</sup> [Gas Intensive S.c. a r.l., Burgo Energia S.r.l., Enoi S.p.A., Energy Trading International S.p.A., 2BEnergia S.p.A., Gas Plus Italiana S.p.A., Tenaris Dalmine S.p.A., ItalTrading S.p.A., BP Italia S.p.A., Sorigenia S.p.A., [omissis] e [omissis].]

<sup>12</sup> [Come sottolineato da vari operatori, tale differenziale si sta gradualmente riducendo, a seguito di modifiche regolatorie intervenute sia al punto di ingresso di Baumgarten che in quello di uscita di Tarvisio (stabilite congiuntamente dai due regolatori nazionali), il titolare della capacità secondaria perde giornalmente il diritto sulla capacità da esso non utilizzata che viene automaticamente ceduta dal TSO su base giornaliera agli *shipper* interessati al trasporto di gas (c.d. meccanismo dell'*use it or lose it* su base *day ahead*).]

<sup>13</sup> [Gas Intensive Scarl, Burgo Energia S.r.l., Tenaris Dalmine S.p.A., Sorigenia S.p.A., 2BEnergia S.p.A., Alpiq, BP Italia S.p.A., AIGET, ItalTrading S.p.A., Shell Italia S.p.A., [omissis], [omissis] e [omissis].]

<sup>14</sup> [Tra cui [omissis], Meta Energia S.p.A. e Cartiere Modesto Cardella S.p.A..]



45. Il meccanismo del *pay as bid*, proposto da Eni S.p.A è stato considerato, dalla maggior parte delle imprese intervenute al *market test*<sup>15</sup>, idoneo a determinare premi eccessivamente elevati, che si sarebbero tradotti in un corrispondente maggior onere per il trasporto in capo alle imprese aggiudicatrici ed in un vantaggio competitivo di Eni nel mercato a valle delle vendite di gas ai clienti finali. Tale effetto sarebbe stato amplificato in presenza di volumi "insufficienti" di capacità messi all'asta rispetto alla domanda. Molti partecipanti al *market test* hanno proposto, come modalità alternativa di meccanismo d'asta, quello del c.d. "*system marginal price*"<sup>16</sup>, mentre un numero più limitato ha suggerito l'uso della c.d. asta di convergenza (o *multi-round clock ascending auction*)<sup>17</sup>. Alcuni clienti industriali hanno invece chiesto che tutta la capacità offerta fosse riservata ad essi e assegnata mediante un meccanismo di allocazione *pro-quota*<sup>18</sup>. Peraltro, alcuni operatori si sono lamentati del fatto che, anche attraverso la previsione di un "equo margine" come componente aggiuntiva delle tariffe sulla base d'asta, Eni avrebbe ricavato indebiti profitti. Questi operatori hanno anche espresso l'opinione che i profitti d'asta di Eni si sarebbero dovuti redistribuire in qualche modo a titolo di risarcimento per la mancata indizione delle aste di capacità nel 2011<sup>19</sup>.

46. Sebbene un numero limitato di soggetti abbia sottolineato i possibili benefici che deriverebbero dalla natura pluriennale delle aste, ai fini di una più efficiente pianificazione del portafoglio di approvvigionamento<sup>20</sup>, ben più numerose sono state le imprese che ne hanno sottolineato gli svantaggi<sup>21</sup>. Tali svantaggi risiederebbero nel rischio di vincolare l'acquirente di capacità pluriennale ad una quantità e ad un prezzo (*lock-in*) che potrebbero col tempo rivelarsi costosi o inefficienti. Tale problema sarebbe superato con periodi di riferimento dei prodotti offerti molto più brevi (annuali o anche stagionali) che riflettano la reale liquidità dei mercati.

47. La maggior parte degli *shipper* intervenuti<sup>22</sup>, nonché le loro principali associazioni<sup>23</sup>, hanno paventato il rischio che lo *swap* logistico proposto da Eni potesse limitare il loro accesso alla capacità di trasporto fisica con un indebolimento della concorrenza nel mercato della vendita ed effetti negativi per i clienti industriali. Inoltre, ove lo *swap* fosse diventato l'opzione prevalente per i clienti industriali, ciò avrebbe "spiazzato" del tutto il *subletting* di capacità, impedendo ai concorrenti di Eni di offrire, essi stessi, il servizio di *swap* ottimizzando la gestione del proprio portafoglio<sup>24</sup>. Infine, secondo gli *shipper*, lo *swap*, nell'ipotesi che Eni si fosse proposto anche come fornitore del gas a monte sugli *hub* esteri, avrebbe garantito ad Eni un mercato *captive* (domanda dei clienti industriali), riducendo ulteriormente la quota di domanda di gas contendibile<sup>25</sup>.

48. I clienti industriali, tramite il consorzio Gas Intensive, non hanno invece espresso una posizione critica nei confronti dello *swap*, apprezzando la possibilità di fruire di una opzione aggiuntiva rispetto al solo *subletting*. Alcuni di tali clienti industriali<sup>26</sup>, tuttavia, non hanno mostrato interesse ad avvalersi di tale strumento, anche per evitare il rischio di doversi impegnare a ritirare comunque i volumi all'estero, su cui si è effettuata l'offerta, anche a fronte di eventuali cambiamenti delle condizioni di mercato (ad esempio in presenza di un'inversione dello *spread* di prezzo Nord Europa-Italia).

---

<sup>15</sup> [Gas Intensive Scarl, Burgo Energia S.r.l., Enoi S.p.A., Energy Trading International S.p.A., 2Benergia S.p.A., Tenaris Dalmine S.p.A., ItalTrading S.p.A, BP Italia S.p.A., Sorgenia S.p.A., Yara Italia, Tera Energy Management, Eon, AIGET.]

<sup>16</sup> [Burgo Energia S.r.l., Enoi S.p.A., Sorgenia S.p.A., E.On e Consorzio Toscana Energia; Tenaris Dalmine S.p.A. e Shell Italia S.p.A. hanno fatto riferimento al metodo del *system marginal price* in subordine al meccanismo di allocazione *pro quota* da essi preferito.]

<sup>17</sup> [L'asta del tipo *system marginal price* prevede che le offerte siano ordinate secondo il prezzo (ordine di merito), che vengano individuate partendo dall'offerta più elevata, le offerte accettate (fino ad esaurimento della capacità messa all'asta) e che il prezzo offerto nell'ultima offerta accettata (prezzo marginale) sia utilizzato come prezzo di aggiudicazione per tutte le altre. L'asta di convergenza prevede invece che i partecipanti possano progressivamente aggiustare la loro offerta in termini di prezzo e quantità in sessioni successive, fino al raggiungimento di un prezzo di equilibrio.]

<sup>18</sup> [Gas Intensive Scarl, Energy Trading International S.p.A., Tenaris Dalmine S.p.A., Tera Energy Management S.r.l. e Shell Italia S.p.A..]

<sup>19</sup> [AIGET, Gas Intensive S.c. a r.l., [omissis], Italtrading S.p.A, BP Italia S.p.A., Enoi S.p.A., Sorgenia S.p.A. e Yara Italia S.p.A..]

<sup>20</sup> [Si tratta in buona parte di soggetti che affermano anche di disporre già, o di essere interessati a stipulare, contratti di importazione di gas lungo periodo come [omissis], Elga Trade SA, Energy Trading International S.p.A., Gas Plus Italiana S.p.A. e 2Benergia S.p.A., nonché di cliente industriale finale, la società Tenaris Dalmine S.p.A.]

<sup>21</sup> [Burgo Energia S.r.l., Enoi S.p.A., ItalTrading S.p.A., BP Italia S.p.A., Sorgenia S.p.A., Alpiq Energia Italia S.p.A., Edison S.p.A. e AIGET.]

<sup>22</sup> [Sorgenia S.p.A., 2Benergia S.p.A., Edison S.p.A., Enoi S.p.A., [omissis], Shell Italia S.p.A., ItalTrading S.p.A. e [omissis].]

<sup>23</sup> [AIGET e Libera Energia S.r.l..]

<sup>24</sup> [E' evidente, infatti, che per offrire il servizio di *swap* logistico è indispensabile disporre di capacità fisica di importazione su almeno una delle infrastrutture di adduzione del gas in Italia, che consenta di importare comunque il gas che viene poi ceduto al PSV al contraente del servizio di *swap*. La disponibilità di capacità fisica garantita dal *subletting* potrebbe quindi consentire agli *shipper* concorrenti di Eni di offrire essi stessi un servizio di questo tipo, che potrebbe risultare particolarmente apprezzato almeno da una parte dei grandi clienti industriali.]

<sup>25</sup> [A supporto di tale tesi, gli *shipper* intervenienti hanno citato il caso del servizio di stoccaggio virtuale reso operativo nel primo anno di vigenza del D.lgs. n. 130/2010 allorché molti dei clienti industriali che hanno acquistato quote di stoccaggio virtuale per l'anno termico 2010-2011 hanno anche acquistato da Eni il gas da stoccare "virtualmente".]

<sup>26</sup> [Tenaris Dalmine S.p.A. e Burgo Energia S.r.l..]

49. Infine, un aspetto più generale è stato sollevato da alcuni partecipanti al *market test*<sup>27</sup> (che hanno considerato gli impegni come una mera anticipazione della regolazione comunitaria che a breve imporrà ad Eni, a condizioni più gravosi di quelle previste dagli impegni, rilasci di capacità non utilizzata).

#### **Le osservazioni pervenute dall'AEEG**

50. Nella propria comunicazione del 20 luglio 2012, l'AEEG ha evidenziato che gli impegni di Eni si inseriscono in un contesto caratterizzato da due elementi principali. Il primo è l'evoluzione della regolazione comunitaria, che impone agli Stati membri di uniformare le regole di allocazione della capacità e di soluzione delle congestioni ai codici di rete europei, ormai in corso di definizione e approvazione. L'altro è rappresentato dalla persistente condizione di eccesso di offerta di gas che caratterizza il mercato italiano. Entrambi gli elementi di contesto inducono a ritenere che il differenziale di prezzo tra il PSV e i principali mercati *spot* del nord Europa, ancorché allo stato ancora apprezzabile possa tendere col tempo a ridursi.

51. Al tempo stesso, tuttavia, l'AEEG ha sottolineato le incertezze che ancora sussistono circa la tempistica e i contenuti definitivi della nuova normativa, incertezze rispetto alle quali, a giudizio dell'AEEG, gli impegni di Eni potrebbero fornire una forma positiva di copertura agli operatori, purché accompagnati da una ampia informativa sulle evoluzioni in atto, che consenta a questi ultimi di compiere scelte consapevoli. Tale esigenza di ampia informativa, a giudizio dell'AEEG, sarebbe stata particolarmente sentita nel caso fosse stata mantenuta la previsione di allocazioni di capacità pluriennale (giudicata dunque particolarmente critica in una prospettiva di mercati in evoluzione).

52. L'AEEG ha anche osservato che la direttrice Tenp/Transitgas assume una rilevanza maggiore rispetto a quella del Tag, sia perché ha a monte gli *hub* più liquidi, sia perché essa attraversa la Svizzera, dove non trova ancora applicazione il quadro regolatorio comunitario.

#### **IX. LA REPLICA DI ENI ALLE OSSERVAZIONI DEI TERZI E LE MODIFICHE ACCESSORIE DEGLI IMPEGNI**

53. Al fine di raccogliere alcune proposte migliorative emerse dal *market test*, Eni ha apportato le seguenti modifiche accessorie.

- 1) Eni si impegna ad effettuare aste solo su base annuale e stagionale e non più pluriennale;
- 2) Eni si impegna ad aumentare i volumi di capacità di trasporto da 4 miliardi di mc a 5 miliardi di mc. La dimensione dei lotti è stata ridotta rispetto a quella originariamente proposta (da un lotto minimo pari a 0,2 mln Nmc/g a 0,13 mln Nmc/g);
- 3) Eni si impegna ad offrire il servizio di *swap* logistico limitatamente ad 1 miliardo di mc di capacità; mentre gli altri 4 miliardi oggetto di impegno saranno rilasciati secondo la modalità del *subletting*. Eventuali capacità non allocate con lo *swap* verranno offerte in *sub-letting*;
- 4) qualora Eni decidesse di offrire autonomamente ulteriori quantitativi di capacità disponibile, oltre a quella complessivamente ceduta in base agli impegni, con caratteristiche e modalità analoghe allo *swap*, essa si impegna a dare previa informativa all'Autorità con congruo anticipo rispetto alla data prevista di pubblicazione dell'avviso di asta di *swap*;
- 5) Eni si impegna ad effettuare le aste secondo il c.d. *system marginal price* e non più in base al metodo del *pay as bid*;
- 6) Eni si impegna, per i quattro miliardi di metri cubi offerti in modalità *subletting*, ad invertire la ripartizione dei volumi tra i due gasdotti TAG e Tenp/Transitgas, prevedendo che il 60% dei lotti sia offerto sul sistema Tenp/Transitgas ed il 40% sul TAG; inoltre, Eni propone che tutta la quantità offerta tramite il servizio *swap* riguardi esclusivamente il sistema Tenp/Transitgas;
- 7) per far fronte alle criticità emerse in relazione alla tempistica prospettata negli impegni, Eni, in caso di mancata allocazione di tutta la capacità messa a gara nel settembre 2012, propone di effettuare un'ulteriore asta, alla fine del quinquennio di durata degli impegni (ossia nell'a.t. 2017-2018) per un quantitativo pari a quello eventualmente non allocato nell'asta 2012-2013, con un tetto massimo di volumi pari a 2 mld di mc. Tale asta interesserà esclusivamente la direttrice Tenp/Transitgas<sup>28</sup>;
- 8) entro due mesi dallo scadere di ogni anno termico di vigenza degli impegni Eni invierà una relazione all'Autorità che contenga un sintetico riepilogo circa: *i)* le aste pubblicate ai sensi degli impegni; *ii)* gli esiti delle stesse; *iii)* le informative preventive all'Autorità relative ad eventuali ulteriori (rispetto a quanto previsto negli impegni) aste di *swap*.

54. In data 27 luglio 2012 Eni ha anche presentato una propria memoria volta a discutere alcuni degli argomenti emersi nel *market test*. In particolare, Eni ha presentato le proprie controdeduzioni sui temi dell'adeguatezza della quantità di capacità offerta, sui meccanismi d'asta da adottare per l'aggiudicazione della capacità e sulla appropriatezza dell'offerta dello *swap* logistico. Eni ha altresì svolto una generale argomentazione a favore dell'idoneità degli impegni a superare le preoccupazioni concorrenziali espresse dall'Autorità, riprendendo anche gli argomenti

---

<sup>27</sup> [Sorgenia S.p.A., 2BEnergia S.p.A., Edison S.p.A., AIGET.]

<sup>28</sup> [Omissis].



dell'AEEG sulle incertezze della tempistica della nuova regolamentazione comunitaria e sul fatto che la medesima non si applicherà, comunque, al gasdotto Transigas che attraversa la Svizzera.

## **X. LA VALUTAZIONE DEGLI IMPEGNI**

**55.** Secondo quanto esposto in Premessa, il presente procedimento ha ad oggetto la verifica di possibili restrizioni della concorrenza, in violazione dell'articolo 102 del Trattato CE, imputabili al comportamento dell'impresa Eni consistente nella decisione di interrompere le aste di capacità di trasporto internazionale sulle direttrici TAG e Tenp/Transigas per l'estate 2011 e per l'intero anno termico 2011-2012, pur in presenza di capacità inutilizzata su entrambi i gasdotti e di diversi operatori interessati ad accedere a tale capacità.

**56.** Sotto questo profilo l'impegno consistente nella messa a disposizione per un certo numero di anni di una quantità minima di capacità secondaria da parte di Eni appare idoneo a rimuovere le preoccupazioni concorrenziali avanzate dall'Autorità nel provvedimento di avvio. L'ipotesi istruttoria era infatti che, esercitando la discrezionalità di cui disponeva, nella sua qualità di detentrica della maggior parte dei diritti di capacità primaria sui gasdotti TAG e Transigas, Eni avesse abusato della posizione dominante detenuta sui mercati rilevanti avendo deciso, per l'anno 2011, di non effettuare le aste per la cessione della capacità secondaria. La certezza che ogni anno, a prescindere da qualsiasi situazione di mercato si possa riscontrare, Eni metterà a disposizione un minimo di 5 miliardi di metri cubi di capacità secondaria (3,4 miliardi sul sistema Tenp/Transigas e 1,6 miliardi sul TAG) rappresenta indubbiamente un elemento positivo sul quale poter costruire una presenza stabile sul mercato finale della vendita del gas italiano. Peraltro, Eni precisa che tale ammontare di capacità potrà subire variazioni, solo in incremento, laddove ne ricorrano i presupposti.

**57.** L'impegno, come strutturato, consente su base stabile e in funzione anticipatoria rispetto alla futura regolazione di matrice comunitaria, la messa in diretta comunicazione del mercato italiano (ed in particolare del cosiddetto PSV o Punto di Scambio Virtuale) con i mercati liquidi del nord Europa, consentendo la riduzione dello spread esistente tra questi mercati e quello domestico. I grandi clienti industriali, come il segnalante GI, potranno dunque avvalersi della capacità resa disponibile su base stabile da Eni per abbattere il proprio costo di approvvigionamento del gas nazionale sino a portarlo a livello di quello dei loro *competitors* europei; gli *shipper* concorrenti di Eni potranno invece avvalersi della capacità messa a gara per poter loro consentire un più facile approvvigionamento a costi più contenuti di quella tipologia di consumatori medio-grandi che non hanno le dimensioni ed il *know how* per potersi integrare a monte nell'attività di approvvigionamento di gas.

**58.** Nella loro formulazione definitiva, gli impegni proposti da Eni consentono anche di superare una serie di criticità, sollevate dagli operatori del settore nel corso del market test, in merito alle concrete modalità di svolgimento delle aste di capacità oltre che ai prodotti che Eni inizialmente aveva prospettato di offrire.

**59.** Nel *market test* erano in primo luogo emerse forti criticità in merito alla proposta di Eni di far partire le aste da settembre 2012. Ciò dal momento che i clienti finali (e dunque anche gli *shipper* loro fornitori) normalmente chiudono già all'inizio dell'estate i contratti di fornitura per l'anno termico successivo; tale preoccupazione era accresciuta dalla iniziale proposta di Eni di offrire anche capacità pluriennale, cosa che poteva rendere in ogni caso necessario acquistare capacità per il primo anno anche se non necessaria.

**60.** Nella loro versione definitiva gli impegni contengono elementi in grado di rispondere a queste preoccupazioni. In primo luogo, Eni propone di effettuare soltanto aste su base annuale e semestrale, rinunciando all'ipotesi delle aste pluriennali. In secondo luogo, Eni si impegna, qualora la prima asta del settembre 2012 non dovesse vedere allocata tutta la capacità offerta, ad effettuare una nuova asta nel sesto anno per la capacità non allocata nel primo, ancorché solo sul gasdotto Transigas e fino ad un valore di 2 miliardi di metri cubi. L'eliminazione delle aste pluriennali appare rispondere adeguatamente anche alla necessità di evitare effetti di *lock-in* in un contesto di mercato e regolatorio caratterizzato da una forte incertezza circa le future dinamiche dei prossimi anni.

**61.** Appare poi apprezzabile il fatto che gli impegni, nella loro versione definitiva, attribuiscono un ruolo marginale al prodotto *swap* logistico (1 miliardo di metri cubi anno) rispetto alla cessione di capacità secondaria mediante *sub-letting* (4 miliardi di metri cubi anno), favorendo in tal modo una corretta dinamica concorrenziale nel mercato a valle dell'approvvigionamento di gas ai clienti finali. Infatti, tale proporzione tra *swap* e *sub-letting* non appare in sé idonea a pregiudicare l'operatività degli *shipper* concorrenti di Eni, sui mercati finali della vendita e, al contempo, potrà consentire ad alcuni clienti industriali di beneficiare delle facilitazioni che tale servizio è in grado di offrire, riducendo i costi connessi all'organizzazione logistica dell'importazione. Sotto questo profilo, l'Autorità valuta positivamente anche l'impegno di Eni a comunicare preventivamente per i prossimi cinque anni tutte le autonome decisioni che la stessa Eni dovesse assumere in merito ad eventuali incrementi di cessioni di capacità tramite *swap*. Tale comunicazione preventiva metterà infatti l'Autorità in condizioni di valutare *ex ante* se il livello di prodotto *swap* logistico che Eni intende offrire - anche in relazione alla quantità di capacità fisica contestualmente messa a disposizione dalla società - supera la quantità oltre la quale essa potrebbe produrre indesiderati effetti sul mercato.

**62.** La scelta di riservare una maggiore disponibilità di capacità sulla direttrice Tenp/Transigas, rispetto al TAG (rispettivamente (60% e 40% della capacità in *subletting*, più la riserva alla direttrice Tenp/Transigas dell'intero servizio *swap*) consente un più ampio accesso ai mercati maggiormente liquidi dove gli operatori possono usufruire di prezzi più bassi rispetto a quelli presenti sui mercati nazionali. Una valutazione positiva circa la scelta di mettere a

disposizione maggiore capacità su tale gasdotto deriva anche, come osservato dall'AEEG durante il *market test*, dalla circostanza che il gasdotto Transitgas attraversa il territorio svizzero, dove potrebbe non trovare applicazione il quadro regolatorio comunitario che nei prossimi anni migliorerà le procedure di risoluzione delle congestioni.

**63.** Positiva anche la scelta finale di Eni di effettuare le aste secondo il metodo del *system marginal price*, differente dal *pay as bid* proposto nella prima versione degli impegni. La procedura prevista dal metodo del *system marginal price* risulta infatti funzionale a calmierare il livello del prezzo di aggiudicazione pagato dai soggetti a cui sarà attribuita la capacità di trasporto e a ridurre le extra rendite a favore di Eni. Tale misura, pertanto, si presta anche a rappresentare una forma indiretta di compensazione rispetto al mancato esperimento delle aste nell'estate del 2011 e nell'a.t. 2011-2012.

**64.** In definitiva, si ritiene che gli impegni presentati da Eni, avendo ad oggetto il rilascio sistematico di volumi minimi di capacità di trasporto definiti *ex ante* per un periodo di cinque anni (eventualmente estendibile al sesto anno) sulle tratte che rappresentano i mercati rilevanti nel presente procedimento, siano idonei a far venir meno i profili anticoncorrenziali ipotizzati nel provvedimento di avvio dell'istruttoria, anche alla luce di quanto emerso dalle osservazioni degli operatori del settore al *market test*.

RITENUTO pertanto che gli impegni presentati da Eni S.p.A. sono tali da far venire meno, nel senso sopra indicato, i profili anticoncorrenziali oggetto dell'istruttoria;

RITENUTO di disporre l'obbligatorietà degli impegni assunti da Eni S.p.A. ai sensi dell'articolo 14ter, comma 1, della legge n. 287/90;

RITENUTO, pertanto, di poter chiudere il procedimento avviato con delibera del 6 marzo 2102 senza accertare l'infrazione, ai sensi dell'articolo 14-ter, comma 1, della legge n. 287/90;

Tutto ciò premesso e considerato:

#### DELIBERA

a) di rendere obbligatori per la società Eni S.p.A. gli impegni presentati ai sensi dell'articolo 14-ter, comma 1, della legge n. 287/90, nei termini sopra descritti e allegati al presente provvedimento di cui fanno parte integrante;

b) di chiudere il procedimento senza accertare l'infrazione ai sensi dell'articolo 14-ter, comma 1, della legge n. 287/90;

c) che la società Eni S.p.A., entro sessanta giorni dalla data di notifica del presente provvedimento, informi l'Autorità dell'azione intrapresa per dare esecuzione agli impegni assunti e che, entro due mesi dallo scadere di ogni anno termico di vigenza degli impegni, la società Eni S.p.A. invierà una relazione di ottemperanza all'Autorità nei termini sopra descritti.

Il presente provvedimento verrà notificato ai soggetti interessati e pubblicato ai nel Bollettino dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.

IL SEGRETARIO GENERALE  
*Roberto Chieppa*

IL PRESIDENTE  
*Giovanni Pitruzzella*