

A358 - TRANS TUNISIAN PIPELINE COMPANY-ENI

Provvedimento n. 15174

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 15 febbraio 2006;

SENTITO il Relatore Giorgio Guazzaloca;

VISTA la legge 10 ottobre 1990, n. 287;

VISTO l'articolo 82 del Trattato CE;

VISTO l'articolo 54 della legge 6 febbraio 1996, n. 52;

VISTO il Regolamento del Consiglio n. 1/2003 del 16 dicembre 2002;

VISTA la documentazione in possesso dell'Autorità, ed in particolare i documenti acquisiti al presente procedimento dai procedimenti A329 e A329B;

VISTA la propria delibera del 27 gennaio 2005, con la quale è stato avviato un procedimento (identificativo A358, "Eni-TTPC") nei confronti delle società Eni S.p.A. e Trans Tunisian Pipeline Company Ltd per presunta violazione dell'articolo 82 del Trattato CE;

VISTA la comunicazione delle risultanze istruttorie, comunicata alle Parti in data 4 novembre 2005, con cui si fissava il termine di chiusura della fase di acquisizione degli elementi probatori al 4 dicembre 2005;

VISTA la propria delibera del 16 novembre 2005, con la quale si è stabilito di prorogare al 15 febbraio 2006 il termine di conclusione del presente procedimento.

VISTI gli atti del procedimento e la documentazione acquisita nel corso dell'istruttoria;

CONSIDERATO quanto segue:

LE PARTI

1. Eni S.p.A. (di seguito Eni) svolge, attraverso numerose società controllate, attività nei settori del petrolio, del gas naturale, della petrolchimica, della finanza, dell'ingegneria e dei servizi. In particolare, nel settore del gas naturale, Eni, tramite la propria Divisione Eni Gas and Power, opera nell'attività di approvvigionamento di gas dall'estero e nella vendita all'ingrosso ed al dettaglio in Italia; tramite la società Italgas S.p.A., opera nelle attività di distribuzione di gas. Eni opera anche nell'attività di trasporto nazionale di gas attraverso la società Snam Rete Gas S.p.A. (posseduta al 50%), nell'attività di stoccaggio sotterraneo tramite la società Stogit S.p.A. (posseduta al 100%) e nell'attività di gestione di infrastrutture di rigassificazione di Gas Naturale Liquefatto (GNL), tramite la società GNL Italia S.p.A. (interamente controllata da Snam Rete Gas S.p.A.).

2. Eni, inoltre, è attiva nel settore delle infrastrutture di trasporto internazionale di gas, tramite partecipazioni dirette nel capitale sociale e/o tramite la detenzione di diritti di transito a valere sulla capacità di trasporto installata. In particolare, Eni detiene una quota del 49% nella società TENP GmbH che gestisce l'omonimo gasdotto che trasporta gas dal Nord Europa; una quota del 46% nella società Transitgas che gestisce il gasdotto che trasporta il gas in territorio svizzero sino al confine italiano. Eni detiene l'89% del capitale della società TAG GmbH, titolare dei diritti esclusivi di trasporto sul gasdotto TAG, che serve a trasportare il gas di provenienza russa in territorio italiano attraverso l'Austria (il gasdotto è di proprietà dell'operatore austriaco OMV che detiene il restante 11% di TAG GmbH).

3. Eni detiene il 100% del capitale della società Trans Tunisian Pipeline Company Ltd (di seguito, "TTPC"), titolare in via esclusiva, fino al 2019, dei diritti di trasporto sul gasdotto che attraversa il territorio tunisino dalla località di Oued Saf Saf, alla frontiera con l'Algeria, fino alla località di Cap Bon, sul Canale di Sicilia, ed utilizzato per l'importazione in Italia di gas algerino (il gasdotto è di proprietà della società tunisina Sotugat). Quanto, invece, al gasdotto sottomarino che collega Cap Bon a Mazara del Vallo, esso è posseduto dalla società Trans Mediterranean Pipeline Company Ltd (di seguito, "TMPC"), società

partecipata al 50% da Eni e al 50% dal fornitore algerino di gas naturale Sonatrach. Eni è proprietario, inoltre del gasdotto Greenstream attraverso il quale alcuni operatori terzi trasportano in Italia gas libico. Tale infrastruttura, già utilizzata per parte della propria capacità di trasporto, sarà pienamente operativa nel 2006 ed è destinata ad importare un quantitativo annuo di gas pari a 8 miliardi di metri cubi con possibile estensione a 10 miliardi di metri cubi.

4. Il capitale sociale di Eni è detenuto per il 20,33% dal Ministero dell'Economia e Finanze e per il 10% dalla società Cassa Depositi e Prestiti S.p.A., mentre il restante capitale è quotato presso alcune borse valori. Nel 2004 il fatturato consolidato realizzato a livello mondiale da Eni è stato di circa 58,3 miliardi di euro.

5. Parti del presente procedimento sono anche le società Edison S.p.A. (di seguito Edison), Compagnia Italiana del Gas S.p.A. (di seguito "CIG") e Elektrizitas-Gesellschaft Laufteburg AG, (di seguito EGL) che hanno chiesto, ed ottenuto di partecipare al procedimento ai sensi dell'articolo 7, comma 1, lettera b), del D.P.R. n.217/98.

I. IL FATTO

6. Il procedimento trae origine da una vicenda risalente al 2002, anno in cui TTPC decideva di procedere ad un potenziamento della capacità di trasporto del gasdotto tunisino. Il potenziamento avrebbe garantito, a partire dal marzo 2007 e fino al 2019, l'ingresso sul territorio italiano di un volume aggiuntivo di gas pari a 6,5 miliardi di metri cubi di gas l'anno. A seguito della decisione di procedere al programmato potenziamento, pertanto, durante il 2002, TTPC ha avviato una procedura di allocazione della nuova capacità (di seguito, "Capacità Addizionale").

7. In seguito alle numerose richieste ricevute, a quello stadio ancora svincolate dall'effettiva disponibilità di gas algerino da parte dei vari *shipper*, TTPC ha inizialmente allocato la Capacità Addizionale in modo proporzionale alla dimensione delle singole richieste (criterio *pro quota*), nell'ottica poi di concludere il processo avviato in funzione degli effettivi accordi di acquisto di gas finalizzati da ciascuno *shipper* con il fornitore di gas algerino Sonatrach.

8. A fine marzo 2003, a seguito della procedura di assegnazione *pro quota* della Capacità Addizionale, TTPC ha sottoscritto contratti di trasporto *ship or pay* con i sette *shipper* risultati aggiudicatari dell'assegnazione *pro quota*. Si trattava delle società Edison, CIG, Bidas Energy International S.p.A (di seguito Bidas), World Energy SA (di seguito Worldenergy), EGL, ICD intercommercial dialogue Ltd, TPE trading per l'energia S.r.l..

9. I suddetti contratti erano subordinati al verificarsi delle seguenti condizioni sospensive, da realizzarsi entro il 30 giugno 2003 (cfr. articolo 2, comma 1, dei sette contratti sottoscritti da TTPC e gli *shipper*):

a)ottenimento, da parte di ogni *shipper*, dell'approvazione, da parte dello Stato tunisino, del contratto di trasporto, dell'entità dell'eventuale prelievo fiscale, e di eventuali altre autorizzazioni richieste dallo Stato tunisino, e consegna a TTPC da parte dello *shipper* di documentazione comprovante l'ottenimento delle predette approvazioni ed autorizzazioni;

b)rilascio, a cura dello *shipper*, a TTPC della garanzia bancaria richiesta;

c)ottenimento dell'autorizzazione all'importazione da parte dello Stato italiano di cui all'articolo 3 del Decreto Legislativo del 23 maggio 2000, n. 164;

d)notifica, da parte di ogni *shipper*, dell'avvenuto accordo con la società TMPC per il trasporto del gas sul gasdotto sottomarino tra Tunisia e Sicilia;

e)contestuale entrata in vigore di tutti gli altri contratti di trasporto relativi alla capacità addizionale, cioè alla capacità di trasporto che sarebbe stata resa disponibile a terzi a seguito del potenziamento del gasdotto tunisino, e pari a 6,5 miliardi di m³ annui.

10. Successivamente, tre delle sette imprese che avevano sottoscritto il contratto di trasporto¹ non hanno ottenuto l'autorizzazione ad importare gas naturale da paesi extra comunitari da parte del Ministero delle Attività Produttive (MAP), facendo venire meno la possibilità di soddisfare la condizione sospensiva c).

¹ Si tratta delle società EGL, TPE (Trading per l'energia Srl) e ICD (Intercommercial Dialogue Ltd).

11. Le quattro restanti imprese sono state autorizzate ad importare, dal momento che hanno prodotto al MAP documentazione comprovante l'effettiva sussistenza di un contratto di fornitura con il fornitore algerino Sonatrach a partire dal 2007. Si tratta di Edison (autorizzata per un minimo di 0,7 miliardi di metri cubi anno sino ad un massimo di 4 miliardi di metri cubi anno), CIG (per 0,5 miliardi di metri cubi anno), Bidas (per 0,5 miliardi di metri cubi anno) e Worldenergy (per 0,1 miliardi di metri cubi anno).

12. Con una lettera inviata il 24 giugno 2003 ai quattro *shipper* aggiudicatari di nuova capacità, TTPC ha proposto di posporre dal 30 giugno 2003 al 30 ottobre 2003 il termine di scadenza di alcune delle condizioni sospensive cui era sottoposta la validità dei contratti *ship or pay* sottoscritti il 31 marzo 2003. In particolare, si trattava delle condizioni sospensive di cui all'articolo 2, comma 1, lettera b), [rilascio, a cura dell'assegnatario, a TTPC della garanzia bancaria richiesta]; e lettera d) [notifica, da parte dell'assegnatario, dell'accordo con TMPC per il transito sul gasdotto sottomarino].

13. Nella medesima lettera del 24 giugno TTPC precisava che tale decisione «segue ad una comunicazione appena ricevuta da parte di Eni S.p.A. in merito a talune sopravvenute circostanze relative al mercato italiano tali da incidere sulla procedura di allocazione di capacità addizionale.[...] In essa, Eni ci evidenzia il sostanziale cambio nel quadro di mercato previsto in Italia per il periodo a partire dal 2007. In particolare, a fronte di decisioni intervenute circa la realizzazione di nuovi terminali di GNL in Italia contestualmente al potenziamento dei gasdotti di importazione esistenti, si delinea una situazione di grave oversupply sul mercato italiano tale da determinare a partire dal 2008 l'impossibilità per gli importatori di gas di adempiere nel loro insieme ai propri obblighi take or pay. [...] In tali circostanze, e nella perdurante assenza di un accordo del socio Sonatrach sulle proposte Eni per la collegata ristrutturazione del Trans Mediterranean Pipeline Company [...], appare necessario procedere a posporre il termine del 30 giugno, nei limiti ed alle condizioni di cui sopra» (cfr. documento 2 del fascicolo).

14. A seguito dell'invio di documentazione giudicata da TTPC insufficiente a comprovare l'avvenuta autorizzazione dallo Stato tunisino, in data 7 luglio 2003, TTPC inviava agli *shipper* una comunicazione con la quale rinviava al 30 ottobre anche il termine di scadenza della condizione sospensiva di cui all'articolo 2, comma 1 lettera a), relativa all'ottenimento dell'autorizzazione da parte dello stato tunisino.

15. In data 3 novembre 2003, TTPC ha comunicato agli *shipper* che «[...] alla data del 30 ottobre 2003 le condizioni sospensive attinenti al contratto in oggetto non ci risultano avverate». Di conseguenza, Eni riteneva risolti di diritto i contratti *ship or pay* sottoscritti con i quattro *shipper* a fine marzo 2003.

II. IL PROCEDIMENTO ISTRUTTORIO

16. Con provvedimento del 27 gennaio 2005, l'Autorità ha avviato, ai sensi dell'art. 82 del Trattato UE, un procedimento nei confronti delle società Eni e TTPC, per un abuso di posizione dominante avente come effetto quello di ostacolare e/o impedire l'ingresso di operatori indipendenti a partire dal marzo 2007, sul mercato nazionale dell'approvvigionamento all'ingrosso di gas naturale.

17. Ai sensi dell'art.7, comma 1, lettera b), del D.P.R. n. 217/98 le società Edison, CIG, EGL e Exergia S.p.A. (di seguito "Exergia") hanno chiesto di partecipare al procedimento. L'Autorità ha accolto le richieste di Edison e CIG, in qualità di *shipper* aggiudicatari della capacità addizionale sul TTPC dotati di autorizzazione ad importare gas naturale da paesi extra-comunitari, e la richiesta di EGL, in qualità di soggetto a cui TTPC aveva inizialmente allocato parte della capacità addizionale ma che era poi stato escluso dalla procedura dal momento che non aveva avuto l'autorizzazione ministeriale ad importare gas naturale dall'Algeria. Non è stata accolta la richiesta di Exergia, in quanto l'Autorità ha ritenuto che tale soggetto non fosse stato pregiudicato dal comportamento assunto da Eni e TTPC, in merito al potenziamento del gasdotto, successivamente alla firma dei contratti di trasporto con gli *shipper*.

18. Nel corso del procedimento, sono state sentite in audizione le società Eni, TTPC, Edison, CIG, Bidas, Worldenergy e EGL. A seguito di richiesta formale, ai sensi dell'art.13 del D.P.R. n. 217/98, le società ENI, TTPC, Edison, CIG, ed EGL hanno più volte esercitato il diritto di accesso ai documenti del procedimento.

III. LE RISULTANZE ISTRUTTORIE

a) La decisione di Eni di rinviare il potenziamento del gasdotto tunisino

19. Dalla documentazione acquisita nel corso del procedimento istruttorio è emersa chiaramente l'intenzione della società Eni, manifestatasi tra il giugno ed il novembre 2003, di rinviare i lavori di potenziamento del gasdotto TTPC rispetto alla data originariamente prevista nei contratti di trasporto sottoscritti con gli *shipper* nel marzo 2003 per l'inizio del servizio di trasporto (marzo 2007).

20. Le motivazioni poste alla base di tale decisione vanno ricercate nelle dichiarazioni, fatte dalla stessa Eni, di prevedere, nel medio periodo (2008-2011), una situazione di eccesso di offerta di gas sul mercato italiano, tale da mettere a rischio i suoi adempimenti relativi ai ritiri minimi previsti nei contratti di importazione *take or pay* sottoscritti con i fornitori a monte, nonché la sua quota a valle, sul mercato italiano della vendita di gas.

21. Già il 5 giugno 2003, l'Amministratore delegato dell'Eni inviava una lettera al Direttore Generale della Divisione gas & Power, precisando «*le direttive per la redazione del Piano Strategico 2004-2007*». In tale documento si legge «*Nel settore Gas&Power le azioni programmate saranno indirizzate al conseguimento dei seguenti obiettivi:*

- costanza dei volumi di gas venduti in Italia;
 - evitare penali *take or pay* sui contratti di approvvigionamento;
 - potenziamento delle infrastrutture di importazione in tempi adeguati alla crescita dei consumi di gas in Italia, tenuto conto dell'evoluzione del contesto regolatorio e competitivo; [...]
- (cfr. documento 130 del fascicolo istruttorio).

22. All'inizio del giugno 2003, dunque, Eni, già prevedeva, come obiettivo di gruppo, di evitare il rischio di incorrere nel pagamento delle penali derivanti dal mancato rispetto degli obblighi di ritiro minimo previsti nei contratti *take or pay*. Tale preoccupazione scaturiva dalla valutazione di Eni di dover far fronte al determinarsi di una situazione di eccesso di offerta, nel breve-medio periodo, sul mercato italiano del gas. In particolare, lo scenario di mercato di Eni sembra mutare nel giugno 2003 nel momento in cui Eni riteneva che il processo di realizzazione di due terminali di rigassificazione di GNL (uno a Brindisi ed uno a Rovigo) stesse subendo una brusca accelerazione; ciò in particolare, a causa dell'ingresso tra le società interessate alla realizzazione del terminale *offshore* di Rovigo del gruppo Exxon Mobil e del produttore di Stato del Qatar. Eni dunque ha valutato che la realizzazione congiunta dei due terminali (in quel momento si riteneva che ciò potesse avere luogo entro l'anno 2008) e dei potenziamenti dei gasdotti TTPC e, in un secondo momento TAG, avrebbe determinato un eccesso di offerta di gas rispetto alla domanda.

23. In tale prospettiva, come si evince dalla lettera sopra citata del 5 giugno 2003, veniva, pertanto, richiesto che Eni adeguasse la realizzazione dei potenziamenti delle infrastrutture estere al nuovo scenario dei consumi di gas.

24. La conferma che, già nel giugno 2003, le previsioni di Eni in merito ad una presunta situazione di *oversupply* sul mercato italiano del gas fossero tali da incidere sulla scelta strategica di rinviare il potenziamento del gasdotto tunisino è riscontrabile, altresì, nella lettera del 24 giugno 2003 con cui il Presidente della TTPC scrive ai membri del CdA della società di trasporto informandoli in merito ad una comunicazione della controllante Eni nella quale si paventavano alcune circostanze che avrebbero inciso sulla procedura di aggiudicazione della Capacità Addizionale derivante dal potenziamento del gasdotto tunisino.

25. Nella lettera del Presidente di TTPC si legge: “Con la presente si informano i membri del Consiglio di Amministrazione della Trans Tunisian Pipeline Company Limited, che la società ha ricevuto da Eni S.p.A., in data odierna, la lettera di seguito allegata (...). Le circostanze citate nella suddetta comunicazione sono tali da incidere sulla procedura di allocazione della capacità addizionale, al momento sfociata nella sottoscrizione da parte della società di sette contratti di trasporto. Pertanto riteniamo doveroso informare tutte le controparti circa i contenuti di tale comunicazione e, in conseguenza della stessa, posporre al 30 ottobre 2003 l'avveramento di talune condizioni sospensive dei contratti di trasporto, come specificato nella

bozza di lettera (...). Vista l'urgenza, si procederà all'invio della lettera entro domani." (sottolineatura aggiunta cfr. doc. 26 del fascicolo istruttorio)

26. La comunicazione trasmessa da Eni a TTPC conteneva una vera e propria bozza di lettera che TTPC avrebbe dovuto inviare agli *shipper*, sue controparti nel rapporto contrattuale avente ad oggetto la Capacità Addizionale. Nella bozza di lettera si legge: *«La decisione di cui sopra assunta dalla nostra società segue ad una comunicazione appena ricevuta da parte di Eni S.p.A. in merito a talune sopravvenute circostanze relative al mercato italiano tali da incidere sulla procedura di allocazione di capacità addizionale, al momento sfociata nella sottoscrizione dei summenzionati contratti di trasporto, incluso il Vostro. Riteniamo doveroso da parte nostra, alla luce dei rapporti contrattuali intercorrenti, mettervi a parte dei contenuti di tale comunicazione. In essa, Eni ci evidenzia il sostanziale cambio nel quadro di mercato previsto in Italia per il periodo a partire dal 2007. In particolare, a fronte di decisioni intervenute circa la realizzazione di nuovi terminali GNL in Italia contestualmente al potenziamento dei gasdotti di importazione esistenti, si delinea una situazione di grave oversupply sul mercato italiano tale da determinare a partire dal 2008 l'impossibilità per gli importatori gas di adempiere nel loro insieme ai propri obblighi take or pay. Tale situazione determinerebbe, ovviamente, l'impossibilità anche per la stessa Eni di far fronte ai propri specifici obblighi take or pay, tutti relativi a contratti di importazione gas sottoscritti da Eni prima dell'entrata in vigore della Direttiva 98/30/CE. Alla luce di quanto sopra, Eni comunica che ritiene di dover utilizzare tutti gli strumenti legali a sua disposizione onde evitare danni alla propria attività d'impresa ed ai propri interessi commerciali (...)»* (sottolineatura aggiunta, cfr. doc. 26 del fascicolo istruttorio).

27. Nella bozza di lettera era contenuta anche l'indicazione di posporre il termine di avveramento della condizione di cui all'art. 2.1.d (accordo con TMPC), nonché di quella collegata di cui all'art. 2.1.b (presentazione garanzia bancaria) dalla data del 30 giugno 2003 a quella del 30 ottobre dello stesso anno a causa della *“perdurante assenza anche di un accordo del socio Sonatrach sulle proposte Eni per la collegata ristrutturazione di Trans Mediterranean Pipeline Company”* (cfr. doc. 26 del fascicolo istruttorio).

28. A seguito della comunicazione sopra riportata, TTPC, in pari data, inviava la medesima lettera a tutti gli *shipper* che avevano sottoscritto i contratti di trasporto *ship or pay* aventi ad oggetto la Capacità Addizionale (cfr. supra §12 e §13).

29. Dai documenti sopra citati si palesava un forte timore, da parte di Eni, dell'eventualità di incorrere nei rischi seguenti dal mancato rispetto degli obblighi imposti dai contratti *take or pay*, a causa dello scenario che la medesima aveva prospettato, relativo ad un eccesso di offerta sul mercato italiano del gas. In coerenza con quanto previsto nella lettera del 5 giugno 2003 sopra menzionata, e cioè di valutare la realizzazione dei potenziamenti delle infrastrutture *“in tempi adeguati alla crescita dei consumi di gas in Italia”*, Eni comunicava in data 24 giugno 2003 a TTPC quelle *“sopravvenute circostanze”* che avrebbero potuto incidere sulla procedura di allocazione della capacità addizionale prima che gli *shipper* si fossero apprestati *“ad assumere definitivamente obblighi irrevocabili di lungo periodo”* (cfr. doc. 26 del fascicolo istruttorio).

30. Si consideri, al riguardo, che un giorno prima l'invio della lettera a TTPC, e dunque il 23 giugno 2003, Eni aveva scritto anche al fornitore algerino Sonatrach, per informarlo in merito al nuovo scenario che, a medio termine, a suo giudizio si sarebbe verificato in relazione alle condizioni di domanda ed offerta sul mercato italiano del gas (cfr. documento 124 del fascicolo istruttorio).

31. Non vi è alcun dubbio, pertanto, che le previsioni di Eni, e le preoccupazioni derivanti dalle stesse, abbiano inciso, sin dal giugno 2003, sulle scelte decisionali del gruppo in merito alla realizzazione dei potenziamenti delle infrastrutture di trasporto estere, e più specificamente sull'attività di potenziamento del gasdotto tunisino.

32. Sebbene nella lettera inviata agli *shipper* il 24 giugno non vi sia una precisa indicazione di “rinviare” il potenziamento del TTPC - anzi, nei fatti, l'effetto concreto di quella lettera è di prorogare sino al 30 ottobre 2003 il termine di due delle quattro condizioni sospensive - tuttavia appare chiaro che la comunicazione aveva il compito di veicolare il messaggio che il nuovo quadro di mercato, previsto da Eni, fosse in grado di

“incidere” sul processo di allocazione della nuova capacità di trasporto sul TTPC e, dunque, anche di rinviarlo.

33. Nei mesi intercorrenti tra il giugno e l’ottobre 2003, la convinzione che il potenziamento del TTPC contrastasse con gli obiettivi strategici di Eni assume forza. Ciò è desumibile in maniera esplicita da una lettera del 23 ottobre 2003 inviata da Eni a Sonatrach. Nella lettera Eni dichiara al fornitore algerino che *«There is no doubt that a serious oversupply situation with respect to the take or pay level of the long term gas supplies is going to characterize the Italian market in the next few years, due to a lesser increase in the demand and in particular to the previously unforeseen development of new LNG terminals and other gas import infrastructures. Such situation will affect materially the entire natural gas import business in Italy and, of course, was not foreseeable by us more than one year ago when we promote the possible development of further transport capacity in both TAG (Austria) and TTPC (Tunisia) import pipeline to Italy»* (cfr. allegato 22 alla memoria di Eni del 3 giugno 2005). Ad ottobre 2003, pertanto, Eni comunica alla sua principale controparte commerciale (Sonatrach) che lo scenario di eccesso di offerta si avrà senza alcun dubbio a causa di due fattori: (i) minore incidenza della domanda; (ii) sopravvenuta realizzazione di nuove infrastrutture nel settore dell’importazione di gas (terminale di GNL) in Italia.

34. Di conseguenza Eni comunica a Sonatrach il proprio intendimento di posticipare il progetto di potenziamento del TTPC dal 2007 al 2013: (*“Accordingly, our intention is to promote a postponement of the expansion of TTPC import pipeline from 2007 until 2013”*.) (cfr. allegato 22 alla memoria di Eni del 3 giugno 2005). In quella stessa sede, Eni, evidentemente consapevole del fatto che TTPC aveva sottoscritto dei contratti di trasporto con quattro *shipper* a valere sulla Capacità Addizionale che, a loro volta, avevano negoziato con Sonatrach l’acquisto del gas naturale a partire dal marzo 2007, proponeva al fornitore algerino, di diminuire, per il periodo 2007-2013, i propri ritiri sui contratti *take or pay* dall’Algeria per una quantità pari alle capacità allocate nei contratti a valere sulla Capacità Addizionale a favore degli *shipper*².

35. I documenti sopra descritti dimostrano che nel periodo compreso tra il giugno e l’ottobre del 2003, Eni preoccupata dal rischio di incorrere in penali dovute a minori ritiri dai contratti *take or pay*, e dalla minaccia di vedere diminuita la sua quota sul mercato italiano del gas, assume la decisione di procedere al rinvio del potenziamento del gasdotto tunisino. Come si avrà modo di argomentare nei successivi paragrafi, si tratta di una decisione che, per essere attuata, doveva necessariamente passare per la risoluzione dei contratti di trasporto sottoscritti con gli *shipper* nel marzo 2003, le cui condizioni sospensive scadevano il 30 ottobre 2003. Ove infatti questi contratti fossero entrati in vigore, sarebbe stato impossibile per Eni impedire l’entrata in funzione della Capacità Addizionale nel marzo 2007.

36. E’ da questo processo decisionale di cui, agli atti, le prime tracce risalgono al giugno 2003, che scaturisce il quadro previsionale e di mercato contenuto nel Piano strategico di Eni, Divisione Gas & Power per il periodo 2004-2007. Nel documento, predisposto a fine 2003, nella parte “quadro strategico” si legge: *«oltre il 2007, in Italia esiste un possibile rischio di oversupply rispetto all’effettiva crescita della domanda»*. Segue un’analisi della possibile esposizione *take or pay* di Eni sulla base dell’ipotesi che i due terminali di rigassificazione di GNL di Rovigo e Brindisi entrino in funzione nel 2008. Eni conclude *«Per questa ragione, il piano 2004-2008 non contempla il potenziamento dei gasdotti TAG e TTPC, prevedendone la realizzazione oltre il 2010»* (cfr. documento 102 del fascicolo istruttorio).

37. Si tratta di un documento di estrema importanza, in cui viene indicata la linea strategica della divisione Gas and Power di Eni per il periodo 2004-2008. Per quanto recante la data del dicembre 2003, è ragionevole ipotizzare che le valutazioni strategiche in esso contenute siano frutto di riflessione ed elaborazione nel tempo. Esse del resto sono in linea con i documenti interni di Eni, sin dal giugno 2003. Si intende sottolineare che il documento di pianificazione strategica di Eni per il periodo 2004-2008 non contemplava la realizzazione di un’iniziativa, il potenziamento del gasdotto tunisino, per il quale appena qualche mese prima, nel marzo 2003, TTPC aveva sottoscritto contratti di trasporto *ship or pay* con alcuni *shipper* indipendenti.

² Sonatrach ha, poi, rifiutato la proposta di Eni.

b) La condotta di Eni, tramite TTPC

38. Dagli atti istruttori risulta il ruolo determinante di Eni nella definizione delle linee d'azione della società controllata TTPC.

39. In primo luogo, la comunicazione del 24 giugno 2003, tramite la quale il Presidente di TTPC trasmette ai membri del CdA di TTPC la bozza di lettera, comunicata da Eni, affinché venisse rispettato quanto indicato dalla società controllante, è rappresentativo del ruolo di Eni sulle scelte strategiche di TTPC, anche quando queste scelte non sembrerebbero in linea con la politica commerciale di un *carrier* internazionale di gas, non verticalmente integrato.

40. La successiva comunicazione agli *shipper* tramite la quale TTPC rinviava il termine per l'avveramento di alcune delle condizioni sospensive dal 30 giugno 2003 al 30 ottobre 2003, e che riprendeva fedelmente la comunicazione di Eni, rende esplicito il ruolo di TTPC quale mero veicolo degli obiettivi strategici di Eni. In particolare, le comunicazioni che TTPC ha inviato agli *shipper* il 24 giugno 2003, e che sono tali da incidere sul rapporto contrattuale tra le parti, derivano da valutazioni scaturenti esclusivamente dalla controllante Eni, concorrente degli *shipper* sul mercato dell'approvvigionamento all'ingrosso di gas naturale. Eni ha, addirittura, formulato le lettere di rinvio del termine per l'avveramento delle condizioni di un contratto di cui non è parte.

41. In altri termini, e nonostante l'asserita volontà di Eni di fornire TTPC di una struttura societaria tipica del *carrier* internazionale di gas, non pare esistere, sulla base degli atti del procedimento, alcuna distinzione tra la società TTPC e la controllante Eni. La separazione societaria appare dunque come un mero velo che nasconde una unitarietà di condotta strategica. A riprova di quanto sopra detto ricorrono anche tutta una serie di atti successivi al giugno 2003 attraverso i quali Eni tiene costantemente informata TTPC sulle vicende legate all'*oversupply* che si sarebbe creata (cfr. documento 27 e 87 del fascicolo istruttorio).

42. Sono inoltre state acquisite numerose lettere, inviate da TTPC ad Eni, con le quali quest'ultima società veniva dettagliatamente, e regolarmente, informata su tutta la corrispondenza intercorsa tra la società di trasporto e gli *shipper*, in relazione al previsto potenziamento (cfr. doc. 79 e doc. 82 del fascicolo istruttorio). Tali circostanze non possono che essere interpretate alla luce del duplice ruolo rivestito da Eni, da un lato controllante TTPC, e dall'altro concorrente degli *shipper* (nonché operatore in posizione dominante) sul mercato nazionale dell'approvvigionamento all'ingrosso di gas naturale.

c) L'avveramento delle condizioni sospensive (la posizione degli organi ministeriali tunisini e l'interesse di Sonatrach al potenziamento del gasdotto)

43. Come già ricordato ai precedenti paragrafi, il 3 novembre 2003, TTPC ha inviato agli *shipper* una comunicazione in cui dichiarava la risoluzione di diritto dei contratti di trasporto sottoscritti a fine marzo 2003, a causa del mancato avveramento, entro il termine previsto, di alcune delle condizioni cui il contratto di trasporto risultava sospensivamente condizionato. Dalla corrispondenza successiva intercorsa con gli *shipper*, si evince che TTPC aveva considerato non avverate, in particolare, le condizioni di cui alle lettere *a)*, *b)* e *d)* dell'articolo 2, comma 1, dei contratti sopra citati.

La condizione di cui all'art. 2, comma 1, lettera *a)*, (approvazione dello Stato tunisino) e la condizione di cui all'art. 2, comma 1, lettera *e)*, (contestuale entrata in vigore di tutti i contratti relativi alla Capacità Addizionale)

44. Con riguardo alla condizione sospensiva *a)* dei contratti di trasporto, relativa alla necessità di ottenere, da parte dello Stato tunisino, l'autorizzazione al passaggio sul suo territorio del gas naturale oggetto dei contratti di trasporto, conclusi tra gli *shipper* e TTPC, gli *shipper* aggiudicatari della capacità addizionale avevano presentato a TTPC, entro la data del 30 giugno 2003, una comunicazione del Ministero dell'Industria tunisino con la quale quest'ultimo autorizzava gli stessi al passaggio sul suo territorio, a condizione che una apposita "*Convention*", relativa al trasporto del gas, venisse formalizzata.

45. In particolare, in una lettera a Bidas del 27 giugno 2003, il Direttore generale dell'energia del Ministero dell'industria tunisino affermava che la Convenzione «*relative au transport de gaz propriété de Bidas sur le territoire tunisienne et à la fixation du prélèvement fiscal y afférent est en cours de finalisation*». In ogni caso, il Direttore Generale dell'energia tunisino specificava che «*pour vous permettre de respecter le délai du 30 juin 2003 qui vous a été imparti par TTPC, j'ai l'honneur de vous signifier notre accord pour*

l'utilization du gazoduc et pour le transport du gaz object du contract SONATRACH/Bridas, sous réserve de la conclusion de la Convention mentionnée ci-dessus» (sottolineatura aggiunta cfr. Doc. 20 del fascicolo istruttorio).

46. Il Governo tunisino, proprio al fine di consentire il termine formale del 30 giugno 2003, comunicava pertanto il suo accordo per l'utilizzazione del gasdotto. Al tempo stesso informava che la Convenzione era in fase di finalizzazione. È dunque possibile affermare che a fine giugno 2003 gli *shipper* avessero ottenuto l'accordo formale dello Stato tunisino al passaggio del loro gas sul suo territorio.

47. Con riguardo alla complessa procedura richiesta dallo Stato tunisino per concedere un'autorizzazione formale della Convenzione di transito, TTPC nella propria memoria difensiva del 3 giugno 2005 (cfr. documento 226bis del fascicolo) aveva precisato che proprio in relazione al procedimento particolarmente lungo e complesso, gli *shipper* avevano richiesto uno spostamento nel tempo del termine delle condizioni sospensive apposte al contratto di trasporto nella prima bozza contrattuale proposta (1° dicembre 2002) (cfr. allegati 7, 8 e 9 alla memoria TTPC del 3 giugno 2005).

48. In particolare, TTPC cita alcune lettere ricevute da MOGEST (poi divenuta CIG) nel 2002 e relative all'ottenimento dell'autorizzazione al passaggio del gas sul territorio tunisino. Nella prima, del 1° ottobre 2002, lo *shipper* dichiarava che a seguito di una riunione con il Ministero competente tunisino era venuta a conoscenza del fatto che, al fine di ottenere l'autorizzazione al passaggio, era necessaria una approvazione a livello parlamentare, e pertanto richiedeva una proroga dei termini per l'avveramento della condizione (cfr. allegato 6 della memoria TTPC del 3 giugno 2005). Nella seconda lettera, del 25 novembre 2002, MOGEST/CIG dichiarava a TTPC che «[...] *l'entità del prelievo debba essere fissata dal decreto del ministero dell'industria di concerto con il ministero delle finanze e successiva approvazione parlamentare. [...] Il Ministero, dopo aver esaminato la pratica, sottoscrive un "Accordo di principio" con il richiedente. Tale accordo viene trasmesso al parlamento tunisino per l'approvazione. Quanto ai tempi, ci è stato comunicato che per sottoscrivere l'"accordo di principio" è prevedibile il decorso di 1-2 mesi. Dalla sottoscrizione fino all'approvazione parlamentare è prevedibile il decorso di altri due mesi. L'intera procedura dovrebbe essere completata entro un periodo di 3-4 mesi dall'avvio» (cfr. allegato 11 alla memoria di TTPC del 3 giugno 2005).*

49. A seguito di tali richieste, TTPC, con comunicazione del 18 dicembre 2002, prorogava il termine per l'avveramento delle condizioni sospensive apposte al contratto al 3 giugno 2003. Successivamente, con comunicazione del 10 febbraio 2003, TTPC informava gli *shipper* dei nuovi termini sia per la firma dei contratti definiti (31 marzo 2003), sia per l'avveramento delle condizioni sospensive (30 giugno 2003).

50. Alla data della sottoscrizione dei contratti di trasporto (marzo 2003), pertanto, sia gli *shipper* che TTPC erano consapevoli dell'*iter* richiesto per ottenere un'autorizzazione da parte dello Stato tunisino al passaggio sul suo territorio.

51. Prima dell'avveramento del termine del 30 giugno 2003, gli *shipper* presentavano a TTPC la lettera sopra menzionata del 27 giugno 2003, con cui il Direttore Generale dell'energia del Ministero dell'industria tunisino aveva espresso il suo assenso al passaggio sul territorio dello Stato Tunisino, nonostante la Convenzione fosse ancora in fase di finalizzazione. TTPC rispondeva agli *shipper* in data 7 luglio 2003, precisando che tale lettera non era sufficiente per considerare avverata la condizione sospensiva a), che doveva essere formalizzata «[...] *mediante la sottoscrizione di una "Convention" che, come riportato nella suddetta lettera, è attualmente in corso di finalizzazione» (cfr. documento 2 del fascicolo istruttorio). Nella medesima comunicazione TTPC, pertanto, decideva di prorogare il termine di avveramento della suddetta condizione, informando gli *shipper* che il testo della Convenzione, debitamente sottoscritto, sarebbe dovuto pervenire entro il 30 ottobre 2003, pena la risoluzione automatica di diritto del contratto.*

52. Si osserva fin da subito che mentre le proroghe, in ordine all'avveramento della condizione a), concesse prima della sottoscrizione dei contratti di trasporto, sono espressione di uno sforzo di TTPC in favore degli *shipper*, a seguito delle difficoltà dagli stessi palesate in ordine alle procedure previste per l'autorizzazione formale da parte dello Stato tunisino, la proroga concessa con la lettera del 7 luglio 2003, non ha inciso sulle iniziative di TTPC, dato che quest'ultima, nel frattempo (24 giugno 2003), aveva già rinviato al 30 ottobre 2003 le condizioni di cui alle lettere b) e d) del contratto di trasporto sottoscritto con gli *shipper*.

53. Dai documenti ispettivi risulta che gli *shipper*, entro la data prestabilita del 30 ottobre 2003, hanno fornito a TTPC una bozza di Convenzione con lo Stato tunisino. Il 30 ottobre 2003, infatti, CIG trasmetteva, a mezzo fax a TTPC, la Convenzione di transito sottoscritta con l’Autorità tunisina competente il 14 ottobre 2003, siglata in ogni pagina, alla quale veniva allegata una lettera che, in pari data, il Direttore Generale dell’energia del Ministero tunisino aveva inviato a CIG. Nella lettera l’esponente del governo tunisino osservava che «*Donnant suite à votre lettre citée en référence et à notre reunion du 16 octobre 2003 dans nos bureaux, je vous transmet ci-joint, pour paraphe, le projet de “convention relative au transport du gaz propriété de CIG, sur le territoire tunisien et à la fixation du prélèvement fiscal y afférent » et sur les clauses générales duquel nous nous sommes mis d’accord. Il est à noter, d’une part, que la validité du dit projet de Convention est tributaire de l’extension effective de la capacité de transport du gazoduc, que TTPC prévoit de réaliser, et, d’autre part, que les quantités X1 et X2 de gaz mentionnés dans le projet de Convention devront être arrêtées avant la signature de cette meme Convention*» (cfr. documento 16 del fascicolo istruttorio).

54. Proprio con riferimento alla necessità espressa dal Ministero tunisino, in ordine all’esigenza di conoscere i quantitativi delle capacità effettivamente allocate sulla Capacità Addizionale del TTPC, il 30 ottobre 2003 il Ministero dell’Industria tunisino precisa a mezzo fax a TTPC «*[...] donnant suite à la demande de diverses sociétés pour le transit de gaz en objet, j’ai l’honneur de vous informer que nous avons convenu avec les sociétés: Worldenergy SA, Edison gas Spa, Bidas Energy International Spa, Compagnia Italiana del Gas Srl des termes du projet de convention relative audit transit de gaz, agréant chacune desdites sociétés en tant qu’utilisatrice du gazoduc trans-tunisien et fixant le régime fiscal du gaz transporté. Cette Convention sera signée après confirmation par vous soins des capacités de transport que vous aurez affectées à chacune de ces sociétés*» (sottolineatura aggiunta, cfr. documento 2 del fascicolo istruttorio).

55. Dalla lettura dei documenti ispettivi risulta dunque che il Governo tunisino, prima di procedere alla ratifica formale della Convenzione da parte del Parlamento, ormai già definita nei suoi elementi, riteneva necessario conoscere le quantità di capacità allocate agli *shippers* da TTPC a valere sulla Capacità Addizionale.

56. In pari data, il 30 ottobre 2003, TTPC inviava al Ministero dell’industria tunisino una comunicazione contenente i volumi relativi alle capacità, a quella data, allocate agli *shipper*. Si trattava, in ogni caso, non delle capacità allocate a titolo definitivo sulla Capacità Addizionale ad ogni *shipper*, quanto delle capacità assegnate nei contratti sottoscritti nel marzo 2003 (cfr. documento 2 del fascicolo istruttorio). L’allocazione definitiva della Capacità Addizionale, nonché la contestuale entrata in vigore di tutti i contratti di trasporto rappresentavano l’oggetto della condizione sospensiva di cui alla lettera *e*) dell’art. 2, comma 1, dei contratti di trasporto sottoscritti con gli *shipper*.

57. Al riguardo, nell’originario contratto sottoscritto a fine marzo 2003 si prevedeva che gli *shipper*, una volta decorso il termine per l’avveramento delle condizioni sospensive, avrebbero avuto 15 giorni, per richiedere l’assegnazione della capacità contrattuale rimasta inutilizzata. A seguito, quindi, della decisione di posporre, con lettera del 7 luglio 2003, il termine di avveramento della condizione *a*) dal 30 giugno al 30 ottobre 2003, TTPC, nella medesima comunicazione specificava che la capacità fino a quel momento assegnata agli *shipper* rappresentava il 27% della Capacità Addizionale, e che, pertanto, risultava necessario procedere all’allocazione *pro quota* della capacità residuale, fino al raggiungimento dell’intera Capacità Addizionale. Veniva fissato a 15 giorni successivi alla data del 30 ottobre 2003 il termine per formulare una offerta a TTPC relativa all’assegnazione della Capacità disponibile, mentre il termine per la realizzazione della condizione *e*) sarebbe venuto a scadere il 30 novembre 2003.

58. Nel corso dell’audizione tenutasi con gli uffici dell’Autorità, lo *shipper* Edison, dopo aver osservato che la documentazione inviata nei termini da parte dello Stato tunisino doveva ritenersi sufficiente ai fini della realizzazione della condizione sospensiva *a*), ha precisato che la stipula formale della Convenzione risultava esclusivamente subordinata alla conferma, da parte di TTPC al Ministero tunisino, della capacità di trasporto allocata a titolo definitivo agli *shipper* e, dunque, ad un evento che era nel completo controllo di

TTPC, ed a valle del soddisfacimento della condizione di cui alla lettera *e*) del medesimo articolo 2, comma 1, del contratto di trasporto (cfr. doc. 184 del fascicolo istruttorio).

59. Anche lo *shipper* Worldenergy ha dichiarato che, relativamente alla condizione di cui alla lettera *a*), la ratifica da parte del Parlamento tunisino della “Convenzione” sarebbe stata possibile solo a seguito dell’indicazione, da parte di TTPC, delle capacità di trasporto definitivamente allocate ai singoli *shipper*; e dunque a valle della realizzazione della condizione *e*) (riallocazione della capacità addizionale sul TTPC) (cfr. doc. 189 del fascicolo istruttorio).

60. Dagli elementi emersi nel corso dell’istruttoria sembra emergere, pertanto, che sarebbe stato necessario attendere l’esito finale del processo di allocazione della Capacità Addizionale per conoscere con esattezza quali sarebbero state le effettive capacità di trasporto allocate da TTPC a ciascuno *shipper*.

61. La ratifica formale della Convenzione da parte del Parlamento tunisino sarebbe intervenuta, dunque, solo a seguito della comunicazione, da parte di TTPC al Ministero tunisino, della definitiva capacità di trasporto allocata agli *shipper*. Solo TTPC, pertanto, poteva essere a conoscenza delle capacità allocate a tutti gli altri *shipper* e, quindi, solo TTPC, successivamente alla scadenza del termine fissato per il soddisfacimento della condizione *e*), il 30 novembre 2003, avrebbe potuto comunicare al Ministero tali capacità. Tale data era di un mese successiva alla scadenza del termine previsto per l’avveramento della condizione *a*).

62. Con riferimento alla possibilità di allocare tutta la Capacità Addizionale inizialmente non allocata (e dunque poter soddisfare la condizione sospensiva *e*)), nel corso del procedimento è emerso che tutti gli *shipper* si erano dimostrati disponibili in tal senso. Va, in primo luogo, ricordato che con l’assegnazione di capacità di trasporto sul TTPC ai quattro *shipper* dotati di autorizzazione all’importazione (Edison, Bridas, CIG e Worldenergy), tenuto conto che l’autorizzazione ad importare gas algerino di Edison era incrementabile sino a 4 miliardi di metri cubi l’anno, si poteva ragionevolmente ipotizzare che i quattro *shippers* avrebbero garantito una copertura per 5,1 miliardi di metri cubi l’anno, pari al 78% della Capacità Addizionale.

63. In secondo luogo, nel corso dell’audizione con gli uffici dell’Autorità (cfr. doc.184 del fascicolo istruttorio), Edison ha dichiarato non solo che il *Memorandum of Understanding* concluso con Sonatrach, aveva ad oggetto una fornitura fino a 4 miliardi di m³ annui di gas, ma che, la stessa avrebbe attentamente valutato un’ulteriore offerta di TTPC su un eventuale incremento dei volumi, laddove se ne fosse stata prospettata l’opportunità.

64. Inoltre, dalla documentazione acquisita in ispezione, risulta che lo *shipper* Bridas, sin dal 14 luglio 2003, informava TTPC di essere disponibile, in caso di ripartizione pro quota della capacità non assegnata con la prima allocazione, «*ad aumentare la portata impegnata sino al raggiungimento della completa assegnazione della capacità addizionale disponibile alla data odierna*» (cfr. documento 21 del fascicolo istruttorio). Nel corso dell’audizione con gli uffici del 15 aprile 2005, CIG ha dichiarato che sebbene l’accordo concluso con Sonatrach prevedesse la fornitura di 1 miliardo di m³ annui di gas, tuttavia, lo *shipper* si dichiarava disposto ad acquistare anche un quantitativo maggiore di gas, laddove avesse ottenuto la relativa capacità di trasporto sul TTPC. A conferma di ciò, lo *shipper* ha precisato di aver inviato, il 31 ottobre 2003, una lettera a TTPC in cui dichiarava la sua disponibilità a sottoscrivere l’ulteriore capacità addizionale che si fosse resa disponibile (cfr. doc. 185 del fascicolo istruttorio). Lo stesso *shipper*, inoltre, nel corso dell’audizione finale innanzi al collegio ha ribadito che la CIG aveva dimostrato la sua disponibilità a vedersi allocata ulteriore capacità fin dall’ottobre 2002 quando la società si chiamava ancora Mogest S.r.l. (cfr. documento 306 del fascicolo istruttorio).

65. Anche Worldenergy, nel corso dell’audizione con gli uffici dell’Autorità ha dichiarato che il *Memorandum of Understanding* sottoscritto con il fornitore algerino era stato oggetto di emendamento ed aveva previsto un aumento della fornitura dei volumi di gas da 0,1 a 1 miliardo di m³ annui. Al riguardo, lo *shipper* aveva dichiarato a TTPC, con lettera del 25 luglio 2003, la propria disponibilità all’allocazione di ulteriore capacità di trasporto sul gasdotto tunisino (cfr. documento 189 del fascicolo).

66. L’esame degli elementi relativi all’avveramento della condizione sospensiva *e*), congiuntamente a quelli relativi alla condizione *a*) dimostrano che le due condizioni erano intimamente connesse. È ragionevole

presumere, infatti, che sulla base delle dichiarazioni del Direttore Generale dell'Energia tunisino rese a TTPC il 30 ottobre 2003, il Parlamento tunisino non avrebbe potuto sottoscrivere la Convenzione prima del 30 novembre 2003, cioè prima della effettiva riallocazione, ai sensi della condizione e), della intera capacità addizionale e, di conseguenza, della identificazione delle effettive capacità assegnate in via definitiva ai vari *shipper*.

67. Considerato, dunque, che appariva necessario attendere l'allocazione definitiva dell'intera capacità addizionale al fine del soddisfacimento della condizione a), TTPC, in un'ottica di reale interesse alla positiva conclusione della vicenda negoziale, avrebbe potuto attendere il termine di scadenza del 30 novembre 2003 fissato per la realizzazione della condizione e), prorogando quello previsto per la condizione a) (30 ottobre).

68. In ogni caso, anche volendo assumere che TTPC abbia correttamente inviato in data 30 ottobre 2003 le quantità allocate sulla Capacità Addizionale a titolo provvisorio, non si spiega per quale motivo TTPC dopo appena tre giorni e, senza attendere alcuna risposta dal Ministero tunisino, il 3 novembre dichiarò non soddisfatta la condizione a). Dalla documentazione fornita dalla stessa TTPC e relativa ai tempi necessari all'approvazione della Convenzione di transito da parte del Parlamento tunisino, risulta che TTPC fosse a conoscenza del fatto che il tempo necessario affinché ciò avvenisse fosse, successivamente alla definizione di un accordo di principio con il Governo tunisino, pari ad almeno un paio di mesi (cfr. supra §48). Ove TTPC avesse voluto in buona fede consentire il soddisfacimento della condizione a) del contratto di trasporto da parte degli *shipper*, dopo aver inviato il 30 ottobre al Ministero tunisino le quantità allocate, avrebbe atteso un lasso di tempo idoneo a consentire la finalizzazione della Convenzione di transito.

Articolo 2, comma 1 lettera b): Presentazione di una garanzia bancaria

69. Con riguardo alla condizione b), relativa alla necessaria presentazione di una garanzia bancaria, dagli elementi emersi nel corso dell'istruttoria è risultato che quest'ultima era subordinata alla concreta realizzazione del potenziamento e pertanto, all'avveramento delle altre condizioni sospensive. Dalla documentazione agli atti emerge che gli *shipper* non avrebbero assunto l'oneroso impegno finanziario loro richiesto a fronte di una situazione di totale incertezza in merito al potenziamento dell'infrastruttura.

70. In ogni caso gli *shipper* avevano dichiarato la disponibilità degli istituti di credito all'emissione di una garanzia. A titolo esemplificativo, con lettera del 31 marzo 2004, contestando la decisione di risolvere di diritto i contratti di trasporto, CIG scrive a TTPC precisando che la banca garante avrebbe potuto, in ogni momento, comprovare, tramite apposita dichiarazione, la propria disponibilità all'emissione di una garanzia, ma che la consegna della stessa non sarebbe potuta avvenire nella situazione di incertezza creata dalla società di trasporto (cfr. doc. 17 del fascicolo istruttorio).

71. Tale posizione è stata ribadita dallo *shipper* nel corso dell'audizione finale innanzi al collegio, durante la quale CIG ha dichiarato che l'emissione della fideiussione bancaria era stata deliberata dalla banca di fiducia della società già dal 18 giugno 2003 e di ciò ne era stata informalmente messa a conoscenza la TTPC. Tuttavia, nel contesto di totale incertezza che aveva caratterizzato la vicenda, la stessa CIG aveva adottato una normale cautela nel consegnare una fideiussione di tale ingente importo, ed a prima richiesta, a TTPC.

Articolo 2, comma 1 lettera d): Accordo con TMPC

72. In merito alla condizione d), relativa al necessario accordo con TMPC per il passaggio sul gasdotto sottomarino, il procedimento istruttorio ha confermato che sino al marzo 2003, a fronte di numerose richieste degli *shipper*, TMPC aveva sempre fornito risposte positive e rassicuranti, sia in merito alla disponibilità di capacità di trasporto sul proprio gasdotto sottomarino, senza alcuna necessità di investimenti aggiuntivi, sia sulla possibilità di raggiungere un accordo di trasporto (cfr. documenti 37, 38, 39, 40, 41 e 42 del fascicolo istruttorio).

73. Successivamente al marzo 2003, e fino al 30 ottobre 2003, gli *shipper* non sono riusciti ad ottenere alcuna risposta da TMPC in merito alla possibilità di sottoscrivere un accordo relativo al trasporto sul gasdotto sottomarino, nonostante le loro numerose sollecitazioni in tal senso. L'unica informazione che gli *shipper* avevano ricevuto era quella contenuta nella comunicazione del 24 giugno 2003 con cui TTPC li

informava della situazione di “grave oversupply” prospettata da Eni e della perdurante assenza “di un accordo del socio Sonatrach sulle proposte Eni per la collegata ristrutturazione di Trans Mediterranean Pipeline Company” (cfr. doc. 2 del fascicolo istruttorio).

74. Esemplificativa è la lettera inviata il 24 ottobre 2003 da Bidas a TMPC nella quale lo shipper dichiarava «reference is made to our letters dated March 07, 2003, April 10, 2003, June 11, 2003, October 03, 2003 and October 21, 2003. As unfortunately we still did not receive any answer to our correspondence, we remind you once again that next week we have to open a very significant bank guarantee for TTPC. Therefore, we hereby urge to give us a concrete answer, positive or negative, regarding the possibility to enter into a transportation contract with TMPC by Monday 27, 2003, because, as you may understand, it is utmost of importance to us to receive your answer before we commit financially» (sottolineatura aggiunta, cfr. documento n. 23 del fascicolo istruttorio).

75. Il 29 ottobre 2003 Worldenergy scriveva a TTPC: «Né, a tutt’oggi, abbiamo ricevuto alcuna informazione da parte di TMPC,[...], riguardo alla possibilità da parte nostra di “notificare a TTPC l’avvenuto accordo fra shipper e TMPC per il trasporto del gas naturale attinente al presente contratto”, sulla base, ad esempio della lettera TMPC in data 27 marzo 2003» (cfr. documento 14 del fascicolo istruttorio).

76. Gli *shipper*, nel corso delle audizioni tenutesi con gli uffici dell’Autorità, hanno dichiarato che nonostante le numerose sollecitazioni inviate a TMPC, da questa non sia pervenuta alcuna risposta. CIG ha inoltre dichiarato che “*il fornitore Sonatrach aveva precisato oralmente allo shipper che la gestione dei diritti di trasporto sul gasdotto TMPC era interamente svolta da Eni, nonostante il controllo dello stesso fosse detenuto da quest’ultima congiuntamente con Sonatrach*” (audizione del 15 aprile 2005. Cfr. doc. 185 del fascicolo). Bidas, inoltre, ha dichiarato che a suo avviso nessuno *shipper*, al momento della stipula del contratto con TTPC nel marzo 2003, avrebbe potuto dubitare della disponibilità da parte di TMPC a sottoscrivere un accordo per il trasporto sul gasdotto sottomarino. Tale convincimento derivava dal fatto che TMPC è una società partecipata da Eni e Sonatrach, entrambe interessate alla realizzazione del potenziamento e, con riferimento a Sonatrach, anche alla vendita dei volumi di gas contrattati con gli *shipper*.

77. In assenza di qualsiasi documentazione comprovante l’avvenuto accordo tra gli *shipper* e TMPC, TTPC dichiara non risolta la condizione *d*) in data 3 novembre 2003.

78. Il 4 novembre 2003 (un giorno dopo l’invio della comunicazione con cui TTPC aveva informato gli *shipper* della risoluzione dei contratti di trasporto conclusi nel marzo 2003) Bidas scriveva a TMPC «[...] *reference is made to our letters dated March 07, 2003, April 10, 2003, June 11, 2003, October 03 2003 and October 21, 2003 and October 24, 2003. As you know, on October 30, 2003 the date established by the TTPC contract expired, and the single condition precedent which we have not been able to comply with has been the entering into an agreement with TMPC. We have been working very hard on this project for more than two years, spending important sums of money and resources. Therefore, it is difficult to understand TMPC’s changing positions: in a letter dated March 7, 2003 TMPC confirmed us that there was sufficient transportation capacity to comply with our request. We relied on this information and we went ahead with the project, entering into an agreement with TTPC, with Algerian producer and with the Tunisian Government. As you can understand, this project is about a long-term supply for an important volume of natural gas, which means a very important financial commitment for the participating shippers. Therefore, we think that at least we deserve to receive some kind of explanation and answer from TMPC to our seven letters*» (sottolineatura aggiunta, cfr. documento 24 del fascicolo istruttorio).

79. Dai documenti emerge, dunque, una modifica nell’atteggiamento di TMPC nei confronti degli *shipper* a partire dall’aprile 2003. La piena disponibilità dimostrata, infatti, fino al marzo 2003, in relazione alla conferma dell’esistenza di capacità di trasporto sul gasdotto sottomarino sufficiente a soddisfare le richieste degli *shipper* non trova continuità nelle mancate risposte della TMPC alle numerose richieste da parte degli stessi successive alla stipula dei contratti di trasporto *ship or pay* che i medesimi avevano sottoscritto con TTPC nel marzo 2003.

80. Come ricordato, tale mutato atteggiamento troverebbe una giustificazione in quanto dichiarato da TTPC nella lettera inviata agli *shipper* il 24 giugno 2003. Come sopra precisato, infatti, in tale occasione TTPC aveva comunicato di rinviare il termine di avveramento di alcune delle condizioni sospensive dei contratti di trasporto – tra cui la condizione di cui all’articolo 2, comma 1 lettera *d*) – e, tra le cause di tale decisione, emergeva la «*perdurante assenza di un accordo del socio Sonatrach sulle proposte di Eni per la collegata ristrutturazione del Trans Mediterranean Pipeline Company*».

81. Tale assenza di accordo tra i due soci di TMPC è confermata dagli atti dell’istruttoria. Risulta, infatti che, per lo meno fino a tutto il mese di ottobre 2003, Eni e Sonatrach fossero in disaccordo in merito ad alcuni aspetti della ristrutturazione della TMPC.

82. Prima di illustrare quali siano stati gli aspetti del disaccordo tra Eni e Sonatrach, va precisato che dall’istruttoria è emerso che la ristrutturazione della TMPC riguardava esclusivamente aspetti societari, e non un potenziamento del gasdotto in termini di capacità di trasporto addizionale, dato che, come risulta dalle sopra citate lettere di TMPC agli *shipper*, l’esistente capacità avrebbe soddisfatto anche le richieste degli stessi. Si trattava dunque non di un atto reso necessario da stringenti motivazioni tecniche, ma esclusivamente legato alla volontà dei due soci di TMPC di addivenire ad una organizzazione della società più consona con la fornitura di servizi di trasporto internazionale di gas a terzi.

83. In base a quanto dichiarato da Eni nell’audizione del 3 maggio 2005 (cfr. documento 201 del fascicolo), TMPC, controllata al 50% da Eni ed al 50% da Sonatrach, era stata costituita negli anni ‘70, con sede legale nell’isola di Jersey, ed aveva come unico scopo quello di prestare il servizio di trasporto allo sponsor del progetto, Eni, al prezzo di costo (cd “*special purpose veichle*”); questo spiega perché fu localizzata in uno Stato a fiscalità agevolata. Il gasdotto gestito dalla società TMPC nasceva con una capacità di trasporto eccedente quella utilizzata da Eni, pertanto la tariffa pagata da quest’ultima includeva altresì i costi derivanti dalla capacità non utilizzata. La società non era finalizzata a fare profitti, ma a vendere ad una tariffa che copriva i costi.

84. Con l’avvio del processo di liberalizzazione del settore del gas si doveva modificare questo sistema per offrire il servizio di trasporto anche ai terzi a condizioni commerciali di mercato e non discriminatorie, con conseguente profitto di TMPC. Connessa alla trasformazione di TMPC in una società *profit making* era anche l’esigenza di creare una stabile organizzazione in Italia, a fini tributari, costituendo una controllata italiana di TMPC oppure spostando in Italia la sede sociale.

85. Proprio con riferimento ad alcuni aspetti della suddetta ristrutturazione, nel corso del procedimento istruttorio è emerso che, tra il 2002 ed il 2003, vi fosse un dissenso tra i soci.

86. In base ai documenti prodotti da Eni con memoria del 3 giugno 2005 (cfr. doc. 226 del fascicolo istruttorio), risulta che quest’ultima, nel 2002, aveva inviato a Sonatrach una prima proposta di ristrutturazione societaria del TMPC. La proposta consisteva nella creazione di una nuova società stabilmente organizzata in Italia - TMPC2 – interamente posseduta da TMPC, a cui attribuire la capacità di trasporto da concedere agli *shipper* terzi a condizioni di mercato (e sulla base di una logica di *carrier* internazionale di gas). A detta di Eni, la reazione di Sonatrach a questa proposta sarebbe stata negativa. In particolare, l’operatore algerino avrebbe indicato la propria volontà di concedere il trasporto sul TMPC solo agli operatori che si fossero riforniti di gas dalla stessa Sonatrach. Il procedimento istruttorio ha chiarito, dunque, che la “*perdurante assenza di un accordo del socio Sonatrach sulle proposte di Eni per la collegata ristrutturazione del Trans Mediterranean Pipeline Company*” riguardava essenzialmente la richiesta di Sonatrach di vincolare tale ristrutturazione alla condizione che il gas da far transitare sul gasdotto sottomarino fosse esclusivamente di provenienza algerina.

87. Dei contrasti tra Eni e Sonatrach in ordine alla suddetta ristrutturazione vi è traccia nel carteggio tra i soci, nel periodo compreso tra il giugno e l’ottobre 2003, acquisito nel corso delle ispezioni effettuate dagli uffici dell’Autorità (cfr. documenti da 131 a 135 del fascicolo istruttorio). In una lettera del 20 giugno 2003 Eni, scrivendo a Sonatrach, affermava che «[...] *on avait constaté que les positions de Eni et Sonatrach restaient tres loin sur plusieurs aspect de la restructuration du projet TMPC*» (cfr. documento 131 del fascicolo istruttorio). In primo luogo Eni riteneva che la sopra citata richiesta di Sonatrach di prevedere una condizione sospensiva connessa all’esistenza di un contratto di fornitura esclusivamente con il fornitore

algerino, rappresentasse un elemento di criticità anche alla luce del diritto della concorrenza. Tra gli altri punti di disaccordo emergevano il calcolo della tariffa di trasporto da applicare agli *shippers* ed il regime fiscale ad essa connesso.

88. Allo stesso tempo, tuttavia, nel corso del procedimento istruttorio, sono altresì emersi una serie di documenti che testimoniano l'interesse di Sonatrach, in quanto venditore del gas oggetto della Capacità Addizionale, alla realizzazione del potenziamento.

89. In una lettera di Sonatrach ad Eni del 16 settembre 2003, il socio algerino si manifesta particolarmente disponibile alla risoluzione dei punti di disaccordo con Eni. Il Direttore Esecutivo della società algerina affermava: «*Je tien à vous reiterer notre volonté à finaliser les projets d'accord dans le délais précédemment fixés par ENI*» (cfr. documento 133 del fascicolo istruttorio). Nella lettera si faceva riferimento ad un gruppo di lavoro congiunto che avrebbe dovuto risolvere, in un incontro a Milano le difficoltà insorte sugli aspetti tariffari. In ogni caso, Sonatrach riteneva che i punti posti da Eni, ed oggetto di discussione, non apparivano da ostacolo alla finalizzazione dell'accordo.

90. Il 30 ottobre 2003 Sonatrach lamentava di un mancato incontro con Eni, nonostante la società algerina avesse fatto pervenire le proprie osservazioni sul progetto della nuova TMPC2. In particolare, nella lettera si affermava che «*depuis le 2 octobre, nous n'avons reçu de votre part aucun suite à notre propositions*» (cfr. documento 134 del fascicolo istruttorio). In pari data, Eni rispondeva a Sonatrach sottolineando come le osservazioni di quest'ultima alle sue proposte contenessero ancora il riferimento all'inserimento, nel contratto tra gli *shipper* e TMPC2, di una clausola sospensiva connessa alla sottoscrizione di un contratto di fornitura di gas tra gli *shipper* e Sonatrach stessa (ipotesi che Eni aveva già rifiutato nella lettera del 21 giugno 2003) (cfr. documento 135 del fascicolo istruttorio).

91. Nel mentre era in corso la trattativa tra Eni e Sonatrach in merito alla ristrutturazione societaria del TMPC, una serie di avvenimenti, connessi alla previsione di un eccesso di offerta di gas a medio termine da parte di Eni, e già descritti nelle pagine precedenti, hanno avuto luogo:

– il 23 giugno 2003, Eni informava Sonatrach in merito al nuovo scenario che, a medio termine, si sarebbe verificato in relazione alle condizioni di domanda ed offerta sul mercato italiano del gas (cfr. doc. 124 del fascicolo);

– il 24 giugno 2003, TTPC scriveva agli *shipper* (cfr. doc. 2 del fascicolo), affermando che uno dei motivi sottesi al rinvio della scadenza del termine della condizione sospensiva *d)* apposta al contratto fosse il permanere di un dissenso tra Eni e Sonatrach in merito alla ristrutturazione societaria della TMPC;

– il 23 ottobre 2003, sette giorni prima la scadenza del termine previsto per la realizzazione delle condizioni sospensive, Eni scriveva a Sonatrach per informarlo della propria volontà di posticipare il progetto di potenziamento del TTPC dal 2007 al 2013 (cfr. allegato 22 alla memoria di Eni del 3 giugno 2005).

92. La volontà di Eni e Sonatrach di trovare un accordo sulla ristrutturazione societaria della TMPC (che, ad avviso di Eni, rappresentava un elemento necessario per garantire il soddisfacimento della condizione *d)* dei contratti di trasporto conclusi tra TTPC e gli *shipper*) va analizzata, dunque, alla luce delle sopra descritte vicende.

93. Da un lato, infatti, sussiste una oggettiva assenza di accordo tra i due soci di TMPC su alcuni specifici punti della ristrutturazione societaria, dall'altro, per lo meno dal giugno 2003 emerge una chiara volontà di Eni di non procedere al potenziamento del TTPC nei tempi prospettati.

94. Dall'analisi delle carte ispettive, appare, peraltro, che Sonatrach fosse fortemente incentivata a raggiungere un accordo con Eni sulla ristrutturazione societaria di TMPC, se non altro per il fatto che la società algerina rappresentava il fornitore di gas dei quattro *shipper*, ed aveva dunque un forte interesse commerciale ad una soluzione positiva dell'intera vicenda. Riprova di ciò è la forte reazione negativa della stessa a fronte della lettera del 23 ottobre 2003 con cui Eni informava la società algerina della decisione di rinviare il potenziamento del gasdotto TTPC a causa della situazione di *oversupply* che si sarebbe venuta a determinare nel breve futuro sul mercato italiano del gas. Nella lettera di risposta dell'8 novembre 2003 Sonatrach ribadisce infatti la sua ferma volontà di voler vendere sul mercato italiano i 6,5 miliardi di metri cubi di gas l'anno previsti dal potenziamento del TTPC, sottolineando le conseguenze negative che alla stessa sarebbero derivate dal rinvio del progettato potenziamento.

95. In particolare, Sonatrach scrive ad Eni dichiarando che: “J’ai bien reçu votre courrier daté du 23 Octobre 2003, faisant suite à notre réunion du 19 Octobre 2003, par le quel vous m’exposez votre analyse de la situation à venir du marché du gaz en Italie et ses retombées sur nos relations et, plus particulièrement sur le projet de vente d’une quantité additionnelle de 6,5 milliards m³/an de gaz algerien sur le marché italien dont nous discutons depuis bientôt 3 ans. [...] Vous comprendrez, dans ces conditions, et comme je vous l’ai indiqué, lors de notre réunion du 19 Octobre 2003, l’ampleur des conséquences négatives pour Sonatrach du report de la réalisation de notre projet. [...] compte tenu de l’esprit de partenariat et de coopération qui caractérisent les relations exemplaires de Sonatrach et Eni depuis de nombreuses années, je vous renouvelle l’entière disponibilité de mes collaborateurs pour rencontrer, dans les plus brefs délais, vos équipes en charge des différents volets du projet et ce, en vue de parvenir à une solution équitable et acceptable pour les deux parties » (sottolineatura aggiunta; cfr. documento 28 del fascicolo istruttorio).

96. Dalla documentazione acquisita nel corso del procedimento istruttorio, è emerso che un primo accordo tra Eni e Sonatrach in merito alla suddetta ristrutturazione societaria del TMPC si sia raggiunto il 12 novembre 2003, a seguito di un incontro tra i due soci. Dal resoconto di tale incontro si evince che, a quella data, Sonatrach si era dichiarata disponibile ad accettare le proposte di Eni relative al contratto di trasporto tra gli *shipper* e TMPC2, «[Sonatrach] *rinuncia alla condizione sospensiva di achat, si riserva di valutare l’inclusione del diritto dello shipper di trasportare gas di proprietà di altri [...] sulla ristrutturazione societaria Sonatrach accetta in linea di principio la proposta di Eni, con TMPC2 basata anche in Italia (salvo verifica dell’impatto fiscale). Relativamente alle nuove scadenze poste dal progetto TTPC, Eni informerà Sonatrach della risposta degli shipper prevista per il 15 novembre e di conseguenza si stabilirà un calendario per i lavori di TMPC, con l’obiettivo di avere una proposta per gli shipper in tempo utile per la firma del 30 gennaio 2004*» (cfr. allegato 23 alla memoria del 3 giugno 2005). L’accordo nella sua globalità è stato raggiunto nel gennaio 2005 (cfr. doc. 137 del fascicolo istruttorio).

d) Conclusioni

97. L’evidenza riassunta ai precedenti paragrafi è stata utilizzata dagli Uffici per redigere una Comunicazione delle Risultanze Istruttorie (CRI), comunicata alle Parti in data 4 novembre 2005.

98. Nella CRI gli Uffici dell’Autorità hanno addebitato ad Eni, direttamente e tramite la sua controllata TTPC, di aver posto in essere un’articolata strategia, consistente in un comportamento complesso, composto da una pluralità di atti commissivi ed omissivi, idonei ad integrare un abuso di posizione dominante di natura escludente in violazione dell’art. 82 del Trattato CE.

99. L’abuso escludente sarebbe stato determinato, dalla decisione di Eni, elaborata nel corso del 2003, di non procedere più, entro il marzo 2007, al progettato potenziamento della capacità di trasporto del gasdotto TTPC per 6,5 miliardi di metri cubi di gas l’anno. Tale decisione sarebbe stata in contrasto con la programmazione del gruppo Eni, recepita nel Piano strategico 2004-2007 e vincolata alla valutazione, da Eni stessa prospettata, relativa alla futura situazione di *oversupply* che si sarebbe determinata sul mercato italiano del gas nel breve-medio periodo. Funzionale alla realizzazione della suddetta strategia sarebbe stato l’uso delle condizioni sospensive apposte nei contratti di trasporto sottoscritti tra TTPC e gli *shipper* alla fine del marzo 2003. Nella CRI si evidenzia che l’influenza delle valutazioni strategiche di Eni sulla controllata sarebbe un effetto dell’integrazione verticale Eni/TTPC/TMPC.

100. A parere degli Uffici dell’Autorità si tratterebbe di un abuso avente caratteristiche di gravità e di durata tali da giustificare l’irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria ai sensi dell’articolo 15, comma 1, della legge n. 287/90.

IV. LE ARGOMENTAZIONE DELLE PARTI

101. In due memorie depositate il 13 gennaio 2006 (cfr. documenti 297 e 298 del fascicolo istruttorio), Eni e TTPC hanno presentato le loro osservazioni alle tesi formulate dagli Uffici dell’Autorità nelle CRI, sollevando profili di presunta illogicità ed illegittimità delle risultanze istruttorie. Tali argomentazioni delle Parti sono state poi ribadite nell’audizione finale del 17 gennaio 2006, dinanzi al Collegio (cfr. documento 306 del fascicolo).

Le argomentazioni presentate da Eni

102. In primo luogo, Eni ha sottolineato come la vicenda in esame, relativa al presunto ingiustificato ritiro del progetto di potenziamento del gasdotto TTPC, sia già stata sanzionata, a titolo di inottemperanza, dall’Autorità nel procedimento A329B ”BLUGAS-SNAM”, con valutazioni identiche a quelle del presente procedimento. In particolare, Eni ritiene che si intenderebbe sanzionare come abuso di posizione dominante i medesimi fatti già sanzionati come inottemperanza, ovverosia la mancata realizzazione del potenziamento.

103. Eni ricorda poi che le misure per l’ottemperanza al caso A329 BLUGAS-SNAM furono all’epoca concordate con gli Uffici (*gas release*), e che il potenziamento del TTPC a partire dal 2007 era stato considerato, nell’ambito di quel procedimento, come una tra le possibili misure per ottemperare alla diffida dell’Autorità. Di conseguenza, Eni sottolinea la contraddittorietà delle affermazioni degli Uffici contenute nella CRI, secondo cui il potenziamento del TTPC viene considerato un atto dovuto ai sensi dell’art. 82 del Trattato CE. Tale potenziamento, infatti, essendo già stato preso in considerazione dalla diffida del provvedimento BLUGAS-SNAM, come possibile misura idonea di ottemperanza, non potrebbe al contempo essere considerato oggetto di un obbligo specifico scaturente dall’art. 82 del Trattato.

104. Eni ha contestato il fatto di detenere una posizione dominante nel mercato nazionale dell’approvvigionamento all’ingrosso di gas naturale, in quanto non sarebbe in grado di comportarsi in maniera indipendente dai propri fornitori, concorrenti e clienti nella formulazione del prezzo di vendita. In questo mercato, da un lato, vi sono i tetti *antitrust* stabiliti dall’articolo 19 del Decreto Legislativo n. 164/2000 a limitare la posizione di Eni; dall’altro, vi sono concorrenti di dimensione notevole, attivi anche nel mercato elettrico (Enel, Edison), che possono sfruttare economie di scopo, inoltre sono presenti produttori/esportatori stranieri normalmente dotati di un potere di mercato, nei rispettivi mercati nazionali, superiore a quello di Eni.

105. Quanto all’elemento soggettivo dell’abuso, ossia il fatto che il mutamento di condotta di TTPC sarebbe diretta emanazione della volontà di Eni conseguente al cambio di strategia con riferimento alla tempistica dei potenziamenti, Eni osserva che i tre documenti, su cui si fonda l’argomentazione degli uffici (piano strategico 2004/2008, doc. 102 del fascicolo; lettera dell’AD di Eni al direttore generale della Direzione G&P del 5 giugno 2003 doc. 130 del fascicolo; lettera del 24 giugno 2003 da TTPC agli *shipper* aggiudicatari della capacità doc. 2), non hanno alcun valore probante in tal senso.

106. Il Piano strategico nel quale si afferma che i potenziamenti dei gasdotti TAG e TTPC sono previsti oltre il 2010 sarebbe, a detta di Eni, stato approvato a fine 2003 e, quindi, dopo la data di fine ottobre 2003 in cui i contratti con gli *shipper* erano stati risolti.

107. Quanto alla lettera del 5 giugno 2003, poiché in essa si parla di costanza dei volumi di gas venduti in Italia, in presenza di una domanda stimata da Eni in crescita in quel periodo, la quota di mercato sarebbe scesa contrariamente a quanto affermato dagli Uffici. In tale lettera, l’Amministratore Delegato di Eni sottolineava l’esigenza di procedere ai potenziamenti in base alla crescita dei consumi in Italia, e tenendo conto dell’evoluzione del contesto regolatorio e competitivo nel quale rientrava, allora, anche il previsto potenziamento, già oggetto a quella data della prima relazione di ottemperanza al provvedimento dell’Autorità “BLUGAS/SNAM”. Eventualmente, tale dato testuale può essere letto soltanto come esortazione rivolta alla Direzione Gas & Power (interna alla società holding e, quindi, non a TTPC) di valutare misure alternative da proporre all’Autorità, a fini di ottemperanza alla decisione “BLUGAS-SNAM”, in presenza di una situazione di *oversupply* fino al 2010, nel mercato italiano dell’approvvigionamento di gas.

108. Dal tenore complessivo della lettera del 24 giugno 2003 è evidente che Eni intendeva utilizzare solo gli strumenti legali a sua disposizione. In essa si fa riferimento alla possibilità di invocare l’applicazione dell’art. 26 del Decreto Legislativo n. 164/2000, che avrebbe consentito ad Eni di rifiutare l’accesso al sistema nazionale di gasdotti all’impresa che ne avesse fatto richiesta nel caso di gravi difficoltà finanziarie incorse dalla società a causa della impossibilità di rispettare gli impegni *take or pay* assunti con i fornitori. Pertanto, Eni intendeva mettere al corrente TTPC di tale eventualità affinché, nel rispetto della trasparenza, ne rendesse edotti gli *shipper*. Infine, proprio il fatto che, con tale lettera, si concedesse una proroga per la

realizzazione delle condizioni previste dal contratto di trasporto sul TTPC fuga ogni dubbio, a detta di Eni, sulla seria intenzione, da parte sua, di realizzare i potenziamenti.

109. Eni contesta, inoltre, agli Uffici di aver dedotto l'esistenza di un intento illecito da parte dell'impresa dominante per il sol fatto di essere integrata verticalmente, circostanza, quest'ultima, pienamente legittima ed ammessa dalla normativa, sia nazionale sia comunitaria, che richiede esclusivamente la separazione societaria delle imprese operanti nei settori del trasporto e dispacciamento rispetto a quelle attive negli altri settori del gas. Al riguardo, del resto, lo stesso art. 26 del Decreto Legislativo n. 164/2000 fornisce uno strumento per Eni per influenzare l'impresa di trasporto al fine di tutelare i propri contratti *take or pay* sottoscritti prima dell'entrata in vigore della direttiva CE 98/30 in caso di *oversupply*.

110. Per quanto concerne i rapporti tra Eni e Sonatrach, con riferimento ai documenti del fascicolo, relativi ad una lettera di Eni a Sonatrach del 23 ottobre 2003, una lettera di Sonatrach ad Eni dell'8 novembre 2003 ed un resoconto interno di Eni della riunione con Sonatrach del 12 novembre 2003 (rispettivamente cfr. allegato 22 alla memoria di Eni del 3 giugno 2005; doc. 28 del fascicolo istruttorio e allegato 23 alla memoria del 3 giugno 2005) Eni ritiene che si tratti di documentazione che non suffraga quanto sostenuto dagli Uffici nella CRI. Il fatto che Eni, una settimana prima della data di scadenza per l'avveramento delle condizioni sospensive (23 ottobre 2003), abbia proposto a Sonatrach un'alternativa non significa che la stessa società volesse sottrarsi agli impegni assunti, ma che, per ottemperare al provvedimento A329 "BLUGAS-SNAM", Eni si predisponesse a proporre misure alternative a quelle presentate nella relazione di ottemperanza, laddove non fossero entrati in vigore i contratti di trasporto. Eni pensava, infatti, di concedere gas agli *shipper* a valere sui suoi contratti *take or pay*, con il consenso di Sonatrach, e senza incorrere in penali.

111. La lettera dell'8 novembre 2003 dalla quale gli Uffici deducono la disponibilità di Sonatrach a consentire l'entrata in vigore dei contratti non pare univoca in tal senso. Inoltre, Eni sottolinea che si trattava di una lettera successiva alla scadenza del termine per l'avveramento della condizione sospensiva sull'accordo con TMPC (condizione *d*)), e che, quindi, Eni non avrebbe comunque potuto tenere in considerazione al fine di decidere di prorogare il termine per l'avveramento della condizione stessa.

112. Il resoconto dell'incontro del 12 novembre 2003 tra Eni e Sonatrach, lungi dal dimostrare l'esistenza di un accordo di principio tra le parti, come sostenuto dagli Uffici, dimostra al contrario che ancora Sonatrach mostrava perplessità sul contenuto degli accordi.

113. Eni cita la corrispondenza con Sonatrach (relativa al periodo dal 17 giugno 2003 al 18 settembre 2004) dalla quale emerge l'indisponibilità di Sonatrach a trattare la ristrutturazione societaria del TMPC se non condizionando il passaggio del gas risultante dal potenziamento a contratti di acquisto tra ogni utilizzatore e la stessa Sonatrach. La proposta formale e vincolante formulata da Eni per la ristrutturazione societaria del TMPC era stata presentata già il 21 maggio 2003.

114. Eni sostiene di non aver mai cambiato strategia e di aver dimostrato con le numerose lettere ed incontri (lettera del 16 giugno 2003, 16 luglio 2003, incontro del 28 luglio 2003, lettera del 16 settembre 2003, scambio di mail del 2 e 3 ottobre 2003 ed incontri del 7 e 19 ottobre 2003) con il socio Sonatrach di aver fatto il possibile per addivenire a quell'accordo necessario a stabilire le condizioni di accesso al sistema di trasporto, indispensabili alla stipula dei contratti tra TMPC e gli *shipper*.

115. Eni sottolinea pertanto l'erroneità della tesi sostenuta dagli Uffici nella CRI, secondo cui l'avverarsi della condizione sospensiva *d*) relativa all'accordo con TMPC dipendesse dalla volontà di Eni e TTPC di procedere al potenziamento. Ciò non sarebbe vero in considerazione del fatto che Eni non poteva influire positivamente sul comportamento di TMPC, società controllata congiuntamente con Sonatrach. Inoltre, Eni, contrariamente a quanto sostenuto nella CRI, non era tenuta ad adoperarsi per favorire l'avverarsi di una condizione disposta anche, o esclusivamente, a favore dell'altra parte contrattuale o, come sostengono gli Uffici, a garantire il buon esito delle trattative con Sonatrach, concedendo ulteriori proroghe.

116. Eni sostiene che non aveva alcun obbligo di garantire il buon esito del potenziamento, in quanto né la diffida del procedimento A329 "BLUGAS-SNAM", né i contratti di trasporto sottoscritti tra TTPC e gli *shipper* lo prevedevano. Né tale obbligo poteva derivare in capo a TTPC dal diritto della concorrenza, in

quanto mai nella CRI si è asserito che il gasdotto TTPC costituisse un'infrastruttura essenziale per i concorrenti di Eni, né si è mai affermata la dominanza di TTPC su un qualsivoglia mercato.

117. A detta di Eni, gli Uffici hanno omesso di svolgere nella CRI qualsiasi analisi del mercato, senza neanche specificare se un eventuale mercato del trasporto internazionale debba includere tutte le infrastrutture che trasportino il gas in un dato mercato internazionale, indipendentemente dall'origine del gas stesso (russo, algerino, norvegese, olandese, nigeriano, egiziano, del Qatar, etc.), ovvero se sia limitato a singole direttrici e, in questo caso, se includa un singolo gasdotto o anche terminali per la rigassificazione del GNL. Per di più, nel caso di specie occorre altresì valutare l'impatto, sul potere di mercato delle imprese di trasporto, delle leggi e della volontà dei singoli Stati sovrani attraversati dalle infrastrutture o che forniscono il gas da trasportare. Infine, sempre secondo Eni, gli Uffici hanno omesso completamente qualsiasi analisi in merito all'impatto competitivo delle numerosissime infrastrutture in via di sviluppo per servire il mercato italiano, menzionate ad esempio nella Relazione annuale 2005 dell'AEEG, nonché alle numerose possibilità offerte agli operatori nel mercato dell'approvvigionamento (acquisti all'ingrosso sul mercato italiano, accordi commerciali di swap o simili, utilizzo di infrastrutture diverse dal gasdotto TTPC, come ad esempio gli altri gasdotti che giungono in Italia, i terminali di rigassificazione di GNL esistenti o in via di sviluppo, etc.).

118. In tal senso, dunque, Eni ritiene che per il solo fatto di aver stipulato con gli *shipper*, per il tramite di TTPC, contratti di trasporto relativi al potenziamento del gasdotto, ai quali non era tenuta, è andata ben al di là di quanto le è imposto dal diritto della concorrenza. Del resto, anche qualora, per mera ipotesi, si considerasse il gasdotto TTPC come un'infrastruttura essenziale, si osserva che mai il proprietario di una tale infrastruttura può essere obbligato ad un potenziamento al fine di consentire l'accesso di terzi³.

119. Gli Uffici, dunque, a detta di Eni, hanno errato nel ricostruire un obbligo al potenziamento in capo ad Eni derivante dal semplice fatto di essere in posizione dominante ed avere, pertanto, una "speciale responsabilità". Tale speciale responsabilità, infatti, dovrebbe essere ricondotta ad un presunto e non dimostrato intento abusivo di Eni, né può implicare in alcun modo di attivarsi per promuovere lo sviluppo della concorrenza. Inoltre, si ribadisce che gli stessi Uffici hanno giudicato le clausole contrattuali comprendenti le condizioni sospensive, di per sé lecite e volte a ripartire equamente i rischi di realizzazione del potenziamento tra il soggetto che realizza l'opera e lo *shipper* che veicola il gas sul gasdotto potenziato.

Le argomentazioni presentate da TTPC

120. TTPC osserva che per potersi integrare una fattispecie di abuso di posizione dominante è necessario, secondo i principi enucleati dalla giurisprudenza comunitaria, un comportamento concreto di natura obiettiva, e non si può fare riferimento a semplici intenzioni. Inoltre, tale comportamento per essere abusivo deve essere non conforme ai canoni propri della normale concorrenza sul mercato. Infine, non può essere ritenuto abusivo un comportamento dell'impresa dominante che risponda ad una giustificazione obiettiva. Deve, infine, aversi un effetto sulla concorrenza attuale o potenziale.

121. Nell'attività di costruzione e gestione di infrastrutture di trasporto internazionale quali il gasdotto TTPC sono del tutto normali e ragionevoli clausole contrattuali che tutelino gli interessi commerciali del gestore dell'infrastruttura, come riconosciuto espressamente dagli Uffici nella CRI. Alcune clausole, ed in particolare quelle relative alle autorizzazioni dello stato italiano e tunisino, derivano da obblighi di legge, mentre le altre condizioni servono a ripartire equamente i rischi e le responsabilità tra le parti dal momento che si tratta di investimenti infrastrutturali ingenti rispetto ai quali è necessario avere una sicurezza di ritorno economico. Con riguardo, in particolare, alla condotta di TTPC, gli Uffici avrebbero dovuto verificare, da un lato, se essa era ragionevole per tutelare i propri interessi e, dall'altro, poiché l'integrazione verticale è considerato elemento costitutivo della fattispecie escludente, gli Uffici avrebbero dovuto

³ A detta di Eni, la dottrina dell'*essential facility*, infatti, non impone al proprietario dell'infrastruttura di investire per espandere la capacità della stessa e metterla a disposizione dei propri concorrenti. A conferma di ciò, si citano: (i) il contributo della Commissione Europea all'OCSE, del 1996, sul tema dell'*essential facility*; (ii) la comunicazione della Commissione in materia di applicazione del diritto della concorrenza agli accordi in materia di accesso nel settore delle telecomunicazioni; (iii) il provvedimento *Snam-Tariffe di vettoriamento* dell'Autorità (e la dottrina e giurisprudenza ivi richiamate); (iv) e il recentissimo *Discussion Paper* della Commissione Europea sull'applicazione dell'art. 82 del Trattato CE del 19 dicembre 2005, in cui si ribadisce che, nel caso di un'infrastruttura essenziale, l'accesso può essere rifiutato se vi è completa saturazione della capacità dell'infrastruttura.

applicare il test dell'*independent standard operator*, ossia verificare se il comportamento di TTPC era in assoluto giustificato, non se esso avesse natura strumentale rispetto alla volontà della controllante. L'intento di Eni, cioè, non sarebbe elemento decisivo rispetto all'analisi dei fatti.

122. Dall'esame dei fatti emergerebbe che TTPC ha allocato in maniera trasparente la capacità di trasporto addizionale, ha cercato in buona fede ed a più riprese di garantire il buon esito della procedura di allocazione, concedendo più volte delle proroghe ai termini di avveramento delle condizioni sospensive, ha tenuto costantemente informate le parti ed ha con esse collaborato oltre quanto necessario per il principio di buona fede. A fine ottobre 2003 non sarebbe stato ragionevole, prima che legittimo, da parte di TTPC concedere ulteriori proroghe.

123. Quanto alla specifica condizione *a)* rispetto alla quale non è stata concessa una ulteriore proroga TTPC osserva che con riferimento all'approvazione da parte dello Stato tunisino, non vi è correlazione tra la necessità di allocazione definitiva delle capacità e lo svolgimento dell'*iter* parlamentare di approvazione della Convenzione. Non sarebbe corretto quanto sostenuto dagli Uffici secondo i quali il Governo tunisino avrebbe richiesto di conoscere i dati relativi alle capacità di trasporto definitivamente allocate agli *shippers* al fine di sottoscrivere la Convenzione e procedere all'approvazione parlamentare. In nessun documento agli atti, si fa riferimento alle "capacità definitivamente allocate", né il Ministero a fronte dei dati inviati da TTPC obietta che non si sarebbe trattato delle capacità richieste. Pertanto, il dato trasmesso da TTPC al Ministero rappresentava quello da quest'ultimo effettivamente domandato.

124. L'allocazione definitiva della capacità non è un dato necessario ai fini dell'approvazione parlamentare. L'unico limite è quello della effettiva disponibilità totale di capacità a seguito dell'intervenuta realizzazione del potenziamento. Quanto alla fissazione delle *royalties*, la capacità totale non è necessaria alla loro definizione in quanto le stesse sono parametrizzate ad aliquote percentuali. Tutto quanto sopra sarebbe confermato dalla procedura di allocazione conclusasi a fine ottobre 2005, alla presenza delle medesime condizioni sospensive l'avveramento delle quali ha richiesto circa tre mesi e mezzo.

125. Concedere un'ulteriore proroga, a fine ottobre 2003, sarebbe stato "per un ragionevole operatore di mercato" economicamente rischioso in termini di copertura dell'investimento, date le condizioni tariffarie già contrattualmente definite e dipendendo da una mera dichiarazione di disponibilità all'incremento della capacità allocata da parte dei 4 *shippers* rimasti. Inoltre sarebbe stato anche legalmente rischioso in quanto una riallocazione ai suddetti 4 *shippers* avrebbe comportato la necessità di nuove autorizzazioni ministeriali con l'evidente discriminazione nei confronti dei tre *shippers* già esclusi proprio per la mancanza di tale autorizzazione. TTPC ritiene, infine, che gli *shipper* avevano avuto a disposizione ben tredici mesi per ottenere l'approvazione parlamentare che, secondo l'elaborazione dei loro stessi legali avrebbe necessitato di solo 3-4 mesi. Né si sarebbe potuto immaginare che un mese in più sarebbe stato sufficiente.

126. Con riferimento alle garanzie bancarie, contrariamente a quanto risulta dalla CRI, il mancato rilascio delle stesse deve essere ricondotto alla volontà degli *shipper* di non adempiere. Non vi era, infatti, alcuna incertezza sull'ammontare della garanzia, né risulta agli atti che gli istituti di credito si sarebbero impegnati solo a fronte della conoscenza delle effettive quantità definitivamente impegnate, del resto sia per gli *shipper* sia per gli istituti di credito un impegno sulla base della capacità inizialmente allocata sarebbe stato economicamente meno gravoso.

127. TTPC osserva che non vi era alcuna connessione tra le condizioni previste alle lettere *a)* ed *e)* dell'articolo 2, comma 1, dei contratti di trasporto a valere sulla capacità addizionale, per cui non si può legittimamente sostenere che il mancato avveramento della condizione *sub a)* ha influito negativamente anche sull'avveramento della condizione *sub e)*. Gli *shipper* non fornivano sufficiente affidabilità con riferimento all'ampliamento delle forniture, dal momento che le quantità da essi richieste nelle dichiarazioni di intento sono state molto variabili nel tempo e TTPC non poteva certo darvi credito per la realizzazione di un investimento di notevole portata economica.

128. La cronologia degli eventi mostra come TTPC si sia comportata autonomamente rispetto ad Eni dal momento che, pur potendo risolvere i contratti già dal giugno 2003, il 24 giugno prima, e il 7 luglio 2003 poi, ha concesso le proroghe di cui sopra per la realizzazione delle condizioni, dimostrando di essere

assolutamente interessata a portare avanti il progetto di potenziamento e ciò, indipendentemente dal presunto cambio di strategia della controllante Eni.

V. VALUTAZIONI GIURIDICHE

L'attività di trasporto internazionale di gas

129. I comportamenti esaminati, concretizzatisi nella decisione di TTPC di considerare risolti i contratti di trasporto sottoscritti nel marzo 2003 a valere sulla Capacità Addizionale sul gasdotto TTPC, si riferiscono a condotte attinenti allo svolgimento dell'attività di trasporto internazionale di gas naturale. La società TTPC, detentrica dei diritti di trasporto a valere sul gasdotto tunisino di proprietà della società Sotugat, svolge infatti l'attività di *carrier* di gas naturale proveniente dall'Algeria.

130. L'Italia è un paese quasi interamente dipendente dalle importazioni per i propri consumi di gas naturale. Nel corso del 2004, l'84% del gas consumato in Italia è provenuto dalle importazioni (67,2 miliardi di metri cubi). La produzione nazionale è prevista in rapida decrescita, dagli attuali 13 miliardi di metri cubi a circa 5 miliardi di metri cubi nel 2010.

131. Il 36,5% del gas importato nel 2004 è giunto dalla Russia attraverso il gasdotto TAG ai punti di ingresso di Tarvisio e Gorizia; il 35,4% è giunto dall'Algeria attraverso il sistema di gasdotti TTPC-TMPC al punto di ingresso di Mazara del Vallo; il 24,2% è giunto dal Nord Europa attraverso il sistema di gasdotti TENP-Transitgas al punto di ingresso di Passo Gries; il 3,2% è giunto dall'Algeria (ed in misura assai minore da altri paesi) sottoforma di Gas Naturale Liquefatto (GNL) attraverso il terminale di rigassificazione di Panigaglia; e lo 0,8% è giunto dalla Libia attraverso il nuovo gasdotto Greenstream al punto di ingresso di Gela⁴.

132. Eni è un operatore completamente integrato nella fase di trasporto internazionale di gas. Direttamente o attraverso società partecipate, Eni è infatti in grado di controllare la gestione di tutte le infrastrutture di trasporto attualmente utilizzate al fine di importare gas naturale in Italia:

Eni possiede il 100% della società TTPC che detiene tutti i diritti di transito sul gasdotto tunisino fino al 2019;

Eni, attraverso una partecipazione del 50%, detiene un controllo congiunto sulla società TMPC (che gestisce l'omonimo gasdotto) insieme a Sonatrach, detentore dall'altro 50%;

Eni possiede l'89% della società TAG, titolare dei diritti di uso dell'omonimo gasdotto, di proprietà dell'operatore austriaco OMV – detentore del residuo 11%;

Eni possiede, rispettivamente, il 49% ed il 46% delle società che gestiscono i gasdotti TENP e Transitgas, utilizzati per trasportare il gas dal Nord Europa in Italia;

Eni è proprietaria del gasdotto Greenstream utilizzato da terzi operatori per trasportare gas libico in Italia acquistato in Libia da una joint venture tra Eni e l'operatore libico NOC;

Eni, infine, tramite la società GNL Italia, a sua volta controllata da Snam Rete Gas, controlla il terminale di rigassificazione di GNL di Panigaglia.

133. Con specifico riferimento al trasporto di gas algerino destinato al mercato italiano, in questa sede rileva sottolineare come il gasdotto tunisino TTPC sia allo stato attuale completamente saturato dal gas proveniente dai contratti *take or pay* sottoscritti con il fornitore algerino Sonatrach da Eni, Enel e, in misura marginale, dall'operatore croato Geoplin. In particolare, Eni dispone di circa il 98,5% dei diritti di transito a valere sul TTPC, di cui circa il 76,5% sono utilizzati direttamente per trasportare proprio gas, e il restante 22% sono utilizzati da Enel sulla base di un contratto di trasporto sottoscritto con TTPC. Geoplin dispone del restante 1,5% dei diritti di transito.

134. Stante tale situazione, pertanto, senza un adeguato potenziamento della capacità di trasporto del gasdotto sarebbe impossibile per qualsiasi *shipper* importare quantità aggiuntive di gas algerino in Italia. Ciò rende il potenziamento del TTPC di cui al presente procedimento un prerequisito indispensabile al fine di consentire ad altri operatori, diversi dagli attuali utilizzatori, di approvvigionarsi di gas algerino da Sonatrach.

⁴ Cfr. i dati contenuti nella relazione annuale AEEG per il 2005.

135. Nel momento in cui i comportamenti in esame sono avvenuti (anni 2002-2003), per uno *shipper* indipendente la decisione di intraprendere una attività di importazione di lungo periodo di gas naturale dall'Algeria (la nuova capacità sul TTPC veniva allocata per il periodo 2007-2019) non appariva sostituibile nel breve termine con la possibilità di importare gas da altre fonti (Nord Europa, Russia, Libia o GNL via Panigaglia).

136. Nel 2002, quando TTPC annunciò la propria iniziativa di potenziare il gasdotto per 6,5 miliardi di metri cubi l'anno, nessuna altra iniziativa di potenziamento dei gasdotti era stata avviata in Italia. Tra l'altro, così come per il TTPC, anche i gasdotti TRANSITAG e TAG erano completamente saturati dai flussi di gas in importazione in Italia provenienti dai contratti *take or pay* (per la maggior parte di Eni) sottoscritti con i fornitori russi, norvegesi e olandesi, fatta eccezione per capacità stagionale di breve periodo. Quanto al gasdotto libico GreenStream, che sarebbe entrato in funzione nel 2004, la capacità di trasporto era già stata interamente allocata da Eni ad alcuni soggetti; infine, con riferimento al terminale di rigassificazione di Panigaglia, tale infrastruttura era saturata dagli impegni di rigassificazione assunti nei confronti di Eni sulla base di un contratto di lungo periodo sottoscritto con GNL Italia⁵. Infine, nel periodo tra la fine del 2002 ed il marzo del 2003, data di sottoscrizione dei contratti di trasporto sulla Capacità Addizionale sul TTPC, non vi erano certezze in merito a possibili realizzazioni di nuovi terminali di rigassificazione in Italia entro l'anno 2008.

137. In definitiva, l'annunciato potenziamento del TTPC rappresentava, nei mesi a cavallo tra gli anni 2002 e 2003, l'unica iniziativa a disposizione di *shipper* indipendenti per poter intraprendere una attività di importazione di gas naturale su base strutturale di lungo periodo.

138. Con l'unica eccezione di Edison, operatore di dimensione notevole che può operare su più progetti di importazione di lungo periodo contemporaneamente, gli altri *shipper* coinvolti nel potenziamento del TTPC, CIG, Bidas e Worldenergy, si caratterizzavano per avere dimensione e capacità finanziaria tali da poter riporre i propri sforzi unicamente in questo tipo di investimento. A riprova di ciò si ricorda la lettera inviata da Bidas a TMPC il 4 novembre 2003 (§ 78, doc. 24 del fascicolo) in cui lo *shipper*, dichiara apertamente «[...] *We have been working very hard on this project for more than two years, spending important sums of money and resources*».

139. Nello specifico, il progetto di potenziamento della capacità di trasporto avviato da TTPC nel 2002 non prevedeva la posa di tubi aggiuntivi, ma, più semplicemente, l'incremento della capacità di compressione del gas all'interno del gasdotto tramite la realizzazione di nuove centrali di compressione, e, di conseguenza, l'aumento del volume di gas trasportabile. Nello specifico, l'incremento della capacità di trasporto per 6,5 miliardi di metri cubi anno sarebbe stato possibile attraverso un ammodernamento di alcune centrali di compressione esistenti e la realizzazione di alcune nuove centrali lungo il tragitto del percorso.

140. Quanto al gasdotto sottomarino TMPC, collegante la Tunisia con la Sicilia, dagli atti del presente procedimento si evince che nessun tipo di intervento (né sui tubi, né sulla capacità di compressione) era necessario per consentire il transito dei 6,5 miliardi di gas in più all'anno; unico requisito di tipo tecnico affinché il quantitativo aggiuntivo di gas transitasse sul gasdotto TMPC era che il gas arrivasse alla stazione di uscita del TTPC a Cap Bon alla pressione giusta per essere trasportato sul tratto sottomarino sino a Mazara.

141. Fatta eccezione per alcuni, trascurabili, quantitativi di gas ceduti, a titolo di *royalties*, allo Stato tunisino, tutto il gas che transita sul sistema di gasdotti TTPC-TMPC serve al soddisfacimento di una quota rilevante del fabbisogno italiano di gas naturale (circa 35%). È possibile concludere, pertanto, che allo stato il sistema TTPC-TMPC è una infrastruttura dedicata all'approvvigionamento di gas algerino per il mercato italiano.

⁵ Cfr. il provvedimento dell'Autorità n. 14853 del 16 novembre 2005; caso A371 "gestione ed utilizzo della capacità di rigassificazione" in bollettino n. 44/05; in particolare si veda i §§ 12 e ss.

Il mercato rilevante

Premessa

142. I comportamenti descritti nelle risultanze istruttorie, per quanto concretamente realizzatisi nella fase della filiera relativa al trasporto internazionale di gas naturale, hanno avuto come effetto di impedire a quattro *shipper* – Edison, CIG, Bidas e Worldenergy – di importare gas algerino in Italia a partire dal marzo 2007. Di conseguenza, il mercato rilevante su cui valutare la sussistenza di eventuali violazioni dell'articolo 82 del Trattato, *sub specie* di abuso di posizione dominante di natura escludente, è quello nazionale dell'approvvigionamento all'ingrosso di gas naturale.

L'approvvigionamento all'ingrosso di gas naturale in Italia

143. L'attività di approvvigionamento di gas all'ingrosso per la copertura del fabbisogno nazionale è svolta da operatori – *shipper* – che acquistano il gas da fornitori esteri o produttori nazionali e lo rivendono agli utenti termoelettrici, ai grandi utenti industriali (anche tramite consorzi di acquisto) ed alle società di vendita a clienti finali, quest'ultime nella duplice modalità di venditori non integrati e venditori integrati nella fase di distribuzione⁶. Le società di vendita, a loro volta, acquistano il gas per rivenderlo (al dettaglio) agli utenti domestici ed alle piccole utenze industriali e commerciali.

144. La dimensione geografica del mercato dell'approvvigionamento all'ingrosso, nonostante nel 2004 oltre l'84% delle risorse necessarie al soddisfacimento del fabbisogno nazionale di gas sia provenute dall'estero, è limitata al territorio nazionale. Infatti, i contratti di importazione di lungo periodo *take or pay* sottoscritti dagli *shipper* nazionali con i fornitori stranieri sono attualmente interamente “dedicati” al mercato italiano. Inoltre, come illustrato nei precedenti paragrafi, attualmente tutte le infrastrutture utilizzate per l'importazione del gas naturale in Italia sono saturate dal gas necessario per la copertura del fabbisogno. Le esportazioni di gas naturale dall'Italia agli altri paesi sono ammontate nel 2004 a circa 0,4 miliardi di metri cubi di gas, pari all'0,5% del fabbisogno.

145. Dei circa 67 miliardi di metri cubi di gas importato in Italia nel 2004, Eni ha importato il 62,4%, Enel il 13,9%, Edison il 9,9%, Plurigas il 4,9%, Energia il 2,2%, Gaz de France l'1,2% e Dalmine l'1,1%; il restante 4,4% è stato importato da una pluralità di operatori minori⁷. Si consideri che, con l'unica eccezione di Enel e di parte delle importazioni di Edison, gli altri operatori citati acquistano da Eni gas oltre frontiera (alla frontiera franco-svizzera o in Libia).

146. Dei circa 13 miliardi di metri cubi di gas prodotti in Italia nel 2004, Eni ne ha prodotti circa 10,8 miliardi (83%), con i restanti 2,2 miliardi prodotti da Edison e poi da altri produttori minori⁸.

147. In definitiva, Eni ha approvvigionato nel 2004 circa 52,7 miliardi di metri cubi di gas che, rapportati ai circa 80,2 miliardi approvvigionati in totale danno una quota pari al 65,7%. Ove si calcoli la quota di Eni al netto delle quantità di gas autoconsumate (e pari nel 2004 a 3,2 miliardi), la quota di gas approvvigionato da Eni nel 2004 scende al 64%⁹. Ove a questa cifra si sommasse anche la quota di gas approvvigionato da terzi a valere sulle cd “vendite innovative”¹⁰, cioè le cessioni effettuate nel 2001 da Eni a Plurigas, Edison, Energia e Dalmine oltre frontiera, la quota di gas approvvigionato, direttamente od indirettamente, da Eni per il mercato italiano nel 2004 salirebbe ad oltre il 70% del totale.

148. I primi dati di pre-consuntivo relativi al fabbisogno di gas per il 2005 indicano una forte crescita nei consumi di gas, che passerebbero dai circa 80 miliardi di metri cubi del 2004 agli 86,2 miliardi del 2005 (+6,9%)¹¹, a riprova della estrema dinamicità della domanda di gas. In particolare, il contributo delle importazioni alla copertura del fabbisogno salirebbe dal 84% del 2004 all'85% del 2005. Rispetto al 2004, l'Algeria sembrerebbe essere divenuta nel 2005 la prima fonte per copertura del fabbisogno nazionale, con

⁶ In quest'ultimo caso si tratta delle società di vendita create in ossequio all'obbligo di separazione societaria dall'attività di distribuzione di cui all'articolo 21 del decreto legislativo n.164/2000.

⁷ Fonte Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas.

⁸ Fonte Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas.

⁹ Fonte Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas.

¹⁰ Cfr. provvedimento n. 11421 del 21 novembre 2002, caso A329 “SNAM-BLUGAS” in Boll. n. 47/2002.

¹¹ Dati tratti dal sito del Ministero delle Attività produttive all'indirizzo <https://dgerm.attivitaproduttive.gov.it/dgerm/bilanciogas.asp>.

una percentuale sul totale delle importazioni pari al 34%; segue la Russia con il 33%; il Nord Europa (Olanda, Norvegia) con il 22%; la Libia con il 6% e il GNL rigassificato a Panigaglia con il 3,5%.

149. Le previsioni a medio termine del MAP effettuate nel maggio 2005 per l'anno 2010 prevedono un incremento della domanda di gas naturale ad uso termoelettrico di circa il 30%; leggeri incrementi dovrebbero registrarsi anche per gli usi civili ed industriali (cfr. grafico). In totale la domanda di gas al 2010 dovrebbe passare dagli 80 miliardi di metri cubi del 2004 ai circa 94 miliardi di metri cubi del 2010 (con un incremento del 17%). Considerato che, ove siano confermati i dati a preconsuntivo, già nel 2005 i consumi nazionali si sarebbero attestati ad oltre 86 miliardi di metri cubi, in un anno si sarebbe consumato quasi la metà dell'incremento di domanda previsto sull'intero quinquennio 2005-2010.

150. Al riguardo sono possibili due interpretazioni: (i) gran parte dell'incremento di domanda previsto per il periodo 2005-2010 è avvenuto nel primo anno, forse in virtù dell'entrata in funzione di un gran numero di nuove centrali elettriche alimentate a gas; (ii) i dati previsti della domanda a medio termine sottostimano le reali tendenze del fabbisogno di gas naturale. Le vicende osservate nel corso dell'inverno 2006, contraddistinto da allarmi relativi ad una carenza strutturale di offerta di gas rispetto ad una domanda in rapida crescita, ed un utilizzo delle riserve strategiche molto in anticipo rispetto a quanto già avvenuto nel corso del 2005, fanno ritenere più probabile la seconda interpretazione.

151. Questi ultimi elementi devono essere letti congiuntamente a quanto riportato nei precedenti paragrafi relativamente al convincimento di Eni a fine 2003 (così come formulato in varie sedi, tra cui anche nella lettera a Sonatrach del 23 ottobre 2003), in merito ad una domanda di gas in crescita minore di quanto previsto.

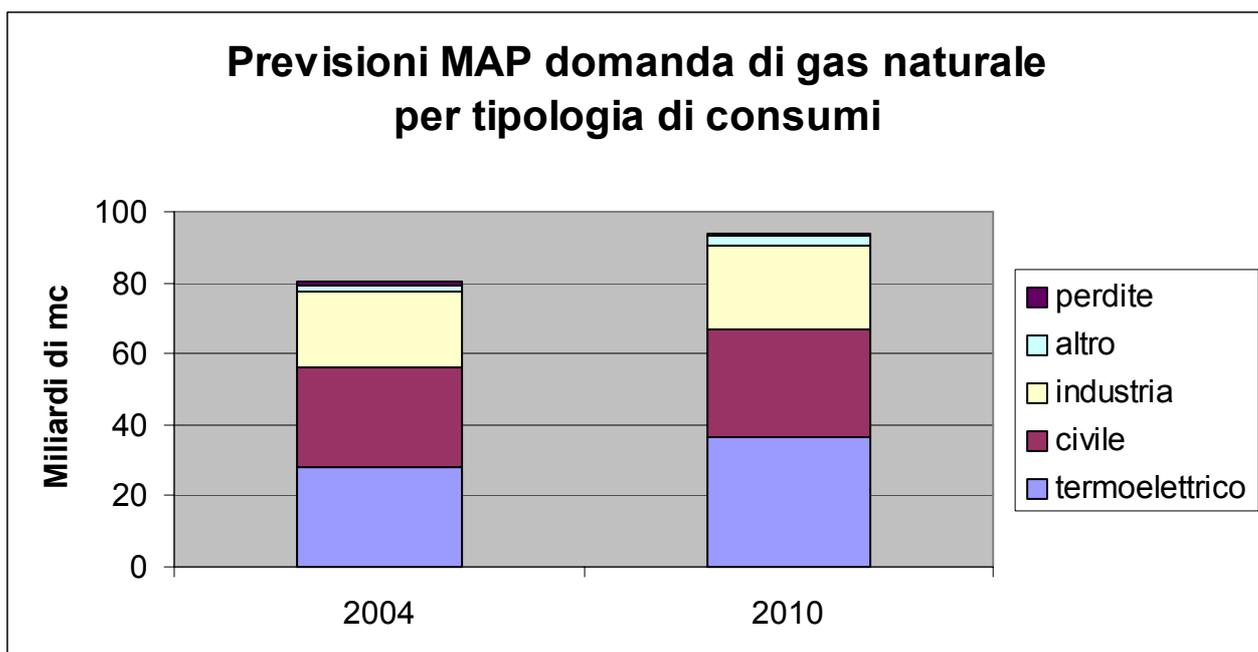


Grafico 1

Fonte: dati MAP

152. Quanto all'incremento dell'offerta necessario a coprire la domanda prevista, nell'ipotesi – che si giudica dunque cautelativa - di una domanda al 2010 di 94 miliardi di metri cubi, ed ipotizzando una produzione nazionale al 2010 pari a circa 8 miliardi di metri cubi di gas¹², rispetto ai circa 73,4 miliardi di metri cubi di gas importati (su base pre-consuntiva) nel corso del 2005, le importazioni dovrebbero salire a circa 86 miliardi di metri cubi l'anno. È dunque possibile affermare che, come minimo, rispetto alla

¹² Dati forniti da Eni nel corso dell'indagine conoscitiva IC22 sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale e riportati nella figura 3 a pagina 186 del testo dell'indagine.

capacità di importazione del 2005, nel 2010 il sistema di approvvigionamento di gas naturale italiano dovrebbe aumentare la propria capacità di importazione di gas di altri 13 miliardi di metri cubi l'anno (+17%). Si noti che 13 miliardi di metri cubi di maggiori importazioni di gas l'anno sono esattamente quanto deriverebbe dal potenziamento dei due gasdotti TAG e TTPC per 6,5 miliardi l'uno¹³.

153. In assenza di altri investimenti in infrastrutture, pertanto, i due potenziamenti dei gasdotti appaiono necessari per coprire l'aumento minimo di domanda previsto entro il 2010. È chiaro, altresì, che qualsiasi incremento della domanda al 2010 oltre i livelli riportati nel grafico renderebbe assolutamente necessari altri investimenti in nuova capacità di approvvigionamento al fine di evitare un eccesso di domanda di gas non soddisfatto. Allo stato, l'unico altro investimento che appare, con una certa probabilità, poter essere operativo entro l'anno 2010 in Italia è il terminale di ri-gassificazione di Rovigo – gestito da una joint venture tra Exxon Mobil,– Qatar Petroleum e Edison - che, entro l'anno 2009, dovrebbe funzionare con una capacità di ri-gassificazione di 8 miliardi di metri cubi l'anno. Quanto all'altro terminale di ri-gassificazione che ha completato l'iter autorizzativo, e cioè quello gestito da British Gas che si dovrebbe realizzare a Brindisi, una serie di opposizioni degli enti locali coinvolti, che si sono tradotti in ricorsi plurimi in sede giurisdizionale, parrebbe mettere a serio rischio l'entrata in funzione dell'opera.

154. Quanto precede consente di escludere, contrariamente a quanto dichiarato in varie sedi da Eni, a partire dal giugno 2003, un eccesso di offerta di gas approvvigionato rispetto alla domanda nel periodo 2006-2010.

La posizione dominante di Eni

155. Secondo un consolidato orientamento comunitario, la posizione dominante viene definita come una situazione di potenza economica grazie alla quale l'impresa che la detiene è in grado di ostacolare la persistenza di una concorrenza effettiva sul mercato di cui trattasi, ed ha la possibilità di tenere comportamenti alquanto indipendenti nei confronti dei suoi concorrenti, dei suoi clienti e, in ultima analisi, dei consumatori¹⁴.

156. Come recentemente riproposto dalla Commissione nel *Discussion Paper* sull'applicazione dell'articolo 82 del Trattato agli abusi escludenti, affinché si possa identificare una impresa in posizione dominante su di un mercato, l'impresa in questione deve essere in una posizione di forza economica tale da consentirle di prevenire la realizzazione di una concorrenza effettiva, e ciò attraverso la possibilità di assumere comportamenti indipendenti, in misura apprezzabile, dagli altri operatori (oltre che dai consumatori finali)¹⁵.

157. Si ritiene che queste condizioni, applicate al mercato dell'approvvigionamento all'ingrosso di gas naturale, conducano a considerare Eni quale impresa in posizione dominante.

158. Con riferimento alla "posizione di forza economica" il primo indicatore da tenere in considerazione è la quota di mercato detenuta. Come descritto nel precedente § 147, Eni ha approvvigionato circa il 65% del gas naturale necessario alla copertura del fabbisogno complessivo del 2004.

159. L'argomentazione, avanzata da Eni nelle proprie difese, e cioè che si tratta di una percentuale inferiore a quella consentita dai cd "tetti" di cui all'articolo 19 del Decreto Legislativo n. 164/2000, prevista pari al 71% del gas immesso sul territorio nazionale per il 2004, non assume rilievo ai fini dell'identificazione di una posizione dominante, data l'assenza di alcun nesso sia di tipo logico sia di tipo giuridico tra le soglie previste dal citato articolo 19 del Decreto Legislativo n. 164/2000 e il concetto di posizione dominante ai sensi dell'articolo 82 del Trattato

160. Tale quota, ancorché sia diminuita dal 2002 in virtù dell'entrata in vigore dei citati tetti sul gas immesso, e per quanto è previsto che debba scendere ancora sino al 61% al 2008, non sembra soffrire ulteriori e severe riduzioni oltre a quelle stabilite dalla norma. Da un lato, infatti, i contratti di importazione *take or pay* sottoscritti da Eni nell'imminenza dell'approvazione della direttiva 98/30/CE, in virtù di meccanismi di *build up* crescenti nel tempo, hanno consentito (e consentiranno ancora per molti anni) all'operatore di continuare ad occupare quote consistenti dell'incremento annuo di domanda di gas;

¹³ SI osserva che entro il 2006 dovrebbe giungere a regime l'importazione di gas dalla Libia attraverso il gasdotto GREENSTREAM sino ad un valore di circa 8 miliardi di metri cubi l'anno.

¹⁴ Sentenza della Corte del 13 febbraio 1979, causa 85/76, *Hoffmann La-Roche vs Commissione*, Raccolta 461, punto 38.

¹⁵ Cfr. DG competition *discussion paper on the application of Article 82 of the Treaty to exclusionary abuses* (scaricabile dal sito della DG competition http://europa.eu.int/comm/competition/index_it.html), in particolare §21 pagina 9.

dall'altro lato, i dati sulla durata residua dei contratti di importazione *take or pay* vigenti al 2004 in Italia, forniti dall'AEEG nell'ultima relazione annuale, indicano che il 52% di questi contratti (di cui una quota largamente preponderante è relativa a contratti sottoscritti da Eni) ha durata residua compresa tra 10 e 14 anni; il 17,4% ha durata residua compresa tra i 15 e i 20 anni; il 5,3% ha durata residua superiore a 20 anni¹⁶.

161. Con riguardo alla produzione nazionale, sebbene si tratti di una fonte prevista in calo nei prossimi anni, essa continua ad essere quasi integralmente nelle mani dell'operatore dominante (84%), che può usare strategicamente i volumi prodotti (giocando sul *trade off* tra l'utilizzo al massimo dei contratti di importazione *take or pay* e la produzione nazionale) e giovarsi, in tal modo, di ulteriori notevoli flessibilità, in termini sia di quantità sia di prezzo di approvvigionamento.

162. Sempre in tema di "forza economica", assume assoluto rilievo la circostanza che Eni controlli direttamente e/o gestisca i diritti di transito su tutte le infrastrutture di importazione di gas naturale (gasdotti e terminali di GNL) attualmente esistenti in Italia. Si tratta di infrastrutture costruite al tempo del "monopolio di fatto" di Eni e che, anche con riferimento al dimensionamento delle relative capacità di trasporto (o di rigassificazione) sono tarate sugli impegni *take or pay* assunti da Eni con i fornitori della materia prima.

163. Eni, infine, è un operatore presente, con posizioni monopolistiche (ancorché in qualche caso regolate) o di assoluta preminenza, in tutte le altre fasi della filiera del gas: trasporto nazionale, stoccaggio, distribuzione, vendita.

164. Relativamente alla capacità di Eni di prevenire la creazione di una concorrenza effettiva attraverso l'assunzione di comportamenti indipendenti dalla reazione dei concorrenti, vale, in prima battuta, richiamare quanto riportato nelle risultanze istruttorie con riferimento al presente procedimento: il controllo al 100% della società che detiene i diritti di transito sul gasdotto tunisino ha decisamente agevolato Eni nell'impedire a quattro operatori concorrenti di importare volumi di gas a partire dal marzo 2007.

165. Questo concetto era già stato chiaramente espresso dall'Autorità e dall'AEEG nell'indagine conoscitiva congiunta sul settore del gas naturale conclusasi nel giugno del 2004, in particolare nel punto in cui si affermava che «*Eni, direttamente o attraverso società partecipate, è in grado di condizionare la gestione di tutte le infrastrutture di trasporto via tubo che adducono il gas importato in Italia e dell'unico terminale di GNL attualmente esistente [...]. Tale posizione conferisce ad Eni il potere di influenzare le dinamiche concorrenziali sul mercato a valle della vendita, [...]*»¹⁷; e che «*[n]onostante l'adozione di misure normative tese a ridurre nel periodo 2001-2010 le immissioni al consumo dell'operatore incumbent, permane una inconfutabile posizione dominante di Eni nell'approvvigionamento di gas (importazioni e produzione nazionale) in grado di condizionare fortemente l'esito del mercato*»¹⁸.

166. Altro elemento che connota la capacità di Eni di influenzare le condizioni concorrenziali del mercato dell'approvvigionamento di gas a suo favore è rappresentato dal minor costo di acquisto del gas che lo contraddistingue rispetto agli altri soggetti che operano su questo mercato¹⁹.

167. Gli elementi sopra esposti appaiono sufficienti ad individuare, anche sulla base di una consolidata esperienza comunitaria (per tutte, cfr. Corte di Giustizia, sentenze *Hoffmann-La Roche (Vitamine)* del 1979²⁰ e *AKZO III* del 1991²¹) l'esistenza di una posizione dominante di Eni sul mercato dell'approvvigionamento all'ingrosso di gas naturale.

¹⁶ Cfr. figura 4,6 a pagina 215 del Capitolo quattro della Relazione dell'AEEG per l'anno 2004.

¹⁷ Cfr. proc. IC22 "Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica e del gas naturale", pagine 244.

¹⁸ Cfr., proc. IC22 "Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica e del gas naturale", pagina 243.

¹⁹ Questo elemento, già emerso e descritto in dettaglio nella citata indagine conoscitiva, ha consentito ad Eni di cedere gas a propri concorrenti oltre frontiera (cd "vendite innovative") gravato di un *mark up*, e dunque ponendo tali operatori in una posizione di svantaggio rispetto ad Eni: «*Nel caso degli shipper acquirenti delle vendite innovative, lo svantaggio di costo della materia prima è frutto delle modalità con cui tali operazioni sono avvenute e deve intendersi come mark up praticato da Eni a fronte della perdita del cliente finale*». Cfr., proc. IC22 "Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica e del gas naturale", pagina 244.

²⁰ Sentenza della Corte di Giustizia, causa 85/76, *Hoffmann La-Roche cit.*

²¹ Sentenza della Corte del 3 luglio 1991, causa C-62/86, *Akzo Chemie BV vs Commissione*, Raccolta I-3359.

Sul “ne bis in idem”

168. Alla luce di quanto descritto in Fatto e delle evidenze riscontrate nel corso della procedura istruttoria si ritiene che Eni, tramite la sua controllata TTPC, abbia posto in essere un comportamento complesso, integrante una fattispecie di abuso di posizione dominante ai sensi dell’art. 82 del Trattato CE, che ha avuto effetti sul mercato italiano dell’approvvigionamento all’ingrosso di gas.

169. Il comportamento di ENI va valutato tenendo in debito conto il fatto che si tratta di un operatore che detiene una posizione dominante nel mercato dell’approvvigionamento all’ingrosso di gas in Italia, che è attivo anche in tutti gli altri mercati del gas naturale in Italia con posizioni di mercato significative ed esercita, altresì, un’influenza determinante su tutte le infrastrutture internazionali di trasporto di gas per l’Italia.

170. Preliminarmente alla configurazione giuridica dell’abuso è necessario affrontare la questione del *ne bis in idem* sollevata da Eni, in relazione all’oggetto del presente procedimento. Eni ha infatti sostenuto che i fatti posti a fondamento di quest’ultimo sono già stati valutati dall’Autorità come inottemperanza al provvedimento dell’Autorità del 21 novembre 2002 (procedimento A329B “SNAM-BLUGAS”).

171. Con provvedimento del 21 novembre 2002, l’Autorità aveva accertato che il comportamento posto in essere da Eni, consistente nell’aver venduto all’estero ad operatori italiani volumi di gas relativi ai propri contratti *take or pay* (cd. “vendite innovative”), in misura sufficiente a garantire sino al 2007 la copertura di tutta la quota residua per terzi operatori fissata dal Decreto Legislativo n. 164/00, costituisse un abuso di posizione dominante ai sensi dell’art. 82 del Trattato CE²². Con lo stesso provvedimento l’Autorità disponeva che Eni presentasse, entro 90 giorni, una relazione circa le misure idonee ad eliminare l’infrazione accertata, “*con particolare riguardo al potenziamento della capacità di trasporto dei propri gasdotti di importazione di gas naturale, già prospettato da Eni nel corso del procedimento, o altra misura equivalente*” (sottolineatura aggiunta).

172. Eni nel marzo 2003 ha presentato una relazione di ottemperanza in cui si prospettava il potenziamento dei gasdotti TTPC e TAG entro il 2007; successivamente, nel giugno 2003, Eni decise di ritirare tale relazione e annunciò la presentazione di una nuova relazione di ottemperanza. Infine, la versione definitiva delle misure con cui Eni intendeva ottemperare alla decisione dell’Autorità del 21 novembre 2002 fu presentata il 23 febbraio 2004. In questa nuova relazione di ottemperanza Eni ha presentato una serie di misure tra le quali era previsto anche il potenziamento del gasdotto TTPC a partire dall’anno termico 2007/2008. Tale misura era, tuttavia, vincolata alla prospettazione di Eni dell’esistenza di una “bolla gas” sul mercato italiano nel breve-medio periodo. Eni, infatti, subordinava la realizzazione dei potenziamenti alla circostanza che, entro il 1° luglio 2005, non fosse in fase di realizzazione alcun terminale per la rigassificazione di GNL e prevedeva, invece, che la realizzazione fosse posticipata all’anno termico 2012-2013, laddove almeno un terminale di rigassificazione di GNL fosse stato in fase di realizzazione entro il 2005.

173. L’Autorità, considerato che le misure presentate da Eni il 23 febbraio 2004 erano complessivamente inadeguate a rimuovere gli effetti dell’infrazione accertata nel novembre 2002, decideva di avviare un procedimento di inottemperanza nei confronti di quest’ultima.

174. Con riguardo specifico alla misura presentata da Eni sul potenziamento del TTPC, l’Autorità riteneva che “la decisione di vincolare la realizzazione delle opere di potenziamento dei gasdotti ad attività di investimento di terzi non poteva essere un elemento da prendere in considerazione per valutare la rimozione di una infrazione in materia di abuso di posizione dominante”²³.

175. Va osservato, pertanto, che, in tale circostanza l’Autorità non valutava il merito della decisione di Eni di rinviare il potenziamento, né le modalità con le quali quest’ultima aveva adottato tale decisione. Piuttosto, l’Autorità, in tale occasione, riteneva esclusivamente che la misura presentata, proprio perché subordinata ad un evento incerto (la realizzazione dei terminali di rigassificazione di GNL), non sarebbe stata in grado di rimuovere gli effetti dell’abuso nel tempo in cui gli stessi si fossero prodotti.

²² Cfr. Provvedimento dell’Autorità A329 *Blugas-Snam* del 21 novembre 2002, pubblicato in *Boll.* 47/2002.

²³ Cfr. Provvedimento dell’Autorità A329B *Blugas-Snam* del 7 ottobre 2004, pubblicato in *Boll.* 41/2004.

176. A riprova di ciò vi è il fatto che l’Autorità ha poi successivamente accettato come “*misura equivalente*” idonea a rimuovere gli effetti dell’abuso di posizione dominante accertato il 21 novembre 2002, la cessione pluriennale di 9,2 miliardi di metri cubi di gas già sdoganato, da allocare attraverso un sistema di ripartizione pro quota al punto di ingresso di Tarvisio (cd. *gas release*).

177. Diversamente dall’oggetto del procedimento di inottemperanza che, come sopra ricordato, mirava a valutare l’idoneità delle misure presentate da Eni per rimuovere gli effetti abusivi di un suo comportamento nel passato, l’abuso contestato con il presente procedimento ha ad oggetto una diversa condotta e cioè quella attraverso cui Eni ha dato esecuzione alla decisione di rinviare il potenziamento del TTPC, con gli “effetti” che da tale condotta sono derivati sul mercato rilevante dell’approvvigionamento all’ingrosso di gas naturale.

178. In conclusione, se nel primo caso l’“*autonoma decisione di Eni*”²⁴ di rinviare il potenziamento veniva valutata esclusivamente alla luce degli effetti della misura complessivamente presentata ai fini di rimuovere gli effetti di un abuso già accertato, ed in nessun modo collegato al profilo dei potenziamenti, nel procedimento in oggetto, la stessa decisione viene esaminata alla luce delle modalità con cui è stata attuata e degli effetti che ne sono derivati.

179. Si osserva, infine, che la sanzione comminata ad Eni con il provvedimento dell’Autorità del 7 ottobre 2004²⁵ trova giustificazione esclusivamente nel ritardo con cui quest’ultima ha presentato misure definitive, idonee a rimuovere la restrizione accertata con il provvedimento dell’11 novembre 2002.

La speciale responsabilità dell’impresa in posizione dominante

180. Come sopra evidenziato Eni detiene una posizione dominante sul mercato dell’approvvigionamento all’ingrosso di gas naturale in Italia. I comportamenti oggetto di contestazione sono posti in essere, quindi, da un’impresa che, per il fatto stesso di rivestire una tale posizione nel mercato, deve essere valutata alla luce del principio della “speciale responsabilità” che incombe agli operatori dominanti in base a principi consolidati di diritto della concorrenza.

181. In base a tali principi va ricordato che un’impresa che detiene una posizione dominante ha una speciale responsabilità in ragione della quale le è fatto divieto di porre in essere qualsiasi comportamento atto a ridurre la concorrenza o ad ostacolarne lo sviluppo nei mercati in cui, proprio per il fatto che vi opera un’impresa dominante, il grado di concorrenza è già di per se ridotto. Il concetto di speciale responsabilità significa, quindi, che una valutazione di carattere strategico-imprenditoriale in grado di ridurre la concorrenza su un mercato, sebbene sia da considerarsi legittima se attuata da un’impresa che non detiene una posizione dominante sul mercato, può essere vietata ad un’impresa in posizione dominante.

182. Il concetto di speciale responsabilità indica, dunque, all’impresa in posizione dominante il grado di diligenza da rispettare, maggiore rispetto a quello delle altre imprese operanti sul mercato, nell’attuazione dei propri comportamenti. Va al riguardo rammentato il principio costante della giurisprudenza comunitaria, in virtù del quale un regime di libera concorrenza si fonda sulla circostanza che le imprese potenzialmente concorrenti possano agire a parità di condizioni senza evidenti vantaggi acquisiti abusivamente, c.d. principio della pari opportunità²⁶.

183. Nel caso di specie, la speciale responsabilità di Eni, derivante dal fatto che essa riveste una posizione dominante nel mercato italiano dell’approvvigionamento di gas, le impone di non porre in essere comportamenti atti ad influenzare, in senso sfavorevole ai suoi concorrenti, la condotta della sua controllata TTPC, proprietaria dell’infrastruttura di trasporto del gas algerino in Italia, in particolare, laddove quest’ultima abbia già intrapreso una procedura di potenziamento del gasdotto tunisino, stipulando contratti di trasporto che consentono, nel breve-medio periodo, a concorrenti di Eni di trasportare in Italia gas acquistato da produttori esteri.

²⁴ Cfr. Provvedimento di inottemperanza n.13644 A329b *Blugas-Snam*, §34.

²⁵ Cfr. supra nota 23.

²⁶ Cfr. la sentenza della Corte di Giustizia, del 13 dicembre 1991, causa n. 18/88, RTT/SABAM (“GB Inno BM”), punto 25; si vedano, inoltre, a livello nazionale, il provvedimento n. 1532, *Sistema Telefonia Cellulare GSM*, del 28 ottobre 1993, in Bollettino n. 32/1993, il provvedimento n. 6698, *Consorzio Risposta/Ente Poste Italiane*, del 17 dicembre 1998, in Bollettino n. 51/98 e il provvedimento 13752 *Comportamenti abusivi di Telecom Italia* del 16 novembre 2004 in Bollettino n. 47 del 2004.

La condotta abusiva di ENI

184. Eni, tramite la sua controllata TTPC, ha posto in essere una complessa condotta di natura escludente consistente nell'aver interrotto la procedura di potenziamento del gasdotto TTPC, da tempo avviata, e per la quale erano stati firmati contratti di trasporto *ship or pay* con alcuni *shipper*. Tale comportamento è seguito alla valutazione di Eni secondo cui, in presenza di una situazione di eccesso di offerta di gas naturale, il potenziamento del TTPC avrebbe potuto porre a rischio i propri obiettivi strategici di mantenimento dei volumi venduti sul mercato dell'approvvigionamento all'ingrosso di gas naturale.

185. In particolare, la condotta è consistita in una serie di atti commissivi ed omissivi posti in atto da Eni, tramite TTPC, con cui si è vanificato il buon esito dei contratti *ship or pay* sottoscritti da TTPC con gli *shipper*, facendo leva sul mancato avveramento di alcune condizioni sospensive. Più specificamente si tratta di quelle condizioni sospensive il cui avveramento non era nella disponibilità degli *shipper*, bensì, come si è dimostrato dall'esame degli elementi riportati in Fatto, subordinato alla volontà di Eni/TTPC. Il comportamento abusivo è poi sfociato nella decisione di TTPC del 3 novembre 2003 di considerare risolti di diritto i contratti di trasporto sottoscritti con gli *shipper* il 31 marzo 2003.

186. Tale condotta, che ha avuto l'effetto di impedire l'ingresso di 6,5 miliardi di metri cubi di gas all'anno nel mercato italiano sin dal marzo 2007 e fino al 2019, integra una fattispecie di abuso di posizione dominante ai sensi dell'art. 82 del Trattato.

187. Il comportamento abusivo posto in essere da Eni prescinde da qualsivoglia valutazione sulla natura del gasdotto tunisino quale infrastruttura essenziale. Infatti, nel caso di specie, l'applicazione del principio di speciale responsabilità sopra illustrato non individua, contrariamente a quanto sostenuto dalle parti nelle loro memorie difensive, un obbligo del gruppo Eni di potenziamento del gasdotto tunisino, bensì un obbligo in capo ad Eni di non adottare una condotta che, nell'orientare il comportamento di TTPC, l'avesse indotta a comportarsi in maniera contrastante con gli impegni da questa già precedentemente e volontariamente assunti, al solo fine di tutelare/rafforzare la posizione dominante della controllante nel mercato dell'approvvigionamento all'ingrosso di gas per l'Italia. Tale condotta è abusiva in quanto si pone di ostacolo allo sviluppo della concorrenza in un mercato, quello dell'approvvigionamento all'ingrosso di gas naturale, già di per sé scarsamente concorrenziale, proprio perché caratterizzato dalla presenza di un operatore dominante.

188. Si ricorda, del resto, che la Corte di Giustizia nella sentenza *Hoffmann-La Roche*²⁷ ha definito la nozione di abuso come "una nozione oggettiva, che riguarda il comportamento dell'impresa in posizione dominante atto ad influire sulla struttura di un mercato in cui, proprio per il fatto che vi opera detta impresa, il grado di concorrenza è già sminuito e che ha come effetto di ostacolare, ricorrendo a mezzi diversi da quelli su cui si impernia la concorrenza normale tra prodotti o servizi, fondata sulle prestazioni degli operatori economici, la conservazione del grado di concorrenza ancora esistente sul mercato o lo sviluppo di detta concorrenza"²⁸.

189. Va considerato, inoltre che elemento essenziale della fattispecie abusiva è l'integrazione verticale, che ne ha facilitato la realizzazione. E' proprio in virtù del controllo esercitato sulla società titolare dei diritti di trasporto sull'infrastruttura (TTPC) che Eni ha potuto imporre il suo cambio di strategia sul potenziamento del gasdotto tunisino, ottenendo la risoluzione dei contratti già stipulati da TTPC con gli *shipper*, al fine di tutelare la sua posizione a valle nel mercato italiano dell'approvvigionamento di gas.

190. Come visto sopra (si vedano supra i §§ 19-37), infatti, il comportamento, complessivamente posto in essere da Eni, ha tratto origine da una modifica della strategia della società, a partire dal giugno 2003, che ha considerato non più rientrante nei propri obiettivi il potenziamento di un'infrastruttura di trasporto che,

²⁷ Sentenza della Corte di Giustizia, causa 85/76, *Hoffmann La-Roche cit.* punto 91; Id., 3 luglio 1991, causa C-62/86, *Akzo Chemie BV*; 14 novembre 1996, causa C-333/94 P, *Tetra Pak*, punto 24; 16 marzo 2000, C-395/96P e C-396/96P, *Compagnie Maritimes Belge*, nonché la decisione della Commissione, del 14 luglio 1999, nel caso *Virgin/British Airways*, pubblicato su G.U.C.E. L30 del 4 febbraio 2000.

²⁸ Il concetto di abuso è, quindi, un concetto obiettivo che non implica l'intenzione di nuocere, e neppure un comportamento moralmente repressibile. Pertanto, indipendentemente dalla consapevolezza di liceità del comportamento tenuto dall'impresa in posizione dominante, la condotta sarà abusiva se idonea a produrre effetti lesivi della concorrenza, attuale o potenziale, o a detrimento dei consumatori.

stante la previsione di eccesso di offerta di gas, avrebbe minacciato la sua posizione sul mercato a valle dell'approvvigionamento all'ingrosso.

191. Dai documenti sopra illustrati appare chiaro che la strategia del gruppo Eni tra il giugno e l'ottobre del 2003 si sia andata sempre più decisamente delineando nel senso di non voler mettere a rischio la sua posizione sul mercato italiano del gas a fronte dello scenario di *oversupply* che, a suo avviso, avrebbe caratterizzato il medio periodo. Tali preoccupazioni hanno, infine, indotto Eni a recepire, nel Piano strategico 2004-2007, la decisione, già maturata al suo interno, che il potenziamento dei gasdotti esteri fosse posticipato ad una data almeno successiva al 2010, indipendentemente dallo stadio cui si trovavano le contrattazioni in atto con gli *shipper* da parte della sua controllata TTPC.

192. L'intento di Eni è apertamente dichiarato nella documentazione aziendale interna, che, fin dal 5 giugno 2003, individua come obiettivi generali, da includere nel Piano strategico 2004-2007, quelli di:

- costanza dei volumi di gas venduti in Italia;
 - evitare penali take or pay sui contratti di approvvigionamento;
 - potenziamento delle infrastrutture di importazione in tempi adeguati alla crescita dei consumi di gas in Italia, tenuto conto dell'evoluzione del contesto regolatorio e competitivo; [...]
- (cfr. documento 130 del fascicolo istruttorio).

193. Al riguardo, ENI ha affermato nelle memorie e nell'audizione finale che il documento sopra citato deve essere interpretato come mirante a garantire i volumi di gas venduti che, nel contesto di una previsione di crescita della domanda di gas in Italia, avrebbe in verità comportato una diminuzione della quota di mercato.

194. Si osserva, tuttavia, che ENI, con la lettera inviata a TTPC del 24 giugno 2003, ha prospettato, a chiare lettere, uno scenario del mercato dell'approvvigionamento di gas in Italia per il breve-medio periodo caratterizzato da una situazione di "*grave oversupply*" (cfr. doc. 26 del fascicolo). Appare, quantomeno, inverosimile che lo scenario sulla domanda di gas nel mercato italiano possa avere subito un così radicale cambiamento, all'interno del gruppo ENI, in un lasso di tempo così breve (due settimane circa) se si considera che esso è frutto di studi ed elaborazioni il cui esito è difficile che possa subire un mutamento così significativo e repentino.

195. Sembra, pertanto, più credibile che, già il 5 giugno 2003, Eni si attendesse un eccesso di offerta sul mercato italiano del breve-medio periodo ed, in tale contesto, avesse formulato l'obiettivo di costanza dei volumi di gas venduti per il successivo triennio, con una prospettiva, quindi, di mantenimento/crescita della sua quota di mercato.

196. Con riguardo al Piano strategico Eni 2004-2007, Eni ha sostenuto che era stato elaborato solo a fine 2003 e, precisamente dopo la mancata realizzazione al 30 ottobre 2003, delle condizioni sospensive apposte ai contratti di trasporto conclusi con gli *shipper*. Tuttavia, dalla documentazione agli atti risulta, da un lato, che già dal giugno precedente in seno al gruppo ENI era in corso una riflessione relativa alla strategia da adottare per fare fronte al prospettato scenario di eccesso di offerta di gas; dall'altro lato, è assolutamente certo che prima del termine di avveramento delle condizioni sospensive previste nei contratti con gli *shipper*, Eni aveva già comunicato a Sonatrach la sua decisione di rinviare il potenziamento del TTPC al 2013 a causa dell'esistenza di un eccesso di offerta di gas (cfr. lettera del 23 ottobre 2003 supra §§ 33-34).

197. Pertanto, benché non sia possibile datare con certezza il momento in cui la holding ha deciso di inserire il rinvio del potenziamento nel piano industriale Eni 2004-2007, certamente, da tutto quanto sopra, emerge che tale decisione era stata presa dalla capogruppo, contrariamente a quanto sostenuto da Eni nel corso del procedimento, già prima del 30 ottobre 2003 e, quindi, a prescindere totalmente dalla verifica di avveramento delle condizioni sospensive apposte nei contratti stipulati da TTPC con gli *shipper*.

198. Al riguardo, sebbene le lettera inviata da TTPC agli *shipper* il 24 giugno 2003 non dichiari l'esplicito intento di Eni di procedere al rinvio del potenziamento del gasdotto, tuttavia, essa rappresenta una indicazione non equivoca del fatto che Eni, a fine giugno 2003, ritenesse che "*talune sopravvenute circostanze relative al mercato italiano*" (in particolare un presunto eccesso di offerta legato alla realizzazione di alcuni terminali di rigassificazione di GNL) fossero in grado di "*[...] incidere sulla procedura di allocazione di capacità addizionale*" (sottolineatura aggiunta, cfr. documento 2 del fascicolo).

Si noti che l'eventualità di un eccesso di offerta di gas è un elemento assolutamente estraneo al rapporto contrattuale tra TTPC e gli *shipper*; l'unica società che avrebbe avuto un interesse a porre tale elemento all'interno del rapporto contrattuale citato è Eni, in qualità di operatore dominante sul mercato dell'approvvigionamento all'ingrosso di gas naturale.

199. Di conseguenza, al di là del mero scopo informativo addotto da Eni e TTPC nelle memorie come giustificazione alla locuzione "*tale da incidere*", è chiaro che tra i possibili esiti dell'effetto delle "*sopravvenute circostanze*" sui potenziamenti, rientra anche il loro posponimento. Tale decisione di rinvio del progettato potenziamento ha, poi, effettivamente assunto carattere definitivo prima della fine di ottobre 2003.

200. L'integrazione verticale ha giocato un ruolo determinante nell'attuazione della suddetta strategia. Eni, infatti, si è potuta garantire il rinvio del potenziamento del gasdotto grazie al fatto di detenere il controllo di TTPC. Laddove, infatti, TTPC avesse agito da operatore indipendente nel settore del trasporto internazionale di gas, stante la già avvenuta sottoscrizione dei contratti con gli *shipper*, avrebbe avuto tutto l'interesse a procedere al potenziamento.

201. In un'ottica di indipendenza e di massimizzazione del profitto è lecito supporre che TTPC avrebbe assunto un atteggiamento maggiormente collaborativo nei confronti degli *shipper* in vista dell'esito positivo della vicenda negoziale in corso, tenuto conto, del resto, che la stessa aveva già in precedenza concesso proroghe ai termini di avveramento delle condizioni sospensive a tal fine e, soprattutto, che aveva la prospettiva di percepire la tariffa di trasporto su 6,5 miliardi di metri cubi annui dal marzo 2007 fino al 2019. E' chiaro, quindi, che la concessione di un'ulteriore proroga non poteva rappresentare un ostacolo insormontabile se commisurata all'importanza economica del progetto, e tenuto conto che gli *shipper* avevano posto in essere tutto quanto in loro potere al fine dell'avveramento delle condizioni sospensive.

202. Eni, nelle sue memorie difensive, afferma di aver scritto la lettera del 24 giugno 2003 a TTPC per informare la società controllata in merito ai mutamenti di scenario sul mercato del gas in Italia, affinché quest'ultima ne rendesse edotti gli *shipper*, soprattutto in relazione alla possibile applicazione dell'art. 26 del Decreto Legislativo n. 164/2000²⁹. Tuttavia, la lettera del 24 giugno 2003, per come è strutturata, mostra chiaramente che la società controllante aveva una influenza determinante sulle scelte commerciali della sua controllata, al punto da incidere sul rapporto contrattuale tra quest'ultima e gli *shipper*. In essa, infatti, Eni non solo individua il comportamento che la sua controllata avrebbe dovuto tenere ma, più specificamente, dispone essa stessa la proroga di due condizioni sospensive relative ad un accordo, quello tra TTPC e gli *shipper*, di cui Eni non è neppure parte contrattuale. E' chiaro e palese, quindi, il ruolo chiave che l'integrazione verticale ha avuto nell'adozione della condotta adottata da TTPC.

203. La condotta abusiva di Eni si è pertanto concretizzata per il tramite dell'influenza esercitata su TTPC, che il 3 novembre 2003 ha dichiarato la risoluzione dei contratti in quanto non più in linea con gli obiettivi strategici della capogruppo Eni .

204. La condotta di Eni, in particolare, ha influenzato la valutazione di TTPC con riguardo all'avveramento della condizione sospensiva *d*) (accordo con TMPC), e della condizione sospensiva *a*) (autorizzazione dello Stato tunisino).

205. Con riguardo all'avveramento della condizione *a*), TTPC, alla data del 30 ottobre 2003, veniva messa a conoscenza dell'esigenza del Governo tunisino di sapere con esattezza i quantitativi di capacità allocata ai singoli *shipper*. Tale dato risultava, come precisato dal Ministero, necessario, al fine di sottoscrivere la Convenzione di autorizzazione che, a sua volta, per avere validità, avrebbe dovuto ottenere l'approvazione dal Parlamento.

206. TTPC ha ritenuto, nei suoi atti difensivi, che i quantitativi di capacità a cui si riferiva il Ministero tunisino nella sua comunicazione a TTPC del 30 ottobre 2003 (cfr. *supra* §§ 123-124) fossero relativi alla capacità temporaneamente allocata e non a quella definitiva, così come assunto nelle risultanze istruttorie.

²⁹ Art. 26, co. 1: "*Nel caso in cui il rifiuto all'accesso derivi da gravi difficoltà economiche e finanziarie in relazione a contatti di tipo "take or pay" sottoscritti prima dell'entrata in vigore della direttiva 98/30/CE, l'impresa di trasporto, sulla base di una specifica istanza dell'impresa titolare dei contratti di tipo "take or pay", chiede una deroga temporanea al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, corredando la richiesta con le informazioni necessarie e con una relazione sulle misure intraprese al fine di risolvere il problema. Il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato provvede in merito alla richiesta entro il termine di tre mesi*".

Se così fosse, tuttavia, non si comprende perché TTPC, solo tre giorni dopo aver comunicato il dato richiesto dal Ministero (30 ottobre 2003), abbia dichiarato risolti i contratti (il 3 novembre) senza neppure attendere l'esito conclusivo del processo di approvazione della Convenzione (approvazione parlamentare).

207. Nel caso in cui, come assunto nella CRI, fosse stato necessario attendere il processo definitivo di allocazione previsto per il 30 novembre 2003, infatti, sarebbe stato impossibile per gli *shipper* garantire la realizzazione della condizione *a)* al 30 ottobre 2003, dato che il soddisfacimento della stessa era subordinato ad un evento successivo al termine previsto per la scadenza di tale condizione.

208. Diversamente, anche laddove le richieste del Ministero dell'Industria tunisino avessero fatto riferimento esclusivamente ai quantitativi di capacità allocata fino a quel momento e non a tutta la capacità addizionale, va tuttavia osservato che dagli atti in suo possesso, TTPC poteva, laddove vi fosse stata una propensione alla positiva conclusione della vicenda negoziale, desumere il sostanziale accordo del Ministero dell'Industria tunisino al passaggio del gas sul suo territorio. Da tali atti emerge, infatti, che l'Autorità tunisina:

- aveva trovato un accordo con gli *shipper* in merito alle clausole generali della Convenzione relativa al trasporto di gas (fax del 14 ottobre 2003 dal Ministero tunisino a CIG) (cfr supra §53 e doc. 16 del fascicolo istruttorio);

- aveva accordato a Worldenergy, Edison, Bridas e CIG, l'utilizzo del gasdotto tunisino, attraverso la fissazione dei termini del progetto di Convenzione relativo al trasporto di gas sul territorio tunisino (fax del 30 ottobre 2003 dal Ministero tunisino direttamente a TTPC) (cfr. supra §54 e doc. 2 del fascicolo istruttorio);

209. In ogni caso, quale che sia l'interpretazione da dare alla richiesta del Ministero tunisino, non viene a mutare la valutazione circa il mancato avveramento della condizione *a)* dei contratti di trasporto, entro il termine stabilito. Il soddisfacimento della stessa, infatti, in entrambi i casi, sarebbe stato possibile se TTPC, in un'ottica di portare a termine il potenziamento, avesse assunto un atteggiamento incline alla concessione di un'ulteriore proroga, per consentire l'ottenimento dell'approvazione parlamentare, consapevole del fatto che per il soddisfacimento della condizione *a)* dei contratti di trasporto era necessario che si verificassero una serie di eventi che prescindevano dalla volontà degli *shipper*.

210. Né vale, al riguardo, quanto sostenuto dalle parti con riferimento ai rischi legali in cui sarebbe incorsa TTPC nel concedere, a fine ottobre 2003, un'ulteriore proroga; rischi connessi ad una presunta discriminazione nei confronti degli *shipper* aggiudicatari della capacità addizionale ma che non avevano soddisfatto la condizione sospensiva *c)*, relativa all'autorizzazione all'importazione di gas da paesi extra europei entro il 30 giugno 2003. Infatti, TTPC aveva già concesso proroghe successivamente all'esclusione di tali imprese dal rapporto contrattuale per mancato avveramento di una delle condizioni³⁰ e, quindi, è lecito ritenere che avesse già precedentemente escluso tale rischio.

211. Con riguardo, poi, all'avveramento della condizione *d)*, relativa all'accordo tra TMPC e gli *shipper*, occorre ribadire che la ristrutturazione prevista per TMPC da parte dei soci (Eni e Sonatrach) era esclusivamente di carattere societario e non tecnico, in quanto il gasdotto aveva capienza sufficiente a trasportare 6,5 miliardi di metri cubi addizionali. Pertanto, a prescindere dal fatto che tale ristrutturazione societaria sul TMPC fosse necessaria per consentire agli *shipper* di far transitare il gas nel gasdotto sottomarino, si osserva che Eni aveva palesemente dichiarato, già prima della scadenza del termine di avveramento di tale condizione, con la lettera a Sonatrach del 23 ottobre 2003, di aver deciso di rinviare il potenziamento del gasdotto al 2013 (cfr. allegato 22 alla memoria di Eni del 5 maggio 2005).

212. Con questa lettera Eni propone a Sonatrach di diminuire i propri ritiri sui contratti *take or pay* in essere, al fine di consentire agli *shipper*, nel periodo 2007-2011, di importare ugualmente dei quantitativi di gas originariamente allocati sulla Capacità Addizionale. Ciò dimostra che Eni, a tal momento, aveva già deciso che i potenziamenti non avrebbero avuto luogo.

213. Eni, nelle sue difese, afferma che il mancato accordo con Sonatrach era dipeso dalla volontà di quest'ultima di vincolare la ristrutturazione societaria sul TMPC alla clausola che garantiva sullo stesso

³⁰ In particolare, il 7 luglio 2003 aveva prorogato il termine della condizione *a)* ed *e)* solo agli *shipper* che avevano soddisfatto la condizione *c)* entro il 30 giugno 2003.

esclusivamente il passaggio di gas di sua produzione (gas algerino). In tale contesto, in un'ottica di reale intenzione di procedere al potenziamento del TTPC e, tenuto conto che il gas oggetto dei contratti di trasporto tra gli *shipper* e TTPC era comunque esclusivamente gas di provenienza algerina, i soci di TMPC avrebbero potuto raggiungere, a prescindere dalla ristrutturazione della società, un accordo tra di loro e con gli *shipper* per consentire il trasporto di tale gas sul gasdotto sottomarino.

214. Inoltre, proprio tenuto conto del fatto che il gas venduto agli *shipper* era gas di Sonatrach, appare inverosimile la mancanza di volontà di quest'ultima società, così come argomentato da Eni, nell'adoperarsi per favorire l'avveramento della condizione *d*) dei contratti di trasporto tra TTPC e gli *shipper*. Del resto, successivamente alla risoluzione di diritto dei suddetti contratti, Sonatrach nella lettera dell'8 novembre 2003, manifesta un palese disappunto per la mancata realizzazione del progettato potenziamento. Al riguardo, pare inconferente il fatto che tale lettera sia posteriore al termine di scadenza per l'avveramento delle condizioni sospensive, come sostenuto dalle Parti, in quanto Sonatrach, in tale occasione, esprime il suo netto rammarico con riferimento al fatto che sia sfumata la realizzazione del progetto di potenziamento e la connessa possibilità, da parte sua, di vendere agli *shipper* 6,5 miliardi di metri cubi di gas all'anno fino al 2019.

215. Il comportamento abusivo di Eni, tramite la sua controllata TTPC, risultante da quanto sopra descritto, appare, inoltre, idoneo ad incidere sul commercio tra Stati Membri, dal momento che l'attività di commercio internazionale di gas è prerogativa di qualsiasi impresa europea. Inoltre, come sopra illustrato, il sistema dei gasdotti internazionali è strutturalmente collegato alla rete nazionale e, pertanto, il comportamento tenuto da Eni ha precluso agli *shipper* l'accesso del gas algerino da questi contrattualizzato, determinando una compartimentazione del mercato italiano.

216. Il comportamento di Eni nel limitare le fonti di approvvigionamento sul territorio extra-comunitario si ripercuote sull'insieme dei gasdotti europei dai quali proviene il gas per l'Italia, alterando, pertanto, la concorrenza nel territorio comunitario, ed impedendo la creazione di un mercato degli scambi intracomunitari di gas naturale³¹.

217. Per l'applicazione dell'articolo 82, in relazione al concetto di "incidenza sensibile" la Commissione ritiene, infine, che nel valutare se l'incidenza è sensibile si deve considerare il fatto che la presenza stessa dell'impresa in posizione dominante sull'intero territorio di uno Stato Membro rende presumibilmente l'accesso al mercato più difficile. Qualsiasi abuso che rende più difficile l'accesso ad un mercato nazionale incide, quindi, sensibilmente sul commercio³².

VI. GLI IMPEGNI DI ENI

Le prime misure presentate da Eni

218. Nel corso del procedimento, e prima di ricevere le CRI, Eni, in data 4 maggio 2005, ha presentato all'Autorità una serie di impegni, chiedendo che tali misure venissero valutate, ai sensi dell'articolo 5, comma 1, del regolamento 1/2003, e dunque che l'Autorità adottasse una decisione in base alla quale chiudere anticipatamente il procedimento senza l'accertamento di una infrazione dell'articolo 82 del Trattato. Gli impegni presentati in quella sede erano (cfr. documento 203 del fascicolo istruttorio):

– l'impegno a realizzare il potenziamento del gasdotto TAG a partire dal 1° ottobre 2008, per una capacità di 3,2 miliardi di metri cubi l'anno, e per una capacità di ulteriori 3,3 miliardi di metri cubi l'anno a partire dal 1° ottobre 2011;

– l'impegno a realizzare il potenziamento del gasdotto TTPC per una capacità complessiva di 6,5 miliardi di metri cubi anno da effettuarsi in due fasi: (i) una prima fase a partire dal 1° ottobre 2008 per una capacità

³¹ Si precisa, al riguardo, che la Commissione nella Comunicazione sulla nozione di pregiudizio al commercio tra Stati membri (Comunicazione della Commissione "Linee direttrici la nozione di pregiudizio al commercio tra Stati membri di cui agli articoli 81 e 82 del trattato" 2004/C 101/07) ha specificato che "qualora un'impresa che detiene una posizione dominante sulla totalità di uno Stato membro, commette abusi escludenti, normalmente il commercio tra Stati membri è suscettibile di essere pregiudicato. Tale comportamento abusivo generalmente renderà più difficile la penetrazione nel mercato da parte dei concorrenti di altri Stati membri, nel qual caso le correnti degli scambi sono suscettibili di essere pregiudicate".

³² Comunicazione della Commissione "Linee direttrici la nozione di pregiudizio al commercio tra Stati membri di cui agli articoli 81 e 82 del trattato" 2004/C 101/07, paragrafo 3.2.5, punto 96.

di 3,2 miliardi di metri cubi; (ii) una seconda fase a partire dal 1° ottobre 2011 per una ulteriore capacità di 3,3 miliardi di metri cubi;

– l’impegno all’adozione di procedure (obiettive e non discriminatorie) di conferimento della capacità di cui ai due punti precedenti;

– l’impegno a trasferire entro il 31 luglio 2005 a Gazexport (società del gruppo Gazprom), contestualmente al consenso di Gazexport alla riduzione di 2 miliardi di metri cubi anno del quantitativo annuale di gas del cd IV contratto Gazexport/Eni, la capacità di trasporto sul gasdotto TAG attualmente impegnata da Eni per l’importazione in Italia, nella misura corrispondente alla citata riduzione dei ritiri di gas a valere sul IV contratto, per il periodo 2005-2027 (*gas and transport release*).

219. Il 26 luglio 2005, l’Autorità ha comunicato ad Eni di non poter dar corso alla richiesta di procedere alla chiusura anticipata del procedimento ai sensi dell’articolo 5, comma 1 del regolamento 1/2003, e di voler procedere invece alla valutazione dei comportamenti in esame, nei tempi prospettati dal provvedimento di avvio, secondo la procedura prevista dalla legge n. 287/90 e dal regolamento n. 217/98.

220. Il 28 luglio 2005, Eni ha comunicato all’Autorità di voler comunque procedere all’adozione delle misure già dettagliate nella comunicazione del 4 maggio 2005, nonostante la decisione dell’Autorità del 26 luglio di non accogliere l’istanza di chiusura anticipata del procedimento (cfr. documento 244 del fascicolo). Da un confronto degli impegni riassunti nella comunicazione di Eni del 28 luglio e di quelli contenuti nella comunicazione del 4 maggio, tuttavia, emergevano alcune difformità:

– la prima, sicuramente di rilievo, era legata alla misura sul potenziamento del gasdotto TTPC. Nella lettera del 28 luglio, infatti, la seconda fase del potenziamento, pari ad ulteriori 3,3 miliardi di metri cubi di gas anno a partire dal 1° ottobre 2011, appariva condizionata all’autorizzazione da parte dello Stato tunisino all’estensione dei diritti di trasporto alla società TTPC oltre l’anno 2019, attuale termine della concessione; nella prima versione degli impegni, la seconda *tranche* del potenziamento del TTPC entro il 1° ottobre 2011 non era invece sottoposta al verificarsi di alcuna condizione;

– la seconda difformità, di minor rilievo, riguardava il *gas and transport release*, ed, in particolare, il fatto che l’impegno a trasferire la capacità commisurata ai mancati ritiri di gas da Eni a Gazexport non sarebbe più stata effettiva a partire dal 31 luglio 2005 ma dal 1° gennaio 2006.

221. Nella medesima comunicazione del 28 luglio, Eni inoltre informava l’Autorità dello stato di avanzamento della procedura di assegnazione della prima *tranche* di nuova capacità sul TTPC (per 3,2 miliardi di metri cubi l’anno) avviata nel maggio 2005. Alla data del 28 luglio 2005 erano stati sottoscritti 54 contratti di trasporto a valere sulla capacità addizionale. L’entrata in vigore dei suddetti contratti era tuttavia subordinata all’avveramento di alcune condizioni sospensive entro ottobre 2005. Si trattava delle medesime condizioni sospensive contenute nei contratti di trasporto sottoscritti con i quattro *shipper* assegnatari della Capacità Addizionale sul TTPC il 31 marzo 2003.

222. In data 21 ottobre 2005, Eni inviava una ulteriore comunicazione all’Autorità nella quale si informava che Eni e Gazprom avevano deciso di considerare superati gli accordi relativi alla possibilità di effettuare il *gas and capacity release* nei modi descritti in precedenza. Tale misura, pertanto, doveva intendersi come ritirata dal set di impegni presentati da Eni.

223. Gli impegni di Eni che sono stati oggetto di valutazione nelle CRI sono stati, pertanto, quelli desumibili dalla comunicazione del 21 ottobre 2005 (di seguito “le prime misure”):

– l’impegno a realizzare il potenziamento del gasdotto TAG a partire dal 1° ottobre 2008, per una capacità di 3,2 miliardi di metri cubi l’anno, e per una capacità di ulteriori 3,3 miliardi di metri cubi l’anno a partire dal 1° ottobre 2011;

– l’impegno a realizzare il potenziamento del gasdotto TTPC per una capacità complessiva di 6,5 miliardi di metri cubi anno da effettuarsi in due fasi: (i) una prima fase a partire dal 1° ottobre 2008 per una capacità di 3,2 miliardi di metri cubi; (ii) una seconda fase, condizionata all’autorizzazione da parte dello Stato tunisino all’estensione dei diritti di trasporto della società TTPC oltre l’anno 2019, a partire dal 1° ottobre 2011 per una ulteriore capacità di 3,3 miliardi di metri cubi;

– l’impegno all’adozione di procedure di conferimento della capacità di cui ai due punti precedenti a carattere obiettivo e non discriminatorio.

La valutazione delle prime misure

224. Eni, nella prospettazione degli impegni che intendeva adottare, sottolineava come i potenziamenti del TAG e del TTPC avrebbero cumulativamente aumentato dell'8% dal 2008, e del 16% dal 2011, la capacità di importazione via gasdotto del sistema Italia. Quanto agli effetti delle misure sulle capacità degli operatori terzi di importare gas naturale in Italia senza l'intermediazione di Eni, in una comunicazione del 7 luglio 2005 Eni affermava che, a seguito dei potenziamenti del TAG e del TTPC, i terzi avrebbero intermediato volumi di gas corrispondenti a circa: (i) il 9,5% delle importazioni di gas in Italia nel 2004 a partire dall'ottobre 2008 (prima *tranche* potenziamenti TAG e TTPC); (iii) un ulteriore 9,5% delle importazioni di gas in Italia nel 2004 a partire dall'ottobre 2011 (seconda *tranche* potenziamenti TAG e TTPC) (cfr. documento 239 del fascicolo istruttorio).

225. Eni sottolineava, inoltre, come l'impegno a realizzare un potenziamento del gasdotto TAG per 3,2 miliardi di metri cubi l'anno dal 1° ottobre 2008 fosse completamente sganciato dalla decisione della Commissione europea relativamente all'*undertaking* assunto con Eni stessa nel luglio 2003, nell'ambito di un procedimento teso verificare la contrarietà all'articolo 81 del Trattato delle clausole di destinazione territoriale contenute nei contratti *take or pay* sottoscritti da Eni con Gazprom. Uno degli impegni assunti da Eni con la Commissione Europea, infatti, prevedeva il potenziamento del gasdotto TAG per 6,5 miliardi di metri cubi l'anno a partire dall'anno 2008, con la possibilità di rinviare l'intero potenziamento del TAG al 1° ottobre 2011 nel caso in cui almeno due terminali di rigassificazione in Italia avessero raggiunto uno stadio di "*final investment decision*" al 30 giugno 2005.

226. In data 22 giugno 2005 è giunta presso l'Autorità una comunicazione del Presidente dell'AEEG avente ad oggetto le misure proposte da Eni, inizialmente il 4 maggio 2005, e poi confermate il 28 giugno 2005 (cfr. documento 235 del fascicolo istruttorio). Secondo l'AEEG le misure proposte, ed in particolare i potenziamenti dei gasdotti TAG e TTPC, «[...] dovrebbero essere valutate nell'ambito della strategia dell'impresa dominante emersa nell'indagine conoscitiva congiunta, [...], tesa a controllare i flussi di gas che entrano in Italia attraverso la gestione diretta delle infrastrutture di trasporto estere, nonché nell'ambito delle tematiche della sicurezza del sistema e delle forniture». A detta del regolatore «le proposte avanzate [...] si riconducono anche al disegno, già in passato delineato dall'impresa dominante, di gestire su più tavoli iniziative non collegate ad una logica di effettiva liberalizzazione del settore del gas, mediante le quali la stessa impresa sceglie modi, quantità e soggetti con cui competere sul mercato nazionale» (cfr. documento 235 del fascicolo istruttorio). L'AEEG concludeva affermando che l'intera capacità aggiuntiva prevista su TAG e TTPC si sarebbe dovuta realizzare da subito e non in due *tranche* come proposto da Eni. In ogni caso, secondo l'AEEG «[...] appare opportuno che le decisioni di investimento relative alle infrastrutture di importazione di gas in Italia siano assunte non sulla base di scelte dell'operatore dominante nella vendita, ma tenendo conto delle richieste di accesso di terzi al sistema nazionale» (cfr. documento 235 del fascicolo istruttorio).

227. Gli *shipper* assegnatari di capacità sul TTPC a valere sui contratti sottoscritti nel marzo 2003 (Edison, Worldenergy, CIG e Bidas), con riferimento alle prime misure assunte da Eni, hanno rimarcato il fatto che il progetto di potenziamento dei gasdotti TAG e TTPC in due *tranche* proposto da Eni rifletteva ancora la convinzione, da parte dell'operatore dominante, che il presunto futuro squilibrio tra domanda ed offerta di gas a medio termine avrebbe dovuto influenzare le scelte di investimento sui gasdotti internazionali. In altri termini, la scelta di Eni di suddividere i potenziamenti in una prima *tranche* nel 2008, ed in una seconda nel 2011, era ancora influenzata dalla convinzione dell'esistenza di una "bolla gas" nel periodo 2008-2011. Inoltre, gli *shipper* osservavano come la nuova procedura di assegnazione di capacità sul TTPC, avviata da Eni a valere sulla prima *tranche*, avrebbe determinato l'allocazione di capacità a partire dal 1° ottobre 2008, e cioè oltre un anno dopo quanto previsto dai contratti sottoscritti il 31 marzo 2003 che prevedevano l'entrata in funzione della Capacità Aggiuntiva nel marzo 2007 (cfr. documenti 225, 228, 229, 230 del fascicolo istruttorio).

228. Nella prospettazione formulata dagli Uffici nella CRI, le prime misure non sono state ritenute idonee a rimuovere gli effetti dell'abuso di posizione dominante riscontrato, questi ultimi consistenti nell'aver impedito a quattro *shipper* concorrenti di Eni sul mercato dell'approvvigionamento all'ingrosso di

immettere volumi di gas, sino a 6,5 milioni di metri cubi l'anno, a partire dal marzo 2007 e sino al 2019 (data di scadenza dei contratti di trasporto sottoscritti il 31 marzo 2003 tra TTPC e gli *shipper*).

229. Con riferimento al potenziamento della prima *tranche* del gasdotto TAG per 3,2 miliardi di metri cubi annui al 2008, si era ritenuto che tale impegno potesse essere valutato, nell'ambito del presente procedimento, solo ove la Commissione Europea avesse concesso ad Eni una proroga all'impegno, assunto nel luglio 2003 in sede di definizione di un accordo sulla eliminazione delle clausole di restrizione territoriale contenute nei contratti di fornitura di gas sottoscritti tra Eni stessa e Gazprom, di potenziare tale gasdotto per 6,5 miliardi di metri cubi annui entro il 1° ottobre 2008. Al momento in cui le CRI sono state inviate alle parti del presente procedimento (4 novembre 2005) la Commissione non aveva assunto nessuna decisione in merito alla possibile concessione di una proroga ad Eni; conseguentemente, nelle CRI si era deciso di non valutare l'impegno assunto da Eni sul gasdotto TAG in attesa della decisione della Commissione Europea.

230. Con riferimento alla proposta di potenziamento del TTPC, un primo elemento critico connesso agli impegni di Eni riguardava il fatto che in essi veniva mantenuta, attraverso la proposta di potenziamenti in due *tranche*, l'impostazione strategica legata alla c.d. "bolla gas". In secondo luogo, la stessa realizzazione della seconda *tranche* del potenziamento del TTPC appariva non certa, così come desumibile dagli impegni di Eni, essendo condizionata all'ottenimento di una nuova autorizzazione alla gestione del gasdotto tunisino oltre il 2019. Inoltre, assumeva autonomo profilo critico la circostanza che la data prevista per la realizzazione della seconda *tranche* del potenziamento, il 2011, fosse successiva a quella (2010), oltre la quale non saranno più operativi i tetti al gas immesso al consumo sul territorio nazionale gravanti su Eni, di cui all'articolo 19 del Decreto Legislativo n. 164/2000. Infine, si valutava negativamente il fatto che, a seguito dei nuovi impegni di Eni relativi ai potenziamenti dei gasdotti internazionali, l'ingresso di operatori indipendenti effettivi concorrenti sul mercato dell'approvvigionamento all'ingrosso, sarebbe stato ritardato di circa 19 mesi, dall'originario marzo 2007 all'ottobre 2008.

Le nuove misure

231. Successivamente al ricevimento delle CRI, in data 12 gennaio 2006, Eni ha inviato una nuova comunicazione contenente una serie di "misure aggiuntive" agli impegni che la medesima aveva presentato nei mesi precedenti (cfr. documento 295 del fascicolo). Tali misure consistevano:

- nella realizzazione anticipata della seconda fase del potenziamento del gasdotto TAG, con effetto dal 1° aprile 2009, per una capacità di 3,3 miliardi di mc/anno;
- nella realizzazione anticipata della seconda fase del potenziamento del gasdotto TTPC, non più condizionata all'ottenimento di una nuova autorizzazione da parte dello Stato tunisino, con effetto dal 1° aprile 2009, per una capacità di 3,3 miliardi di mc/anno;
- nell'adozione, da parte delle società TAG e TTPC, di procedure per il conferimento delle predette capacità, improntate a criteri obiettivi e non discriminatori, a termini e condizioni analoghi a quelli delle procedure di assegnazione relative alle Prime Misure.

232. Nella medesima comunicazione del 12 gennaio 2006, Eni inoltre ha precisato che:

- il 14 novembre 2005 sono entrati in vigore quattro contratti a valere sui 3,2 miliardi di metri cubi di gas relativi alla prima *tranche* del potenziamento del gasdotto TTPC;
- con riferimento a questi contratti, l'avvio delle operazioni di trasporto di gas sarà anticipato alla data del 1° aprile 2008 rispetto all'iniziale 1° ottobre 2008;
- il 25 novembre 2005 sono state pubblicati i termini e le condizioni per il potenziamento del gasdotto TAG per 3,3 miliardi di metri cubi di gas a partire dal 1° ottobre 2008.

233. A detta di Eni le misure presentate il 12 gennaio 2006 sono in grado di realizzare «[...] un eccesso di offerta sul mercato italiano del gas naturale. Tali misure comporteranno un aumento della capacità totale di importazione del sistema Italia di un ulteriore 7% a partire dall'anno 2009. Di conseguenza, insieme alla Prime misure, l'aumento negli anni 2008-2009 sarà di oltre il 15% rispetto alla capacità attualmente disponibile. Inoltre, le Prime misure e le Misure aggiuntive consentiranno l'ingresso di nuovi operatori sul

mercato italiano del gas naturale per una quantità complessiva di 89,3 miliardi di m³ nel periodo 2008-2019 [...]» (cfr. documento 295 del fascicolo).

234. In particolare, il valore di 89,3 miliardi di metri cubi di gas relativi a nuovi ingressi sul mercato dell'approvvigionamento all'ingrosso è calcolato sulla base del potenziamento del TTPC per l'intero valore di 6,5 miliardi di metri cubi annui e del potenziamento del TAG solo con riferimento a periodo 2008-2011, e ciò nell'ipotesi che Eni sia, in ogni caso obbligata a tale potenziamento a partire dal 2011 sulla base dell'impegno assunto con la Commissione Europea:

Gasdotto	Capacità addizionale (miliardi di metri cubi)	Periodo	Anni	Miliardi di metri cubi di gas trasportati
TTPC - 1° tranche	3,2	01-04.2008-30.09.2019	11,5	36,8
TTPC 2° tranche	3,3	01-04.2009-30.09.2019	10.5	36.65
TAG - 1° tranche	3,2	01.10.2008.01.10.2011	3	9.6
TAG 2° tranche	3,3	01-04.2009-30.09.2019	2.5	8.25
Totale				89.3

235. Con riferimento alla tempistica nella realizzazione del potenziamento del gasdotto tunisino TTPC, i rappresentanti di Eni, nel corso dell'audizione finale del 17 gennaio 2006, hanno affermato di aver commissionato ad una società di consulenza esterna uno studio analitico che ha consentito di anticipare di 6 mesi (da ottobre ad aprile 2008) l'avvio della prima *tranche* del potenziamento (cfr. documento 306 del fascicolo).

236. Quanto, più in generale, alla tempistica per la realizzazione della seconda *tranche* dei potenziamenti (prevista a partire dall'aprile 2009 nella comunicazione del 12 gennaio 2006), Eni, sempre in sede di audizione finale, ha affermato che il tempo minimo obiettivamente necessario per la realizzazione delle opere proposte è stimato in circa 36 mesi. Questo valore si ottiene, a detta di TTPC, dalla somma del periodo necessario all'acquisizione dei compressori presso le industrie produttrici (servono 6 compressori per l'intero potenziamento TTPC e 8 per il potenziamento TAG); al riguardo Eni ha ritenuto di dover seguire le normali procedure interne di acquisto del gruppo ENI, stabilite secondo normali ragioni operative e conformi a principi comunitari in materia di appalti pubblici, che prevedono l'espletamento di una procedura di gara per la selezione del fornitore, di durata ipotizzabile tra i 6 e gli 8 mesi; il tempo di consegna alla fabbrica delle turbine è di circa 16 mesi; altri 2 mesi sono necessari per la consegna in loco; 8 mesi per l'installazione e 2 mesi per la messa in opera (cfr. documento 306 del fascicolo).

237. La necessità di mantenere il potenziamento del TTPC in due *tranche*, ancorché anticipando la seconda *tranche* di circa due anni e mezzo dall'ottobre 2011 all'aprile 2009, è giustificato da Eni sulla base di ragioni di tipo tecnico³³. Nel corso dell'audizione finale i rappresentanti di Eni hanno ricordato che «[...] *il sistema TTPC si connota ormai per una certa età. Alcune macchine hanno raggiunto il limite delle 100.000 ore di funzionamento; la prima tranche del potenziamento, dunque, è pensata nell'ottica sia di ammodernare macchine ormai obsolete sia di aggiungere macchine nuove. La seconda tranche realizza due nuove centrali di compressione. La previsione di realizzare la seconda tranche del potenziamento nel 2011 avrebbe ottimizzato, dal punto di vista di Eni, i costi dell'investimento. La decisione di realizzare la seconda tranche nel 2009 non permette questa ottimizzazione*» (cfr. documento 306 del fascicolo).

238. Il 1° febbraio 2006, l'Amministratore Delegato di Eni ha scritto al Presidente dell'Autorità affermando come Eni stia «[...] *valutando soluzioni che permettano un'accelerazione del processo e dei tempi tecnici necessari per l'aggiudicazione degli appalti per la realizzazione delle opere. A tal riguardo, da una prima*

³³ Ciononostante, in modo abbastanza inopinato, nella comunicazione del 12 gennaio 2006, Eni ancora riafferma la tesi della c.d. "bolla gas": «Eni, al riguardo tiene a precisare di ritenere tuttora che un considerevole eccesso di offerta di gas possa comportare conseguenze perniciose per tutti gli operatori attivi sul mercato italiano, in relazione agli obblighi minimi di prelievo dei contratti di approvvigionamento take or pay [...]» (cfr. documento 296 del fascicolo).

analisi, appare possibile anticipare il completamento della seconda fase del potenziamento del gasdotto TTPC rispetto alla data del 1° aprile 2009. Su questo fronte ci impegniamo a fare tutto quanto è possibile per far sì che l'inizio del servizio di trasporto coincida con l'inizio dell'anno termico 2008/2009» (cfr. doc. 310 del fascicolo).

239. Da ultimo con comunicazione del 13 febbraio 2006 Eni ha formalizzato gli impegni ad anticipare il potenziamento completo del gasdotto TTPC entro il 1° ottobre 2008 (cfr. doc. 314 del fascicolo).

240. È possibile concludere che il potenziamento del TTPC che Eni si impegna a portare a termine è strutturato in una prima *tranche*, per la quale è già stata effettuata la procedura di allocazione, per 3,2 miliardi di metri cubi anno e per la quale il relativo servizio di trasporto avrà inizio il 1° aprile 2008, ed una seconda *tranche*, per un ammontare di 3,3 miliardi di metri cubi l'anno per la quale il relativo servizio di trasporto avrà inizio il 1° ottobre 2008 (inizio anno termico 2008/2009).

Valutazione delle nuove misure

241. Anche con riferimento alle cd “nuove misure”, qualsiasi valutazione sugli impegni assunti nei confronti dell’Autorità da Eni in relazione al gasdotto TAG non può prescindere dal verificare se Eni sia già obbligata ad effettuare l’intero potenziamento del gasdotto per 6,5 Miliardi di metri cubi l’anno entro il 2008 dalla Commissione Europea in virtù degli “*undertakings*” assunti nel luglio 2003 all’interno del procedimento in tema di restrizioni territoriali nei contratti di importazione di gas sottoscritti con Gazprom.

242. In assenza di un pronunciamento della Commissione che disponga la concessione della proroga all’obbligo del potenziamento al 2011 – pronunciamento che non è avvenuto al momento in cui l’Autorità delibera il presente provvedimento (15 febbraio 2006) – l’Autorità ritiene che Eni sia obbligata a realizzare il potenziamento del TAG per 6,5 miliardi di metri cubi l’anno, entro l’ottobre del 2008. Si tratta dunque di un impegno che, per la sua tempistica, prevale su quello prospettato con l’Autorità, e relativo allo stesso gasdotto, con la comunicazione del 12 gennaio 2006.

243. Con riferimento al gasdotto TTPC, gli impegni contenuti nelle “Nuove Misure” e relativi al gasdotto TTPC consentirebbero un primo ingresso di operatori concorrenti sul mercato rilevante dell’approvvigionamento all’ingrosso di gas naturale dall’aprile 2008 per 3,2 miliardi di metri cubi di gas l’anno; successivamente, a partire dall’ottobre 2008, si avrebbe l’ingresso dei restanti 3,3 miliardi di metri cubi di gas l’anno.

244. La prima *tranche* del potenziamento del gasdotto è già stata allocata con una procedura che si è conclusa nel novembre 2005 con l’aggiudicazione dei 3,2 miliardi di nuova capacità annua a quattro *shipper*, Edison, CIG, Bidas e Worldenergy, gli stessi di cui alle vicende legate al presente procedimento. È dunque certo che dal mese di aprile 2008, 3,2 miliardi di metri cubi di gas saranno approvvigionati da operatori concorrenti di Eni³⁴.

245. Considerato che l’abuso di posizione dominante posto in essere da Eni, tramite TTPC, accertato ai precedenti paragrafi, ha avuto come effetto quello di impedire l’ingresso di operatori indipendenti da Eni per 6,5 miliardi di metri cubi di gas l’anno sul mercato rilevante dell’approvvigionamento all’ingrosso di gas a partire dal marzo 2007, un elemento centrale ai fini della valutazione delle misure proposte da Eni diviene la data prevista per il completamento del potenziamento del gasdotto.

246. Da ultimo Eni ha dichiarato che i tempi tecnici minimi necessari consentono di individuare come data per l’entrata in servizio dell’intera Capacità Addizionale di 6,5 miliardi di metri cubi di gas all’anno l’avvio dell’anno termico 2008/2009, cioè il 1° ottobre 2008.

247. L’Autorità ritiene che Eni potrebbe porre fine all’infrazione accertata ove, come rappresentato nelle sue varie comunicazioni citate, proceda alla realizzazione dell’intero potenziamento del gasdotto TTPC per un incremento di capacità di 6,5 miliardi di metri cubi annui, con inizio del servizio di trasporto entro il 1° ottobre 2008.

³⁴ Si deve osservare che una recente ordinanza della Corte di Appello di Milano (n. 4263/2005 del 10 gennaio 2006) ha accolto un ricorso d’urgenza promosso da uno *shipper* escluso da questa allocazione ed ha ordinato a TTPC di astenersi dalla facoltà di estromettere tale *shipper* dalla procedura di assegnazione, in modo che questi possa in termini più congrui fruire della concreta possibilità di munirsi delle autorizzazioni necessarie a soddisfare le condizioni sospensive previste nel contratto di trasporto. Eni, comunque ha rassicurato l’Autorità che la prima fase del potenziamento del gasdotto TTPC avrà effetto nei termini comunicati anche nell’ipotesi della riapertura dei termini della procedura di assegnazione, così come prefigurato dalla citata ordinanza.

VII. LA SANZIONE

Gravità e durata dell'infrazione

248. L'articolo 15, comma 1, della legge n. 287/90, nel testo modificato dall'articolo 11, comma 4, della legge n. 57/01, prevede che l'Autorità, nei casi di infrazioni gravi, tenuto conto della loro gravità e durata, disponga l'applicazione di una sanzione amministrativa pecuniaria fino al dieci per cento del fatturato realizzato in ciascuna impresa od ente nell'ultimo esercizio.

249. Per quanto concerne la gravità dell'infrazione, alla luce dei principi della giurisprudenza comunitaria e nazionale (cfr., tra le altre, Sentenza della Corte di Giustizia, causa C-45/69, 15 luglio 1970, Boehringer/Commissione, Raccolta, p. 769), occorre tener conto di una pluralità di elementi, tra cui, nel caso di specie, la natura della condotta, i suoi effetti ed il contesto nel quale il comportamento è stato posto in essere.

250. Con riferimento alla natura della restrizione, va rilevato che, conformemente all'orientamento nazionale e comunitario consolidato, comportamenti di esclusione, quale quello accertato, posti in essere da un'impresa in posizione dominante sul mercato rilevante dell'approvvigionamento all'ingrosso di gas naturale, nonché in posizione monopolistica nella fase a monte del trasporto internazionale del gas importato, costituiscono di per sé una violazione molto grave delle norme a tutela della concorrenza.

251. Per quanto attiene agli effetti dell'abuso, nel caso di specie, si riscontrano effetti pregiudizievoli per la concorrenza sul mercato dell'approvvigionamento all'ingrosso di gas naturale. La condotta abusiva di Eni, come più volte affermato, avrebbe, infatti, impedito l'ingresso, nel mercato italiano, sin dal marzo 2007 e fino al 2019, di 6,5 miliardi di metri cubi annui di gas indipendente da Eni.

252. L'abuso accertato, allo stato per il periodo marzo 2007 – aprile 2008, determina il mancato ingresso sul mercato rilevante di 6,5 miliardi di metri cubi di gas (pari alla originaria Capacità Addizionale che si sarebbe dovuta realizzare sul TTPC); per il restante periodo aprile 2008 – ottobre 2008 l'effetto viene quantificato come mancato ingresso di 3,3 miliardi di metri cubi di gas.

253. L'effetto cumulativo della pratica abusiva riscontrata è dunque pari a 9,8 miliardi di metri cubi di gas su di un periodo di 19 mesi. Si tratta di un volume di gas notevole, sia se rapportato al fabbisogno annuo di gas (pari ad 80 miliardi di metri cubi di gas nel 2004 ed a circa 86 miliardi di metri cubi nel 2005), sia se rapportato alla quota approvvigionata da Eni (pari a circa 53 miliardi di metri cubi nel 2004).

254. La strategia escludente di Eni descritta nel presente provvedimento le consente di impedire l'ingresso di 9,8 miliardi di metri cubi di gas di operatori concorrenti nel periodo marzo 2007-ottobre 2008.

255. Con riguardo al contesto in cui il comportamento è stato posto in essere, va rilevato che Eni controlla tutte le infrastrutture estere, attualmente esistenti, per il trasporto internazionale di gas per l'Italia. Va considerato, infatti, che il comportamento abusivo è stato favorito dall'esistenza di un'integrazione verticale tra Eni e TTPC, laddove quest'ultima non riveste il ruolo di un *carrier* internazionale indipendente.

256. Quanto alla durata dell'abuso di posizione dominante, il comportamento illecito ha avuto inizio nel momento in cui è stato interrotto il processo di potenziamento del gasdotto TTPC, dunque nel novembre 2003, ed è ancora in corso.

Quantificazione della sanzione

257. In ordine alla quantificazione della sanzione, ai sensi dell'articolo 11 della legge n. 689/81, richiamato dall'articolo 31 della legge n. 287/90, devono essere considerati la gravità della violazione, le condizioni economiche nonché il comportamento delle imprese coinvolte e, in particolare, le eventuali iniziative volte a eliminare o attenuare le conseguenze delle violazioni.

258. Ai fini dell'individuazione di tali criteri si richiama altresì la Comunicazione della Commissione 98/C9/03 "Orientamenti per il calcolo delle ammende inflitte in applicazione dell'articolo 15, paragrafo 2, del regolamento n. 17 e dell'articolo 65, paragrafo 5 del trattato CECA" In G.U.C.E. n. C-9 del 14 gennaio 1998.

259. Relativamente alla gravità dell'infrazione, nel richiamare le considerazioni già svolte, si sottolinea che, nel caso di specie, Eni ha posto in essere una condotta escludente in un mercato in cui detiene una posizione di assoluta rilevanza e sostanzialmente caratterizzato da un'assenza di vere pressioni concorrenziali e,

pertanto, l'infrazione alla normativa a tutela della concorrenza va considerata molto grave. Il comportamento riscontrato, determinando l'interruzione del processo di potenziamento del gasdotto TTPC, ha di fatto impedito l'ingresso, nel marzo 2007, di quattro operatori indipendenti sul mercato nazionale dell'approvvigionamento all'ingrosso di gas naturale per volumi di gas pari a 6,5 miliardi di metri cubi annui.

260. Ai fini della gravità, si tiene altresì conto del fatto che trattandosi di un'impresa di grandi dimensioni, Eni dispone di conoscenze e di infrastrutture giuridico-economiche che le consentono di essere maggiormente consapevole del carattere di infrazione del suo comportamento e delle conseguenze che ne derivano sotto il profilo del diritto della concorrenza³⁵.

261. La sanzione da irrogare all'impresa deve essere quantificata tenendo conto, da un lato, dell'effettiva capacità economica dell'impresa di pregiudicare in modo significativo la concorrenza, dall'altro, della necessità di fissare un importo che abbia una adeguata efficacia deterrente. Si deve pertanto tenere conto, in primo luogo, della dimensione economica complessiva dell'impresa cui si addebita l'illecito, nonché della sua importanza nel mercato interessato e del valore di quest'ultimo.

262. Nel caso in esame, va rilevato che Eni detiene una posizione dominante nel mercato dell'approvvigionamento di gas naturale in l'Italia, nonché in altri mercati della filiera del gas naturale (trasporto nazionale, stoccaggio, rigassificazione del GNL, ecc.). Eni, inoltre, controlla tutte le infrastrutture internazionali di trasporto del gas naturale. Eni, nell'ultimo bilancio approvato, relativo al 2004, ha realizzato un fatturato a livello mondiale pari a circa 58 miliardi di euro. Quanto alla dimensione economica del mercato rilevante (approvvigionamento all'ingrosso di gas naturale), è sufficiente affermare che si tratta di un mercato di assoluta importanza strategica per la copertura del fabbisogno energetico del paese, tenuto conto che i soggetti che domandano gas all'ingrosso sono le società di vendita che forniscono calore alle famiglie, le imprese termoelettriche che producono energia elettrica, le industrie che utilizzano il gas naturale nei loro processi produttivi.

263. Pertanto, applicando i criteri sopra richiamati, e tenuto conto della significativa durata dell'abuso così come prospettato al §256, nonché degli importi indicati nei citati Orientamenti della Commissione di cui alla Comunicazione 98/C 9/03 con riferimento alle infrazioni molto gravi, l'importo base della sanzione da irrogare è fissato in 390 (trecentonovanta) milioni di euro.

264. All'importo di base sopraindicato va infine applicata una diminuzione, tenuto conto della circostanza attenuante derivante dal comportamento di Eni, idoneo a ridurre le conseguenze dell'infrazione. Tale società, infatti, già nel corso del procedimento, e prima di ricevere la CRI nella quale è stato formulato l'addebito a suo carico da parte degli Uffici, ha avviato la procedura di allocazione della capacità addizionale relativa alla prima tranche del potenziamento del TTPC, oggetto degli impegni dalla stessa presentati.

265. In conclusione, sulla base delle precedenti considerazioni, la sanzione da applicare per l'infrazione è pari a 290 (duecentonovanta) milioni di euro.

Tutto ciò premesso e considerato:

DELIBERA

- a) che la condotta posta in essere da Eni S.p.A., tramite la propria controllata Trans Tunisian Pipeline Company Ltd, consistente nell'aver interrotto la procedura di potenziamento del gasdotto TTPC, da tempo avviata, per la quale erano già stati firmati contratti di trasporto *ship or pay* con alcuni *shipper*, con l'obiettivo di mantenere i volumi venduti sul mercato dell'approvvigionamento all'ingrosso di gas naturale, costituisce una violazione grave dell'articolo 82 del Trattato di Roma;
- b) che Eni S.p.A. ponga termine ai comportamenti distorsivi della concorrenza di cui alla precedente lettera a), procedendo, tramite la propria controllata Trans Tunisian Pipeline Company Ltd, alla allocazione a terzi

³⁵ Comunicazione della Commissione 98/C9/03 "Orientamenti per il calcolo delle ammende inflitte in applicazione dell'articolo 15, paragrafo 2, del regolamento n. 17 e dell'articolo 65, paragrafo 5 del trattato CECA" In G.U.C.E. n. C-9 del 14 gennaio 1998.

operatori di capacità di trasporto addizionale sul gasdotto TTPC per 6,5 miliardi di metri cubi annui di gas, garantendo l'entrata in servizio di una prima *tranche* della capacità addizionale, pari a 3,2 miliardi di metri cubi di gas, non oltre il 1° aprile 2008, e di una seconda *tranche*, pari a 3,3 miliardi di metri cubi di gas, non oltre il 1° ottobre 2008;

c) che Eni S.p.A., entro 30 giorni dalla data di assunzione della presente delibera, fornisca all'Autorità la documentazione relativa alla procedura di allocazione della seconda *tranche* della capacità addizionale sul TTPC affinché l'Autorità possa valutare se sia effettivamente improntata a criteri obiettivi e non discriminatori;

d) che Eni S.p.A., entro 90 giorni dal termine di presentazione della documentazione di cui alla lettera c), informi l'Autorità dello stato di avanzamento della procedura di allocazione della seconda *tranche* della capacità addizionale sul TTPC;

e) che, in ragione della gravità dei comportamenti tenuti, per le infrazioni di cui alla lettera a), a Eni S.p.A. è applicata una sanzione amministrativa pecuniaria nella misura di 290 (duecentonovanta) milioni di euro.

La sanzione amministrativa pecuniaria deve essere pagata entro il termine di centoventi giorni dalla notificazione del presente provvedimento con versamento diretto al Concessionario del Servizio della Riscossione oppure mediante delega alla banca o alle Poste Italiane S.p.A., presentando il modello allegato al presente provvedimento, così come previsto dal Decreto Legislativo 9 luglio 1997, n. 237.

Decorso il predetto termine, per il periodo di ritardo inferiore ad un semestre, devono essere corrisposti gli interessi di mora nella misura del tasso legale a decorrere dal giorno successivo alla scadenza del termine del pagamento e sino alla data del pagamento. In caso di ulteriore ritardo nell'adempimento, ai sensi dell'articolo 27, comma 6, della legge n. 689/81, la somma dovuta per la sanzione irrogata è maggiorata di un decimo per ogni semestre a decorrere dal giorno successivo alla scadenza del termine del pagamento e sino a quello in cui il ruolo è trasmesso al concessionario per la riscossione; in tal caso la maggiorazione assorbe gli interessi di mora maturati nel medesimo periodo.

Dell'avvenuto pagamento deve essere data immediata comunicazione all'Autorità, attraverso l'invio di copia del modello attestante il versamento effettuato.

Il presente provvedimento verrà notificato ai soggetti interessati e successivamente pubblicato ai sensi di legge.

Avverso il presente provvedimento può essere presentato ricorso al TAR del Lazio, ai sensi dell'articolo 33, comma 1, della legge n. 287/90, entro il termine di sessanta giorni dalla data di notificazione del provvedimento stesso.

IL SEGRETARIO GENERALE

Fabio Cintioli

IL PRESIDENTE

Antonio Catricalà