Provvedimento n. 5603 **(C2910) AGIP/TMF-ENERGON**

L'AUTORITA' GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 22 dicembre 1997;

SENTITO il Relatore Professor Marco D'Alberti;

VISTA la legge 10 ottobre 1990, n. 287;

VISTO l'atto della società AGIP Spa, pervenuto in data 9 ottobre 1997, con il quale questa società ha comunicato l'intenzione di acquisire gli interi rami d'azienda delle società TMF Spa ed ENERGON Srl;

RITENUTA la propria competenza;

VISTA la propria delibera del 6 novembre 1997, con la quale ha disposto l'avvio dell'istruttoria, ai sensi dell'articolo 16, comma 4, della legge n. 287/90, nei confronti delle società ENI Spa, AGIP Spa, TMF Spa ed ENERGON Srl, ritenendo che l'operazione di concentrazione comunicata fosse suscettibile di determinare, ai sensi dell'articolo 6, comma 1, della medesima legge, la costituzione o il rafforzamento di una posizione dominante sui mercati interessati tale da eliminare o ridurre in modo sostanziale e durevole la concorrenza;

VISTA la propria richiesta di informazioni trasmessa in data 10 novembre 1997 alle imprese: TRITON Srl; TEXACO ENERGIA Spa; SARCIS Spa; PETROREP Spa; MOBIL OIL ITALIANA Spa; LASMO MINERARIA Spa; ANSCHUTZ ITALIANA PETROLI Spa; CANADA NORTHWESTERN ITALIANA Spa; ENTERPRISE OIL ITALIANA Spa;

SENTITI in data 14 novembre i rappresentanti della società EDISON GAS Spa; in data 17 novembre 1997, i rappresentanti della società ELF ITALIANA IDROCARBURI Spa; in data 18 novembre 1997 il Presidente del Comitato Idrocarburi e Geotermia dell'associazione ASSOMINERARIA; infine, in data 25 novembre 1997, i rappresentanti dell'istituto finanziario BANQUE PARIBAS;

VISTA la propria richiesta di informazioni trasmessa in data 1° dicembre 1997 alla società SNAM Spa;

VISTA la documentazione inviata dalle società: SOCIETÀ PETROLIFERA ITALIANA Spa, ELF ITALIANA IDROCARBURI Spa, BRITISH GAS RIMI Spa, FINA ITALIANA Spa, EDISON GAS Spa, rispettivamente in data 28 novembre, 1° dicembre, 4 dicembre e 5 dicembre 1997, relativa alle quantità di gas vettoriate e alle distanze percorse sulla rete di proprietà della società SNAM Spa ai sensi dell'articolo 12 della legge 9/91;

VISTA la documentazione trasmessa in data 3 dicembre 1997 dalla società BRITISH GAS RIMI Spa;

VISTA la documentazione trasmessa in data 10 dicembre 1997 dalla società ELF ITALIANA IDROCARBURI Spa;

VISTA la documentazione trasmessa in data 15 dicembre 1997 dalla società BRITISH GAS Ri.Mi. Spa;

VISTA la documentazione trasmessa in data 15 dicembre 1997 dalla società TMF Spa;

SENTITI, in data 16 dicembre 1997, i rappresentanti delle società ENI Spa, AGIP Spa, TMF Spa e ENERGON Spa;

VISTE le modifiche alla modalità di realizzazione dell'operazione di concentrazione avanzate dalle parti nel corso dell'audizione finale e formalizzate con una comunicazione pervenuta in data 18 dicembre 1997;

VISTA la documentazione acquisita nel corso dell'istruttoria;

VISTI gli atti del procedimento;

CONSIDERATO quanto segue:

I. LE PARTI

1. La società AGIP Spa (di seguito AGIP) è attiva nella ricerca e produzione di idrocarburi sia in Italia che all'estero. A fine 1996, AGIP era titolare di 567 titoli minerari in 26 diversi paesi e possedeva riserve certe di idrocarburi (olio e gas naturale) per 4.675 milioni di barili olio equivalenti (boe), di cui 1.637 in Italia e il resto in altre aree (in particolare in Africa Settentrionale e nel Mare del Nord). Il 53% delle riserve AGIP si riferisce a greggi e condensati, mentre il restante 47% a gas naturale. L'intero capitale sociale della società AGIP è detenuto dalla società ENI Spa (di seguito ENI). Nel giugno del 1997, l'Assemblea straordinaria di AGIP ha deliberato la fusione per incorporazione di AGIP in ENI. Tale fusione diverrà operativa a partire dal 1° gennaio 1998. Il fatturato netto realizzato in Italia, nel 1996, da AGIP è stato pari a 7.594 miliardi di lire.

2. ENI è una *holding*, attualmente controllata dal Ministero del Tesoro italiano attraverso una partecipazione pari al 51% del capitale sociale. ENI detiene (oltre ad AGIP) il controllo di società che operano nei seguenti settori energetici e collegati: importazione, trasporto, stoccaggio e distribuzione primaria di gas naturale (SNAM Spa); raffinazione e distribuzione di prodotti petroliferi (AGIP PETROLI Spa), petrolchimica (ENICHEM Spa), ingegneria petrolifera e impiantistica (SAIPEM Spa, SNAM PROGETTI Spa). Il fatturato netto realizzato in Italia dal gruppo ENI nel 1996 è stato pari a 62.737 miliardi di lire.

3. TMF svolge come attività esclusiva quella di sfruttamento di idrocarburi liquidi e gassosi all'interno del permesso di ricerca denominato B.R256.TO e della concessione B.C17.TO. di cui è titolare al 90%. La totalità delle azioni di TMF è detenuta dalla società CENTRO ENERGIA Spa (di seguito CE), il cui capitale sociale è, a sua volta, controllato dalla società FOSTER WHEELER ITALIANA Spa (50%), dalla società MERLONI PROGETTI Spa (30%), dalla società MERLONI TERMOSANITARI Spa (15%) e dalla società MERLONI PARTECIPAZIONI E SERVIZI Srl (5%). La società FOSTER WHEELER ITALIANA Spa è, a sua volta, controllata dalla società di diritto statunitense FOSTER WHEELER INTERNATIONAL CORPORATION, mentre le tre società del gruppo MERLONI che detengono, in varia misura, il restante 50% delle azioni della CE, sono tutte controllate direttamente od indirettamente dai Signori Vittorio, Francesco ed Esther Merloni e dai loro familiari. Dal momento che l'attività di sfruttamento di idrocarburi nell'ambito della concessione non è ancora iniziata, la società TMF non ha realizzato alcun fatturato nel corso del 1996.

4. La società ENERGON Srl (di seguito ENERGON) ha come unica attività la gestione di una partecipazione al 10% alla concessione di coltivazione di idrocarburi B.C17.TO.. Il 65,1% del capitale sociale della società ENERGON è posseduto dalla società di diritto inglese TRANSAMERICA INVESTMENT COMPANY LIMITED, mentre il restante 34,9% è detenuto dalla società di diritto olandese NITOGAS BV. Dal momento che l'attività di sfruttamento di idrocarburi nell'ambito della concessione non è ancora iniziata, la società ENERGON non ha realizzato alcun fatturato nel corso del 1996.

II. DESCRIZIONE DELL'OPERAZIONE

1. Le caratteristiche dell'operazione di concentrazione

5. L'operazione di concentrazione in esame consiste nell'acquisizione, da parte di AGIP, degli interi rami di azienda costituenti le società TMF ed ENERGON.

Il ramo d'azienda della società TMF, oggetto dell'acquisizione, è costituito da:

- una quota pari al 90% della titolarità della concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi B.C17.TO., situata nel Mare Adriatico e attribuita alla società TOTAL con D.M. del 18.10.1988, nel cui ambito è stato scoperto il giacimento denominato «Bonaccia»;
- l'intera titolarità del permesso di ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi B.R256.TO, adiacente alla concessione, attribuito alla società TMF con D.M. 26 marzo 1997;
- alcuni contratti stipulati da TMF, il 90% della proprietà dei materiali e delle attrezzature utilizzate o acquistate e dei dati ottenuti per l'esercizio delle operazioni petrolifere nella Concessione;
- i diritti e gli obblighi in capo a TMF, derivanti dall'*Operating Agreement* del 1° ottobre 1979 e successive modifiche, relativo ai rapporti tra i contitolari della concessione, ivi incluso l'incarico di operatore ai sensi dell'*Operating Agreement* stesso.

L'intero ramo d'azienda della società ENERGON, oggetto dell'acquisizione, è costituito da:

- una quota pari al 10% della titolarità della concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi B.C17.TO., situata nel Mare Adriatico e attribuita con D.M. del 18.10.1988, nel cui ambito è stato scoperto il giacimento denominato «Bonaccia».

2. Le caratteristiche dei titoli minerari oggetto dell'operazione

2.1 La concessione B.C17.TO.

6. La concessione B.C17.TO., situata al largo delle coste marchigiane in prossimità con la linea di confine delle acque territoriali, fu rilasciata dal Ministero dell'Industria nel 1988. Al suo interno, a circa 70 km dalla costa, a una profondità variante tra i 700 e i 1.400 metri, si trova il giacimento di gas naturale denominato «Bonaccia». A partire dal decreto di affidamento del 1988, una serie di atti amministrativi del Ministero competente hanno interessato la concessione:

D.M. del 18 luglio 1988: atto di concessione della titolarità della coltivazione nell'area B.C17.TO. alle società TOTAL MINERARIA (50%), FRANCAREP ITALIA (20%), COMPAGNIA PETROLIFERA ADRIATICA (5%), WINTERSHALL ITALIA (15%), ENERGON (10%);

D.M. 8 febbraio 1993: modifica della titolarità della concessione, con il seguente nuovo assetto: TOTAL MINERARIA OIL & GAS (50%); TOTAL ENERGIA ITALIANA (20%); WINTERSHALL ITALIA (15%); ENERGON (10%); EDISON GAS (5%);

D.M. 3 settembre 1993: approvazione prima modifica al piano del programma di lavoro nell'ambito della concessione B.C17.TO.;

D.M. 29 marzo 1994: trasferimento del 15% della concessione da WINTERSHALL ITALIA a TOTAL MINERARIA OIL & GAS

D.M. 1 agosto 1994: intestazione alla società TMF della quota di titolarità della TOTAL MINERARIA OIL & GAS e proroga sino al 30 giugno 1997 del termine di inizio di messa in produzione del campo di «Bonaccia»;

D.M. 22 luglio 1997: modifica della titolarità della concessione, con il seguente nuovo assetto: TMF 90%; ENERGON 10%:

D.M. 20 ottobre 1997: approvazione di una nuova modifica del programma di sviluppo del campo «Bonaccia» e proroga dei termini per la messa in produzione del suddetto campo fino al 30 giugno 1999**.**

7. AGIP valuta le riserve certe di gas presenti nell'intera area limitrofa al giacimento di «Bonaccia» pari a circa 6 miliardi di metri cubi, sfruttabili in 15 anni con una portata di picco, a regime, di 500 milioni di metri cubi l'anno, a partire dall'anno 1999 (la spesa totale in conto capitale per lo sviluppo del giacimento stimata da AGIP è pari a circa 172 miliardi di lire). Tali stime sulla consistenza delle riserve sono corrette dal venditore TMF il quale, ha affermato che valutazioni geologiche effettuate nel 1993 indicavano, nella sola area relativa alla concessione B.C217.TO., la presenza di riserve certe per circa 3,6 miliardi di metri cubi di gas naturale, e che la consistenza di tali riserve aumenterebbe a circa 4,5 miliardi di metri cubi ove si consideri anche l'area a nord di «Bonaccia».

2.2 Il permesso di ricerca B.R256.TO

8. L'area relativa al permesso di ricerca attribuito a TMF con D.M. del 26.03.1997 si trova a Nord della concessione B.C17.TO. in una zona compresa tra il giacimento «Bonaccia», oggetto dell'operazione in esame, e il giacimento «Carlo», sfruttato in *joint venture* da AGIP (51%) ed EDISON GAS (49%). L'intera area è attualmente ripartita tra TMF e AGIP in due distinti permessi di ricerca. L'acquisizione del permesso da parte di AGIP consentirebbe a tale società, pertanto, il diritto di effettuare attività di ricerca sull'intera area. La legislazione mineraria vigente consente al soggetto titolare del permesso di ricerca l'attribuzione automatica in concessione degli eventuali giacimenti scoperti durante i sei anni di validità del titolo.

9. La diversa valutazione delle riserve contenute nell'area di «Bonaccia» effettuata da AGIP e da TMF (6 miliardi di metri cubi di gas rispetto a 4,5 miliardi di metri cubi di gas) deriva probabilmente dal fatto che l'acquirente tiene conto sia dei quantitativi di gas naturale presenti nella concessione B.C217.TO e nel permesso B.R256.TO, sia di quelli relativi al permesso di ricerca limitrofo già detenuto da AGIP nell'area compresa tra «Carlo» e «Bonaccia».

3. Il progetto di realizzazione della centrale di co-generazione

10. Nel 1991 viene costituita la società CE, partecipata pariteticamente dal gruppo MERLONI e dalle società FOSTER WHEELER e TOTAL (quest'ultima in qualità di operatore minerario), con l'obiettivo di realizzare iniziative integrate nel settore del gas naturale e della co-generazione di energia elettrica e vapore. Attraverso la controllata TMF, CE rileva il 70% della concessione di proprietà di TOTAL e il 15% di proprietà di WINTERSHALL. Quindi, alla fine del 1996, TMF acquisisce anche il 5% di proprietà EDISON GAS, arrivando, pertanto, a detenere il 90% dei diritti relativi alla concessione.

11. L'obiettivo di CE era l'utilizzo del gas estratto dal giacimento «Bonaccia» per alimentare una centrale di cogenerazione a ciclo combinato da 150 MW, dedicata alla vendita di energia elettrica a ENEL e di vapore alle industrie MERLONI, da realizzare a Comunanza (AP) in un sito contiguo a uno stabilimento MERLONI. Tale progetto, che avrebbe dovuto comportare - oltre allo sviluppo del giacimento - la realizzazione di 70 km di condotte sottomarine e di 40 km di condotte terrestri lungo la Valle dell'Aso, nel corso del 1996 viene abbandonato da CE a seguito delle insormontabili difficoltà di tipo autorizzatorio incontrate nella realizzazione del tratto terrestre del gasdotto.

12. Venuta meno la possibilità di realizzare l'impianto di co-generazione a Comunanza, CE si adopera per trovare un sito alternativo per la centrale (per la quale, tra l'altro, erano già stati realizzati una serie di investimenti). Dopo aver ottenuto le opportune autorizzazioni da parte del Ministero dell'Industria e dell'ENEL relative allo spostamento della centrale da Comunanza, nei primi mesi del 1997 CE si accorda con la società ENICHEM Spa, interamente controllata da ENI, per la realizzazione di una nuova centrale di co-generazione presso il centro petrolchimico di Ferrara in un sito dove, in origine, avrebbe dovuto sorgere una centrale di FRENE Srl, la società partecipata da ENICHEM che gestisce le attività co-generative del gruppo ENI. La nuova centrale di co-generazione di Ferrara venderà elettricità a ENEL e vapore a ENICHEM e ad altre imprese situate all'interno del centro petrolchimico.

13. Con riferimento allo sviluppo del giacimento di «Bonaccia», le varie alternative a disposizione di CE erano:

l'utilizzo del gas di «Bonaccia» per l'alimentazione della centrale di Ferrara, vettoriando il gas sulla rete SNAM ai sensi dell'articolo 12 della legge 9/91;

la cessione a SNAM di tutto il gas estratto a «Bonaccia» e l'acquisto, sempre da SNAM, del gas necessario all'alimentazione della centrale di Ferrara;

una combinazione delle due alternative precedenti.

14. Valutazioni interne a CE/TMF, effettuate nel gennaio 1997 e relative alla seconda opzione, indicavano che, data la struttura dei costi derivanti dallo sviluppo di «Bonaccia», sarebbe stato conveniente vendere il gas a SNAM solamente a un prezzo pari a circa 160 lire al mc. Riguardo alla prima e alla terza opzione, invece, assumeva una rilevanza notevole l'incidenza del costo chiesto da SNAM per il vettoriamento sulla propria rete del gas estratto a «Bonaccia» da TMF. In tutti e tre i possibili casi, comunque, TMF avrebbe dovuto sostenere costi aggiuntivi, relativi alla necessità di adeguare il gas immesso nella rete SNAM alle condizioni standard di commercializzazione in termini di trattamento, pressione e odorizzazione.

15. Riguardo a questi ultimi costi, nel gennaio 1997, CE aveva preso contatti, tramite TOTAL, con la società ELF IDROCARBURI ITALIANA (di seguito ELF) per l'eventuale utilizzo della centrale di trattamento del gas di Porto San Giorgio, collegata via tubo a un giacimento posseduto da ELF al largo della costa adriatica. ELF si era dimostrata disponibile a garantire simile attività, che avrebbe richiesto comunque una serie di investimenti per la manutenzione della centrale. Ciò avrebbe determinato un onere di trattamento di poco inferiore a 30 lire al mc, a cui si doveva aggiungere la fornitura di circa 6/10 milioni di metri cubi all'anno di gas utilizzati dalla stessa centrale per l'alimentazione degli impianti di trattamento e compressione.

16. Nei primi mesi del 1997 TOTAL decide di uscire dalla compagine azionaria di CE. A quel punto, gli azionisti residui, FOSTER WHELEER e MERLONI, non avendo alcuna specifica esperienza in materia mineraria per continuare a sviluppare il progetto nella sua fase *upstream*, ritenendo che non fosse possibile trovare un nuovo socio caratterizzato dalla medesima specializzazione di TOTAL nell'attività di estrazione del gas e in grado di garantire la stessa affidabilità del progetto nella originaria versione integrata *upstream* («Bonaccia»)-*downstream* (centrale di cogenerazione), hanno deciso di cedere l'intera titolarità della concessione relativa a «Bonaccia».

4. La cessione del giacimento di «Bonaccia» ad AGIP

17. L'interesse di AGIP per il giacimento di «Bonaccia» è manifestato già nel testo degli accordi tra CE e ENICHEM per la concessione del sito per la realizzazione della centrale di Ferrara (sottoscritti nel giugno del 1997). Tali accordi, infatti, prevedevano esplicitamente che ENICHEM, o altre società partecipate da ENI, potessero esercitare entro 60 giorni un diritto di opzione per l'ingresso nel capitale di società operative controllate da CE, tra cui TMF, titolare in quel momento del 90% della concessione «Bonaccia» (cfr. accordo CE/ENICHEM del 30 giugno 1997, punti 1.4 e ss., pag. 13). La circostanza che gli accordi tra CE e AGIP abbiano poi preso la forma della cessione del ramo d'azienda, piuttosto che della cessione azionaria, riguarda gli aspetti puramente operativi del passaggio della titolarità della concessione ad AGIP, e non ne modifica la sostanza.

18. Nel luglio 1997, TMF ed ENERGON hanno sottoscritto con AGIP due contratti preliminari di cessione dei rami d'azienda relativi alla concessione di coltivazione e al permesso di ricerca. La premessa al contratto preliminare di vendita ad AGIP del ramo d'azienda di TMF del 25 luglio 1997 stabilisce che: «*[...] AGIP è disposta ad effettuare, direttamente o tramite sua Consociata, la fornitura di gas naturale in seguito specificata alla società CE COMUNANZA Spa*». L'articolo 5 dello stesso documento ribadisce che: «*AGIP, direttamente o tramite sua Consociata, si impegna a stipulare con CENTRO ENERGIA COMUNANZA Spa [...], un contratto di fornitura di gas naturale per quantitativi pari a 250 milioni di mc/anno per 15 anni, con consegna [...] alla centrale termoelettrica [...] di Ferrara non appena ottenuta la titolarità della relativa concessione edilizia*».

19. L'articolo 2 del preliminare di vendita sottoscritto tra TMF e AGIP definisce società «*consociata*» di una parte anche «*una società controllata da una società che controlla tale parte*». In tal senso, l'impegno di fornitura di AGIP di cui al punto precedente potrebbe essere definito anche da parte di SNAM. Tale impegno è stato perfezionato nel settembre 1997, quando CE ha stipulato con SNAM, alle condizioni contenute nell'accordo quadro SNAM/UNAPACE, un contratto di fornitura quindicennale di gas alla centrale di cogenerazione di Ferrara.

20. L'articolo 4 del preliminare di vendita sottoscritto da AGIP e TMF il 25 luglio 1997, al comma 1, lettera e), prevede l'impegno di AGIP di corrispondere quadrimestralmente a TMF, a far data dall'inizio della fornitura di gas naturale da parte di AGIP «*o di sua consociata*» alla centrale di Ferrara, un importo pari al 5% del gas prodotto da «Bonaccia», valorizzato al prezzo medio del gas derivante dall'accordo SNAM/UNAPACE (relativo alla fornitura di gas per usi termoelettrici).

21. Riguardo alle motivazioni sottostanti alla decisione di AGIP di procedere all'acquisizione del giacimento di «Bonaccia», nella comunicazione dell'operazione di concentrazione si sottolinea come:

- l'acquisizione, in prima istanza, risponda all'esigenza - tipica di ogni operatore minerario - di garantirsi un adeguato livello di riserve rispetto alle quantità immesse a consumo annualmente;
- l'acquisizione derivi dal fatto che, stante la decisione di CE di cedere la titolarità della concessione, AGIP, data la conformazione e la collocazione del giacimento, sia l'unico operatore presente nell'area

dotato dalle infrastrutture (*upstream*, di coltivazione e *downstream*, di trasporto e trattamento del gas) adeguate a uno sfruttamento efficiente di «Bonaccia».

22. Per sviluppare la produzione di gas di «Bonaccia», AGIP ha inoltre dichiarato che avrebbe dovuto realizzare limitati investimenti in infrastrutture, al contrario di TMF. Essi sono rappresentati da una condotta sottomarina di 24" e di 75 km di lunghezza, al cui interno il gas, sfruttandola naturale pressione di uscita dai pozzi, verrebbe trasportato sino ad un impianto già esistente in corrispondenza di un giacimento limitrofo a «Bonaccia» (piattaforma denominata «Barbara T»). Da lì, il gas verrebbe compresso e inviato, mediante una condotta sottomarina già in funzione, alla centrale AGIP di trattamento di Falconara per le operazioni di pulizia e odorizzazione del gas naturale e, successivamente, sarebbe ceduto a SNAM.

III. QUALIFICAZIONE DELL'OPERAZIONE

23. L'operazione, in quanto comporta l'acquisizione dei rami d'azienda delle società TMF ed ENERGON da parte di AGIP, costituisce una concentrazione ai sensi dell'articolo 5, comma 1, lettera *b)*, della legge n. 287/90. Da questo punto di vista non rileva il fatto che sia TMF, sia ENERGON non abbiano ancora conseguito alcun fatturato relativo alla propria attività connessa allo sfruttamento del giacimento di «Bonaccia». Oltre a essere i soggetti titolari di una concessione legittimante l'attività di estrazione del gas, essi hanno infatti effettuato investimenti in beni strumentali che confermano la volontà delle due società di procedere all'attività di sfruttamento del giacimento e senza i quali non avrebbero potuto conseguire alcun ricavo.

L'operazione in esame rientra, inoltre, nell'ambito di applicazione della legge n. 287/90, in quanto non ricorrono le condizioni di cui all'articolo 1 del Regolamento CEE n. 4064/89, ed è soggetta all'obbligo di comunicazione preventiva di cui all'articolo 16, comma 1, della legge n. 287/90, in quanto il fatturato totale realizzato nell'ultimo esercizio a livello nazionale dall'insieme delle imprese interessate è superiore a 671 miliardi di lire.

IV. LE RISULTANZE ISTRUTTORIE

A) I mercati rilevanti

1. Individuazione dei mercati rilevanti del prodotto

24. L'operazione comunicata consiste nell'acquisizione, da parte di una impresa attiva nel settore della ricerca e coltivazione di idrocarburi, di una concessione per la coltivazione di gas naturale (B.C17.TO.) e di un permesso per la ricerca di ulteriori giacimenti su di un'area limitrofa a nord della stessa concessione (B.R256.TO.). Gli effetti dell'operazione comunicata, tuttavia, non si esauriscono nelle attività di ricerca e coltivazione, collocate nelle fasi *upstream* della filiera del gas, ma si estendono a valle fino all'attività della commercializzazione del gas estratto. In tal senso, indicativo è il fatto che:

AGIP abbia specificato nella comunicazione originaria dell'operazione in oggetto che tutto il gas estratto dal giacimento «Bonaccia» verrà ceduto a SNAM, la quale poi provvederà a immetterlo nella propria rete di trasporto ad alta pressione per commercializzarlo;

nel contratto preliminare di vendita siglato nel luglio 1997 da AGIP e TMF sia previsto l'obbligo in capo ad AGIP o a una sua consociata (in seguito identificata in SNAM) di fornire alla centrale di Ferrara 250 milioni di metri cubi di gas all'anno per i quindici anni di durata del contratto di cessione di energia elettrica a ENEL.

L'operazione di concentrazione concernente il trasferimento della titolarità dei diritti denominati B.C17.TO. e B.R256.TO. da TMF ed ENERGON ad AGIP deve, pertanto, essere valutata con riferimento agli effetti che essa è capace di arrecare *sia sul mercato a monte della produzione di gas naturale sia sul mercato a valle della successiva distribuzione primaria del gas, ad opera della SNAM*, alle utenze industriali, termoelettriche e alle aziende di distribuzione per i consumi civili.

1.1 Il mercato della produzione di gas naturale

25. Per un utilizzatore finale (nel caso di specie, una centrale di co-generazione) è indifferente stabilire, a parità di determinate caratteristiche fisico-chimiche del gas, la provenienza del gas naturale che si consuma. Dal lato della domanda finale, pertanto, le attività di importazione e di produzione nazionale di

gas naturale sono perfettamente sostituibili in quanto rispondono al medesimo bisogno di assicurare l'approvvigionamento di una quantità di gas necessaria a soddisfare il proprio fabbisogno.

26. Tuttavia, con specifico riferimento al contesto italiano, le attività di produzione nazionale e importazione di gas naturale non sembrano connotarsi per un elevato livello di sostituibilità reciproca dal lato dell'offerta. L'attività di importazione, infatti, rispetto a quella di produzione di gas naturale nazionale, si caratterizza per alcune sue particolarità che sono state in parte all'origine della costituzione del monopolio di fatto detenuto in Italia dalla società SNAM in questa attività. Come ha confermato lo stesso Amministratore delegato di ENI, nel corso dell'audizione finale, si tratta fra l'altro:

della necessità di intrattenere rapporti con fornitori molto spesso rappresentati dagli stessi Stati produttori (o da imprese locali a capitale pubblico), cui può essere associato un certo grado di «rischio politico» (ad es. Algeria, Russia);

della capacità finanziaria necessaria a sopportare i rischi derivanti dalla sottoscrizione di complessi contratti di importazione di lunga durata (20/25 anni) e che inglobano clausole *Take or Pay* particolarmente gravose;

della necessità di realizzare, parallelamente al contratto di fornitura, l'infrastruttura fissa dedicata (gasdotto ad alta pressione o terminale di rigassificazione nel caso di importazione di GNL) necessaria a veicolare il gas naturale dal paese produttore a quello di consumo.

27. A rafforzare tale consapevolezza contribuisce la circostanza in base alla quale, almeno fino a quando non verrà recepita nel nostro ordinamento la Direttiva comunitaria sul mercato interno del gas, non esiste in capo ai proprietari dei gasdotti di importazione alcun obbligo relativo al passaggio di gas di terzi sulle proprie infrastrutture. Ciò significa che, al momento, l'unica concorrenza potenziale nei confronti di SNAM nell'attività di importazione di gas naturale, data la struttura verticalmente integrata di questa società nella fase sia dell'approvvigionamento all'estero sia del trasporto di gas, è rappresentata dall'ingresso sul mercato di imprese a loro volta verticalmente integrate, che dispongano cioè di proprie infrastrutture di trasporto.

28. Di recente, SNAM ha potenziato alcune delle proprie infrastrutture di importazione esistenti (gasdotto algerino e russo), oltre ad avere sottoscritto una serie di nuovi investimenti in capacità di importazione. In particolare ci si riferisce a:

un incremento per 8 miliardi di metri cubi della fornitura dalla Russia attraverso un nuovo contratto con GAZPROM;

la sottoscrizione, nel gennaio 1997, di un contratto di fornitura con la Norvegia, che prevede l'importazione di 6 miliardi di metri cubi di gas naturale l'anno, per 25 anni, a partire dall'estate del 2000;

il prolungamento e l'incremento dei volumi di gas acquistati in Olanda grazie al contratto sottoscritto con la società GASUNIE, in virtù del quale l'ammontare di gas naturale importato dall'Olanda dovrebbe essere, a regime, pari a 10 miliardi di metri cubi annui.

In base a questi nuovi contratti e al potenziamento delle infrastrutture esistenti, SNAM avrà disponibilità di lungo periodo (al 2010) di gas naturale per circa 69 miliardi di metri cubi largamente sufficienti a soddisfare la domanda attesa. Tutto ciò porta a ritenere assai improbabile che, nel medio periodo, SNAM subisca qualche credibile minaccia al proprio monopolio nell'attività delle importazioni di gas in Italia.

29. Le attività di importazione e di produzione di gas naturale rappresentano due modalità adatte a soddisfare la medesima domanda finale di gas e, in tal senso, possono essere considerate entrambe parte di un unico mercato rilevante: l'approvvigionamento di gas naturale. Tuttavia, i diversi profili prima menzionati, che caratterizzano l'attività di importazione rispetto a quella di produzione interna, consentono di valutare il mercato della produzione di gas naturale nazionale come una parte di quello più ampio dell'approvvigionamento, ma connotata da proprie caratteristiche strutturali. L'analisi concorrenziale dell'operazione di concentrazione in esame non muta, pertanto, ove ci si limiti a considerarne gli effetti sulla sola attività di produzione di gas naturale estratto da giacimenti nazionali (terrestri e *off-shore*).

1.2. Il mercato della distribuzione primaria del gas naturale

30. Dal lato della domanda, le varie tipologie di utenze primarie di gas naturale (industriali, termoelettriche, distribuzione civile) sono caratterizzate da alcuni aspetti fra loro difformi quali: i volumi acquistati, la pressione del gas consegnato, la regolarità e l'eventuale «interrompibilità» delle forniture. Ad esempio, mentre una utenza termoelettrica presenta un profilo di consumi con una spiccata regolarità nel

corso dell'anno, una utenza civile risente di una forte stagionalità che rende necessario, per l'impresa che vende il gas, l'impiego di infrastrutture di stoccaggio e/o di una intensa attività di modulazione della fornitura.

31. Dal lato dell'offerta, tuttavia, l'attuale struttura verticalmente integrata di SNAM sia nell'approvvigionamento sia nel trasporto di gas, unitamente alla sua ramificata dotazione di infrastrutture quali: centrali di de- e ri-compressione e depositi di stoccaggio localizzati in giacimenti esausti, rende nei fatti possibile l'esercizio della distribuzione primaria di gas a qualsiasi tipo di utenza da parte di SNAM. In tal senso è, dunque, possibile identificare l'esistenza di un mercato della distribuzione primaria di gas naturale alle utenze industriali, termoelettriche e alle aziende di distribuzione civile.

32. La *interfuel competition* del gas naturale con altre materie prime energetiche fossili può esercitare un qualche effetto solo in una fase iniziale legata alla scelta della tipologia di combustibile da impiegare. Una volta scelto l'*input* energetico e, nel caso particolare il gas naturale, l'elevata specificità dei costi irrecuperabili legati al tipo di allaccio rende bassa la sua sostituibilità con altri combustibili (a parte il caso limitato delle forniture «interrompibili» e delle centrali elettriche polifunzionali). Con specifico riferimento alla tipologia di una centrale di co-generazione a ciclo combinato (*Gas Fired Combined Cycle*), tecnologia adottata dalla centrale di Ferrara, il gas naturale non è sostituibile con un altro combustibile.

2. I mercati geografici

2.1 Il mercato della produzione di gas naturale

33. Al momento attuale, tutto il gas naturale prodotto da giacimenti nazionali, sia da AGIP, sia da altri produttori, viene commercializzato all'interno del territorio italiano, tranne quantità marginali consegnate da SNAM in Slovenia e nel Canton Ticino.

34. Pertanto, la possibilità di circoscrivere nell'ambito del territorio nazionale la dimensione del mercato della produzione di gas dipende, inoltre, anche dal fatto che, le condizioni a cui il gas nazionale viene ceduto alle società di trasporto oppure viene vettoriato nei casi previsti dall'articolo 12 della legge 9/91, sono stabilite da accordi quadro stipulati da SNAM e dalle associazioni dei produttori (ASSOMINERARIA), che individuano condizioni uniformi, valide sull'intero territorio nazionale.

2.2 Il mercato della distribuzione primaria del gas naturale

35. Medesime considerazioni valgono per il mercato della distribuzione primaria di gas naturale. In primo luogo, la totalità del gas, approvvigionato tramite importazioni e produzione nazionale e immesso all'interno del territorio nazionale, viene commercializzato nell'ambito dei confini nazionali alle condizioni stabilite da accordi quadro nazionali applicate uniformemente a tutti gli operatori. Inoltre, a parte le quantità marginali di gas cedute da SNAM alla Slovenia e al Canton Ticino, sia SNAM, sia le altre due società presenti nella distribuzione primaria, EDISON GAS e SGM, non effettuano alcuna attività di vendita a utenze straniere. In secondo luogo, a parte l'unica eccezione rappresentata dal contratto sottoscritto da SNAM ed ENEL per il vettoriamento del gas algerino, allo stato attuale non esistono altri esempi di passaggio di gas di soggetti terzi sulle reti di importazione di SNAM. Da ultimo, vale la considerazione del fatto che, per esplicita ammissione di AGIP, il gas estratto da «Bonaccia» sarà venduto a SNAM che, successivamente, lo commercializzerà sul territorio nazionale tramite la propria rete di trasporto ad alta pressione. Tutto ciò è sufficiente a far individuare come nazionale l'ambito geografico del mercato della distribuzione primaria di gas naturale, rilevante ai fini della valutazione dell'operazione in esame.

B) Struttura concorrenziale e ruolo delle parti nei mercati rilevanti

1. Il mercato della produzione nazionale di gas naturale

1.1 La struttura del mercato

36. L'Italia soddisfa il suo fabbisogno di gas naturale, pari nel 1996 a circa 56,5 miliardi di metri cubi, sia con importazioni (circa il 65%), sia con produzione nazionale (circa il 35%). Le importazioni vengono effettuate interamente da SNAM, in regime di monopolio di fatto, mediante contratti di importazione con la Russia (GAZPROM), l'Algeria (SONATRACH) e l'Olanda (GASUNIE), utilizzando

gasdotti ad alta pressione dedicati. Dei 36,56 miliardi di metri cubi di gas importato da SNAM nel 1996, il 12% proveniva dall'Olanda, il 37% dall'ex URSS e il restante 51% dall'Algeria.

37. Poco più di un terzo del fabbisogno totale coperto dal gas nazionale ha origine in quattro aree: Val Padana, Mare Adriatico e Ionio, Appennino Meridionale e Sicilia. L'attività di sfruttamento dei giacimenti situati in Val Padana e sul tratto di Mare Adriatico prospiciente è stata affidata all'ENI, in regime di esclusiva legale, dal 1953 sino al 31 dicembre 1996. Il Decreto Legislativo n. 625/96, che ha recepito la Direttiva 22/94/CE, ha abolito, a partire dal 1° gennaio 1997, qualsiasi monopolio su tali attività, fatti salvi i diritti acquisiti da ENI nell'area. I principali giacimenti italiani di gas naturale, tuttavia, non si trovano attualmente nell'area in precedenza sottoposta a riserva, bensì al largo dei mari Adriatico e Ionio. Dei circa 277 miliardi di metri cubi di gas costituenti le attuali riserve certe, 52 miliardi di metri cubi (19%) sono localizzati nell'area sottoposta a riserva sino al 1996, mentre gli altri 225 miliardi di metri cubi sono presenti sul restante territorio nazionale. Inoltre, su circa 20,2 miliardi di metri cubi prodotti in Italia nel 1996, circa 2,7 miliardi (poco più del 10%) sono stati prodotti nell'ex zona di esclusiva ENI. In generale, una percentuale leggermente inferiore all'80% del gas prodotto sul territorio nazionale nel 1996 proviene da giacimenti *offshore*[1].

38. La produzione nazionale di gas, come mostra la tabella 1, è stata caratterizzata da una dinamica espansiva nel periodo 1992-1994, che si è mantenuta stabile o leggermente decrescente nel biennio 1995-1996. In tutto il periodo considerato, AGIP non ha mai prodotto meno del 90% del gas naturale estratto in Italia. Il restante 10% è stato prodotto da un ridotto numero di operatori.

Tabella 1. Statistiche sulla produzione nazionale di gas naturale (miliardi di m3).

	1992	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**
Produzione di gas nazionale	18.0	19.3	20.6	20.4	20.2
Produzione di AGIP di cui:	16.7	17.6	18.9	18.7	18.2
a SNAM *a terzi* *stoccaggi*	*14.1* *0.2* *2.4*	*16.8* *0.2* *0.6*	*18.4* *0.3* *0.2*	*18.2* *0.2* *0.3*	*17.2* *0.2* *0.8*
Produzione terzi	1.3	1.7	1.7	1.7	2
Quota AGIP	93%	91%	92%	92%	90%
Quota terzi	7%	9%	8%	8%	10%
Quota vendite a SNAM su totale vendite AGIP	85%	95%	97%	97%	94%

Fonte: Elaborazioni su dati del Ministero dell'Industria e AGIP.

39. EDISON GAS, controllata dalla società EDISON Spa- appartenente a sua volta al gruppo COMPART (ex FERRUZZI) - è il principale produttore privato con una quota pari a circa il 7% nel 1996 (1,5 miliardi di metri cubi). Le attività minerarie di EDISON GAS sono localizzate prevalentemente nel mare Adriatico. Nella maggioranza dei casi EDISON GAS svolge il ruolo di socio non operatore nell'ambito di diverse joint venture con AGIP. Pertanto, tutto il gas di proprietà di EDISON GAS estratto dai giacimenti in joint venture con AGIP viene inviato nelle centrali di trattamento, compressione, odorizzazione possedute da AGIP nella zona. Nel corso dell'audizione del 14 novembre 1997, EDISON GAS ha affermato che essa «utilizza i servizi di trasporto sottomarino, trattamento e compressione di AGIP, sulla base di accordi commisurati al periodo di sfruttamento dei giacimenti» (verbale audizione EDISON GAS del 14 novembre, pag. 2).

40. Tra gli altri produttori riveste un certo peso la società BRITISH GAS Ri.Mi. Spa, nata dall'acquisizione da parte della società inglese BRITISH GAS Plc, delle attività minerarie risalenti al gruppo FIAT e precedentemente raggruppate nella società FIAT RISORSE MINERARIE, che dispone di una serie di titoli minerari (sia come operatore che come socio minoritario) e che vende il proprio gas, tramite il vettoriamento sulla rete SNAM, ad alcuni stabilimenti FIAT (sulla base di un addendum all'accordo SNAM/ASSOMINERARIA che assimila all'autoconsumo la vendita di gas da BRITISH GAS

[1] Dati Ministero dell'Industria.

Ri.Mi. alla FIAT). Alcuni altri operatori stranieri (ELF, CANADA NORTHWEST), sebbene su scala assai ridotta, sono attivi insieme a operatori italiani di piccole dimensioni (SARCIS, PETROREP).

41. Il peso totale di ENI nella fase di approvvigionamento (importazione e produzione nazionale) di gas naturale, attraverso le due società controllate AGIP e SNAM, nel periodo 1992-1996, è indicato nella seguente tabella 2. In tutto il periodo considerato, ENI non ha mai approvvigionato, tramite importazioni e produzione nazionale, una quota inferiore al 93% circa di tutto il gas naturale consumato in Italia.

Tabella 2. Approvvigionamento di gas naturale in Italia (1992-1996, miliardi di m3).

	1992	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**
Totale approvvigionamento	52.5	51.7	49.64	54.97	56.58
Importazioni	35.5	32.7	29.6	34.9	36.6
Produzione nazionale	18	20.1	20.1	20	20
di cui AGIP	14.1	16.8	18.4	18.2	17.2
Quota ENI sul totale	92.6%	95.7%	95.6%	96.6%	95%

Fonte: elaborazioni su dati ENI.

1.2 Ostacoli allo sviluppo dei piccoli produttori nazionali di gas naturale

42. Il problema comune a tutti gli operatori privati attivi sul mercato della produzione di gas nazionale è rappresentato dalla necessità di trovare un adeguato sbocco a valle al proprio gas. Nella maggioranza dei casi, infatti, l'unica opzione che si presenta è la vendita al monopsonista SNAM ai prezzi stabiliti da un accordo quadro sottoscritto da SNAM e ASSOMINERARIA e, attualmente, in corso di revisione a seguito di una specifica richiesta dell'associazione ASSOMINERARIA del giugno 1997. Tale opzione non garantisce, a detta di molti operatori, una adeguata valorizzazione del prodotto (tenuto conto dei costi di sviluppo dei giacimenti, in particolare quelli offshore, che in alcuni casi sono assai ingenti).

43. L'unica alternativa alla vendita del gas a SNAM, a parte i limitati casi di imprese che hanno una propria rete di trasporto, è possibile solo tramite il vettoriamento nella rete di SNAM. Attualmente, il vettoriamento del gas prodotto dalle imprese private è concesso da SNAM solo nei due casi espressamente previsti dall'articolo 12 della legge 9/91 (autoconsumo e vendita di gas a ENEL e alle imprese municipalizzate produttrici di energia elettrica). Unica notevole eccezione a questa prassi seguita da SNAM è rappresentata dal già ricordato contratto di vettoriamento di gas algerino stipulato con ENEL nel 1993.

Sempre al fine di incentivare l'attività di sviluppo dei propri giacimenti, ASSOMINERARIA nel giugno 1997 ha chiesto di poter ottenere il vettoriamento sulla rete SNAM anche per gli altri usi oltre quelli previsti dalla legge 9/91. A tale richiesta, SNAM ha opposto un rifiuto nell'agosto del 1997, sulla base del presupposto che non esisterebbe alcuna normativa vigente che la obblighi in tal senso. Tale rifiuto è all'origine del provvedimento di avvio di istruttoria per presunto abuso di posizione dominante di SNAM (caso A/221, SNAM/Tariffe di vettoriamento, Bollettino, n. 45/97).

44. ASSOMINERARIA, ritenendo eccessivamente gravose le condizioni a cui SNAM concede il vettoriamento in questi limitati casi ha chiesto a SNAM nel giugno 1997 la revisione delle tariffe di vettoriamento contenute nell'accordo sottoscritto da ASSOMINERARIA e SNAM il 22 dicembre 1994.

45. SNAM acquista dai produttori privati di gas naturale anche i cosiddetti «residui di vettoriamento», cioè quelle quantità che, in particolare nei mesi di minore attività industriale, eccedono l'autoconsumo. Tali residui, la cui origine - come è stato confermato da ASSOMINERARIA nell'audizione del 19 novembre 1997 - deriva dal fatto che SNAM non fornisce, insieme al vettoriamento obbligatorio ex legge 9/91, anche i servizi di stoccaggio e modulazione del gas, sono ceduti a SNAM alle condizioni contenute in un altro accordo sottoscritto tra SNAM e ASSOMINERARIA nel febbraio 1996 (anch'esso in fase di revisione a seguito di esplicita richiesta di ASSOMINERARIA), a un prezzo inferiore del 12% a quello relativo al contratto di somministrazione.

46. Sulla base di dati forniti dalle varie società produttrici di gas che accedono al vettoriamento obbligatorio sulla rete SNAM ai sensi dell'articolo 12 della legge 9/91, si è appurato che, nel 1996, sono stati vettoriati sulla rete SNAM, da parte di terzi produttori di gas, circa 1,3 miliardi di metri cubi di gas

naturale. L'incidenza del vettoriamento di gas di terzi sulla rete SNAM è stata dunque di poco superiore al 6% della produzione totale di gas naturale registrata nel 1996 (20,2 miliardi di metri cubi) e al 2% del totale del gas consumato in Italia (56,5 miliardi di metri cubi).

47. Infine, un'ultima limitazione allo sfruttamento delle proprie risorse di gas da parte dei produttori privati, anch'essa segnalata da ASSOMINERARIA a SNAM nella lettera del giugno 1997, è rappresentata dal fatto che, attualmente, un socio di una joint venture mineraria che non rientri nelle categorie ammesse al vettoriamento obbligatorio ai sensi della legge 9/91 (autoconsumo, produzione di energia elettrica), non può vendere il suo gas a un altro socio della joint venture, a sua volta autoconsumatore, affinché questi lo possa vettoriare nella rete SNAM sino al suo sito di consumo. Ove tale possibilità fosse, invece, concessa, i soggetti non autoconsumatori potrebbero valorizzare il proprio gas a un prezzo superiore a quello riconosciuto da SNAM (nel 1996 pari a circa 156 lire al metro cubo) e gli autoconsumatori potrebbero giovarsi di un gas più a buon mercato rispetto a quello acquistato da SNAM ai prezzi del contratto SNAM/CONFINDUSTRIA. In ogni caso, aumenterebbe l'incentivo economico per i piccoli produttori a sviluppare attività di produzione di gas in joint venture.

1.3 I rapporti tra AGIP e SNAM

48. Gli ostacoli appena descritti rappresentano un indubbio fattore che disincentiva lo sviluppo indipendente delle attività dei piccoli produttori di gas nazionale. La posizione di AGIP appare affatto differente. Per quanto non esista una formale esclusiva di acquisto, AGIP vende a SNAM la quasi totalità del suo gas estratto sul territorio nazionale. Nel periodo 1992/1996 la quota di gas AGIP ceduto a SNAM è stata in media pari al 95%. Il restante gas naturale prodotto da AGIP è stato stoccato e, in misura del tutto trascurabile, ceduto a utenze localizzate in prossimità dei giacimenti.

49. La tabella 3 riporta, per il periodo 1990-1996, il prezzo applicato da SNAM ad AGIP (comprensivo degli oneri dovuti per i servizi di modulazione e di stoccaggio, in media pari a circa 20 lire al metro cubo) e il prezzo medio riconosciuto da SNAM ai produttori privati, limitatamente al 1995 e al 1996, sulla base dell'accordo di somministrazione SNAM-ASSOMINERARIA. Per valutare il reale ricavo unitario al metro cubo percepito da un operatore privato che cede il gas alla SNAM, si deve, tuttavia, sottrarre al prezzo il corrispettivo da pagare per i servizi di trattamento e compressione. A parte AGIP, e in misura minore ELF ed EDISON GAS, gli altri operatori privati non dispongono delle strutture adatte ad assicurare tali servizi. Sulla base del prezzo per il trattamento e la compressione del gas che ELF avrebbe praticato a CE (circa 30 lire al metro cubo), il ricavo effettivo percepito nei due anni 1995 e 1996 da un operatore privato sarebbe stato, rispettivamente, pari a 122 e 130 lire al metro cubo di gas.

Tabella 3. Prezzo di acquisto del gas di SNAM (Lire/m3).

	Prezzo di acquisto da AGIP	**Prezzo acquisto da terzi**
1992	125.1	
1993	140.0	
1994	152.6	
1995	165.1	147,5 (*)
1996	185.4	156,5

(*) secondo semestre
Fonte: SNAM e BRITISH GAS Ri.Mi.

50. Ciò che emerge in ogni caso da quanto precede è che la comune appartenenza di AGIP e SNAM al gruppo ENI concede alla prima società un indubbio vantaggio rispetto ai suoi concorrenti minori nell'attività di produzione di gas naturale. Ancorché in assenza di rapporti formalmente esclusivi tra le due società, la garanzia che tutto il gas che AGIP intende vendere sia acquistato da SNAM e trovi uno sbocco a valle nel sistema di reti di trasporto di SNAM, ha verosimilmente consentito ad AGIP, rispetto alle altre imprese, di operare con maggiore sicurezza la programmazione degli investimenti di sviluppo e ricerca e le politiche di acquisizione di nuovi giacimenti, consolidando in tal modo la propria posizione sul territorio nazionale.

1.4 La posizione dominante di ENI sul mercato della produzione nazionale

51. Si è, dunque, visto come, nel periodo 1992-1996, sia ENI nel suo complesso, con riferimento al più ampio mercato dell'approvvigionamento, sia AGIP, con riferimento alla attività di produzione di gas naturale di provenienza nazionale, abbiano sempre detenuto una quota superiore o almeno pari al 90% dell'approvvigionamento di gas (cfr. supra tabelle 1 e 2). Peraltro, il peso di AGIP sul mercato della produzione non muta significativamente ove si volesse utilizzare, come indicatore del suo potere di mercato, la percentuale di riserve certe detenute sul totale delle riserve esistenti nel territorio nazionale, pari a circa il 75% del totale (210 miliardi di metri cubi su 277 miliardi di metri cubi complessivi di riserve accertate).

52. Come più volte rilevato dalla Corte di Giustizia delle Comunità Europee, quote di mercato uguali o superiori a circa l'80% del mercato interessato costituiscono un indizio molto forte a favore dell'esistenza di una posizione dominante (sentenza del 13 febbraio 1979, causa Hoffmann-La Roche, n. 85/76). Un approccio analogo si riscontra nei precedenti dell'Autorità in materia di operazioni di concentrazione (ad es. provvedimento n. 1343 del 6 agosto 1993, C/812, Emilcarta/Agrifood Machinery).

Sulla base di questi consolidati principi, pertanto, si può affermare che ENI, attraverso SNAM e AGIP, goda di una posizione dominante sul mercato dell'approvvigionamento (produzione e importazione) del gas naturale destinato a soddisfare il fabbisogno nazionale.

53. A determinare la posizione dominante di ENI, tramite AGIP nella fase della produzione ha sicuramente contribuito, dal 1953 sino al dicembre 1996, l'esistenza del regime di esclusiva per le attività di sfruttamento in Val Padana e nel tratto di mare prospiciente. Da questo punto di vista, la liberalizzazione dell'attività nell'ex area ENI a seguito del recepimento della Direttiva 22/94/CE non dovrebbe comportare effetti sostanziali sulla posizione di AGIP. Da un lato, infatti, il criterio di salvaguardia dei diritti acquisiti e degli investimenti effettuati nell'area, riconosciuto nella normativa di recepimento della Direttiva 22/94/CE (Decreto Legislativo n. 625/96), dovrebbe garantire la riattribuzione a ENI, da parte del Ministero dell'Industria, di tutte le concessioni di coltivazioni nelle aree su cui ha fatto istanza; dall'altro lato, si è visto in precedenza come, attualmente, i più ricchi giacimenti posseduti da AGIP in Italia siano localizzati al di fuori dell'ex area di esclusiva ENI.

2. Il mercato della distribuzione primaria di gas naturale

2.1 La struttura del mercato

54. A fine 1996, SNAM era proprietaria di oltre 27 mila chilometri di rete di trasporto di gas naturale, pari al 97% del totale della rete esistente in Italia. Di questi, circa 16 mila si riferiscono a rete primaria e il resto a rete secondaria. La dotazione infrastrutturale di SNAM nella fase di trasporto comprendeva, inoltre, alla stessa data, 20 centrali di compressione, oltre 1.200 impianti di telemisura, 541 impianti di decompressione. SNAM, inoltre, sia direttamente, sia in quanto appartenente al gruppo ENI, utilizza praticamente il 100% della capacità di stoccaggio di gas installata in Italia. Oltre a SNAM, gli unici due operatori che possiedono una rete di trasporto ad alta pressione di gas sono le società EDISON GAS e SGM, di cui EDISON GAS controlla circa il 35% del capitale con ELF, FINA e PETREX come altri azionisti. Le reti di queste due società si estendono per 1.000 chilometri in alcune aree delle regioni Abruzzo, Lazio, Molise e Puglia.

55. SNAM, nel corso del 1996, ha distribuito 53,5 miliardi di metri cubi di gas naturale, pari al 95% del totale della domanda realizzata nel periodo (56,5 miliardi di metri cubi). Il restante 5% è stato distribuito, in alcune aree limitate delle regioni Abruzzo, Molise, Lazio e Puglia, da EDISON GAS e SGM. Con riferimento alle varie tipologie di utenze primarie, SNAM, nel 1996 ha venduto il 97% del gas destinato alle aziende di distribuzione per i consumi civili, il 98% di quello utilizzato dall'industria e il 62% di quello impiegato per usi termoelettrici.

2.2 La posizione dominante di SNAM

56. Questi elementi sono sufficienti a individuare l'esistenza di una posizione dominante di SNAM sui mercati del trasporto e della distribuzione primaria di gas naturale (cfr. ancora, il provvedimento relativo al caso A/221, SNAM/Tariffe di vettoriamento).

C) L'acquisizione di informazioni da parte di soggetti terzi

57. Nel corso dell'istruttoria l'Autorità ha inviato richieste di informazioni ai principali concorrenti di AGIP, alcuni dei quali sono stati anche sentiti in audizione, in merito agli effetti dell'operazione in esame.

58. Dalle informazioni raccolte è emerso che la società EDISON GAS, sebbene non abbia ricevuto da parte di TMF o di CE una sollecitazione all'acquisto di parte o dell'intero giacimento di «Bonaccia», non avrebbe in ogni caso avuto alcun interesse al riguardo. La ragione dell'ingresso di EDISON GAS, intorno al 1990, con una quota del 5% nella concessione B.C217.TO. è stata unicamente quella di verificare la potenzialità produttiva di tale giacimento. Una volta entrata nella joint venture, EDISON GAS ha, tuttavia, verificato direttamente la scarsa economicità del giacimento, sia dal punto di vista delle dimensioni quantitative delle riserve certe, sia, inoltre, dal punto di vista del recupero finale del gas.

59. Diverso è il caso della società ELF. Essa ha dichiarato nel corso dell'audizione che il proprio interesse per «Bonaccia» risale al 1988. Lo sfruttamento del giacimento «Bonaccia» avrebbe rappresentato per ELF la possibilità di assicurare a SGM (società di cui ELF possiede una quota del 34%), attraverso la sua centrale di trattamento di Porto San Giorgio, una quantità di gas tale da eliminare l'attuale gap fra la propria fornitura di gas a SGM e la quota di partecipazione al suo capitale sociale. Ciononostante, tale interesse non si è mai tradotto in offerte formali, a causa sia dell'incertezza della continuità della attività di ELF in Italia sia del fatto che ELF è venuta a conoscenza della proposta di acquisto del giacimento di «Bonaccia» da parte di AGIP. L'interesse di ELF per «Bonaccia» è stato reiterato in una successiva comunicazione inviata all'Autorità in data 10 dicembre 1997.

60. Tutti gli altri operatori associati ad ASSOMINERARIA, a cui è stata inviata una richiesta di informazioni, hanno affermato di non aver ricevuto da CE/TMF alcun invito a formulare offerte per «Bonaccia». Tra tutte, tuttavia, solamente due società hanno espresso un certo interessamento per il giacimento. La società CANADA NORTHWEST ha affermato che lo sviluppo del giacimento «Bonaccia» è un progetto simile ad altri in cui essa è interessata e, pertanto, coerente con i piani di sviluppo della società. BRITISH GAS Ri.Mi., invece, sia in risposta alla richiesta di informazioni, sia in una ulteriore comunicazione del 15 dicembre 1997, ha dichiarato che se debitamente informata, non avrebbe potuto escludere un interesse all'acquisizione, rientrando tale operazione negli scopi sociali della società.

61. Riguardo alle motivazioni sottostanti alla decisione di AGIP di procedere all'acquisizione del giacimento «Bonaccia», sia la società EDISON GAS che il Presidente del comitato idrocarburi e geotermia di ASSOMINERARIA hanno affermato che il progetto di sviluppo di «Bonaccia» da parte di AGIP, utilizzando le infrastrutture esistenti (in particolare la piattaforma Barbara T, le condotte di trasporto e la centrale di Falconara), rappresenta un utilizzo efficiente di un giacimento altrimenti scarsamente economico.

62. Un'opinione diversa ha espresso, invece, la società ELF, nel corso dell'audizione del 17 novembre, durante la quale ha dichiarato di essere, al pari di AGIP, l'unica società operatrice presente nell'Adriatico dotata di infrastrutture a mare e a terra tali da consentire uno sviluppo efficiente del giacimento «Bonaccia». Nel caso di un eventuale ingresso di ELF in «Bonaccia», tale società afferma che gli investimenti incrementali sarebbero stati limitati alla costruzione di un gasdotto per portare il gas dal giacimento alla piattaforma SGM Centrale, oltre agli altri interventi di manutenzione straordinaria di tale piattaforma.

63. I soggetti interpellati hanno, inoltre, confermato le difficoltà dei produttori privati di gas, in relazione alla posizione di monopsonio della SNAM che non consente valide alternative commerciali e che ha sicuramente un impatto notevole nella negoziazione degli accordi quadro a livello nazionale, non consentendo valutazioni puntuali e dettagliate dei parametri utilizzati, in sede di contrattazione, da SNAM. Tutti i soggetti interpellati hanno, inoltre, sostenuto l'esistenza di margini per la riduzione dei i costi di vettoriamento previsti nell'accordo tra SNAM-ASSOMINERARIA e UNIONE PETROLIFERA del 22 dicembre 1994.

V. LE ARGOMENTAZIONI DELLE PARTI

1. TMF

64. Dopo l'uscita di TOTAL dalla compagine azionaria di CE nei primi mesi del 1997, venuta anche meno la possibilità di realizzare la centrale di co-generazione nel sito di Comunanza, per rispettare i contratti di fornitura già sottoscritti, tenuto conto della notevole esposizione finanziaria degli azionisti e della necessità di non correre il rischio di fare decadere le concessioni minerarie ottenute, la società TMF ha dovuto accelerare la ricerca di un'alternativa al progetto iniziale di realizzazione della centrale di cogenerazione a Comunanza. Per tali ragioni, la decisione di cedere il controllo del ramo d'azienda comprensivo della concessione B.C217.TO. e del permesso di ricerca B.R256.TO. è apparsa agli azionisti di CE (FOSTER WHEELER e MERLONI) l'unica strada percorribile. Secondo TMF, tale decisione è stata sollecitata anche dal particolare tipo di finanziamento in project finance scelto per la realizzazione del loro progetto di co-generazione. In tal senso, gli istituti di credito concedenti il finanziamento (con PARIBAS capofila) avrebbero sempre richiesto una adeguata affidabilità del progetto nella versione integrata, affidabilità rappresentata dal possesso delle necessarie capacità tecnologiche-operative per garantire un adeguato cash flow dall'attività di sviluppo del progetto.

65. Interpellata sull'argomento, BANQUE PARIBAS ha, in via preliminare, escluso di aver valutato la vendita del giacimento ad AGIP come l'unica soluzione possibile e compatibile con tale esigenza. In merito alle alternative di fronte alla quale si è trovata TMF, una volta tramontata l'ipotesi di realizzazione della centrale di Comunanza (cedere la titolarità della concessione, o cercare un nuovo partner minerario capace di sostituire TOTAL), PARIBAS ha dichiarato di non essere intervenuta nella scelta effettuata da Centro Energia. La soluzione di cedere il giacimento e di uscire dalla fase upstream è stata comunque valutata positivamente dalle banche finanziatrici, in quanto, a detta di PARIBAS, in seguito all'uscita della TOTAL dal progetto, gli azionisti rimasti (MERLONI E FOSTER WHEELER) non fornivano garanzie sufficienti in merito alla gestione diretta del giacimento, non essendo società attive nel settore petrolifero.

66. Dopo aver ottenuto da ENICHEM il sito per realizzare la centrale di co-generazione a Ferrara, l'eventualità di conservare il controllo del giacimento di «Bonaccia» e utilizzare il proprio gas per alimentare la centrale elettrica tramite il vettoriamento sulla rete SNAM, non ha rappresentato per CE una effettiva alternativa. Il ruolo nell'attività mineraria è sempre stato legato da CE/TMF all'utilizzo del gas estratto per la cogenerazione di energia e vapore. TMF ritiene che, al di là delle stime interne effettuate nei primi mesi del 1997, - che indicavano come non fosse economicamente conveniente utilizzare il giacimento di «Bonaccia» alle condizioni vigenti per la cessione del gas e il servizio di vettoriamento -, la possibilità di mantenere la titolarità della concessione nella nuova situazione, successiva allo spostamento dell'impianto da Comunanza a Ferrara e, soprattutto, all'uscita di TOTAL dalla compagine azionaria di CE, non sia mai stata seriamente presa in considerazione dai suoi azionisti.

67. Circa i potenziali acquirenti della concessione mineraria, TMF ha affermato che, mentre EDISON GAS aveva indicato il proprio fermo intendimento di uscire definitivamente da «Bonaccia» con una lettera indirizzata a TMF nell'ottobre 1996, ha promosso alcuni contatti con la società ELF sia per la cessione del giacimento, sia per ottenere i servizi di trattamento, compressione e immissione in rete del gas. TMF ha ribadito come l'elemento determinante nella scelta di non avviare un negoziato formale con ELF, relativo alla dismissione di «Bonaccia», fosse l'intendimento, espresso dalla casamadre parigina di ELF a TMF nel febbraio 1997, di uscire completamente dall'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi in Italia.

68. In relazione al ruolo svolto da ENI nella acquisizione del giacimento di «Bonaccia», TMF ha affermato che, già nel corso delle trattative con ENICHEM per la messa a disposizione del sito per la realizzazione della centrale di Ferrara, era emerso l'interesse sia per un eventuale ingresso di ENICHEM in CE, sia per l'acquisizione, da parte di AGIP, del giacimento «Bonaccia». L'interesse di ENI sul giacimento era così concreto che negli accordi per la concessione del sito e la realizzazione della centrale di Ferrara (sottoscritti nella prima metà del 1997), CE aveva esplicitamente concesso un diritto di prelazione a ENI di un mese, rispetto a eventuali altri concorrenti, per formulare un'offerta su «Bonaccia».

69. L'obbligo in capo ad AGIP «od a sua consociata» di fornire il gas per quindici anni alla centrale di co-generazione di Ferrara, contenuto nel preliminare di vendita del giacimento del luglio 1997, sarebbe stato motivato, a detta di TMF, dalla necessità, una volta decisa la cessione della propria titolarità nella concessione, che tale vendita non pregiudicasse la sua capacità di approvvigionamento di lungo periodo di gas naturale, in origine garantita dalla proprietà del giacimento «Bonaccia».

70. Sulla base della presenza di tale obbligo esplicito in capo ad AGIP od a sua consociata, TMF ha affermato che lo stesso quantitativo che TMF avrebbe estratto da «Bonaccia» e utilizzato per l'alimentazione della centrale di cogenerazione ove avesse mantenuto la titolarità della concessione (250 milioni di mc/anno), sarebbe stato fornito da AGIP a CE presso la centrale di Ferrara. A giudizio di TMF, dunque, l'operazione in esame non avrebbe prodotto alcun effetto sulla struttura del mercato dell'approvvigionamento di gas naturale in Italia rispetto alla situazione che vedeva lo sfruttamento diretto del giacimento da parte di TMF.

2. ENERGON

71. Nel corso della audizione finale, ENERGON ha sottolineato come essa non abbia alcun interesse nell'attività di produzione di gas naturale e come abbia deciso liberamente di vendere la propria quota del giacimento ad AGIP. ENERGON ha evidenziato come la sua struttura societaria sia dedicata unicamente alla gestione della propria partecipazione in «Bonaccia». Infatti, fra le proprie attività compare solo il 10% della concessione oggetto del trasferimento, mentre fra le passività compaiono ingenti indebitamenti con le banche resi necessari dall'attività di sviluppo del giacimento. In questa situazione, un'eventuale divieto dell'operazione da parte dell'Autorità, significherebbe il fallimento della società. In merito agli effetti dell'operazione, ENERGON afferma che, a fronte di un incremento supposto della quota di gas nazionale a disposizione di AGIP del 2% a seguito dell'intera operazione, l'incremento attribuibile alla cessione del 10% in capo a ENERGON sarebbe di appena lo 0,2% e, perciò, assai marginale. Infine, in considerazione del fatto che ENERGON ha stipulato un contratto autonomo con AGIP sottostante al solo vincolo dell'autorizzazione dell'Autorità, chiede che la propria posizione sia stralciata da quella di TMF e che l'Autorità valuti le due operazioni di concentrazione distintamente.

3. AGIP

72. Nel corso dell'audizione finale AGIP ha contestato l'eccessiva relazione in cui è stata posta, nel documento contenente le risultanze istruttorie, una vicenda di limitata portata e importanza (quale l'acquisizione oggetto del presente procedimento), con il più ampio quadro relativo alla struttura del mercato italiano del gas, così come è emerso dall'indagine conoscitiva nel settore del gas metano appena conclusa dall'Autorità. In secondo luogo, passando all'esame delle specifiche contestazioni contenute nelle risultanze istruttorie, AGIP nota come l'eliminazione di un operatore indipendente quale CE/TMF sia un fatto comunque compiuto e svincolato dall'esito dell'operazione in esame. Infatti, è stato il fallimento stesso del progetto di autoconsumo del gas nella centrale di Comunanza a determinare la necessità di effettuare l'operazione di cessione del giacimento ad AGIP.

73. Riguardo all'incremento nella disponibilità di gas di SNAM attraverso la fornitura a un futuro consumatore eleggibile, AGIP osserva preliminarmente che il rilievo riguarda esclusivamente SNAM, che non è parte in questo procedimento. In merito al concetto di cliente eleggibile, sottolinea come, mentre questo caratterizzi un dato futuro e incerto, l'esigenza avvertita da CE di soddisfare i requisiti finanziari richiesti dai concedenti il project finance sia reale e stringente.

74. AGIP, inoltre, richiama la posizione dell'Autorità espressa in numerosi precedenti, secondo cui non si realizza un'operazione di concentrazione ogni qual volta le imprese acquisite siano inattive e/o non realizzino alcun fatturato, con la notevole eccezione di quei casi in cui tali imprese siano titolari di concessioni, licenze od autorizzazioni. In proposito, AGIP osserva che TMF ed ENERGON, pur essendo imprese inattive titolari di un diritto minerario, in caso di divieto dell'operazione da parte dell'Autorità, non sarebbero in grado di sviluppare finanziariamente e tecnicamente l'attività relativa al titolo minerario stesso, che in tal senso non sarebbe valutabile alla stregua di un avviamento commerciale, ma come un mero asset aziendale. AGIP, pertanto, ritiene che l'operazione in esame non possa essere qualificabile quale concentrazione, in quanto non comporta l'acquisizione del controllo dell'insieme o di parti di una o più imprese.

75. In subordine, tenuto conto degli effetti sulle società venditrici di un eventuale divieto dell'operazione, AGIP ritiene che al caso in esame possa essere applicata la c.d. "failing firm defence". Le condizioni che si devono verificare affinché tale difesa possa essere esperita dalle parti, alla luce della giurisprudenza americana e comunitaria, sono le seguenti: (i) uscita dal mercato dell'impresa in crisi in caso di non acquisizione; (ii) mancanza di alternative efficienti all'operazione effettuata e (iii) assorbimento, in ogni caso, della quota dell'impresa acquisita dal parte dell'impresa acquirente. In merito al primo punto, in

caso di mancata realizzazione dell'operazione, AGIP afferma che sia TMF che ENERGON non sarebbero in grado di perseguire il loro oggetto sociale, uscendo pertanto dal mercato. Per quel che riguarda il secondo aspetto, nelle stesse risultanze istruttorie si è circoscritto il numero delle alternative possibili all'AGIP, alle sole imprese verticalmente integrate o alle imprese ammesse al vettoriamento ai sensi della legge 9/91. In proposito, AGIP ricorda come i venditori abbiano sicuramente esplorato con la diligenza dovuta nella circostanza concreta ogni possibile alternativa. Con riferimento all'assorbimento della quota dell'acquirente, AGIP ritiene che tale condizione sia criticabile, perché si può realizzare con certezza solamente in presenza di un acquirente monopolista. In ogni caso, l'acquisizione da parte di AGIP consentirebbe la messa in produzione di un campo di gas inutilizzato da venti anni; nel caso di divieto dell'operazione si verrebbe, quindi, a realizzare il requisito del "social waste", con l'impossibilità di portare a produzione gli asset minerari.

76. In conclusione, AGIP ritiene che l'operazione sia da approvare così come originariamente comunicata, in virtù delle caratteristiche di efficienza che essa riesce a conseguire.

4. La posizione di ENI e i nuovi impegni assunti dalle parti

77. ENI ritiene che in Italia la situazione del mercato del gas è complessa a causa delle difficoltà imposte all'attività dal quadro normativo-istituzionale. In particolare, ENI sottolinea come la propria posizione dominante nel mercato del trasporto del gas non sia dovuta a precise scelte del gruppo ma vada storicamente ricondotta alla decisione delle multinazionali straniere, nel corso degli anni '70, di non investire in infrastrutture di trasporto in Italia. Di tale onere si è dovuto inevitabilmente far carico lo Stato, attraverso l'ENI. Ciononostante il gruppo ENI ha sempre preso le proprie decisioni commerciali nell'ottica di non incrementare ulteriormente la propria posizione dominante nel mercato, come testimoniato dalla recente decisione di astenersi dal partecipare alla gara per l'acquisizione della ELF IDROCARBURI ITALIANA. In questa prospettiva, ENI ricorda che, nonostante il mercato italiano presenti specificità tali da differenziarlo dagli altri paesi, come la complessa situazione istituzionale e la dipendenza dalle importazioni da paesi a rischio (Russia e Algeria), essa ha sempre favorito l'accesso alla propria rete, come testimoniato dai rapporti contrattuali con l'ENEL.

78. Alla luce dei problemi che la progettata concentrazione comporterebbe sotto il profilo della concorrenza, con particolare riguardo agli effetti sul mercato della distribuzione primaria di gas, nell'audizione finale del 16 dicembre 1997 ENI si è dichiarata disponibile a porre in essere iniziative atte a impedire che l'operazione di concentrazione determini l'effetto di eliminare o ridurre in modo consistente e duraturo la concorrenza sul mercato. Tali iniziative consistono nella sottoscrizione da parte di AGIP, CE e SNAM di un accordo con cui AGIP si impegna a stipulare con CE un contratto di fornitura di gas naturale per un quantitativo pari a 250 milioni di mc annui, con un'opzione di acquisto fino a 350 milioni di mc annui, per 15 anni con consegna alla centrale di trattamento AGIP di Falconara. Contestualmente, sempre in base ai suddetti accordi, SNAM si impegna a stipulare con CE un contratto di vettoriamento di analoghi quantitativi di gas naturale, che saranno trasportati da Falconara sino alla centrale termoelettrica di Ferrara.

79. L'accordo specifica che i prezzi a cui, rispettivamente, AGIP dovrà cedere a CE il gas a Falconara e SNAM dovrà concedere il vettoriamento da Falconara sino a Ferrara, verranno determinati mediante accordi tra le parti. A seguito della sottoscrizione dell'accordo, CE diverrà beneficiaria degli importi inizialmente dovuti da AGIP a TMF sulla base dell'articolo 4, comma 1, lettera e), del preliminare di vendita del giacimento «Bonaccia» del 25 luglio 1997, che si riferivano all'obbligo di corrispondere quadrimestralmente a TMF un importo pari alla valorizzazione al prezzo medio del gas derivante dall'accordo SNAM/UNAPACE (relativo alla fornitura di gas per usi termoelettrici) del 5% del gas prodotto da «Bonaccia».

80. Nel corso dell'audizione finale del 16 dicembre 1997, le parti che hanno sottoscritto gli impegni hanno dichiarato che i principali elementi di novità dell'impegno sono i seguenti: (i) la vendita diretta del gas da AGIP a CE; (ii) l'utilizzo dell'intero quantitativo di gas estratto da «Bonaccia» per la fornitura alla centrale di Ferrara; (iii) l'impegno di SNAM a stipulare un contratto di vettoriamento con CE, ancorché non sia un soggetto rientrante nelle categorie ammesse ai sensi dell'articolo 12 della legge n. 9/91 e, infine, (iv) il fatto che le condizioni di vendita del gas alla spiaggia saranno il frutto di una libera contrattazione tra AGIP e CE, senza riferimento ad accordi di categoria attualmente vigenti su scala nazionale.

VI. VALUTAZIONE DELL'OPERAZIONE DI CONCENTRAZIONE

1. Effetti dell'operazione originariamente comunicata

81. Così come originariamente comunicata, l'operazione di concentrazione in esame appare in grado di rafforzare la posizione dominante detenuta da ENI sul mercato dell'approvvigionamento di gas naturale (produzione e importazione), - e dunque, attraverso AGIP, sulla produzione di gas naturale di origine nazionale -, e la posizione dominante detenuta da SNAM sul mercato della distribuzione primaria di gas naturale.

82. Le previsioni fornite da AGIP nella comunicazione dell'operazione di concentrazione indicano una portata di picco della produzione del giacimento di «Bonaccia» di 500 milioni di metri cubi di gas all'anno, sulla base di una valutazione delle riserve contenute nel giacimento pari a 6 miliardi di metri cubi. La produzione del gas estratto da «Bonaccia» è prevista iniziare per la fine del 1998. Pertanto, nel 1999, verrebbe prodotta da AGIP una quantità di gas aggiuntiva, presumibilmente intorno ai 500 milioni di metri cubi annui.

83. La tabella 4 riporta gli ultimi dati previsionali del Ministero dell'Industria relativi alla produzione di gas naturale in Italia per il 1997, 1998 e 1999. La produzione AGIP, al netto del gas estratto da «Bonaccia», è stata calcolata applicando al dato a consuntivo per il 1996 (18,2 miliardi di metri cubi), lo stesso tasso di variazione annuale previsto per la produzione totale (rispettivamente -5,4% nel 1997, +1,1 nel 1998 e nessuna rilevante variazione nel 1999). Tale metodo di approssimazione sembra sufficientemente corretto dato il peso, oltre 90%, della produzione AGIP sul totale della produzione nazionale di gas naturale.

Tabella 4. Previsioni sulla produzione di GN (1997-1999) ed effetto dell'acquisizione di «Bonaccia» sulla quota AGIP (miliardi di m3).

	1996	**1997**	**1998**	**1999**
Totale produzione	20.2	19.0	19.2	19.2
Produzione AGIP	18.2	17.1	17.3	17.8
Quota AGIP	90%	90%	90%	92%

Fonte: elaborazioni su dati Ministero Industria e AGIP.

84. L'effetto diretto dell'acquisizione di «Bonaccia» da parte di AGIP è, dunque, a partire dal 1999, un incremento del 2% della sua produzione nazionale di gas (dal 90% al 92%).

85. Tenuto conto dei legami di fornitura esistenti fra AGIP e SNAM, è possibile affermare che ogni incremento della quota di produzione di gas naturale di AGIP sul territorio nazionale si riflette a valle in un pari rafforzamento della posizione dominante di SNAM, mediante una crescita delle quantità di gas veicolate dal suo sistema di reti di trasporto ad alta pressione e immesse alla distribuzione primaria. Con specifico riferimento al caso in esame, il rafforzamento della posizione di SNAM è di diretta evidenza ove si osservi, da un lato, che, come affermato da AGIP nella comunicazione iniziale dell'operazione, l'intera produzione di gas di «Bonaccia», dopo essere trattata presso la centrale AGIP di Falconara, verrà ceduta a SNAM; dall'altro, che SNAM, nel settembre di quest'anno, ha sottoscritto con CE un contratto di fornitura quindicennale di gas alla centrale di co-generazione di Ferrara alle condizioni contenute nell'accordo quadro SNAM/UNAPACE.

86. Dall'esame dei dati forniti da AGIP si evince come, limitando l'esame al 1996, il 95% circa del gas prodotto in Italia sia stato ceduto a SNAM.Tenuto conto che i due terzi del rimanente 5% è stato stoccato, e inoltre che SNAM si colloca nella filiera dell'industria del gas in una posizione a monte rispetto alle utenze primarie in virtù della propria posizione di monopolista del trasporto, AGIP non è praticamente presente sul mercato in qualità di venditore di gas alle utenze finali (nel 1996 le vendite dirette a terzi ammontano a solo 200 milioni di metri cubi, pari all'1% del gas prodotto da AGIP). Pertanto ogni suo eventuale rafforzamento nella quota di produzione di gas nazionale non è valutabile, a fini concorrenziali, se non congiuntamente alla valutazione della posizione di SNAM nell'attività di distribuzione primaria.

87. È possibile, pertanto, affermare che l'operazione comunicata comporti l'eliminazione di un operatore indipendente, in origine autoconsumatore del proprio gas (CE/TMF), a vantaggio dell'operatore dominante nel trasporto e nella vendita di gas (SNAM).

88. Il pregiudizio concorrenziale di tale effetto è apprezzabile ancor di più ove si consideri che, nello specifico caso in esame, tale sostituzione avviene attraverso l'incremento delle vendite di SNAM a favore di una utenza termoelettrica, cioè di un futuro cliente idoneo ad acquistare liberamente sul mercato dell'Unione Europea il gas necessario alla produzione di energia elettrica, ottenendone il vettoriamento dal punto di consegna a quello di consumo, a prescindere dal livello dei propri consumi annui.

2. Valutazione dell'operazione alla luce delle modifiche all'operazione proposte dalle parti

89. Di seguito si valuteranno direttamente le conseguenze derivanti dalle nuove proposte (cfr. supra, punti 77-80), presentate dalle parti nel corso dell'audizione finale e successivamente formalizzate in una comunicazione del 18 dicembre 1997, che modificano il profilo dell'operazione di concentrazione comunicata in origine.

90. La portata di tali proposte è tale da rendere superfluo l'esame degli argomenti addotti dalle parti stesse a difesa dell'operazione originaria, in quanto si ritiene che le proposte presentate dalle parti siano in grado di modificare in misura sostanziale gli effetti dell'operazione di concentrazione in esame, influenzandone anche la valutazione ai sensi dell'articolo 6 della legge n. 287/90.

91. In base a tali accordi, invece di vendere l'intero quantitativo di gas prodotto nel giacimento di «Bonaccia» a SNAM, secondo le previsioni contenute nella comunicazione iniziale dell'operazione di concentrazione, AGIP si impegna a stipulare con CE un contratto di fornitura di gas naturale per quantitativi pari a 250 milioni di mc annui, aumentabili fino a 350 milioni di mc annui, per 15 anni, con consegna alla centrale di trattamento AGIP di Falconara.

92. Tale impegno di AGIP determina la possibilità di utilizzare il gas contenuto nel giacimento di «Bonaccia» per le necessità della centrale di co-generazione di CE di Ferrara e riconosce a CE/TMF la possibilità di acquistare «alla spiaggia» il gas, la cui produzione è oggetto di cessione.

93. Una volta entrata in possesso del gas a Falconara, CE dovrà trasportare il gas sino alla propria centrale di co-generazione di Ferrara. A tal fine SNAM si impegna a stipulare con CE un contratto di vettoriamento che darà diritto a CE di ottenere il trasporto del gas da Falconara sino al proprio sito di consumo. CE, dunque, manterrà la capacità di utilizzare il gas di «Bonaccia» per l'alimentazione della propria centrale di Ferrara, pur essendosi privata del controllo della produzione del giacimento di «Bonaccia».

94. Sottoscrivendo con CE un contratto di vettoriamento di gas di terzi sulla propria rete, SNAM concede il servizio di vettoriamento a un soggetto verso cui non è obbligata ai sensi dell'articolo 12 della legge 9/91. Dal momento in cui cede la propria quota nella concessione di coltivazione B.C17.TO., e acquista il gas «alla spiaggia» da AGIP, infatti, CE non è più un produttore nazionale, bensì un mero acquirente di gas.

95. Il complesso degli impegni assunti consente, infine, a una utenza termoelettrica di acquistare gas da un fornitore diverso da SNAM e chiederne a SNAM, monopolista nella fase del trasporto, il vettoriamento sino al sito di consumo finale.

96. Inoltre, nel corso dell'audizione finale, AGIP si è impegnata a cedere il gas a CE a un prezzo non superiore a quello derivante dagli accordi quadro sottoscritti da SNAM su scala nazionale con UNAPACE, relative alle forniture integrate (gas e trasporto) per usi termoelettrici.

97. Tutto ciò porta a ritenere che le condizioni a cui AGIP negozierà i prezzi di acquisto del gas alla centrale di Falconara saranno competitive rispetto a quelle «di mercato», relative alla vendita «alla spiaggia» del gas.

98. In definitiva, gli impegni assunti dalle Parti nel corso dell'audizione finale, formalizzati con la comunicazione del 18 dicembre 1997, per le modifiche che comportano negli effetti dell'operazione di

concentrazione comunicata in origine, sono idonei ad eliminare: a) il rafforzamento che si sarebbe altrimenti determinato nella posizione dominante detenuta da ENI, attraverso SNAM, sul mercato della distribuzione primaria di gas; b) l'effetto di riduzione della possibilità di scelta da parte di un utilizzatore finale delle proprie fonti di approvvigionamento, altrimenti connessa all'accrescimento delle quote di produzione in capo ad AGIP sul mercato dell'approvvigionamento di gas naturale.

99. In primo luogo, attraverso la vendita diretta del gas da AGIP a CE, viene meno il nesso verticale tra le fasi upstream e downstream interno al gruppo ENI che, come si è descritto nei paragrafi precedenti, è alla base del rafforzamento delle posizioni dominanti detenute da ENI, tramite AGIP e SNAM, sui mercati rilevanti per l'operazione in oggetto. In altri termini, secondo lo schema originario dell'operazione, una utenza di grandi dimensioni sarebbe stata completamente rifornita da SNAM per una durata di quindici anni. Essa ora diviene un soggetto proprietario di gas alla spiaggia (Falconara) e dispone di una alternativa all'acquisto di gas da SNAM per rifornire il proprio sito di consumo.

100. In secondo luogo, venuto meno il legame di fornitura diretta da AGIP a SNAM e stante l'impegno di AGIP di fissare a CE un prezzo di cessione del gas non superiore a quello che avrebbe stabilito SNAM nel caso in cui avesse rifornito la centrale di Ferrara, l'incremento della quota di produzione di gas nazionale di AGIP (dal 90% al 92%) non consente a quest'ultima di determinare un peggioramento delle condizioni di concorrenza esistenti per gli utilizzatori finali sul mercato della distribuzione primaria del gas.

RITENUTO pertanto che l'operazione esaminata - a seguito delle modifiche apportate con gli impegni assunti dalle parti - non risulta tale da determinare un rafforzamento della posizione dominante detenuta da ENI, attraverso SNAM, sul mercato della distribuzione primaria e una riduzione sostanziale delle condizioni di concorrenza a seguito dell'accrescimento delle quote di produzione, attraverso AGIP;

DELIBERA

la chiusura dell'istruttoria ai sensi dell'articolo 18, comma 2, della legge n. 287/90.

Le conclusioni di cui sopra saranno comunicate, ai sensi dell'articolo 16, comma 8, della legge n. 287/90, alle imprese interessate e al Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato.

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
Alberto Pera

IL PRESIDENTE
Giuliano Amato

* * *