



RAPPORTO DI SINTESI

AGGIORNAMENTO DELLO STUDIO DI IMPATTO SOCIO- ECONOMICO DEL RIGASSIFICATORE DI BRINDISI

Dicembre 2007

Sommario

1. Il ruolo del gas nelle strategie di approvvigionamento energetico nazionale.....	5
1.1 Il quadro delle politiche energetiche	5
1.2 Le previsioni di consumo	11
1.3 L'approvvigionamento del gas in Italia.....	15
1.4 L'approvvigionamento del GNL	25
1.5 Il gas nella prospettiva regionale	29
1.6 L'energia nella Regione Puglia e nella Provincia di Brindisi.....	32
2. Il modello dell'economia locale: descrizione e metodologia	37
2.1 Il modello Input-Output	37
2.2 La valutazione della Fase di Investimento	39
2.2.1 Descrizione degli scenari	39
2.2.2 La valutazione dell'impatto su valore aggiunto e occupati	47
2.2.3 - Valutazioni parziali.....	48
2.3 La valutazione della Fase Operativa	48
2.3.1 Impatto diretto	48
2.3.2 Impatto indiretto: il valore del Porto	49
2.3.3 - Impatto indotto.....	59
2.3.3 - Impatto indotto.....	59
3. - I piani di sviluppo e il rigassificatore descrizione delle complementarità.....	61
3.1 Gli investimenti del POR e di Brindisi LNG per tipologia.....	62
3.1.2 - Una visione sintetica dello spaccato dell'EPC (Engineering, Procurement, Construction) per opera da realizzare	62
3.2 - Le relazioni del sistema e le dinamiche di impatto	65
3.3 - Gli effetti dell'investimento: gli scenari attesi	67



Nomisma

3.4 - L'impianto di rigassificazione nella fase a regime.....	71
5.6 - Il confronto con l'evoluzione media del sistema produttivo locale.....	74

Introduzione

Questo lavoro intende inserire il progetto di realizzazione dell'impianto di rigassificazione, che Brindisi LNG ha programmato nell'area di Brindisi, nel contesto socio economico del territorio e nel contesto delle politiche energetiche nazionali.

Il rapporto analizza l'impatto socio-economico dell'impianto Brindisi LNG sull'intera economia del territorio brindisino e valuta con attenzione il rapporto fra l'impianto e l'attività portuale.

Il presente documento si articola quindi in 3 capitoli. Il capitolo 1 rappresenta l'aspetto strategico dell'impianto nell'ambito delle politiche energetiche nazionali, e ne definisce il valore rispetto agli altri progetti per cui sono state richieste autorizzazioni per la realizzazione.

Il capitolo 2 descrive i dati di input del modello di calcolo per la valutazione dell'impatto economico relativo all'attività di investimento e all'attività a regime dell'impianto di rigassificazione. Tale analisi è svolta prendendo a riferimento non solo le stime sull'andamento dell'economia provinciale, ma anche la possibile integrazione fra l'attività di investimento prevista per la realizzazione dell'impianto di Brindisi LNG con l'attività di investimento prevista dalle politiche pubbliche di sostegno allo sviluppo locale previste dalla programmazione 2007-2013.

Oltre a svolgere un'analisi del sistema di intervento pubblico nell'economia il capitolo entra nel dettaglio dello sviluppo delle attività portuali, per aggiungere una progettualità specifica ma fondamentale al quadro conoscitivo dell'impatto socio-economico dell'investimento sul territorio.

Il capitolo 3 descrive l'impatto atteso dell'attività di investimento e di messa a regime dell'impianto per il periodo 2008-2014 elaborando 4 scenari distinti che rappresentano: gli andamenti attesi dell'economia brindisina qualora l'impianto di rigassificazione non venisse realizzato e si materializzassero solo gli interventi di sostegno pubblico allo sviluppo economico locale, due scenari legati alla realizzazione dell'investimento per la costruzione del rigassificatore, in cui le risorse pubbliche per lo sviluppo locale si coniugano con l'attività di costruzione dell'impianto, uno scenario sull'evoluzione attesa dell'economia della provincia di Brindisi qualora l'impianto fosse realizzato e svolgesse attività continuativa di rigassificazione.

1. Il ruolo del gas nelle strategie di approvvigionamento energetico nazionale

1.1 Il quadro delle politiche energetiche

Secondo gli analisti del mercato i prossimi anni saranno caratterizzati da un'importanza crescente del gas naturale nel panorama energetico mondiale. La crescita potrà essere attribuita da un lato all'aumento dei consumi di gas per la produzione di energia elettrica e dall'altro all'aumento della domanda di gas nel settore degli usi civili (nel 2010 i consumi previsti di gas naturale supereranno in Italia i 90 miliardi di metri cubi e la dipendenza sulle importazioni sarà di oltre il 90%).

L'aumento della penetrazione del gas naturale, in sostituzione dei prodotti petroliferi e del carbone che emettono maggiori quantità di CO₂, è una delle opzioni più favorevoli e fattibili per ridurre le emissioni di CO₂ e può dare un contributo importante al raggiungimento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra del 6,5% entro il 2008-2012 rispetto al 1990, fissato per l'Italia nel Protocollo di Kyoto.

In un recente studio del Cnel¹ tra le motivazioni di carattere generale che consigliano, soprattutto nel breve-medio periodo, l'opzione strategica del gas nel sistema energetico nazionale, in sostituzione principalmente del petrolio, sono indicate:

- la larga disponibilità di riserve in numerose aree politicamente stabili;
- la possibilità di accordi di lunga durata con i paesi produttori;
- la bassa variabilità dei prezzi sui mercati internazionali;
- le grandi reti di trasporto esistenti e in costruzione;
- la possibilità di sviluppare impianti di rigassificazione ubicati nei paesi consumatori;
- la buona sostituibilità del gas al petrolio in tutti gli usi;
- vantaggi economici e ambientali.

La descrizione del mercato del gas si propone di individuare sinteticamente le principali caratteristiche del settore, a seguito dei processi di riforma introdotti con il decreto legislativo 164/2000, ponendo una attenzione particolare alla fase upstream (produzione ed importazione del gas) le cui specificità hanno una influenza diretta sull'operazione posta in atto da Brindisi LNG nell'ambito della realizzazione di un impianto di rigassificazione nel territorio di Brindisi. L'operazione di Brindisi LNG infatti, si inquadra all'interno delle attività di approvvigionamento del gas.

L'industria nazionale del gas naturale è infatti una filiera produttiva articolata in varie fasi: approvvigionamento, trasporto, stoccaggio, distribuzione primaria e secondaria e vendita.

¹ Cnel - Orientamenti per una politica nazionale in materia di energia - 28/04/2005

- *Approvvigionamento* (produzione nazionale e importazioni): la fase dell'approvvigionamento del gas comprende la produzione e le importazioni dal mercato internazionale. L'Italia si caratterizza per essere un paese nettamente importatore di gas naturale: mentre nel 2004 le importazioni hanno rappresentato complessivamente quasi l'84% dei consumi (circa 68 miliardi di metri cubi), questo livello è aumentato a 87,5% nel 2006 (con oltre 77 miliardi di metri cubi).
- *Trasporto e stoccaggio*: l'attività di trasporto su rete ad alta pressione (oltre 1.702 km di metanodotti di una rete con un totale estensione di quasi 226.000 km) comprende la veicolazione del gas dal punto di immissione della rete nazionale (importazione o campo di stoccaggio) sino alla cabina di ricezione del gas da parte del cliente che utilizza direttamente il gas naturale (distribuzione primaria) o che - come le aziende distributrici locali - lo immettono nella rete urbana per la successiva vendita (distribuzione secondaria). Per stoccaggio si intende il deposito delle eccedenze di gas rispetto ai consumi in depositi naturali, che in Italia sono costituiti da giacimenti esausti.
- *Distribuzione e vendita*: la distribuzione è la fase finale della filiera che ha contatti diretti con il cliente consumatore (sia esso grande o piccolo).

Prima del processo di liberalizzazione (introdotto in Italia con il decreto legislativo n° 164/2000 – decreto Letta - attuazione della direttiva n.° 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale) l'attività di distribuzione era suddivisa in due diverse forme:

- la grande distribuzione che serve i consumatori con consumi rilevanti comprese le aziende di distribuzione al dettaglio;
- la distribuzione finale che serve i cittadini e la piccola industria.

A seguito della riforma il settore downstream è profondamente cambiato, comportando una maggiore concentrazione delle società di distribuzione, anche mediante la costituzione di consorzi.

Nel particolare nel 2006²:

- 308 imprese/operatori che distribuiscono il gas;
- 5800 comuni serviti dalla distribuzione (da 8101 in totale);

Le Aziende Distributrici servono oltre 20,2 milioni di utenti (famiglie, impianti centralizzati, piccolo e grande terziario e piccola industria).

Inoltre, ogni distributore ha dovuto dividere le attività di vendita da quelle di distribuzione del gas (intendendo con esse la gestione della rete, della misura dei consumi, della sicurezza di trasporto e gestione).

In particolare, le disposizioni più rilevanti del Decreto Letta si possono così riassumere:

² AEEG, 2007.

- le attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale, in qualunque sua forma e comunque utilizzate sono libere;
- il Decreto limita per un periodo di nove anni l'operatività di ciascuna impresa sia nell'attività di vendita sia in quella di approvvigionamento. In particolare stabilisce due tetti antitrust sul gas venduto e su quello immesso sul territorio nazionale (al fine di diminuire l'attività dominante dell'incumbent);
- il Decreto introduce il principio della separazione societaria: è previsto, infatti, che “a decorrere dal 1° gennaio 2002 l'attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale è oggetto di separazione societaria da tutte le altre attività del settore del gas, ad eccezione dell'attività di stoccaggio, che è comunque oggetto di separazione contabile e gestionale dall'attività di trasporto e dispacciamento e di separazione societaria da tutte le altre attività del settore del gas”. Lo stesso principio vale anche per la “distribuzione” intesa come gestione della rete di gasdotti delle aziende distributrici.
- dal 1° gennaio 2003 tutti gli utilizzatori di gas naturale sono idonei, ossia sono liberi di acquistare gas da fornitori direttamente selezionabili sul mercato. In pratica il mercato del gas, precedentemente gestito in regime di monopolio, con la liberalizzazione di alcuni settori, come la vendita, si è avviato a divenire concorrenziale.
- il Decreto prescrive alle imprese che trasportano il gas a livello nazionale e locale “l'obbligo di permettere l'accesso al sistema a coloro che ne facciano richiesta nel rispetto delle condizioni tecniche di accesso e di interconnessione “ con riferimento a quanto disciplinato dallo stesso.

Un altro importante cambiamento si è avuto con il Decreto Ministeriale 11 aprile 2006, pubblicato nella G.U. n. 109 del 12.5.2006: il Ministero per lo sviluppo economico ha regolamentato la disposizione dell'articolo 1, comma 17, della legge 23 agosto 2004, n. 239, che stabilisce che le imprese che investono, direttamente o indirettamente, nella realizzazione in Italia di nuovi terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto, possono richiedere per la capacità di nuova realizzazione l'esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso dei terzi. Questo decreto ha contribuito molto a stimolare l'interesse di aziende sia italiane, sia estere ad investire nel settore di GNL in Italia.

La Commissione europea, pone l'accento sulla necessità di affrontare le sfide mediante una politica energetica che, con il dovuto rispetto per l'autodeterminazione dei singoli paesi membri, si esprima con una unica voce anziché affidarsi a una molteplicità di politiche nazionali, spesso in contrapposizione tra loro. A favore di un tale approccio sono il notevole peso negoziale a livello mondiale dell'Unione europea come consumatore di energia, nonché il posto di primo piano che essa occupa nella gestione della domanda, nella promozione di forme di energia nuove e rinnovabili, nello sviluppo delle tecnologie a bassa emissione di carbonio. La necessità di una politica energetica unitaria è stata ribadita anche nel recente Consiglio di marzo 2006 nel quale i Ministri dell'energia hanno sollecitato, tra l'altro, maggiori coerenza e coordinamento

tra gli Stati membri in termini sia di politica energetica interna sia di politica estera a supporto dell'obiettivo di sicurezza degli approvvigionamenti.

Le linee generali di politica energetica in Italia sono inserite nel quadro del *Documento di programmazione economica e finanziaria (DPEF) per il periodo 2007-2011* che definisce le linee strategiche di indirizzo e prevede un specifico capitolo dedicato all'energia.

In questo quadro il governo italiano ha delineato, con il ddl. 9 giugno 2006 (noto come "*Legge Bersani*") le linee strategiche di intervento sul settore energetico. Il cosiddetto **Pacchetto Energia** si muove su 5 priorità:

1. Liberalizzare il mercato dell'energia
2. Migliorare la sicurezza di approvvigionamento
3. Rilanciare l'efficienza energetica
4. Alleggerire il carico fiscale sugli utenti
5. Favorire l'insediamento sul territorio di infrastrutture energetiche

Il completamento del processo di liberalizzazioni del mercato dell'energia, dovrebbe essere realizzato attraverso 6 azioni:

- dando piena attuazione alle direttive europee in materia di apertura dei mercati dell'energia e in materia di sicurezza degli approvvigionamenti di gas;
- impegnando il Ministero dello Sviluppo Economico ad emanare le direttive con le quali indicherà gli obblighi relativi al servizio pubblico imposti nell'interesse economico generale alle imprese che operano nei settori dell'energia elettrica e del gas relativi alla sicurezza dell'approvvigionamento, alla regolarità e alla qualità delle forniture;
- garantendo, a tutela dei consumatori, l'offerta di energia elettrica e di gas a condizioni di mercato ai clienti degli ambiti sociali e territoriali che più difficilmente possono beneficiare della concorrenza;
- promuovendo la realizzazione di un mercato concorrenziale dell'offerta di energia elettrica e di gas naturale attraverso *l'incentivazione di nuovi gasdotti o nuovi terminali*;
- promuovendo la *concorrenza nelle forniture di gas dall'estero*, attraverso la riformulazione dei tetti antitrust all'import di gas dall'estero, sulla base dello sviluppo atteso della situazione concorrenziale del mercato del gas naturale, e tenendo conto del grado di terzietà delle infrastrutture di approvvigionamento all'estero e delle effettive possibilità di accesso dei terzi ai mercati esteri, purché in presenza di effettive condizioni di reciprocità nel settore con le imprese di Stati non appartenenti all'Unione europea;
- disciplinando il mercato degli strumenti finanziari derivati collegati ai mercati fisici dell'energia elettrica e del gas, anche attraverso la definizione di una sede unificata di contrattazione e prevedendo forme di reciproca informazione e collaborazione tra l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e le altre autorità di vigilanza. Prevedendo in sostanza la possibilità di fare scambi virtuali di energia

elettrica e in prospettiva anche del gas e creando un mercato dei futures per l'elettricità (che ha già un mercato fisico nella Borsa elettrica gestita dal Gme) e poi per il gas (che ancora non ha una Borsa del gas). Il fine è quello di attenuare i rischi legati all'andamento dei prezzi e aumentare la concorrenza;

- promuovendo l'effettiva concorrenza anche rafforzando le misure relative alla separazione societaria, organizzativa e decisionale tra le imprese operanti nelle attività del trasporto e della distribuzione di energia elettrica e di gas naturale e dello stoccaggio di gas naturale e le imprese operanti nelle attività di produzione, approvvigionamento e vendita. Si prevedendo anche limiti alla partecipazione azionaria o forme di separazione proprietaria tra le attività di trasporto e stoccaggio e le attività di produzione, approvvigionamento e vendita;
- promuovendo operazioni di aggregazione territoriale delle attività di distribuzione, a vantaggio della riduzione dei costi di distribuzione, attraverso l'identificazione, in base a criteri di efficienza, di bacini minimi di utenza.

Le maggiori garanzie sul fronte della sicurezza dell'approvvigionamento di energia si otterranno definendo strumenti e accordi in ambito europeo per l'utilizzo condiviso tra più Stati membri di stoccaggi di gas naturale in sotterranei, dove le condizioni tecniche e infrastrutturali lo consentano e per il coordinamento dei piani di emergenza nazionali.

L'alleggerimento del carico fiscale degli utenti viene perseguito essenzialmente attraverso la "sterilizzazione", a partire dal primo gennaio 2007, dell'incidenza dell'Iva sulla fiscalità energetica per evitare che lo Stato sia cointeressato all'aumento dei prezzi dei carburanti. A questo fine il ddl 9 giugno 2006 consente di variare, con decreto del ministro dell'Economia, di concerto con il ministro dello Sviluppo economico, le aliquote delle accise sugli oli minerali in aumento o in diminuzione, in modo da compensare la conseguente incidenza dell'Iva. Le risorse drenate dall'Iva possono essere utilizzate per ammortizzare il prezzo della benzina alla pompa, per le compensazioni territoriali destinate agli enti locali che accettano le infrastrutture energetiche e per il solare termico. Le risorse da destinare agli enti locali sono immediatamente disponibili dal momento dell'entrata in vigore del disegno di legge grazie ad un Fondo ad hoc costituito presso il Ministero dello Sviluppo Economico pari a 50 mln di euro all'anno.

In questo modo si favorisce l'insediamento sul territorio di infrastrutture energetiche, tuttavia tale obiettivo viene perseguito anche riorganizzando la normativa sulle compensazioni territoriali destinate "a regioni ed enti locali interessati alla costruzione di nuove infrastrutture di trasporto di energia, di stoccaggio di gas naturale o di importazione di energia elettrica o gas naturale dichiarate di interesse nazionale ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti energetici" secondo criteri di maggiore efficacia e finanziando, tramite gli enti locali, interventi di carattere sociale a favore dei residenti nei territori interessati, anche ai fini della riduzione dei costi delle bollette elettrica e del gas.

Anche in questo quadro di interventi sistemici si rileva ancora una volta la centralità del gas come fonte primaria privilegiata. L'attenzione è notevole, sia in linea con le tendenze globali, sia per ragioni contingenti di fragilità nazionale nel sistema di approvvigionamento.

A fronte delle crisi nel settore energetico degli ultimi 2 anni sono state predisposte alcune misure strutturali.

Innanzitutto un Piano per incrementare la disponibilità di stoccaggio che si articola in quattro azioni chiave:

- a) emanazione di un decreto del ministero dello Sviluppo Economico per disciplinare il rilascio ai soggetti che investono in nuove capacità di stoccaggio di una esenzione parziale dall'obbligo di accesso di terzi alle capacità di stoccaggio realizzate. In sostanza si tratta di emanare un decreto con cui si consente a chi fa investimenti in stoccaggio di potere utilizzare almeno l'80% delle nuove capacità per fini propri per almeno 20 anni;
- b) attuazione dei programmi (che dovranno essere operativi a partire dalla metà del 2007) per l'aumento della pressione di iniezione in alcuni stoccaggi in regime di prova pilota;
- c) accelerazione della realizzazione di nuovi campi di stoccaggio che dovranno essere operativi dal 2009;
- d) conferimento entro la fine del 2006 da parte del Ministero dello Sviluppo Economico di 5 nuove concessioni di stoccaggio in corso di Valutazione di impatto ambientale (Via) e l'offerta a terzi di nuovi giacimenti di gas esauriti da convertire a stoccaggio.

In secondo luogo, un piano per incrementare le immissioni di gas in rete articolato in cinque passaggi:

- a) azioni del Ministero dello Sviluppo Economico e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'accelerazione al 1° ottobre 2008 (rispetto all'attuale previsione dell'aprile 2009) della seconda fase del potenziamento dei gasdotti di transito in Austria (TAG). La prima fase del potenziamento prevede una capacità di trasporto di 3,2 mld di metri cubi di gas. La seconda una capacità di trasporto pari a ulteriori 3,3 mld di metri cubi di gas.
- b) monitoraggio della realizzazione delle due fasi di potenziamento del gasdotto di transito in Tunisia (TTPC), rispettivamente previste per il 1° aprile 2008 con una capacità di trasporto pari a 3,2 mld di metri cubi di gas e per il 1° ottobre 2008 con una capacità di trasporto pari a ulteriori 3,3 mld di metri cubi di gas.
- c) promozione della realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione di Gnl. I primi potranno essere operativi non prima del 2008.
- d) promozione dello sviluppo di nuovi gasdotti (operativi non prima del 2010) di interconnessione con la Grecia per l'importazione di gas dall'area del Caspio attraverso la Turchia (IGI, progetto per l'interconnessione Grecia-Italia) e con l'Algeria (progetto Galsi, gasdotto Algeria-Sardegna-Italia).
- e) entrata in produzione di nuovi giacimenti nazionali operativi non prima del 2007.

Infine l'adozione di Misure per aumentare la sicurezza del sistema del gas:

- a) emanazione del decreto legislativo per il completo recepimento della direttiva 2004/67/CE sulla sicurezza degli approvvigionamenti di gas (delega contenuta nel disegno di legge approvato in Consiglio dei ministri il 9 giugno 2006);
- b) piani di emergenza gas coordinati a livello europeo;

Nonostante l'intero percorso di sviluppo delle infrastrutture energetiche programmato, sia incentrato sull'esigenza di una maggiore efficienza e disponibilità di risorse energetiche primarie, appare chiaro che l'insieme delle attività previste e approvate per l'approvvigionamento di gas naturale appare superiore al fabbisogno previsto sia di energia, sia di gas.

Inoltre, la *legge finanziaria 2007 (27 dicembre 2006, n. 296)* ha anche indirizzato le problematiche energetiche del paese, specialmente per quanto riguarda l'efficienza energetica e la promozione di risorse di energia rinnovabili per facilitare il rispetto del Protocollo di Kyoto. In particolare per quanto riguarda il settore del gas naturale, e' intervenuta di nuovo a disciplinare il termine entro il quale la società Eni dovrà procedere alla dismissione delle proprie quote azionarie nel capitale di Snam Rete Gas oltre il limite del 20%, anche in previsione di un nuovo decreto per determinare i criteri di privatizzazione di Snam Rete Gas.

Altri interventi normativi in corso di definizione con effetti sul mercato del gas sono i seguenti:

- disegno di legge "Delega al Governo per completare la liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale e per il rilancio del risparmio energetico e delle fonti rinnovabili, in attuazione delle Direttive comunitarie 2003/54/CE, 2003/55/CE e 2004/67/CE (AS' 692);
- disegno di Legge "Disposizione in materia di regolazione e vigilanza sui mercati e di funzionamento delle Autorità amministrative indipendenti (AS 1366);
- schema di decreto del Ministero dello sviluppo economico riguardante misure transitorie per la tutela della sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale ai clienti finali per consumi inferiori a 200.000 m3 all'anno.

1.2 Le previsioni di consumo

Nel più recente Rapporto Energia e Ambiente 2006 dell'ENEA, Analisi e scenari (aprile 2007), le proiezioni di crescita dei consumi sono basate su due *scenari tendenziali*:

- *Scenario A1*: crescita media annua dell'1,8% con modesto aumento della terziarizzazione e prezzi dell'energia contenuti;
- *Scenario B1*: crescita media annua dell'1,3% con un significativo aumento della terziarizzazione e prezzi dell'energia in forte tensione.

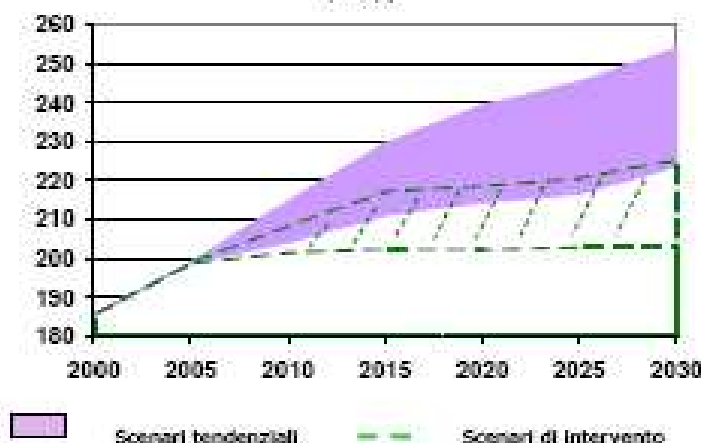
Sono poi descritti due *scenari di intervento* (A2/B2) o scenari tendenziali, che prendono in considerazione gli effetti delle varie misure di politica energetica e

ambientale. Gli scenari tengono conto anche della decrescita della popolazione dal 2015 e dell'aumento del numero di famiglie.

Secondo le stime fatte usando gli scenari, in Italia entro il 2020 ci sarà un aumento dei consumi di energia tra le 15 e 40 Mtep e il fabbisogno energetico si prevede raggiungerà livelli compresi fra le 215 e 239 Mtep, risultato delle crescite medie annue tra lo 0,5% e l'1,2%. Questi tassi di crescita sono comunque minori della media annua dell'1,3% registrata negli anni 1990-2005. Per il 2030, sulla base degli scenari tendenziali, il consumo energetico potrà arrivare tra le 220 e le 250 Mtep. Se invece gli interventi delle politiche avranno efficacia, si può prevedere un consumo relativamente stazionario, che potrà arrivare al massimo intorno alle 220 Mtep. Si prevede un forte impatto sui consumi del prezzo dell'energia – la differenza tra scenario A1 e B1—ma anche interventi di politica energetica e risparmio potranno avere effetti significativi (scenari A2 e B2).

Graf. 1. Consumi di energia sotto scenari dell'ENEA entro 2030

Figura 38 - Consumi di energia primaria negli scenari tendenziali e negli scenari di intervento (Mtep)



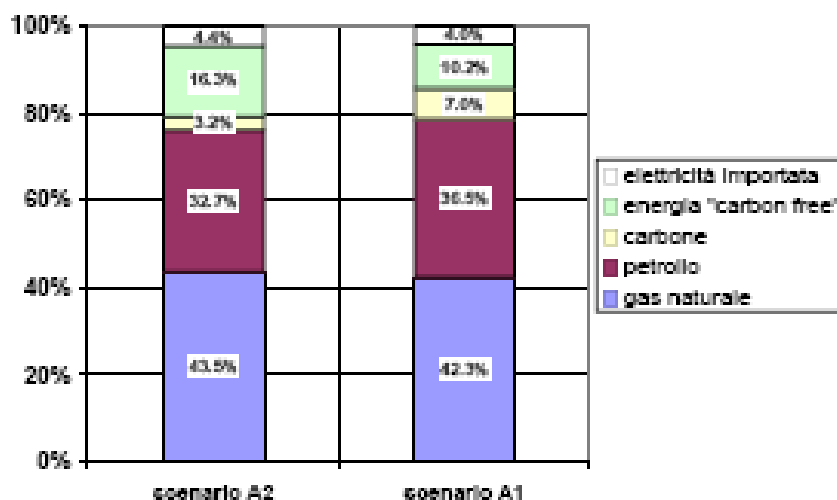
Fonte: ENEA, 2007

Per quanto riguarda il gas naturale, si prevede un forte aumento dei consumi. Entro il 2015 diventerà la prima risorsa energetica di origine fossile - ora è il petrolio con una quota del 43,3 contro il 35,6% del gas. Nel 2020 il consumo di gas naturale si prevede raggiungerà un livello compreso tra le 90 e le 100 Mtep, rispetto alle attuali 70. Una parte sostanziale dell'aumento sarà rintracciabile nel forte incremento del suo utilizzo nella generazione elettrica. In considerazione degli obiettivi del Protocollo di Kyoto sarà maggiore il ricorso alle fonti di energia più pulite (tra cui il gas e le fonti rinnovabili - queste ultime in particolare dovranno fornire il 20% del fabbisogno energetico entro il 2020, secondo la direttiva europea).

Secondo i due scenari (A2 e A1) sviluppati dall'ENEA, nel 2020 le quote del gas saranno tra il 43,5% e il 42,3% dell'energia primaria, contro il 32,7% e 36,5% del petrolio. La differenza maggiore è nell'uso delle risorse rinnovabili e nell'uso del petrolio.

Graf. 2. Quote di energia primaria per fonte nel 2020 nei due scenari (%).

Figura 39 - Energia primaria per fonte nel 2020 in due scenari (%)



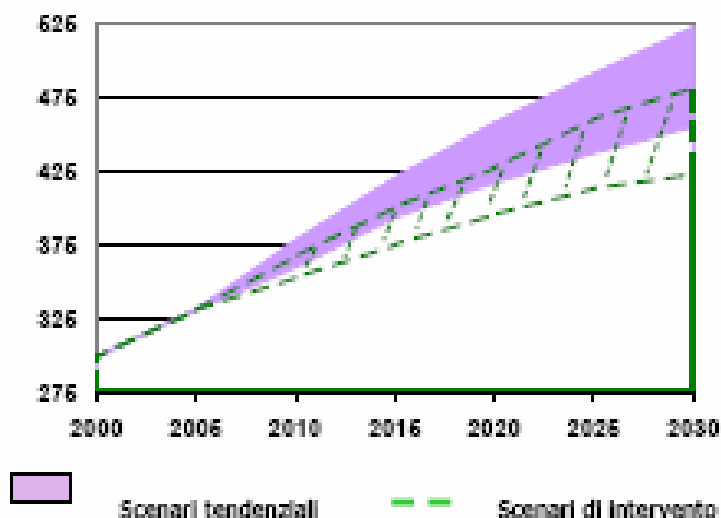
N.B.: per energia "carbon free" si intende qui la somma dell'energia da fonti rinnovabili e dei consumi di carbone per generazione elettrica con sequestro della CO₂

Fonte: ENEA, 2007

Per quanto riguarda l'energia elettrica, la domanda crescerà in media tra l'1,9% e il 2,5% annuo - l'ultimo dato rappresenta un tasso più o meno in linea con l'aumento registrato nell'ultimo decennio (2,4%). E' previsto che la domanda arriverà ai livelli compresi tra le 416 e le 458 TWh, evidenziando un incremento compreso tra il 28% e il 40% rispetto al 2005 (325 TWh). Per il 2030 la domanda attesa di energia elettrica si colloca entro una media di circa 500 TWh, con un livello massimo di oltre 600 TWh in mancanza di politiche di intervento. Si prevede in crescita la quota dell'elettricità generata dal gas, e in diminuzione quella attualmente generata dal petrolio. Contemporaneamente crescerà la quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

Graf. 3. Livello del consumo di elettricità al 2030

Figura 40 - Consumi di elettricità negli scenari di riferimento e negli scenari di intervento (TWh)

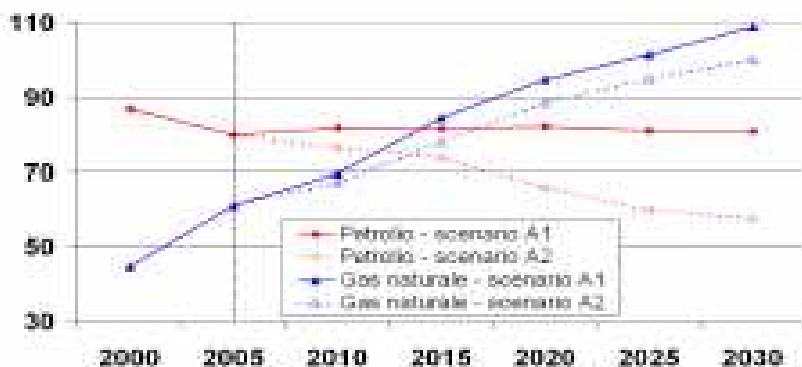


Fonte: ENEA, 2007

L'effetto di sostituzione del petrolio sarà visibile anche nelle importazioni. Si prevede un drammatico sviluppo per il mercato del gas in Italia. In entrambi gli scenari tendenziali (A1 e A2) il gas proverrà sempre più dall'estero (attualmente il gas importato pesa per oltre l'87% sul mercato complessivo). Le importazioni di gas aumenteranno significativamente, mentre le importazioni di petrolio rimarranno stabili o in diminuzione. Da un livello di importazione di circa 60 Mtep nel 2005, si prevede un incremento di oltre 80%, per arrivare fino alle 110 Mtep nello scenario A1 o 100 Mtep nello scenario A2.

Graf. 4. Scenari di importazione di petrolio e gas entro 2030 (Mtep).

Figura 47 - Importazioni di petrolio e gas in due scenari (Mtep)



Fonte: ENEA, 2007

In Italia le previsioni di andamento della domanda di gas, provenienti da diverse fonti, concordano nella stima di tassi di crescita particolarmente significativi, in particolare fino al 2016 (vedi tab. 5). Secondo le stime del Ministero per lo Sviluppo Economico la domanda salirà dai 84,5 BCM nel 2006 fino ai 108,3 BCM nel 2015 e 117,9 BCM nel 2020. Il driver principale è la crescita dei consumi per la generazione elettrica.

Tab. 1. Varie stime della domanda per il gas in Italia, BCM

ITALYGASDEMANDESTIMATES	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Annual Growth%	69%	-1.9%	45%	30%	29%	28%	2.1%	2.1%	2.1%	2.0%	1.9%	2.4%	1.7%	1.7%	1.7%	1.6%
MDDEMAND	86.2	84.5	88.3	90.9	93.5	96.2	98.2	100.3	102.4	104.5	106.4	109.0	110.9	112.7	114.6	116.5
DEMANDSRG(updated as of May 8 2007)	86.2	84.5	87.1	88.8	92.4	95.0	97.2	99.4	101.6	103.8	106.0	107.8	109.6	111.4	113.2	115.0
DEMANDMEE (May 2007) - Conf. Services	86.2	84.5	90.9	93.8	96.6	99.5	101.3	103.2	105.0	106.8	108.3	110.2	112.1	114.0	116.0	117.9
DEMANDAEE (Apr 2007)	86.2	84.5	86.9	89.3	91.6	94.0	96.2	98.4	100.6	102.8	105.0	-	-	-	-	-

1.3 L'approvvigionamento del gas in Italia

L'approvvigionamento del gas in Italia è caratterizzato, ormai strutturalmente, dall'attività di importazione ed, in misura minore, dalla produzione nazionale ed è inoltre contraddistinto dalla presenza rilevante dell'ex monopolista ENI.

La produzione nazionale ha seguito l'andamento decrescente degli scorsi anni. Come prospettato dal Ministero delle attività produttive nel 2006 la produzione si è attestata a 10,420 BCM, con una diminuzione del 9,1% rispetto al 2005 quando la produzione era stata di 11,467 BCM. L'AEEG ha previsto un ulteriore calo di produzione fino ad un livello di 6,0 BCM entro il 2010.

Anche se la domanda di gas naturale in Italia è scesa del 2,1% fra il 2005 e il 2006 da 86,3 BCM a 84,5 BCM, dopo un periodo di crescita, le tendenze e le previsioni (come indicati negli scenari dell'ENEA) puntano verso uno sviluppo sostenuto. Il rallentamento della domanda nel 2006 è da ritenersi determinato in parte dall'inverno mite. Con una produzione nazionale di solo 10,4 BCM, le importazioni sono arrivate a 77,6 BCM. La percentuale di auto-approvvigionamento è scesa dal 33,6% nel 1997 al 14% nel 2005 fino a solo 12,5% nel 2006.

Nella tabella sottostante si vede che la produzione di gas è in costante diminuzione negli ultimi 5 anni. Infatti, le fonti dell'AEEG confermano che dal 1994 la tendenza in calo è rimasta costante. Il maggiore produttore di gas in assoluto è ENI (84,4%), seguito da Edison, Royal Dutch Shell, Gas Plus, e altri produttori minori. Anche se non più monopolista, ENI continua a dominare il mercato del gas italiano sia nelle prospettive upstream sia downstream. Tuttavia nel contesto di una produzione nazionale in calo anche la quota di ENI si è ridotta sensibilmente.

Tab. 2. Produzione di gas naturale, 2001 – 2006 (Milioni di metri cubi, MMCM)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Quota 2006
Gruppo Eni	13.600	12.933	12.182	10.807	9.644	8.791	84,4 %
Gruppo Edison	1405	1222	1.138	1.053	926	713	6,8 %
Gruppo Royal Dutch Shell	-	138	165	186	364	684	6,6 %
Gruppo Gas Plus	-	-	-	243	232	227	2,2 %
Altri	149	1	64,2	291	301	5	0,0 %
Totale	15.154	14.294	13.550	12.579	11.467	10.420	100,00 %

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori, novembre 07

Le criticità legate alla produzione e all'esplorazione sono da ricercare principalmente nelle complessità burocratiche che si devono affrontare per ottenere l'autorizzazione allo sfruttamento di nuovi giacimenti e nel quadro normativo di riferimento (a seguito del decentramento delle funzioni dallo Stato alle Regioni).

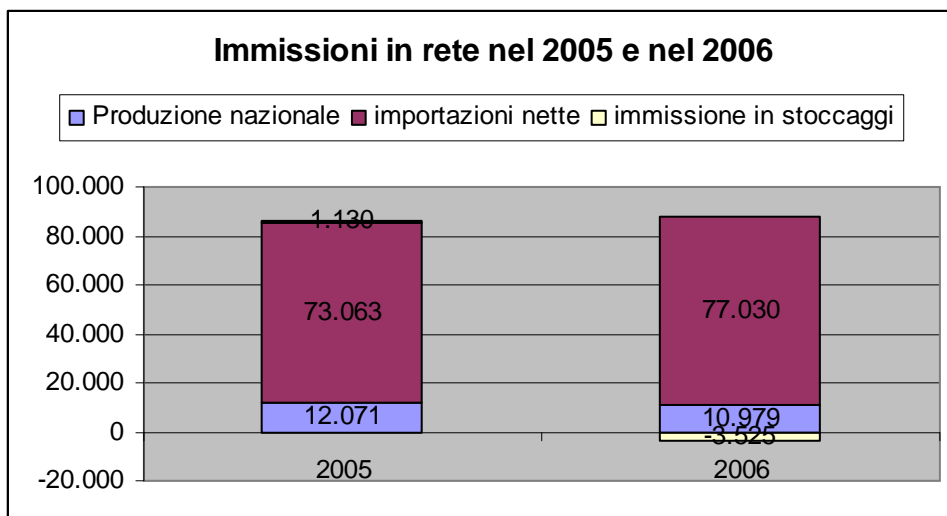
La produzione di gas è concentrata prevalentemente in sette regioni (Basilicata, Puglia, Sicilia, Emilia Romagna, Marche, Molise ed Abruzzo). Più dell'80% della produzione proviene dall'offshore, con oltre la metà dell'output nazionale dalla zona A dell'Adriatico. I principali giacimenti di gas sono nel mare Adriatico (Barbara, Angela/Angelina, Porto Garibaldi/Agostino, Cervia/Arianna, Porto Corsini, Regina a Bonaccia - che insieme hanno costituito la metà della produzione di gas di ENI nel 2005) e nel mare Ionico (Luna). Altri giacimenti sono localizzati nella Val d'Agri e vicino al Rospo e altre zone del Sud Italia.

C'è stato un declino delle attività di esplorazione, in parte causato dall'interdizione di accesso produttivo in zone di mare in cui sono localizzate significative quote di riserve provate. Le riserve recuperabili sono calate da 370 BCM del 1991 a circa 170 BCM (di cui 116 BCM accertati) del 31 dicembre 2005 (ENEA, 2007). Circa il 65% della riserve sono collocate in area marina. Il rapporto tra riserve commercialmente recuperabili e produzione annua R/P (vita residua delle riserve) è diminuito dagli oltre 21 anni nel 1991 ai 14,5 anni nel 2006.

Nessun operatore ha esportato gas ad eccezione di Eni, che ha riesportato gas sul contratto algerino con la Slovenia, e di Estgas Spa, che ha venduto quantità minime attraverso la frontiera slovena. Eni ha notevolmente potenziato le sue vendite in Europa, anche utilizzando gas che non può vendere in Italia, in virtù dei tetti *antitrust*. Inoltre, Edison ed Enel Trade svolgono attività di *trading* in altri paesi europei, così come è intensa l'attività di *trader* esteri in Italia.

Al contempo l'Italia si caratterizza per l'elevata quota di importazione di gas che rappresenta l'87,5% dei consumi, come visto nella Fig. 8, e se nuove risorse non verranno sviluppate, c'è una forte probabilità che andrà oltre il 90% dal 2010.

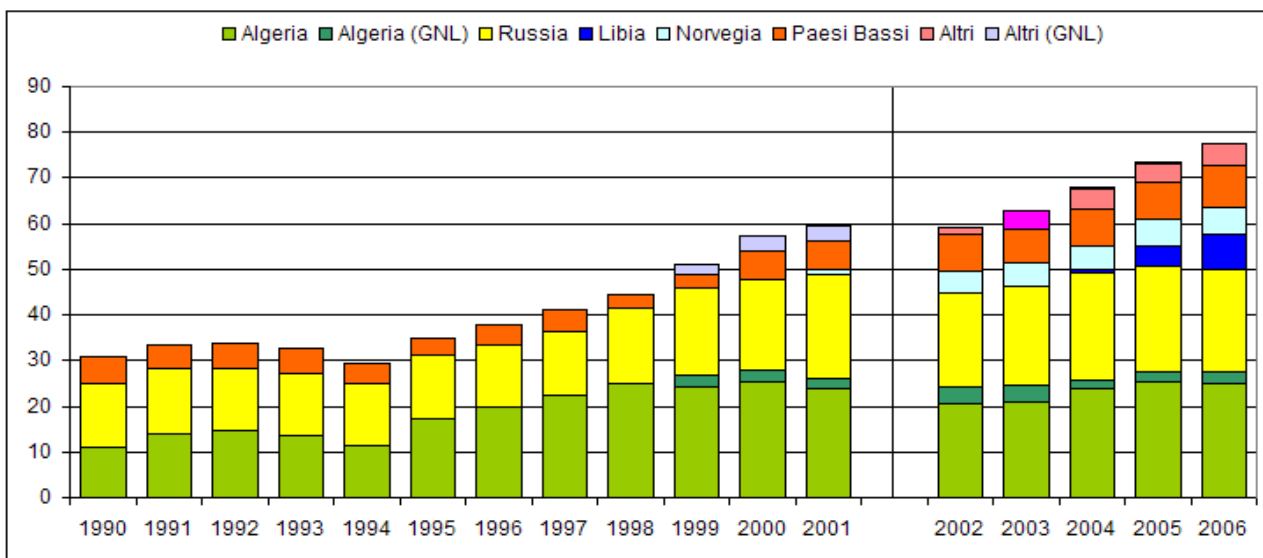
Graf. 5. Approvvigionamenti di gas nel 2005 e nel 2006 (MMCM)



Fonte: AEEG, 2007 su dati del Ministero dello sviluppo economico.

Nel 2005 è stato importato circa l'8,2% di gas in più rispetto al 2004, complessivamente poco più dell'85% dei consumi. Invece nel 2006 le importazioni sono aumentate di oltre il 5%, superando i 77 BCM.³ Nel 2006 l'87,5% del gas immesso in rete proveniva dall'estero - quasi la metà dal nord Africa (solo Algeria e Libia contano per il 45,5%, poi ci sono flussi di GNL dall'Egitto in costante aumento - nel 2006 la quantità del GNL dall'Egitto era solo 0,1 BCM) e una parte sostanziale dalla Russia.

Graf.6. Importazioni per paese di provenienza, Anni 1990 – 2006, BCM



Le importazioni sono suddivise per Paese di provenienza contrattuale del gas per gli anni dal 1990 al 2001 e per provenienza fisica del gas dal 2002. In quest'ultimo caso il gas importato in regime di swap è contabilizzato in funzione dell'origine fisica del gas.

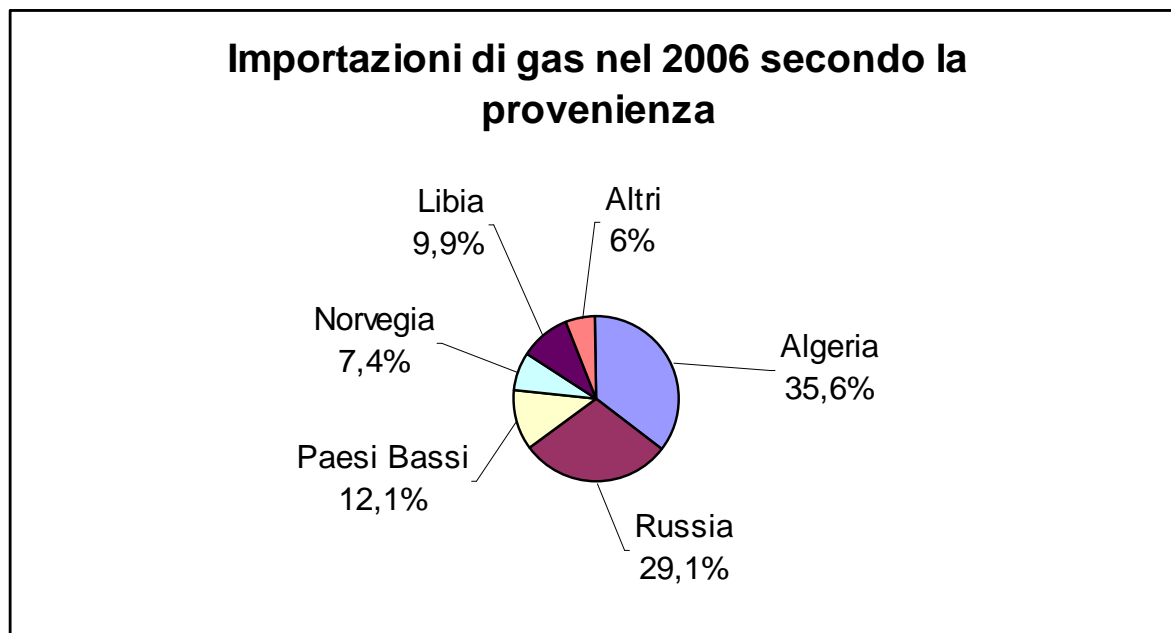
Fonte: Elaborazione Autorità per l'energia elettrica e il gas su dati Ministero dello Sviluppo economico Relazione annuale 2007.

³Le fonti indicano diversi livelli di importazione che variano dai 77.030 M(m3) per le importazioni nette (Ministero dello sviluppo economico, MES) ai 77.615 MMCM proveniente da fonti aziendali. Il MES ha anche indicato un livello di 77.399 MMCM di importazioni lorde in Italia nel 2006.

Le principali fonti di approvvigionamento via gasdotto, entrambe extracomunitarie, sono la Russia e l'Algeria. Quest'anno il primato di volumi di gas importati spetta all'Algeria, con una quota a 35,6% del totale importato, in larga parte via gasdotto (punto di entrata della rete nazionale di Mazara del Vallo), e in misura minore via nave, rigassificato presso l'impianto di Panigaglia. Seguono le importazioni dalla Russia (29,1%) che arrivano in Italia via gasdotto attraverso i punti di entrata della rete nazionale di Tarvisio e Gorizia.

Le importazioni dai paesi del Nord Europa rappresentano in totale circa il 22,8% delle importazioni, principalmente dai Paesi Bassi (12,1%) e dalla Norvegia (7,4%), ma anche piccole quantità dalla Germania e dal Regno Unito arrivati via gasdotto, considerati sotto "altri paesi". Queste importazioni giungono in Italia presso il punto di entrata della rete nazionale di Passo Gries (confine svizzero). Infine vi sono le importazioni dalla Libia (punto di entrata a Gela in Sicilia, che ha cominciato ad operare nel 2004), per una quota del 9,9%, e da altri paesi (in tutto 6%), tra cui l'Egitto, da cui l'Italia ha cominciato a ricevere carichi di GNL nel 2005, la Germania e il Regno Unito.

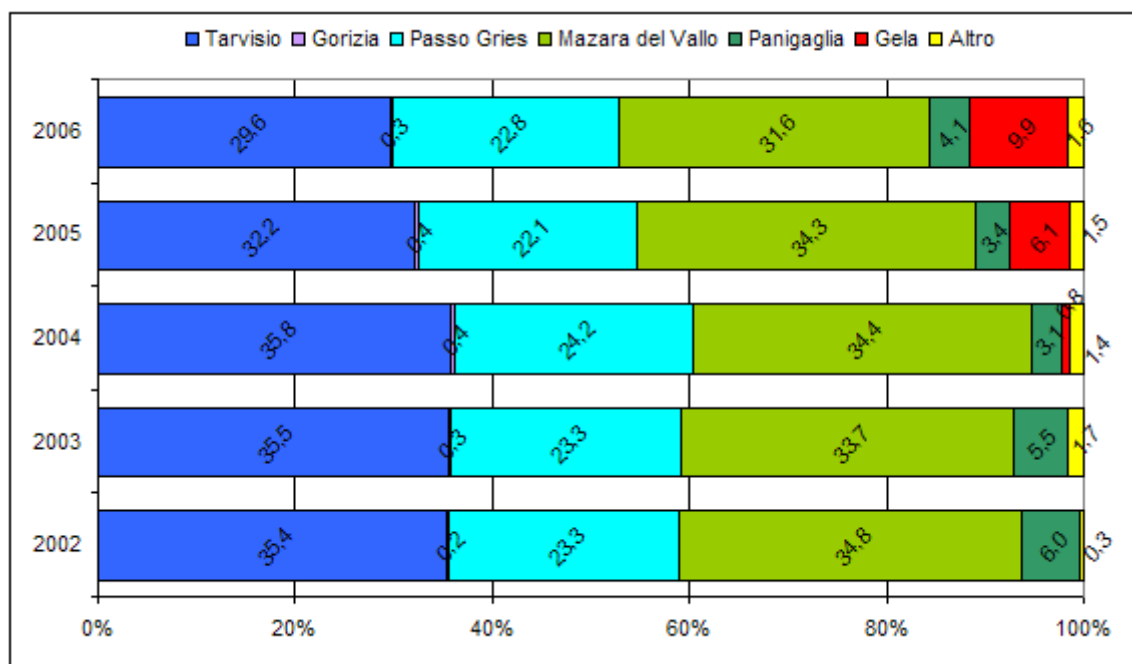
Graf.7. Provenienza delle importazioni di gas, 2006



Fonte: Elaborazione su dati Ministero dello sviluppo economico

Presso il terminale di rigassificazione di Panigaglia, in Liguria, nel 2006 sono stati rigassificati e immessi in rete circa il 4,1% dei volumi di importazione, in calo rispetto al 6% nel 2002. Guardando la Fig. 11 si vede che il punto di entrata più dinamico è stato quello di Gela che era in fase di buildup tra il 2004 e il 2006 e ora conta per quasi il 10% dei volumi importati.

Graf. 8. Importazioni per punto di entrata, Anni 2002 - 2006



Fonte: elaborazione AEEG su dati Ministero dello Sviluppo economico, giugno 2007

Il gas viene importato in Italia da più di 20 aziende, la quota maggioritaria è in mano ad Eni (con quasi due terzi del mercato), Enel Trade e Edison, con l' 87,1% del mercato - gli altri competitors hanno ognuno quote inferiori al 5% e per la maggior parte anche all'1% del mercato totale.

Tab. 3. Importazioni lorde di gas in Italia nel 2006

Importatore	MMCM	Quota %
Eni – Divisione Gas & Power	50.773	65,4
Enel Trade	9.537	12,3
Edison	7.281	9,4
Plurigas	3.199	4,1
Gas de France sede secondaria	2.051	2,6
Sorgenia	1.759	2,3
Dalmine Energie	667	0,9
E.On Ruhrgas AG	513	0,7
ENOI	410	0,5
Gas Natural Vendita Italia	324	0,4
AceaElectrabel Trading	307	0,4
Hera Trading	196	0,3
EGL Italia	180	0,2
Italtrading	104	0,1
Elektrizitaets-Gesellschaft Laufenburg AG	98	0,1
Begas Energy International	66	0,1
Elettrogas	44	0,1
Worldenergy	37	0,0
Bluegas	27	0,0
Energetic Source	22	0,0
Electra Italia	17	0,0

Totale	77.615	100,0
Totale importazioni (Fonte MSE)	77.399	-

Fonte : Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori

L'attività di approvvigionamento⁴ è ancora oggi effettuata in larga parte attraverso contratti pluriennali di tipo *take or pay*.

Nel 2006, i contratti di durata ultra trentennale pesano per il 44% sul totale dei volumi contrattualizzati, seguiti dai contratti di durata compresa nelle classi tra 20 e 25 anni e tra 15 e 20 anni, i quali rappresentano nel complesso il 34% del totale. I contratti *spot* (comprese le discariche *spot* di GNL presso Panigaglia), intesi come quelli di durata inferiore o uguale a un anno, seppur numerosi, rappresentano solo il 4% del totale dei volumi contrattualizzati, questo perché riguardano volumi di gas esigui.

Considerando la durata residua dei medesimi contratti nel 2006, si osserva che la classe maggiormente rappresentata, in termini di volumi complessivamente contrattualizzati, è quella compresa tra 10 e 15 anni (34,6%), che comprende i contratti di importazione dall'Algeria, via gasdotto e via GNL. La seconda classe di contratti è rappresentata da quelli di oltre 20 anni con una quota del 29,9% - per questo tipo di contratto c'è stato un cambiamento importante, visto che nel 2005 la quota era a solo 4%. In questo caso c'è stata un accordo dell'ENI per quanto riguarda la proroga delle forniture fino al 2035. Una quota sostanziale è anche costituita dai contratti con validità residua tra 15 e 20 anni. Stante il declino continuo della produzione interna e la longevità dei contratti di fornitura esistenti, e la difficoltà a superare la dipendenza del consumo nazionale di energia dagli idrocarburi, in chiave strategica e di prospettiva immediata appare necessario avviare sia nuove autorizzazioni, sia nuove infrastrutture per l'importazione di gas.⁵

Come disposto dal decreto legislativo n. 164/00, l'attività di importazione è libera per quanto riguarda il gas prodotto nei paesi dell'Unione europea, soggetta ad autorizzazione ministeriale per quanto concerne le importazioni extracomunitarie. Nel 2005 il Ministero delle attività produttive ha complessivamente accordato ulteriori 27 autorizzazioni all'importazione da paesi extra europei, di cui 21 per importazioni inferiori ad un anno (*spot*) e 6 per importazioni pluriennali. Le comunicazioni di importazioni intracomunitarie nel 2005 sono state 45. Invece nel 2006, e nei primi mesi del 2007, il Ministero dello Sviluppo Economico ha rilasciato 12 autorizzazioni per importazioni con durate pluriennale e 22 per importazioni *spot* e ha ricevuto 30 comunicazioni per importazioni intracomunitarie.

La Tabella quantifica i nuovi accordi per importazione di gas da paesi extracomunitari e comunitari.

⁴ Annual Contract Quantity, 2005

⁵ Su questo fronte anche l'AEEG, relativamente all'aggiornamento della rete nazionale di gasdotti, emanato dal Ministero delle attività produttive con decreto 4 agosto 2005, ha formulato parere favorevole sia all'inserimento in rete di alcuni gasdotti tra i quali il terminale di rigassificazione di GNL di Brindisi, sia al potenziamento della tratta a esso collegata (delibera 21 giugno 2005, n. 120).

Tab.4 Autorizzazioni per importazioni e comunicazioni relative alle importazioni di paesi UE.

	2005	2006 e Primi mesi 2007	Dal 2001
Autorizzazione (extra EU)	27	32	130
<i>Durata pluriennale</i>	21	12	52
<i>Spot (un anno o meno)</i>	6	22	78
Comunicazioni (EU)	45	30	215
Totale	72	62	345

Fonte: Elaborazione Nomisma su dati AEEG, 2007

Negli ultimi anni, i gasdotti che collegano l'Italia con l'estero (capacità di trasporto tipo continuo) hanno registrato un altissimo tasso di utilizzo di oltre il 90% della capacità complessiva. Nell'anno termico 2005-2006 i gasdotti di Passo Gries e Gela hanno operato a pieno regime, quasi allo stesso livello ha operato il gasdotto di Mazara del Vallo. Nel 2006 grazie all'aumento di capacità conferibile non solo al punto di Tarvisio, ma anche di Mazara del Vallo e Gela, l'utilizzo è diminuito al 92,1% dal 98% nel 2005. Nell'anno termico 2006-2007 la capacità conferibile è cresciuta di circa l'8% dai 251,1 MMCM/giorno a 271,1 MMCM/giorno.

Tab.5. Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia (entrati da gasdotti internazionali)

Punto di entrata	Conferibile	Conferita	Disponibile	Conferita/conferibile
Anno termico 2006-2007 MMCM standard per giorno				
Passo Gries	57,5	57,5	0,0	100%
Tarvisio	100,9 (a)	85,3(a)	15,6	85,4%
Mazara del Vallo	85,1(a)	80,4(a)	4,7	94,5%
Gorizia (b)	2,0	0,9	1,1	45%
Gela	25,6	25,6	0,0	98%
Totale	271,1	249,7	21,4	92,1%
Anno termico 2005-2006 MMCM standard per giorno				
Passo Gries	57,5	57,5	0,0	100%
Tarvisio	88,3	84,1	4,2	95%
Mazara del Vallo	80,5	80,4	0,1	99,9%
Gorizia	2,0	0,9	1,1	43%
Gela	22,8	22,8	0,0	100%
Totale	251,1	245,7	5,4	98%
Variazione 2006-2007 / 2005-2006	8%	1,6%	296%	

Fonte: AEEG su dati MAP, MSE e SRG SpA, 2006 e 2007

Secondo l'AEEG, tra l'anno termico 2006-2007 e l'anno termico 2012-2013, non ci saranno significativi aumenti nelle capacità conferibili dei gasdotti esistenti, come evidenziato in Tab. 9 - solo un incremento dell' 1,25%, mentre la disponibilità è migliorata, visto che il tasso di utilizzo scenderà a circa l'88%. Il gasdotto di Gorizia rimane come marginale capacità disponibile.

Tab. 15 Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia (entrati da gasdotti internazionali) anno termico 2012-2013

Punto di entrata	Conferibile	Conferita	Disponibile	Conferita/conferibile
Anno termico 2012-2013 MMCM standard per giorno				
Passo Gries	59,4	48,8	10,6	82%
Tarvisio	100,9	87,1	13,8	86,3%
Mazara del Vallo	86,6	76,4	10,2	88,2%
Gorizia (b)	2,0	0,0	2,0	0%
Gela	25,6	21,9	3,7	85,5%
Totale	274,5	234,2	40,3	85,3%
Variazione 2012-2013 / 2006-2007	1,25%	-6,2%	88,3%	

Fonte: AEEG su dati SRG SpA, 2007

Per quanto riguarda lo sviluppo delle infrastrutture di importazione, nelle tavole seguenti è illustrato un aggiornamento (al marzo 2007) delle infrastrutture di importazione via gasdotto, rispetto al quadro presentato lo scorso anno, riguardante i potenziamenti di infrastrutture esistenti e nuovi progetti.

Tab. 6. Potenziamento dei gasdotti internazionali esistenti

PROGETTO	Capacità nominale Potenziamento (BCM/anno)	Lunghezza (Km)	Anno completamento Studio Fattibilità	Avvio ITER assegnazione capacità di trasporto	Previsione inizio esercizio	Note
Potenziamento gasdotto TTPC Algeria-Italia via Tunisia (Mazara del Vallo): aumento della capacità di trasporto nel tratto tunisino	3,2	372	2002	2003 (sospeso) ripreso nel 2005 e concluso. Capacità aggiuntiva interamente allocata a 4 shipper (Edison, CIG, Bidas, World Energy)	1 aprile 2008	Prima tranche di ampliamento da realizzare entro aprile 2008 a seguito della chiusura dell'istruttoria AGCM A358. GE Oil & Gas ha ottenuto da ENI il contratto per la realizzazione del potenziamento
Ulteriore potenziamento gasdotto TTPC Algeria-Italia (Mazara del Vallo): aumento della capacità di trasporto lungo il tratto tunisino	3,3	372	2002	Giugno 2006; Enel ha concluso un contratto di fornitura per 1 BCM, condizione necessaria per ottenere l'assegnazione di capacità	1 ottobre 2008	Seconda tranche di ampliamento da realizzare entro aprile 2008 a seguito della chiusura dell'istruttoria AGCM A358. GE Oil & Gas ha ottenuto da ENI il contratto per la realizzazione del potenziamento
Potenziamento gasdotto TAG* di importazione di gas naturale dalla Russia (Tarvisio): aumento della capacità di trasporto nel tratto austriaco	3,3	380	2002	Iniziato nel 2005, concluso nel gennaio 2006. Capacità assegnata a 146 operatori per circa 20 MMCM/anno ciascuno	1 ottobre 2008	Prima tranche di ampliamento da realizzare entro ottobre 2008
Ulteriore potenziamento gasdotto TAG* di importazione di gas naturale dalla Russia (Tarvisio): potenziamento in Austria	3,2	380	2002	In esito a verifiche in corso con Autorità di regolazione italiana e austriaca e con Commissione europea	n.d.	
Potenziamento Gasdotto Libia-Italia (Gela)	2,0	516	n.d.	n.d.	n.d.	Possibile potenziamento mediante aumento centrali di spinta in Libia

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, AEEG Relazione Annuale 2007

Oltre ai progetti sopraindicati nella Tabella 9, ci sono vari progetti per nuovi gasdotti che devono entrare in esercizio nei prossimi cinque anni. Nella maggior parte dei casi si tratta di gasdotti offshore internazionali.

Tab 7. Nuovi gasdotti in progetto

Progetto	Capacità Nominale (BCM/anno)	Lunghezza (km)	Diametro gasdotto (pollici)	Data Completamento Studio Fattibilità	Previsione inizio esercizio
IGI Interconnessione Grecia-Italia tratto offshore	8/10	212 sottomarino 800 totale	32"	2005	2012
GALSI Algeria-Italia (Sardegna)	10	900 di cui 600 offshore	36"	2005	2012
TAP TransAdriatic Pipeline (Albania/Italia)	10 (espandibile a 20)	513 di cui 117 offshore	32"	Marzo 2006	2011
Interconnectirol (Bressanone-Innsbruck)	1/2	48	20"	2007	n.d.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico, AEEG Relazione Annuale 2007, aggiornamenti Nomisma da vari fonti

Per quanto riguarda i gasdotti in fase di progetto segue un breve riassunto:

- Per il progetto **IGI**, interconnessione Italia-Grecia, nel novembre 2005 è stato stipulato un accordo intergovernativo tra Italia e Grecia che prevede la realizzazione sia del tratto sottomarino (*offshore*), di collegamento tra la costa italiana nell'area di Otranto in Puglia e la costa greca (Stavrolimenas), sia di un tratto *onshore* che attraversa la Grecia sino a interconnettersi con la rete turca. Dalla Turchia, il sistema dovrebbe poi collegarsi con le aree di produzione del Mar Caspio. Il progetto è stato presentato da parte delle società Edison e Depa (operatore principale greco). Il 31 gennaio 2007 i due governi nazionali hanno firmato un *Protocollo di intesa*, riconoscendo alla società Edison e al principale operatore greco Depa la possibilità di usufruire dell'intera capacità del metanodotto per un periodo di 25 anni. Hanno tuttavia l'obbligo di rispettare varie misure per massimizzare la competitività, come rendere disponibile a terzi la capacità residuale e di rilasciare quote di gas preso il Punto di Scambio Virtuale (PSV) italiano. I lavori di costruzione del progetto dovranno iniziare entro il 2008, dopo la firma di tutte le autorizzazioni. Intanto l'Autorità per Energia Elettrica e il Gas (AEEG) ha già dato il suo parere favorevole e il progetto è stato riconosciuto come "*Project of European Interest*" dall'Unione europea, visto che funzionerà come parte del terzo asse prioritario di sviluppo del sistema energetico transeuropeo come interconnector ai sensi della Direttiva 2003/55/CE.
- **Galsi** è un progetto per un gasdotto di collegamento tra le produzioni algerine e l'Italia, con un tratto attraverso la Sardegna (da Cagliari ad Olbia), poi un tratto sottomarino che raggiungerà la Toscana (e la rete dei gasdotti nazionale) vicino a Piombino. La lunghezza sarà intorno ai 900 km, di cui 600 km offshore. Per la metanizzazione della Sardegna sarebbero destinati circa 2-2,5 dei 10 G(m3) di capacità. Nel novembre 2007 è stato firmato un accordo intergovernativo fra Italia e

Algeria che contribuirà significativamente alla fornitura di ulteriori quantità di gas, avendo un ruolo strategico nella sicurezza energetica del paese. I soci sono Sonatrach (36%), Edison (18%), Enel (13,5%), Wintershall (13,5%), HERA (9%), e SFIRS e Progemisa (ognuno 5%). Contratti firmati nel novembre 2006 prevedono forniture di 6 G(m3) di gas per 15 anni da Sonatrach per Enel, Edison, Hera, Ascopiave e WorldEnergy. Come nel IGI, Edison è il principale socio italiano.

- il progetto **Interconnectirol**, presentato dalla multiutility altoatesina SEL AG Spa (controllata dalla Provincia di Bolzano), ha ottenuto il finanziamento da parte dell'Unione europea (TransEuropean Networks) e collegherà la rete di Innsbruck con Bressanone (percorso di 48 km), fornendo gas alla zona di alto Valle d'Isarco nella provincia di Alto Adige. Grazie all'ampliamento della rete altoatesina del gas sarà possibile un allacciamento alla rete europea. In parallelo c'è un progetto per collegare il sistema elettrico austriaco/europeo con quello altoatesino.
- il progetto **TAP**, *Trans Adriatic Pipeline*, presentato dalla società EGL Italia Spa, collegherebbe l'Italia alle produzioni medio-orientali o ad interconnessioni con altri gasdotti di adduzione dalla Russia, prevedendo al contempo l'attraversamento e il rilascio di una quota di gas in Albania. I lavori di ingegneria di base sono stati completati nel marzo 2007 e i lavori di costruzione dell'infrastruttura dovrebbero cominciare nel 2008, visto che la decisione sulla costruzione è attesa per il terzo quadrimestre del 2008. Il progetto collegherebbe la Grecia con l'Albania e l'Italia, terminando a Brindisi, e deve entrare in funzione entro il 2011.

1.4 L'approvvigionamento del GNL

Il servizio di rigassificazione si inquadra all'interno del processo di diversificazione delle fonti di approvvigionamento e degli investimenti che si ritiene necessario in un contesto caratterizzato da un aumento continuo della domanda di gas e da una flessione progressiva della produzione nazionale (dal 1994 ad oggi) dovuta principalmente al quadro normativo delle attività di esplorazione e produzione ed alle complicazioni burocratiche che rendono più oneroso l'investimento in Italia di impianti e strutture.

Per quanto riguarda il servizio di rigassificazione, attualmente in Italia è operativo un unico terminale di rigassificazione localizzato a Panigaglia (La Spezia) di proprietà della società GNL Italia Spa, la cui capacità è limitata a 3,5 miliardi di metri cubi/anno.

Le due tabelle sottostanti riportano le tariffe in vigore per gli anni termici 2005-06 e 2006-07, che evidenzia i cambiamenti da un anno all'altro.

Table 8 e 9 Tariffe di rigassificazione per il servizio continuativo per l'utilizzo del terminale di Panigaglia di GNL Italia S.p.A.

anno termico 2006-07

Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	Cqs (€/m ³ liquido)	1,982456*
Corrispettivo unitario associato agli approdi effettivi	Cna (€/approdo)	17.538,375753
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati	CVL (€/GJ)	0,036629
	CVL ^P (€/GJ)	0,004424
Quota % a copertura dei consumi e perdite corrisposte dall'utente del terminale	per m ³ consegnato	2%

*Tale valore è pari a 1,387719 nel caso il servizio di rigassificazione sia su base spot., Delibera n. 170/06

anno termico 2005-06

Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	Cqs (€/m ³ liquido)	2,814806*
Corrispettivo unitario associato agli approdi effettivi	Cna (€/approdo)	17.477,786218
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati	CVL (€/GJ)	0,036556
	CVL ^P (€/GJ)	0,004424
Quota % a copertura dei consumi e perdite corrisposte dall'utente del terminale	per m ³ consegnato	2%

*Tale valore è pari a 1,970364 nel caso il servizio di rigassificazione sia su base spot, Delibera n. 197/05

Fonte: AEEG, 2007

Nonostante i miglioramenti tecnologici, un impianto LNG presenta costi piuttosto elevati a fronte però di un vantaggio competitivo in termini di regime regolamentare (priorità di accesso all'infrastruttura per chi paga l'investimento pari all'80% della capacità di rigassificazione dell'impianto per 20 anni ed al contempo garantisce l'accesso a terzi per il restante 20% attraverso contratti di fornitura spot) che può quindi favorire l'investimento in questo tipo di impianti rappresentando una ulteriore opportunità di approvvigionamento del gas. In particolare si vuole sottolineare la tendenza di diversi operatori del settore a considerare investimenti in impianti di rigassificazione. Infatti, le previsioni di crescita dei consumi nazionali di gas naturale, accompagnati ad un declino della produzione nazionale, sta accentuando l'interesse alla realizzazione di nuovi progetti di importazione da parte di nuovi operatori, anche al fine di garantirsi l'accesso al sistema nazionale del gas in modo indipendente dall'operatore dominante che controlla tutte le infrastrutture di importazione esistenti. In particolare, oltre all'impianto operativo di Panigaglia. Sono al vaglio vari progetti in alcuni poli industriali che godono di un facile accesso al mare e che presentano particolari potenzialità nell'indotto collegato all'industria del freddo, permettendo così un ulteriore abbassamento dei costi e la nascita di nuove opportunità a livello economico. La tabella successiva evidenzia i diversi progetti in corso di realizzazione o progettazione.

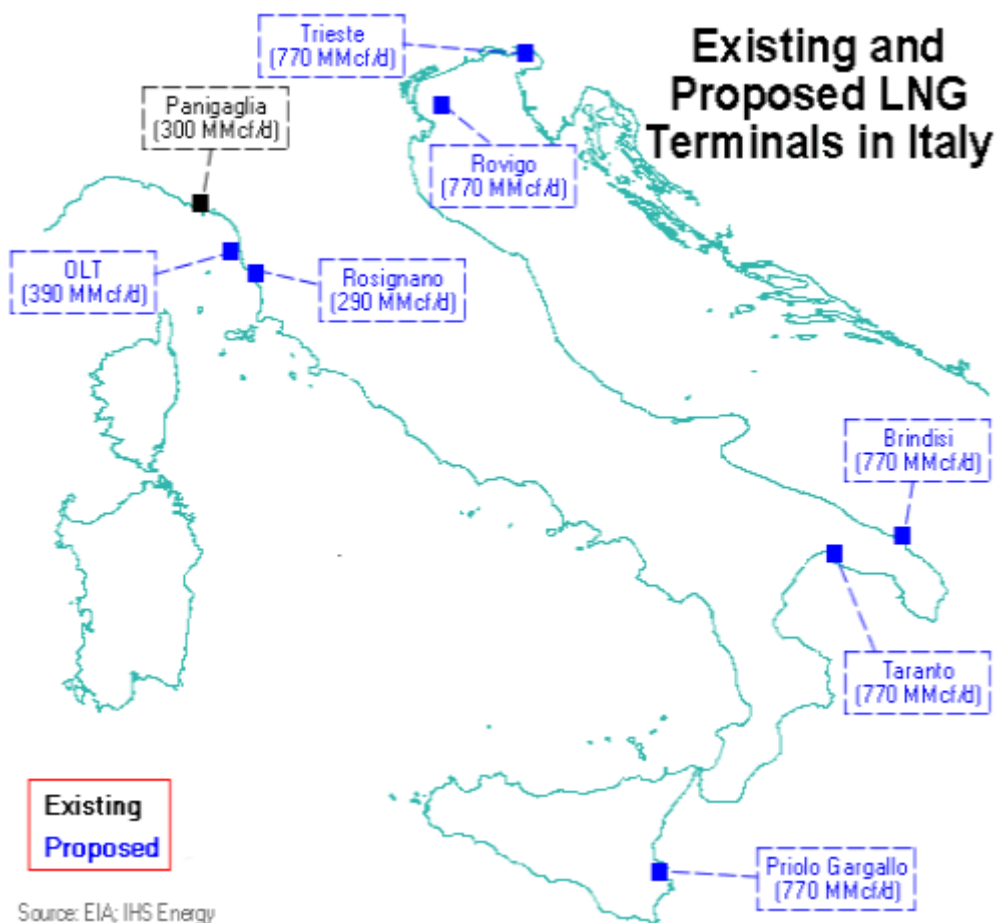
Tab.10. Progetti di terminali di rigassificazione annunciati

Nuovi GNL	Volume bcm	Costo previsto Euro Mm	Costo atteso Euro Mm	Timing previsto	Timing atteso	commento	Approvvigionamento
Rovigo (Emilia Romagna) (XOM/QP/Edison)	8	600	1.100	2007	2009	Ritardi causa opposizione locale – Open season annunciata Q4 07	Contrattualizzato
Brindisi (Puglia) (BG)	8	330	500	2008	2010	Ritardi causa opposizione locale	50% contrattualizzato
Livorno (Toscana) (Endesa)	3,75	250	500	2008	2009	Necessario un partner LNG credibile, crescente opposizione locale	Non contrattualizzato
Rosignano (Toscana)(Edison/BP/Solvay)	8	320	450-?	2008	-	Forte opposizione locale	Non contrattualizzato
Taranto (Gas Natural)	8	500	?	2011	Post 2011	Possibile opposizione locale	Non contrattualizzato
Gioia Tauro (Calabria) (Sensi / CE)	12	600	800	2011	-	Necessario un partner LNG credibile	Non contrattualizzato
Porto Empedocle (Sicilia) (ENEL)	8	450	600	2011	Post 2011	Greenfield - opposizione locale	50% contrattualizzato
Priolo (Sicilia) (ERG/Shell)	8	400	600	2010	Post 2011	Ritardi causa opposizione locale e questioni ambientali	Non contrattualizzato
Trieste-Zaule (Gas Natural)	8	400	570	2011	Post 2011	Area ambientale sensibile	Non contrattualizzato
Trieste (FVG) offshore (Endesa)	8	700	?	2011	Post 2011	Area ambientale sensibile	Non contrattualizzato
Ancona (Marche) offshore (GdF)	5-8	?	?	2011	Post 2011	Procedura non avviata	Non contrattualizzato
Ravenna offshore (Emilia Romagna) (Gruppo Belleli)	8	?	?	-	-	Procedura non avviata	Non contrattualizzato

Fonte: BG, 2007

La mappa sottostante mostra la localizzazione dell'unico impianto funzionante ed alcuni progetti che hanno buone possibilità di realizzazione.

Fig. 1 Mappa di impianti rigassificazione esistenti e progettati



Analizzando i progetti di nuove infrastrutture per l'importazione di GNL si rileva che la domanda incrementale può essere coperta dai progetti pianificati che si realizzeranno entro il 2015 – che comprendono fino a 40 BCM di nuove infrastrutture per l'importazione. Tuttavia si stima che solo 31 BCM, pari a circa il 75% del potenziale complessivo, potranno essere effettivamente contrattualizzati. Pertanto rimarrà scoperta una quota significativa del fabbisogno di qui al 2012. I progetti presi in considerazione includono le espansioni del TTPC e TAG exp I e II, più i nuovi progetti come il GALSI, Brindisi LNG (BG) (attualmente fermo), Rovigo LNG (Edison-QG-XMob), Greenstream exp. e altri (spot LNG). Questo significa che nella programmazione del calendario delle opere da realizzare assume particolare rilevanza la disponibilità effettiva di contratti di acquisto e vendita delle partite di GNL.

In merito all'approvvigionamento del gas la Decisione europea 1229/2003 stabilisce un insieme di orientamenti relativi alle reti transeuropee dell'energia con riguardo agli obiettivi, le priorità e le principali linee di azione della Comunità.

La Decisione propone di dichiarare d'interesse europeo i progetti aventi una spiccata dimensione transfrontaliera e di assegnare a tali progetti la più alta priorità. Per garantire il futuro approvvigionamento del gas, in particolare, gli orientamenti individuano i progetti d'interesse comune, compresi i progetti prioritari.

Le priorità per le reti del gas sono nell'ordine:

- lo sviluppo delle reti di gas per coprire il fabbisogno di gas naturale della comunità e controllare i suoi sistemi di approvvigionamento;
- la garanzia dell'interoperabilità delle reti della Comunità con quelle di altri paesi europei, nei bacini del Mar Mediterraneo, del Mar Nero, ecc. e diversificazione delle fonti e dei percorsi di approvvigionamento del gas naturale.

L'allegato III alla decisione contiene un elenco dei progetti di interesse comune che comprende tutti i progetti sulle reti del gas e in particolare prevede al punto 8 lo sviluppo delle capacità di ricezione di GNL e della capacità di stoccaggio di gas naturale, attraverso la costruzione di nuovi terminali e l'ampliamento di terminali esistenti nei diversi paesi europei. Di seguito l'elenco di cui al punto 8 dell'allegato III alla decisione europea:

- GNL a Le Verdon-sur-mer (FR, nuovo terminale) e gasdotto verso il deposito di Lussagnet (FR)
- GNL a Fos-sur-mer (FR)
- GNL a Huelva (ES), ampliamento del terminale esistente
- GNL a Cartagena (ES), ampliamento del terminale esistente
- GNL in Galizia (ES), nuovo terminale
- GNL a Bilbao (ES), nuovo terminale
- GNL nella regione di Valencia (ES), nuovo terminale
- GNL a Barcellona (ES), ampliamento del terminale esistente
- GNL a Sines (PT), nuovo terminale
- GNL a Revithoussa (GR), ampliamento del terminale esistente
- GNL sulla costa adriatica settentrionale (IT)
- GNL offshore nel Mare Adriatico settentrionale (IT)
- GNL sulla costa adriatica meridionale (IT)
- GNL sulla costa ionica (IT)
- GNL sulla costa tirrenica (IT)
- GNL sulla costa ligure (IT)
- GNL a Zeebrugge/Dudzele (BE), estensione del terminale esistente
- GNL nell'isola di Grain, Kent (UK)
- Costruzione di un secondo terminale GNL in Grecia.

1.5 Il gas nella prospettiva regionale

La tabella presenta i volumi di gas naturale distribuito per regione, secondo i dati definitivi diffusi dal Ministero di sviluppo economico tra il 2002 e 2005, e i risultati delle elaborazioni dei dati raccolti da un'indagine dell'AEEG per il 2005 e 2006, a cui hanno risposto 308 operatori della distribuzione. Secondo i dati rilevati, la Lombardia risulta il più grande consumatore di gas distribuito per rete secondaria, con una quota del 26% nel 2005 e 2006. Segue l'Emilia Romagna con circa il 14%, il Veneto con oltre il 12% e

il Piemonte che raggiunge l'11,8% del totale. Le prime quattro regioni rappresentano insieme il 64% del totale del gas distribuito su reti secondarie. Tutte le altre regioni contano per meno del 10% del consumo, mentre la Sardegna non è ancora metanizzata. La Regione Puglia ha assorbito intorno al 3% del gas distribuito per reti secondarie. Il Nord dell'Italia conta per il 71,1% del gas distribuito, il centro per il 20,1%, per il sud e le isole l'8,8%.

Tab. 11. Gas naturale distribuito per regione

(Milioni di standard metri cubi a 38,1 MJ)

Regioni	2002	2003	2004	Volumi		Quota %	2006 Volumi	Quota %	var. 2006- 2005
				MSE	2005 Volumi				
Val d'Aosta	33	37	39	43,7	40,0	0,1	44,0	0,1	10,0%
Piemonte	3.885	4.099	4.205	4.394,7	4.064,6	11,7	3.978,4	11,8	-2,1%
Liguria	848	935	957	1.001,2	960,7	2,8	892,6	2,6	-7,1%
Lombardia	8.442	9.004	9.305	9.824,2	9.081,2	26,1	8.794,4	26,0	-3,2%
Trentino Alto Adige	483	543	568	614,6	596,9	1,7	596,2	1,8	-0,1%
Veneto	3.803	4.131	4.325	4.497,1	4.209,3	12,1	4.138,3	12,3	-1,7%
Friuli Venezia Giulia	783	855	897	934,4	922,8	2,7	907,8	2,7	-1,6%
Emilia Romagna	4.337	4.758	4.869	5.181,7	4.851,7	14,0	4.652,2	13,8	-4,1%
Toscana	2.181	2.447	2.462	2.669,8	2.526,3	7,3	2.359,4	7,0	-6,6%
Lazio	1.774	1.968	2.030	2.182,4	2.025,5	5,8	2.112,8	6,3	4,3%
Marche	745	811	828	888,6	989,5	2,8	964,1	2,9	-2,6%
Umbria	464	524	550	591,9	550,3	1,6	543,0	1,6	-1,3%
Abruzzo	556	621	636	688,7	745,5	2,1	694,7	2,1	-6,8%
Molise	28	32	33	37,5	129,1	0,4	127,0	0,4	-1,6%
Campania	827	936	979	1.082,9	959,3	2,8	931,5	2,8	-2,9%
Puglia	819	961	982	1.086,6	1.055,0	3,0	1.049,0	3,1	-0,6%
Basilicata	158	184	187	202,8	183,1	0,5	181,1	0,5	-1,1%
Calabria	187	217	226	261,4	238,7	0,7	244,0	0,7	2,2%
Sicilia	467	569	596	690,8	632,7	1,8	570,1	1,7	-9,9%
Sardegna	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
TOTALE*	30.819	33.632	34.675	36.874,8	34.762,0	100,0	33.780,5	100,0	-2,8

Totali come indicato nella Relazione Annuale dell'AEEG, i totali sono diversi a cause di arrotondamenti

M(m³); Volumi di gas naturale distribuiti su reti secondarie e ai settori residenziale, terziario, industriale e termoelettrico

Fonte: elaborazioni AEEG su dati Ministero dello Sviluppo Economico, settembre 2006 (per dati fino a MSE 2005), per 2005 e 2006 i dati sono dell'AEEG 2007

Guardando i dettagli della distribuzione di gas naturale nel 2006, si osserva che la Lombardia ha il maggiore numero di operatori (94) e di clienti e comuni serviti (1306 concessioni). Tuttavia, il primato nel grado di copertura va all'Emilia Romagna che registra oltre il 100% di copertura, anche in considerazione del fatto che in alcuni comuni operano più distributori di gas. La Puglia ha oltre 1,1 milioni di clienti e un grado di copertura relativamente alto pari all' 89%.

Tab 12. Dettaglio dell'attività di distribuzione di gas naturale per regione, 2006

Regioni	Operatori	clienti (migliaia)*	Comuni serviti	Comuni al 1/1/2006	Grado di copertura (A)	Concessioni
Val						
d'Aosta	1	17	21	74	28	36
Piemonte	30	1.850	969	1.206	80	946
Liguria	8	824	146	235	62	124
Lombardia	94	4.440	1397	1.546	90	1306
Trentino						
Alto Adige	14	234	175	339	52	156
Veneto	36	1.854	570	581	98	496
Friuli						
Venezia						
Giulia	11	480	185	219	84	180
Emilia						
Romagna	34	2.052	344	341	101	309
Toscana	18	1.404	240	287	84	166
Lazio	15	2.057	294	378	78	279
Marche	31	614	225	246	91	162
Umbria	10	305	80	92	87	76
Abruzzo	28	460	264	305	87	214
Molise	11	107	120	136	88	122
Campania	21	1.085	382	551	69	369
Puglia	15	1.126	230	258	89	228
Basilicata	11	170	118	131	90	112
Calabria	10	332	252	409	62	342
Sicilia	18	803	313	390	80	238
Sardegna	0	0	0	377	0	0
TOTALE	416	20.215	6.325	8.101	78	5.861

(A) Il grado di copertura del servizio di distribuzione è il rapporto percentuale tra il numero dei comuni serviti e il numero dei comuni della regione desunto dall'elenco Istat dei Comuni d'Italia al 1 gennaio 2006. Può risultare superiore al 100% perché alcuni comuni sono serviti da più operatori. In tal caso il comune viene contato tante volte quante sono gli operatori che vi operano.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tabella 25 mostra invece l'estensione delle reti di distribuzione divisa in alta, media e bassa pressione, per un totale di quasi 226.000 km. Nel nord l'estensione della rete è di circa 137.900 km pari ad oltre il 60% dal totale. Nel 2006 oltre i tre quarti della rete di distribuzione era in mano agli esercenti, con quote anche superiori al 90% (per esempio in Val d'Aosta, Liguria, Trentino Alto Adige, Lazio, Molise, Calabria e Sicilia).

Tab. 13. Estensione delle reti di distribuzione di gas naturale e loro proprietà

Regioni	Espansione Rete (km)			Quota di proprietà	
	Alta pressione	Media pressione	Bassa pressione	Esercente	Comune
Val d'Aosta	0,3	164,6	180,1	98,9	0,7
Piemonte	219,8	10.740,2	10.681,6	89,3	1,5
Liguria	13,6	1.902,1	4.178,1	99,9	0,1
Lombardia	67,4	12.937	30.426	80	13,1
Trentino Alto Adige	202,2	1.817	1.862,9	91,9	5,3
Veneto	206	9.983,3	17.389,8	78,3	14,7
Friuli Venezia Giulia	4,9	1.959,1	4.834,3	76,2	23,3
Emilia Romagna	383,5	15.662,5	12.100,5	67,3	11,4
Toscana	203,3	5.716	8.902,3	76	9,9
Lazio	193,3	6.064,2	7.265,4	97,3	1,9
Marche	7,7	3.069	3.470,2	53,8	16,7
Umbria	31,8	1.599	2.858,7	72,7	27,3
Abruzzo	1,4	3.816,9	4.162,4	74,7	18,4
Molise	5,2	919,1	949,4	91,8	7,9
Campania	2,5	3212	7.267,7	67,4	29,7
Puglia	94,7	2.880,2	7.533,9	92	7,7
Basilicata	0,5	692,1	1.391,1	79,8	20,2
Calabria	3,8	1.727,2	3.059,9	91,7	8,3
Sicilia	60,3	3.465,2	7.248,3	96	4
Sardegna	-	-	-	-	-
Non in funzione	24	427,8	367,3	-	-
ITALIA	1702,1	88.326,7	136.130,1	76,2	23,3

1.6 L'energia nella Regione Puglia e nella Provincia di Brindisi

Il più recente Piano Energetico Ambientale (P.E.A.R.) della Regione Puglia è stato adottato con la Delibera di Giunta Regionale n.827 del 08-06-07. Il P.E.A.R. pubblica i dati energetici della regione fino all'anno 2004 (le statistiche più recenti al livello regionale e provinciale). In considerazione dei grandi cambiamenti nel mercato energetico regionale, i dati forniscono un quadro di riferimento per gli analisti e devono essere considerati nel contesto delle tendenze in atto.

In particolare vanno sottolineati i seguenti fenomeni:

- la diminuzione della produzione nazionale e regionale di petrolio e gas dopo i picchi verso la fine degli anni novanta;
- l'incremento della dipendenza dalle importazioni e i potenziali "colli di bottiglia" nell'approvvigionamento relativi ai gasdotti transnazionali (che nel 2005 erano usati per oltre il 90% della capacità) e la limitata capacità dell'importazione di GNL (per ora in un solo impianto a Panigaglia in Liguria);
- la crescente attenzione all'ambiente ed alle emissioni di CO₂ con conseguenze nell'utilizzo del carbone (tendenza in calo) e delle fonti rinnovabili (tendenza in

crescita) oltre alla costruzione/conversione di nuovi impianti che usano fonti di energia meno inquinanti;

- il peso dell'industria pesante della provincia di Taranto nel consumo regionale (particolarmente per il carbone);
- le tendenze economiche e demografiche regionali e locali - che hanno un impatto sul consumo di energia.

Nel 2004, la Regione Puglia registrava una produzione di energia da fonti primarie di 773 ktep, che è solo leggermente superiore (8,7%) alla produzione di 711 ktep del 1990. C'è stato un picco di produzione di energia primaria alla fine degli anni novanta, quando la produzione di petrolio e gas ha visto i suoi livelli più elevati. Nel 2004 non si registrava più la produzione di petrolio. Al 31 dicembre 2004 nella regione risultavano 15 concessioni di coltivazione di idrocarburi, presenti essenzialmente in provincia di Foggia.

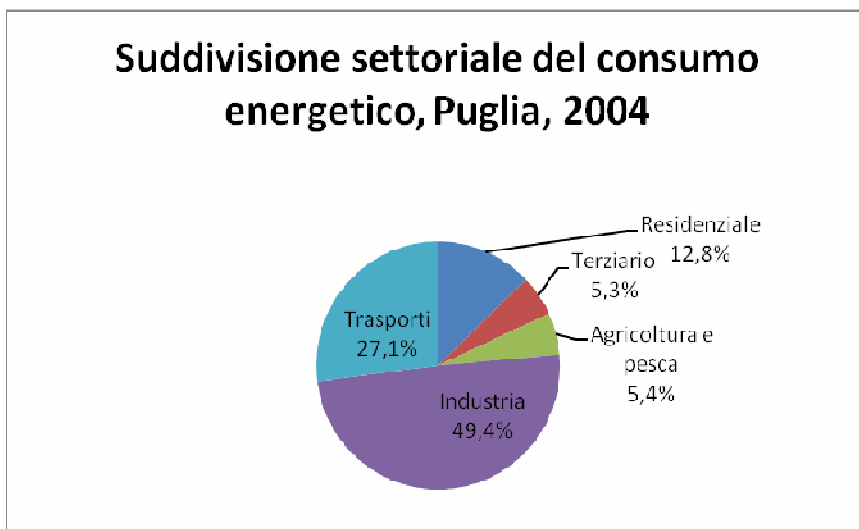
Per quanto riguarda la generazione di elettricità, la Regione Puglia può contare sulla presenza di numerosi impianti che insieme considerati producono quasi il doppio del consumo regionale.

Nel 2004 la produzione lorda di energia elettrica è stata pari a 31.230 GWh, che rispetto al dato del 1990 di 13.410 GWh rappresenta una crescita particolarmente significativa. Solo una piccola parte dell'incremento è da attribuire ad un maggior utilizzo di fonti rinnovabili (eolico, biomasse, e poco PV solare).

Nel 2004 l'elettricità è stata prodotta per il 97,4% da fonti fossili, principalmente dal carbone con il 69% – 4860 ktep su 7044 ktep totali - , e nella misura dell'11,7% dal gas. Il bilancio energetico comunque è cambiato sostanzialmente nel 2006 quando uno degli impianti di generazione elettrica (Edipower) è stato convertito a gas, anche in considerazione dei gravi problemi ambientali causati dalla combustione di carbone nella regione.

A differenza di quanto si osserva a livello nazionale, la distribuzione del consumo di energia per settore vede la Puglia destinare all'industria una quota di consumo più elevata rispetto alla media nazionale (49,4% in Puglia contro 31% per l'Italia).

Graf.9. Consumo settoriale, Puglia, 2004

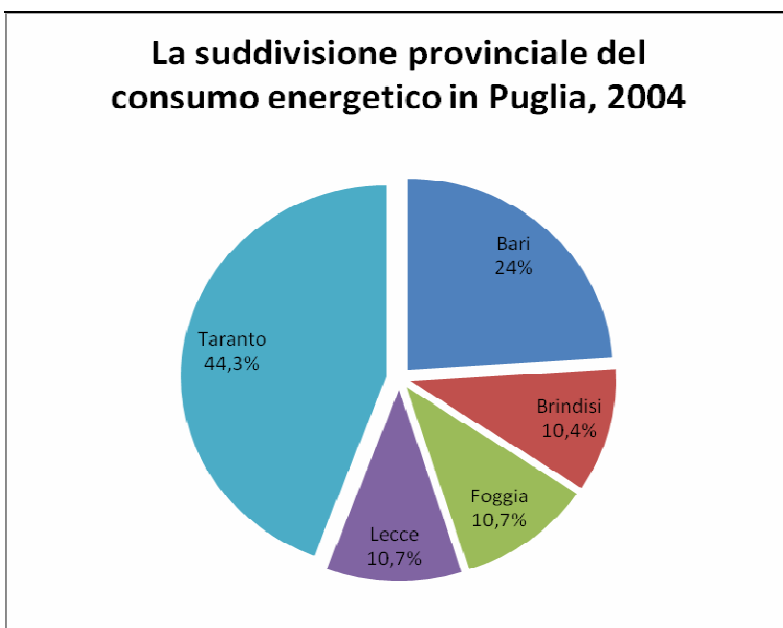


Fonte: P.E.A.R. Puglia, 2007

I consumi energetici finali nelle province della regione Puglia nell'anno 2004 sono arrivati a quasi 9 milioni di tonnellate di petrolio equivalente o 8.974 ktep, suddivise tra le cinque province.

La provincia di Taranto assorbe la quota maggiore di energia, oltre il 44% del totale, seguita dalla Provincia di Bari con quasi un quarto del consumo. La Provincia di Brindisi rappresenta solo il 10,4% del consumo regionale e ha il minore consumo di energia finale di tutta la Regione. La distorsione in favore di Taranto è dovuta all'altissimo consumo finale di carbone nello stabilimento siderurgico di Taranto.

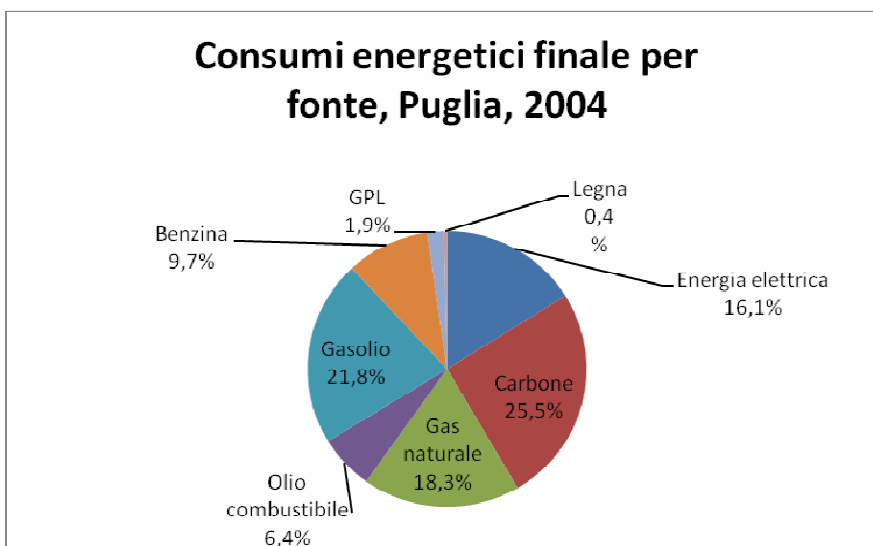
Graf. 10. Quote provinciale del consumo energetico finale, 2004



Fonte: P.E.A.R. Puglia, 2007

Anche grazie all'impianto di Taranto, il carbone è il principale combustibile e copre oltre il 25% del fabbisogno nei consumi finali della Regione Puglia, mentre il gas naturale rappresenta solo il 18,3% dei consumi finali di energia nel 2004.

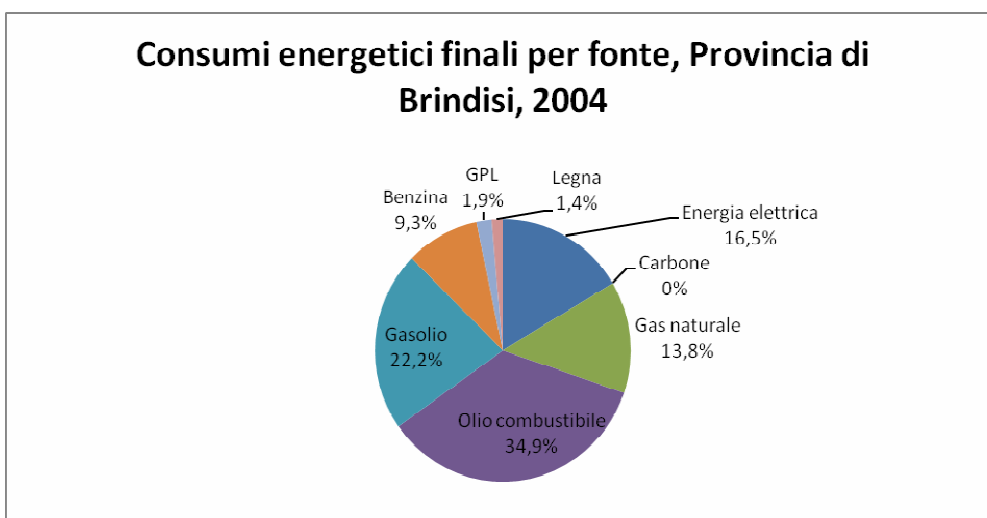
Graf. 11. Consumi di energia per fonte, Puglia



Fonte: P.E.A.R. Puglia, 2007

La Provincia di Brindisi (Fig. 19) è molto dipendente dal consumo di prodotti petroliferi, con una quota di oltre 68% del fabbisogno. La quota del gas naturale è sostanzialmente più bassa di quella della regione (13,8% vs. 18,3%), mentre la quota dell'energia elettrica è simile.

Graf. 12. Fonti di energia finale, Brindisi, 2004



Fonte: P.E.A.R. Puglia, 2007



I dati di Infocamere indicano che nella Provincia di Brindisi alla fine del 2006 c'erano 10 imprese attive nella produzione e distribuzione di energia elettrica, gas e acqua, che rappresentano l'8,9% delle imprese della Regione Puglia attive in questo campo.

Nel 2005, secondo i dati Terna, la Provincia di Brindisi ha prodotto 20.173 milioni di Kwh. Questo output rappresentava circa i due terzi della produzione elettrica della Regione, il 22,6% del mezzogiorno e il 6,9% della produzione Italiana. I consumi provinciali rappresentano solo il 9,4% della produzione provinciale, evidenziando il fatto che Brindisi produce una grande quantità di elettricità per soddisfare il fabbisogno regionale e nazionale. La maggiore parte dell'elettricità prodotta viene usata nell'industria (56,72%).

2. Il modello dell'economia locale: descrizione e metodologia

2.1 Il modello Input-Output

L'impatto socioeconomico sul territorio brindisino indotto dalla creazione e dall'attività di un nuovo terminal LNG nell'area portuale può essere stimato ricorrendo alle tavole input-output. Le tavole input-output, descrivendo i flussi intersettoriali di un'economia, sono uno strumento particolarmente efficace per la valutazione degli effetti diretti e indiretti di nuove attività economiche.

Le tavole input-output nazionali vengono redatte periodicamente dall'Istat, mentre a livello regionale o interregionale le tavole vengono compilate da istituti regionali. In particolare la matrice input-output utilizzata nello studio d'impatto del rigassificatore Brindisi LNG, è la tavola provinciale della Provincia di Brindisi calcolata da Nomisma a partire dalla tavola uniregionale della Puglia compilata dall'Irpet, costituita da 30 settori e relativa al 2003. Questa matrice è perfettamente coerente con i dati dei conti economici provinciali ISTAT per lo stesso anno ed è aggiornata al 2006 per tenere conto delle modificazioni intervenute nell'economia provinciale negli anni successivi.

La tavola intersettoriale descrive sia gli input di beni intermedi e fattori primari associati alla produzione di ogni settore, sia gli output di beni destinati ad altri settori produttivi o alla domanda finale, raccogliendo tutte le transazioni che si sono verificate nel corso del 2003 tra i vari gruppi di operatori, e si presenta sotto forma di una tabella a doppia entrata composta da tre sezioni⁶.

A partire dagli elementi x_{ij} della sezione interna della matrice, vengono calcolati i coefficienti di spesa e quelli di attivazione. I coefficienti di spesa a_{ij} indicano la quantità di beni prodotti dal settore i necessari a ottenere un'unità di produzione del settore j e sono calcolati come⁷:

$$a_{ij} = x_{ij} / X_j. \quad (i)$$

⁶ I dati che figurano lungo la riga i rappresentano la ripartizione della produzione della branca i fra consumi intermedi e domanda finale, mentre i dati allineati lungo la colonna j indicano gli impieghi da parte della branca j di prodotti o servizi forniti dalle altre branche e i contributi delle componenti primarie della produzione.

⁷ Solitamente le tavole sono espresse in valore monetario, data la carenza di dati in quantità fisica e la necessità di raggruppare beni tra loro non omogenei. Nelle tavole nazionali e regionali italiane i flussi intersettoriali, così come i coefficienti di spesa, vengono dunque espressi in euro.

Se si ipotizzano coefficienti di spesa costanti, risulta che i flussi intersettoriali dal settore i al settore j dipendono interamente dall'output del settore j . Si ha la relazione:

$$[x_{ij}] = [a_{ij}] * [X_j], \quad (ii)$$

per cui la domanda di beni intermedi associata ad un certo livello di produzione può essere determinata moltiplicando la matrice dei coefficienti di spesa $[a_{ij}]$ per il vettore della produzione $[X_j]$.

La condizione di costanza nel tempo dei coefficienti di spesa, o di costanza della struttura degli scambi, a sua volta esige: l'invarianza dei processi tecnologici, l'omogeneità dei settori, l'assenza di sostituzione dei beni e dei fattori fra di loro. Queste limitazioni possono risultare pesanti quando il periodo di riferimento non è breve.

Dalla matrice dei coefficienti di spesa può essere derivata la matrice dei coefficienti di fabbisogno diretto e indiretto di input (o coefficienti di attivazione), attraverso cui è possibile determinare il valore della produzione – e del valore aggiunto – associato a un certo livello di domanda finale, che, come detto, è composta da consumi finali ed investimenti.

Detti $[\alpha_{ij}]$ la matrice dei coefficienti di attivazione, $[Z_i]$ il vettore della domanda finale e $[X_i]$ il vettore della produzione si ha la relazione:

$$[X_i] = [\alpha_{ij}] * [Z_i]. \quad (iii)$$

Il generico coefficiente α_{ij} della matrice $[\alpha_{ij}]$ quantifica il fabbisogno di beni prodotti dalla branca i attivato da un euro di domanda finale di produzione interna del settore j , sia direttamente (in quanto il bene i è un input di j), sia indirettamente (in quanto la produzione del bene j si riversa su tutti gli altri settori a esso collegato i quali, a loro volta abbisognano di quantità del bene i).

Pertanto, data l'ipotesi fondamentale secondo cui i coefficienti di spesa, e dunque i coefficienti di attivazione, rimangono costanti per un certo lasso di tempo la (iii) può essere utilizzata per valutare l'effetto di un aumento dei consumi o degli investimenti sull'economia considerata. Tale valutazione è resa possibile dalla ipotesi di coefficienti costanti, poiché questa consente di rappresentare lo stato della tecnica di produzione locale assumendo che i flussi di spesa sostenuti da ciascun settore per l'acquisto degli input necessari al proprio processo produttivo siano una quota costante della propria produzione.

Fatte queste premesse, la valutazione dell'impatto socio economico del rigassificatore avviene separatamente per la fase di investimento e costruzione e per quella operativa, in cui l'impianto è a regime.

Gli scenari di impatto sono stati realizzati con l'obiettivo di contestualizzare l'investimento della costruzione del rigassificatore all'interno della programmazione delle politiche pubbliche per la provincia di Brindisi. Entro questo periodo l'impianto sarà senz'altro realizzato.

In assenza di ostacoli ed impedimenti all'attività di costruzione i tempi previsti per la conclusione dei lavori dell'impianto indicano nel 2010 la data ultima.

Ai fini della costruzione degli scenari 1 e 1a, la data di conclusione dei lavori per la costruzione è indifferente purché si collochi all'interno del periodo di programmazione della spesa pubblica per lo sviluppo della provincia di Brindisi.

Viceversa per la costruzione dello scenario A, relativo agli effetti sull'economia del territorio della presenza delle attività a regime dell'impianto di rigassificazione, si è rivelato necessario individuare

come primo anno utile quello in cui si fossero esauriti gli effetti dell'investimento sia pubblico che privato legato alla costruzione del rigassificatore. Tale anno è stato individuato nel 2014.

2.2 La valutazione della Fase di Investimento

Nella prima fase di valutazione viene effettuata l'analisi d'impatto dell'investimento associato alla creazione del terminale di rigassificazione nel porto di Brindisi.

Per valutare l'impatto di tale investimento si rende necessario costruire uno scenario di riferimento. Lo scenario di riferimento, o scenario base, vuole rappresentare la situazione dell'economia locale di Brindisi prodotta dalle politiche per lo sviluppo del territorio, prodotta cioè dall'assegnazione di fondi strutturali impegnati per il periodo 2007-2013 e inseriti nel POR (Piano operativo regionale).

2.2.1 Descrizione degli scenari

L'analisi dunque prevede la valutazione di vari scenari.

- Lo Scenario base, definito Scenario 0, è conseguente all'impiego di risorse pubbliche destinate alla provincia di Brindisi in base al Programmazione pubblica per il periodo 2007-2013;
- Lo Scenario 1, deriva dall'impiego parallelo delle risorse della Programmazione pubblica e dell'investimento privato di Brindisi LNG destinato alle imprese locali che si occupino della creazione dell'impianto di rigassificazione nel porto di Brindisi.
- L'analisi contiene inoltre la valutazione di un terzo scenario, Scenario 1a, derivante dall'ipotesi secondo cui la parte di investimento Brindisi LNG che attiva l'economia locale è più elevata di quanto supposto nello Scenario 1. Le attività di costruzione, affidate ad imprese esterne alla realtà locale hanno comunque un impatto sul sistema economico locale

L'impatto socio-economico dell'impianto viene perciò valutato confrontando i risultati associati ai vari scenari; tali risultati sono espressi in termini di incremento di valore aggiunto ed occupazione provinciali. I confronti tra gli scenari, pertanto, saranno espressi in termini di differenziali di valore aggiunto e occupati.

Nel seguito si descrivono caratteristiche e modalità di valutazione dei suddetti scenari.

Scenario 0

Per ottenere uno scenario di riferimento al 2013 viene stimato l'impatto della spesa pubblica per lo sviluppo della regione Puglia prevista all'interno dei diversi documenti di programmazione e di impegno di risorse finanziarie per il periodo 2007-2013, considerato che la pianificazione dei fondi si protrae fino al 2013 e la spesa fino al 2015.

Le politiche regionali di sviluppo sono finanziate con risorse per investimenti, in infrastrutture e acquisizione di beni e servizi materiali e immateriali, e attraverso trasferimenti alle imprese – incentivi -, aggiuntive rispetto alle risorse ordinarie in conto capitale, specificamente rivolte al superamento dei ritardi strutturali dei territori e ad innescare processi virtuosi di sviluppo dell'economia locale.

Le fonti finanziarie per l'attuazione di tali politiche oggi sono principalmente due:

- le risorse nazionali del Fondo Aree Sottoutilizzate, che costituisce dal 2003⁸ lo strumento generale della nuova politica regionale nazionale, in cui convergono tutte le risorse aggiuntive nazionali previste da vari strumenti legislativi e interventi, sia a gestione centrale che regionale, determinate annualmente nella legge finanziaria e successivamente ripartite dal Cipe sui vari strumenti legislativi;
- le risorse comunitarie dei Fondi Strutturali provenienti dal bilancio comunitario e quelle del loro cofinanziamento nazionale del Fondo di Rotazione⁹ (alimentato anch'esso annualmente con legge Finanziaria).

A partire dalla finanziaria 2007 la programmazione FAS copre l'arco temporale 2007-2013 coincidente con il ciclo della nuova programmazione dei Fondi Strutturali.

La definizione delle risorse del fondo deriva dalle previsioni contenute nel cosiddetto Quadro Finanziario Unico, strumento per programmare e verificare il complesso della spesa in c/capitale della Pubblica Amministrazione. La programmazione unitaria basata sull'utilizzo integrato del complesso delle risorse (per le aree sottoutilizzate, risorse ordinarie, risorse comunitarie e relativo cofinanziamento nazionale) consente di elaborare più precise previsioni di spesa, compresa una stima della spesa derivante dall'attuazione degli interventi relativi alle risorse Fas già assegnate e che saranno realizzati nel 2007- 2013.

Il Quadro Strategico nazionale 2007-2013 definisce la strategia unitaria (Stato centrale e Regioni) per la politica regionale concentrata su quattro macro obiettivi - sviluppare circuiti della conoscenza; qualità della vita, sicurezza e inclusione sociale; filiere produttive, servizi e concorrenza; internazionalizzazione e modernizzazione - e ripartisce le risorse destinate agli investimenti nel Mezzogiorno su ambiti tematici prioritari di intervento: formazione e istruzione; ricerca e innovazione; sviluppo sostenibile; servizi per la qualità della vita, sicurezza e legalità; risorse naturali, culturali e turismo; infrastrutture per la mobilità; competitività dei sistemi produttivi e occupazione; città e sistemi urbani; internazionalizzazione; governance, capacità istituzionali e mercati concorrenziali.

Rispetto alla precedente programmazione si osservano i seguenti incrementi relativi alle priorità tematiche:

- la valorizzazione delle risorse umane vale a dire formazione, istruzione ecc..(il peso percentuale passa dal 4,8 al 9%) e segnatamente per l'istruzione (dall'1 al 5%);
- la ricerca e l'innovazione per la competitività (dal 9 al 14%);
- un uso sostenibile delle risorse ambientali (dal 10 al 16%);
- l'inclusione sociale e i servizi per la qualità della vita e l'attrattività territoriale (dal 3 al 9% circa);
- la competitività e l'attrattività delle città e dei sistemi urbani (dal 2,6 al 7,2%);
- la valorizzazione delle risorse naturali culturali e per il turismo (dall' 8 a 9%).

Nel quadro delle direttrici di sviluppo e dei temi prioritari è poi declinata la programmazione unitaria regionale. La dotazione Fas per la Puglia nel periodo 2007 - 2013, al netto dell'accantonamento

⁸ Legge 289/2002 e Legge 350/2003.

⁹ Legge 183/1987.

della riserva di programmazione del 30%, calcolata secondo i criteri stabiliti nel QSN, è riportata in tabella.

Tab. 1 Riparto risorse FAS destinata alla Regione Puglia.

Tavola - FONDO AREE SOTTOUTILIZZATE - SETTORE 4 ¹ (milioni di euro) nazionale					
	2007	2008	2009	2010 e successivi	Totale
Totale dotazione del FAS anno 2007*	3.457,1	4.132,8	9.102,1	67.005,5	83.697,6
accantonamento 30%	1.037,1	1.239,9	2.730,6	20.101,6	25.109,3
Di cui	2.420,0	2.893,0	6.371,5	46.903,8	58.588,3
Centro nord	363,0	433,9	955,7	7.035,6	8.788,2
Mezzogiorno	2.057,0	2.459,0	5.415,7	39.868,3	49.800,1
Quota di riparto Puglia milioni di Euro	372,5	445,3	980,8	7.220,1	9.018,8
*al netto di Interreg					

La dotazione Fas è stata poi ripartita per le priorità di intervento secondo le percentuali indicative del Quadro Strategico Nazionale.

Tab. 2 Ripartizione risorse Fas per area tematica di intervento.

Priorità del QSN	2007	2008	2009	2010 e successivi
Miglioramento e valorizzazione delle risorse umane	33.527.053,07	40.079.930,58	88.271.275,01	649.812.876,50
di cui istruzione	18.626.140,60	22.266.628,10	49.039.597,23	361.007.153,61
Promozione, valorizzazione e diffusione della ricerca e della innovazione per la competitività	52.153.193,67	62.346.558,68	137.310.872,24	1.010.820.030,11
Uso sostenibile ed efficiente delle risorse naturali per lo sviluppo	58.858.604,29	70.362.544,79	154.965.127,25	1.140.782.605,41
di cui energia rinnovabile e risparmio energetico	7.450.456,24	8.906.651,24	19.615.838,89	144.402.861,44
territorio	32.782.007,45	39.189.265,45	86.309.691,12	635.372.590,35
di cui sicurezza	5.215.319,37	6.234.655,87	13.731.087,22	101.082.003,01
sviluppo	33.527.053,07	40.079.930,58	88.271.275,01	649.812.876,50
di cui attrattori culturali e turismo	8.568.024,67	10.242.648,93	22.558.214,73	166.063.290,66
Reti e collegamenti per i trasporti	63.328.878,03	75.706.535,53	166.734.630,58	1.227.424.322,27
Competitività dei sistemi produttivi e occupazione	59.603.649,91	71.253.209,91	156.926.711,13	1.155.222.891,55
Competitività e attrattività delle città e dei sistemi urbani	26.821.642,46	32.063.944,46	70.617.020,01	519.850.301,20
Apertura internazionale e attrazione di investment, consumi e risorse idriche	4.470.273,74	5.343.990,74	11.769.503,34	86.641.716,87
Governance, capacità istituzionali e mercati concorrenziali ed efficaci	7.450.456,24	8.906.651,24	19.615.838,89	144.402.861,44
	372.522.811,94	445.332.561,97	980.791.944,59	7.220.143.072,21

A partire da questa ripartizione le risorse sono state assegnate ai settori Ateco 2002. In alcuni casi l'operazione si è rivelata relativamente semplice perché l'indicazione del settore di destinazione è esplicitato nell'ambito tematico di intervento, per esempio l'istruzione, in altri sono state assunte delle ipotesi di assegnazione tra più settori a partire dall'esame delle singole tipologie di interventi già finanziati da delibere Cipe o programmate, ad esempio le risorse previste nella priorità "Reti e collegamenti per trasporti" sono state assegnate in misura prevalente al settore delle costruzioni e in misura marginale al settore dei trasporti, in quanto la maggior parte degli interventi programmati ha carattere infrastrutturale e coinvolge direttamente il settore delle costruzioni.

Le risorse allocate alla priorità 7 - "Competitività dei sistemi produttivi e occupazione" sono state invece ripartite proporzionalmente al peso dei settori nel sistema produttivo provinciale, a sua volta determinato in base alla distribuzione settoriale delle imprese attive.

Una volta assegnate le risorse ai settori, secondo tali criteri, si è assunto che una parte di queste, programmate per il periodo 2007-2013, verrà effettivamente spesa nel biennio successivo.

Benché nella Finanziaria 2007 le previsioni di spesa Fas risultino più contenute rispetto alle ultime versioni della programmazione, in particolare per i primi anni del ciclo di programmazione, e benché sia stato considerato, in fase di definizione della dotazione del fondo, il ritardo che caratterizza la spesa effettiva in rapporto a quella programmata, la previsione di lungo periodo, in crescita costante, tiene conto di ipotesi caratterizzate esse stesse da un certo grado di

10 La previsione di lungo periodo si fonda su una simulazione che tiene conto delle seguenti ipotesi:

incertezza, in particolare la condizione riferita all'alimentazione costante dei singoli strumenti di attuazione, che ci portano a ritenere plausibile uno scostamento della spesa effettiva nella misura del 16% della dotazione complessiva agli anni 2015-2016. Inoltre l'orientamento a favore di interventi di investimenti infrastrutturali che prevede la riduzione significativa del peso degli strumenti di incentivazione alle imprese, comporta un prevedibile slittamento dei tempi di spesa in quanto i primi hanno bisogno di attività progettuale che richiede tempo e accordo tra le parti coinvolte, mentre le modalità di erogazione degli incentivi sono automatiche e quindi più veloci.

Le regole di gestione dei fondi strutturali consentono di quantificare con una buona approssimazione già al momento di approvazione dei programmi le risorse disponibili e le previsioni complessive di spesa per i settori oggetto di intervento. Con riguardo alle risorse di competenza delle annualità del ciclo di programmazione 2000-2006 le previsioni di spesa arrivano fino al 2008, termine entro il quale le risorse debbono essere utilizzate, pena la perdita del finanziamento¹¹. Per il 2007 e il 2008 il profilo di spesa è stato stimato in base all'ipotesi che i flussi di cassa permettano di non incorrere nel disimpegno automatico delle risorse. Tali importi sono stati assegnati ai settori Ateco sulla base dell'analisi di dettaglio delle misure finanziate.

La programmazione dei nuovi Fondi Strutturali 2007/2013, Fondo di sviluppo regionale e Fondo Sociale Europeo (d'ora in poi FS), insieme al cofinanziamento nazionale è stata disposta dalla regione Puglia con i Piani Operativi¹². Non è però ancora disponibile il relativo Programma di attuazione con il dettaglio annuale degli importi per misura e dunque l'assegnazione ai settori non può essere operata come per le risorse del Por 2000-2007. I settori di intervento sono comunque individuabili dalla tavola di ripartizione delle risorse complessive dell'intero periodo di programmazione coerenti con le priorità indicate nel QSN come riportate nella tavola x e ancora di più dal dettaglio delle stesse secondo la "Classificazione degli interventi dei Fondi per il periodo 2007-2013"¹³ richiesta dalla Comunità. Questa ultima articolazione consente di assegnare le risorse ai settori con una buona approssimazione.

Tab. 3. *Fondi Strutturali 2007- 2013 Puglia*

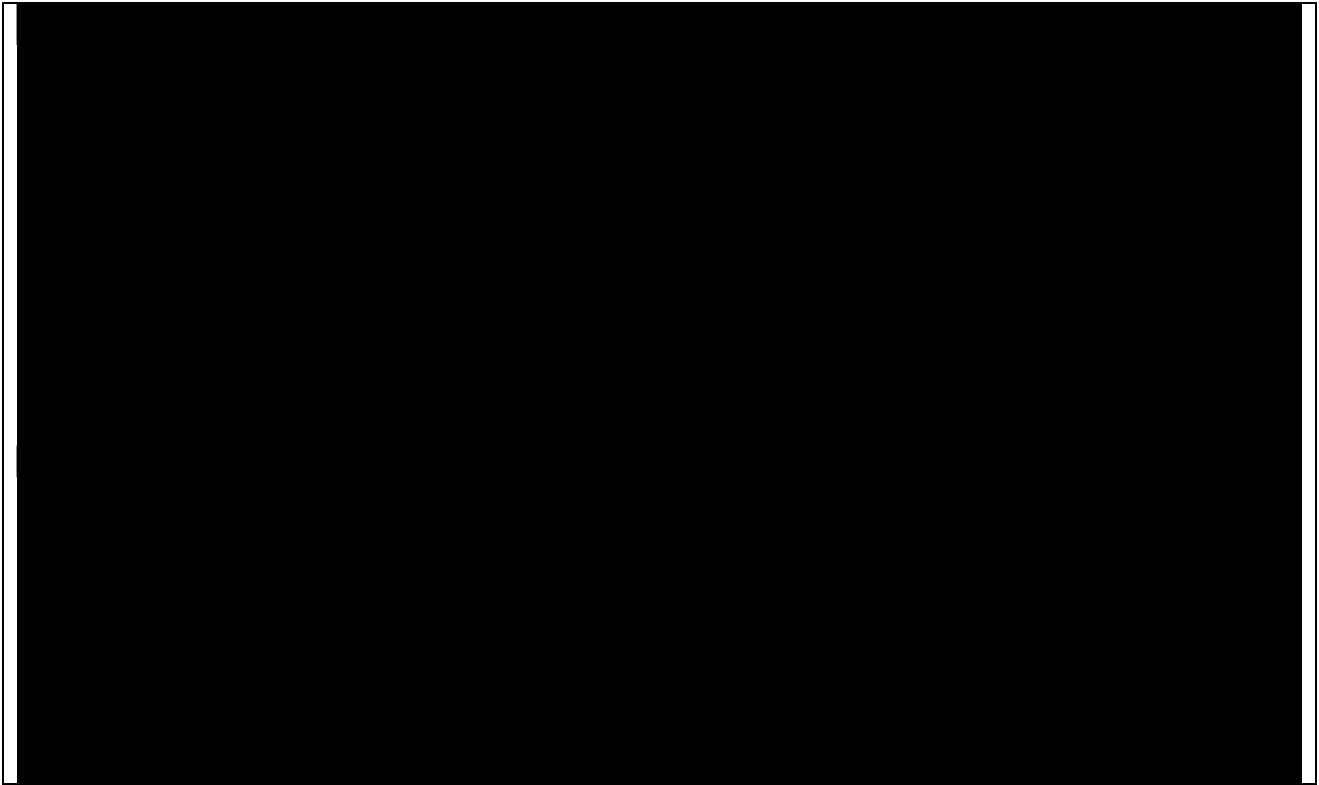
-
- mantenimento del volume di alimentazione del FAS con riferimento al singolo esercizio finanziario;
 - attuazione della previsione legislativa di conclusione dell'operatività di taluni strumenti;
 - alimentazione costante di singoli strumenti sulla base di espresse indicazioni programmatiche;
 - attuazione della riforma del sistema incentivante;
 - attuazione degli orientamenti di riequilibrio fra incentivi e investimenti

¹¹ Per la regola comunitaria n+2 del disimpegno automatico delle risorse non utilizzate entro il biennio successivo alla loro programmazione.

¹² DELIBERAZIONE DELLA GIUNTA REGIONALE 26 febbraio 2007, n. 171 - Approvazione Programma Operativo FESR 2007-2013.

DELIBERAZIONE DELLA GIUNTA REGIONALE 26 febbraio 2007, n. 173 -Approvazione Programma Operativo FSE 2007- 2013.

¹³ L 371/52 IT Gazzetta ufficiale dell'Unione europea 27.12.2006.



Tab.4. Dettaglio ambiti tematici fondi strutturali 2007-2013

Classificazione degli interventi dei Fondi per il periodo 2007-2013	
CODICI RELATIVI ALLA DIMENSIONE "TEMI PRIORITARI"	FS
Ricerca e sviluppo tecnologico (R&ST), innovazione e imprenditorialità	
01 Attività di R&ST nei centri di ricerca	20.000.000
02 Infrastrutture di R&ST (compresi gli impianti fisici, gli apparati strumentali e le reti informatiche ad alta velocità che collegano i centri di ricerca e centri di competenza ad una tecnologia specifica.	20.000.000
03 Trasferimenti di tecnologie e miglioramento delle reti di cooperazione tra piccole imprese (PMI), tra queste ed altre imprese ed università, istituti di istruzione post-secondaria di tutti i tipi, autorità regionali, centri di ricerca e poli scientifici e tecnologici (parchi tecnopoli ecc.).	40.000.000
04 Sostegno a R&ST, in particolare nelle PMI (ivi compreso l'accesso ai servizi di R&ST nei centri di ricerca).	81.000.000
05 Servizi avanzati di sostegno alle imprese e ai gruppi di imprese.	110.000.000
07 Investimenti in imprese direttamente legati alla ricerca e all'innovazione (tecnologie innovative, istituzione di nuove imprese da parte delle università, centri di R&ST e imprese esistenti ecc.).	30.000.000
08 Altri investimenti in imprese.	720.000.000
09 Altre misure volte a stimolare la ricerca, l'innovazione e l'imprenditorialità nelle PMI.	192.000.000
Società dell'informazione	
10 Infrastrutture telefoniche (comprese le reti a banda larga)	110.000.000
11 Tecnologie dell'informazione e della comunicazione (accesso, sicurezza, interoperabilità, prevenzione dei rischi, ricerca, innovazione, contenuti digitali ecc.)	100.000.000
12 Tecnologie dell'informazione e della comunicazione (RTE-TIC)	20.000.000
13 Servizi ed applicazioni per i cittadini (servizi sanitari online, e-government, e-learning, e-partecipazione ecc.)	70.000.000
14 Servizi ed applicazioni per le PMI (e-commerce, istruzione e formazione, creazione di reti)	30.000.000
15 Altre misure per migliorare l'accesso e l'utilizzo efficace delle TIC da parte delle PMI	20.000.000
Trasporti	
16 Trasporti ferroviari	440.000.000
18 Infrastrutture ferroviarie mobili	20.000.000
22 Strade nazionali	60.000.000
23 Strade regionali/locali	70.000.000
24 Piste ciclabili	20.000.000
25 Trasporti urbani	30.000.000
26 Trasporti multimodali	44.000.000
27 Trasporti multimodali (RTE-T)	44.000.000
28 Sistemi di trasporto intelligenti	82.000.000
29 Aeroporti	120.000.000
30 Porti	200.000.000
Energia	
35 Gas naturale	14.000.000
40 Energie rinnovabili: solare	42.000.000
41 Energie rinnovabili: da biomassa	32.000.000
43 Efficienza energetica, cogenerazione, gestione energetica	27.000.000
Protezione dell'ambiente e prevenzione dei rischi	
44 Gestione dei rifiuti domestici e industriali	100.000.000
45 Gestione e distribuzione dell'acqua (acqua potabile)	310.000.000
46 Trattamento delle acque (acque reflue)	110.000.000
47 Qualità dell'aria	60.000.000
48 Prevenzione e controllo integrati dell'inquinamento	100.000.000
50 Recupero dei siti industriali e dei terreni contaminati	80.000.000
51 Promozione della biodiversità e protezione della natura (compresa Natura 2000)	18.000.000
53 Prevenzione dei rischi (inclusa l'elaborazione e l'attuazione di piani e provvedimenti volti a prevenire e gestire i rischi naturali e tecnologici)	100.000.000
54 Altri provvedimenti intesi a preservare l'ambiente e a prevenire i rischi	140.000.000
Turismo	
55 Promozione delle risorse naturali	18.000.000
56 Protezione e valorizzazione del patrimonio naturale	18.000.000
57 Altri aiuti per il miglioramento dei servizi turistici	70.000.000
Cultura	
58 Protezione e conservazione del patrimonio culturale	140.000.000
59 Sviluppo di infrastrutture culturali	40.000.000
60 Altri aiuti per il miglioramento dei servizi culturali	50.000.000
Rinnovamento urbano e rurale	
61 Progetti integrati di rinnovamento urbano e rurale	230.000.000
Miglioramento dell'accesso all'occupazione e della sostenibilità	
62 Sviluppo di sistemi e strategie di apprendimento permanente nelle imprese; formazione e servizi per i lavoratori volti a migliorare la loro capacità di adattamento ai cambiamenti; promozione dell'imprenditorialità e dell'innovazione	63.960.000
63 Elaborazione e diffusione di modalità di organizzazione del lavoro più innovative e produttive	15.350.400
64 Sviluppo di servizi specifici per l'occupazione, la formazione e il sostegno in connessione con la ristrutturazione dei settori e delle imprese, e sviluppo di sistemi di anticipazione dei cambiamenti economici e dei fabbisogni futuri in termini di occupazione e qualifiche	25.584.000
65 Ammodernamento e rafforzamento delle istituzioni del mercato del lavoro	173.075.760
66 Attuazione di misure attive e preventive sul mercato del lavoro	194.027.394
67 Misure volte a promuovere l'invecchiamento attivo e a prolungare la vita lavorativa	31.573.214
68 Sostegno al lavoro autonomo e all'avvio di imprese	141.957.760

<i>continua</i>		
67	Misure volte a promuovere l'invecchiamento attivo e a prolungare la vita lavorativa	31.573.214
68	Sostegno al lavoro autonomo e all'avvio di imprese	141.957.760
69	Misure per migliorare l'accesso all'occupazione ed aumentare la partecipazione sostenibile delle donne all'occupazione per ridurre le discriminazioni di genere sul mercato del lavoro e per riconciliare la vita lavorativa e privata, ad esempio facilitando l'accesso ai servizi di custodia dei bambini e all'assistenza alle persone non autosufficienti	90.365.520
70	Azioni specifiche per aumentare la partecipazione dei migranti al mondo del lavoro, rafforzando in tal modo la loro integrazione sociale	21.830.752
Una migliore inclusione sociale dei gruppi svantaggiati		-
71	Percorsi di integrazione e reinserimento nel mondo del lavoro dei soggetti svantaggiati; lotta alla discriminazione nell'accesso al mercato del lavoro e nell'avanzamento nello stesso e promozione dell'accettazione della diversità sul posto di lavoro	128.244.000
72	Elaborazione, introduzione ed attuazione di riforme dei sistemi di istruzione e formazione al fine di sviluppare la capacità di inserimento professionale, rendendo l'istruzione e la formazione iniziale e professionale più pertinenti ai fini dell'inserimento nel mercato del lavoro e aggiornando le competenze dei formatori, ai fini dell'innovazione e di un'economia basata sulla conoscenza	38.376.000
73	Misure volte ad aumentare la partecipazione all'istruzione e alla formazione permanente, anche attraverso provvedimenti intesi a ridurre l'abbandono scolastico, discriminazioni di genere rispetto alle materie e ad aumentare l'accesso all'istruzione e alla formazione iniziale, professionale e universitaria, migliorandone la qualità.	216.952.320
74	Sviluppo del potenziale umano nella ricerca e nell'innovazione, in special modo attraverso studi e formazione post-laurea dei ricercatori, ed attività di rete tra università, centri di ricerca e imprese	174.482.880
Investimenti nelle infrastrutture sociali		
76	Infrastrutture per la sanità	225.000.000
77	Infrastrutture per l'infanzia	50.000.000
78	Infrastrutture edilizie	75.500.000
79	Altre infrastrutture sociali	200.000.000
Mobilizzazione a favore delle riforme nei settori dell'occupazione e dell'inclusione		
80	Promozione di partenariati, patti e iniziative attraverso il collegamento in rete delle parti interessate	27.675.200
Consolidamento delle capacità istituzionali a livello nazionale, regionale e locale		
81	Meccanismi volti a migliorare l'elaborazione di politiche e programmi efficaci, il controllo e la valutazione a livello nazionale, regionale e locale, e potenziamento delle capacità di attuazione delle politiche e dei programmi	93.076.800
85	Preparazione, attuazione, sorveglianza e ispezioni	72.757.818
86	Valutazione e studi; informazione e comunicazione	65.454.138
Totale		6.517.243.956

Il profilo di spesa dei FS è stato stimato ipotizzando che il 30% delle risorse riferite al periodo 2007-2013 saranno effettivamente spese nel biennio 2014-2015, ciò sulla base dell'esperienza del precedente ciclo di programmazione e della possibilità di spesa nel biennio successivo al periodo di programmazione senza incorrere nel disimpegno delle risorse, oltre che del prevedibile avvio lento di attuazione della nuova programmazione (ad oggi non sono stati pubblicati i Programmi di attuazione).

A tali risorse sono da aggiungere quelle rivolte allo sviluppo rurale, caratterizzate per il periodo 2007-2013 da una notevole semplificazione della programmazione rispetto al periodo 2000-2006. Tutte le misure verranno integralmente finanziate da un unico Fondo, il Feasr, il Fondo europeo agricolo di sviluppo rurale per le Regioni Convergenza che prevede, in un unico programma, gli interventi di sviluppo locale rurale precedentemente inclusi nei POR (Programmi operativi regionali), nei PSR (Programmi di sviluppo rurale) e nelle azioni dell'iniziativa comunitaria LEADER. In Puglia per il periodo 2007-2013 il Fondo ammonta a 851.327 milioni di euro di euro più la quota di cofinanziamento nazionale. Per poter essere utilizzati nel modello Input-Output della Puglia, tali importi sono stati ripartiti sui diversi settori economici interessati in base alle indicazioni del Piano regionale di sviluppo rurale 2007-2013, attraverso l'analisi degli assi e degli interventi di cui è disponibile un dettaglio per misura di cui alla tab. Non sono stati considerati nell'assegnazione ai settori gli importi relativi a trasferimenti di sostegno non finalizzate direttamente ad attività di investimento.

Relativamente alle previsioni di spesa l'ipotesi formulata è analoga a quella dei FS, la spesa si protrae nel biennio 2014-2015 nella misura del 30% del totale, senza incorrere nel disimpegno automatico delle risorse.

Tab. 5. Piano di Sviluppo Rurale – Regione Puglia

<i>Ripartizione indicativa per misura di sviluppo rurale</i>			
Misura /asse	Spesa pubblica	Spesa privata	Costo totale
Azioni nel campo della formazione professionale e dell'informazione	15.000.000	1.750.000	16.750.000
Insediamiento di giovani agricoltori	75.000.000		75.000.000
Prepensionamento imprenditori e lavoratori agricoli	12.000.000		12.000.000
Utilizzo dei servizi di consulenza da parte degli imprenditori agricoli e forestali	60.000.000	15.000.000	75.000.000
Ammodernamento delle aziende agricole	221.000.000	221.000.000	442.000.000
Accrescimento del valore economico delle foreste	20.000.000	18.700.000	38.700.000
Accrescimento del valore aggiunto dei prodotti agricoli e forestali	190.000.000	190.000.000	380.000.000
Cooperazione per lo sviluppo di nuovi prodotti, processi e tecnologie nel settore e alimentare	15.000.000		15.000.000
Miglioramento e sviluppo delle infrastrutture in parallelo con lo sviluppo e l'adeguamento dell'agricoltura e della silvicoltura	25.000.000		25.000.000
Ripristino del potenziale produttivo agricolo danneggiato da calamità naturali e introduzione di adeguate misure di prevenzione	10.000.000		10.000.000
Sostegno agli agricoltori che partecipano ai sistemi di qualità alimentare	15.000.000		15.000.000
Sostegno alle associazioni di produttori per attività di informazione e promozione riguardo ai prodotti che rientrano nei sistemi di qualità alimentare	15.000.000	6.430.000	21.430.000
Totale asse	673.000.000	452.880.000	1.125.880.000
Indennità a favore delle zone montane e di altre zone caratterizzate da svantaggi naturali	11.500.000		11.500.000
Indennità Natura 2000 e indennità connesse alla direttiva 2000/60/CE	13.500.000		13.500.000
Pagamenti agro ambientali	253.621.000		253.621.000
Sostegno agli investimenti non produttivi in campo agricolo	62.000.000		62.000.000
Imboschimento di terreni agricoli	23.550.000		23.550.000
Imboschimento di superfici non agricole	5.000.000		5.000.000
Pagamenti silvoambientali	10.000.000		10.000.000
Ricostituzione del potenziale forestale e interventi preventivi foreste	40.000.000		40.000.000
Sostegno agli investimenti non produttivi	25.000.000		25.000.000
Totale asse II	444.171.000		444.171.000
Diversificazione verso attività non agricole	123.000.000	123.000.000	246.000.000
Sostegno alla creazione e allo sviluppo di Microimprese 1	13.000.000	13.000.000	26.000.000
Incentivazione di attività turistiche 1	10.000.000	10.000.000	20.000.000
Servizi essenziali per l'economia e la popolazione rurale	25.000.000		25.000.000
Tutela e riqualificazione del patrimonio rurale	45.000.000		45.000.000
Formazione e informazione rivolte agli operatori economici impegnati nei settori che rientrano nell'asse 3	10.000.000		10.000.000
Totale asse 3	226.000.000	146.000.000	372.000.000
Strategie di sviluppo locali di cui Qualità della vita/diversificazione	65.000.000	43.000.000	108.000.000
cooperazione interterritoriale e transnazionale	10.000.000		10.000.000
gestione dei gruppi di azione locale, acquisizione di competenze, animazione	18.000.000		18.000.000
Totale asse	93.000.000	43.000.000	136.000.000
Assistenza tecnica	44.397.695		44.397.695
Totale complessivo	1.480.568.695	641.880.000	2.122.448.695

Rimangono fuori dal calcolo del complesso della spesa pubblica regionale alcuni importi relativi ai programmi operativi nazionali, - Istruzione, Ricerca e competitività, Sicurezza, Reti per la mobilità, Governance e azioni di sistema – tuttavia si tratta di una quota marginale delle politiche di sviluppo.

Definiti gli importi complessivi della spesa pubblica per lo sviluppo regionale, individuati i settori economici di destinazione e applicate le previsioni di spesa per il periodo considerato, la determinazione delle risorse finanziarie destinate alla provincia di Brindisi è stata ottenuta assumendo una quota proporzionale alla popolazione residente nell'area.

I valori di investimento pubblico così calcolati possono essere inseriti nel modello per ottenere il corrispondente incremento assoluto di produzione per settore nell'area di riferimento.

Scenario 1

Lo Scenario 1 vuole rappresentare la situazione della provincia di Brindisi al 2013 nel caso in cui i piani di sviluppo locale vengano integrati dalla creazione dell'impianto rigassificatore della Brindisi LNG. L'impatto delle politiche di sviluppo è valutato in concomitanza con l'investimento privato di Brindisi LNG. Tale investimento sarà pari a circa 527 mln di euro, di cui si stima che 226 milioni saranno assegnati alle imprese locali.

Il valore complessivo dell'investimento di Brindisi LNG che ricade sul territorio è stato ripartito per settore di destinazione facendo riferimento alla ripartizione per tipo di attività.

Scenario 1a

Un altro scenario, che possiamo definire Scenario 1a, è associato all'ipotesi secondo cui la parte di investimento Brindisi LNG che attiva l'economia locale è più elevata di quanto supposto nello Scenario 1. Oltre alla parte di investimento destinata alle imprese locali (226 mln) si può infatti pensare che ci sia un'altra fetta dell'investimento che ha un impatto sulla realtà locale. Le attività di progettazione e fornitura svolte all'esterno non hanno in effetti alcun impatto sull'economia brindisina; le attività di costruzione, però, pur essendo affidate in appalto ad imprese esterne alla realtà locale hanno un impatto sul sistema economico locale. Il valore delle attività di costruzione affidate ad imprese non locali risulta pari a circa 36 mln; circa il 35% di tale importo corrisponde ai costi generali ed al profitto delle imprese responsabili delle attività per cui non viene considerato come investimento venendo escluso dal conteggio dell'incremento di domanda finale.

L'importo dell'investimento Brindisi LNG relativo allo Scenario 1a, oltre ad essere più elevato (circa 255 mln) è assegnato ai settori in misura diversa da quanto supposto inizialmente.

2.2.2 La valutazione dell'impatto su valore aggiunto¹⁴ e occupati

La valutazione degli scenari alternativi prevede dunque la imposizione nella (iii) di diversi livelli di domanda finale, associati a diverse combinazioni di investimenti pubblici e privati, e quindi la stima dei corrispondenti livelli di produzione locale (o domanda aggregata locale). Come spiegato nel paragrafo 3.1, utilizzando il sistema di equazioni (iii) derivato dalla tavola input-output, si ottengono i livelli di produzione di ogni settore connessi dall'aumento di domanda ipotizzato. Si possono quindi calcolare sia il livello di produzione per settore, sia il livello di produzione totale.

La stima del valore aggiunto e degli occupati corrispondenti ad ogni scenario avviene utilizzando delle proporzioni.

Per quanto riguarda il valore aggiunto, questo viene calcolato come una proporzione fissa della produzione. In particolare, in base alla tavola input-output Brindisi 2006 si calcola, per ogni settore, la quota di valore aggiunto rispetto alla produzione; tale quota viene poi applicata alla stima della produzione settoriale effettuata col modello.

¹⁴ Secondo la definizione del Sistema europeo dei conti (Sec 95), il valore aggiunto è l'aggregato che consente di apprezzare la crescita del sistema economico in termini di nuovi beni e servizi messi a disposizione della comunità per impieghi finali. È la risultante della differenza tra il valore della produzione di beni e servizi conseguita dalle singole branche produttive ed il valore dei beni e servizi intermedi dalle stesse consumati (materie prime e ausiliarie impiegate e servizi forniti da altre unità produttive). Corrisponde alla somma delle retribuzioni dei fattori produttivi e degli ammortamenti. Può essere calcolato ai prezzi di base o ai prezzi di mercato.

Per quanto riguarda il numero di nuovi occupati creati dall'incremento di produzione, questi vengono calcolati utilizzando dei coefficienti settoriali che indicano il numero di occupati per unità di produzione. Tali coefficienti sono derivati dalle statistiche ufficiali dell'Istat per la regione Puglia e sono relative al 2005. Ogni coefficiente settoriale viene moltiplicato per il valore della produzione settoriale, ottenendo il corrispondente impatto occupazionale settoriale e complessivo.

La metodologia di valutazione degli scenari fin qui delineata permette inoltre di presentare e commentare risultati parziali.

2.2.3 - Valutazioni parziali

Oltre a valutare l'impatto complessivo dell'investimento sull'economia locale inerente ai vari scenari, è possibile effettuare un'analisi dell'effetto parziale su determinati settori. In particolare, l'utilizzo del modello consente di estrapolare gli effetti moltiplicatori sui singoli settori nei vari scenari e confrontarli, con il supporto di dati di andamento settoriale. Oltre ai settori coinvolti direttamente nella fase d'investimento (Costruzioni, Trasporti e Servizi professionali), sono considerati nell'analisi alcune branche dei servizi che si ritiene possano essere coinvolti in misura rilevante.

2.3 La valutazione della Fase Operativa

La seconda fase di valutazione riguarda l'impatto diretto, indiretto e indotto dell'attività del terminal di rigassificazione sull'economia locale.

Per impatto diretto dell'impianto si intende l'impatto economico generato dalle attività del terminal, ossia l'aumento di occupazione diretta nell'impianto di rigassificazione.

Per impatto indiretto intendiamo l'impatto che deriva dalle attività economiche di imprese o enti situati all'esterno del terminal, ma che sono al servizio del terminal. Si fa dunque riferimento al porto di Brindisi, che fornisce servizi al traffico all'interno del porto, e ad altre realtà locali responsabili di attività considerate fra i costi operativi della Brindisi LNG. L'impatto indiretto sul porto può essere diviso in tre componenti:

1. Aumento delle entrate del porto derivante dall'aumento dei traffici marittimi.
2. Aumento dei consumi delle famiglie, associato all'aumento di occupazione diretta nel porto legato alla fornitura di servizi a Brindisi LNG.
3. Aumento delle entrate delle imprese locali che si occupano della manutenzione dell'impianto e della fornitura delle utilities.

L'impatto indotto dell'impianto è quello generato dagli effetti moltiplicativi degli impatti diretti e indiretti, ossia l'impatto economico generato dalle attività che si sviluppano in seguito alla domanda di beni e servizi attivata dalle persone e dalle imprese direttamente e indirettamente coinvolte nell'attività del terminal LNG.

2.3.1 Impatto diretto

Il terminal di rigassificazione LNG pur rappresentando un investimento rilevante nel sistema locale non produce, nella fase operativa, dei cambiamenti strutturali nell'economia brindisina. Il terminal svolge piuttosto una funzione di servizio, di rigassificazione del gas che una volta disponibile allo stato gassoso può essere messo sul mercato. L'impatto diretto di questa attività è dunque

occupazionale, nel senso che il cambiamento sul territorio direttamente associato al funzionamento dell'impianto è l'aumento di occupazione reso necessario dalle attività del terminal.

Secondo le informazioni fornite da Brindisi LNG, i nuovi occupati direttamente impiegati nel terminal LNG saranno 60, distribuiti come mostrato in Tabella 20.

Tab. 6. *Occupati diretti LNG per profilo*

	Occupati
Produzione	24
Strumentazione	7
Manutenzione	13
Amministrazione	10
Sub-totale	54
Management	6
Totale	60

Fonte: *Brindisi LNG*

Il management sarà esterno, mentre gli addetti alla produzione, strumentazione, manutenzione e amministrazione dell'impianto verranno reperiti in loco.

A regime la stima del costo del lavoro lordo per Brindisi LNG è pari a circa 3,36 milioni di euro. Si può assumere che un terzo di questo importo vada al management e che il resto vada agli addetti alle altre mansioni. Per valutare il reddito percepito dalle forze lavoro il costo del lavoro va considerato al netto dei contributi previdenziali ed assistenziali e delle imposte. Solo il 55% del suddetto importo verrà distribuito come reddito netto. Dunque l'aumento di reddito disponibile conseguente all'attività del terminal è pari a circa 1,232 milioni di euro.

Per valutare l'incremento dei consumi associato all'aumento di reddito locale viene utilizzata la propensione media al consumo. Questo indicatore è definibile come il rapporto fra i consumi delle famiglie ed il reddito disponibile e può essere calcolato a livello nazionale o locale. Per la regione Puglia la propensione media al consumo è pari al 91%; le famiglie pugliesi utilizzano circa il 91% del loro reddito disponibile per consumare. Dunque l'aumento di consumo familiare associato all'attività Brindisi LNG è pari a circa 1,124 milioni di euro.

2.3.2 Impatto indiretto: il valore del Porto

L'impatto indiretto delle attività del terminal LNG deriva dalle attività economiche esterne all'impianto ed al suo servizio. I servizi principali al terminal sono forniti dal porto di Brindisi mentre si può ipotizzare che le attività di manutenzione vengano assegnate ad altre imprese locali.

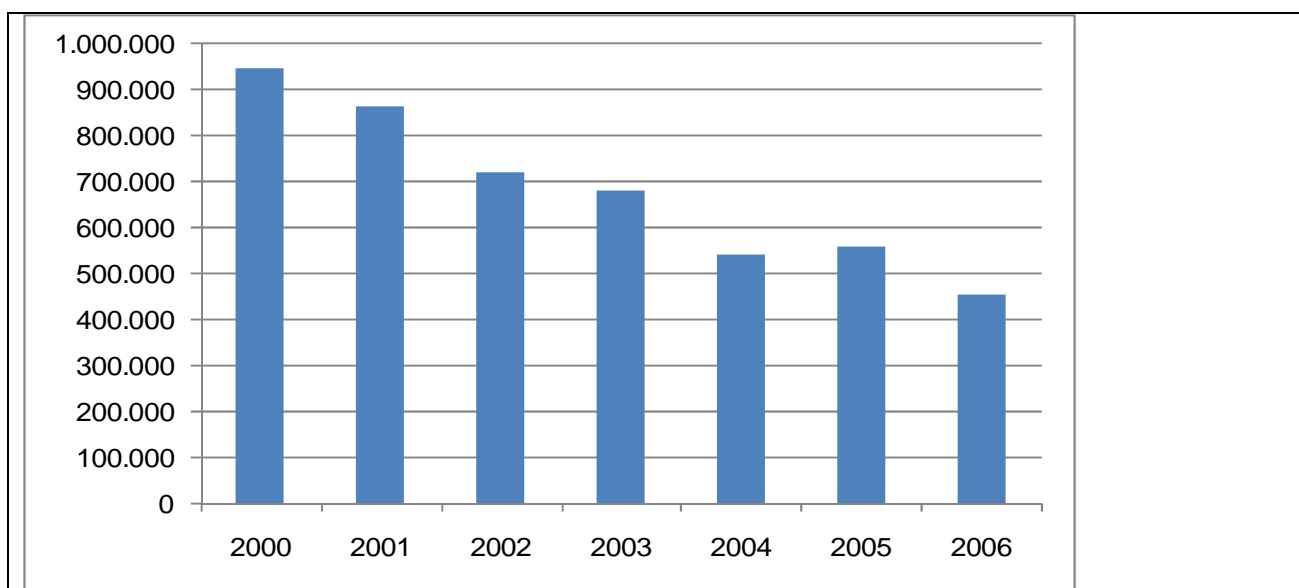
Il porto naturale di Brindisi si estende per oltre 5.000.000 metri cubi, con uno sviluppo lineare totale di banchine per oltre 6000m, non tutte disponibili attualmente, e si articola nei tre bacini del porto interno, formato da due bracci che cingono il centro abitato, chiamati Seno di Levante e Seno di Ponente, dal bacino del porto medio che precede il canale di accesso al porto interno (Canale Pigionati) e da quello del porto esterno, racchiuso tra la diga di Punta Riso, le isole Pedagne, la Diga di Costa Morena e l'Isola di Sant'Andrea.

In un contesto di crescita sostenuta dei traffici marittimi internazionali, la posizione strategica del porto rispetto alle rotte del commercio marittimo internazionale, che lo pone punto geografico di accesso privilegiato per le merci provenienti dall'est e dal Mar Nero, non è stata sufficiente a far decollare lo sviluppo dell'economia portuale.

L'andamento dei traffici degli ultimi anni non ha corrisposto alle aspettative e alle potenzialità del porto. A livello regionale migliori risultati in termini di tassi di crescita hanno conseguito i porti di Bari e di Taranto, mentre nell'area Ionico Adriatica emerge la forte dinamicità dei porti dell'Adriatico Orientale come Koper, Rijeka, Durazzo e nel sud del Mediterraneo Port Said e Damietta (soprattutto per i containers).

I dati del traffico passeggeri degli ultimi anni mostrano una flessione significativa e un ulteriore pesante decremento del numero dei movimenti si è registrato nel 2006, a tutto vantaggio del porto di Bari che nello stesso anno è risultato leader nell'Adriatico-Ionio per movimento complessivo di passeggeri su rotte internazionali (traghetti e crociere).

Tab. 7 Traffico passeggeri nel porto di Brindisi 2000-2006



Fonte: Dati dell'Avvisatore Marittimo

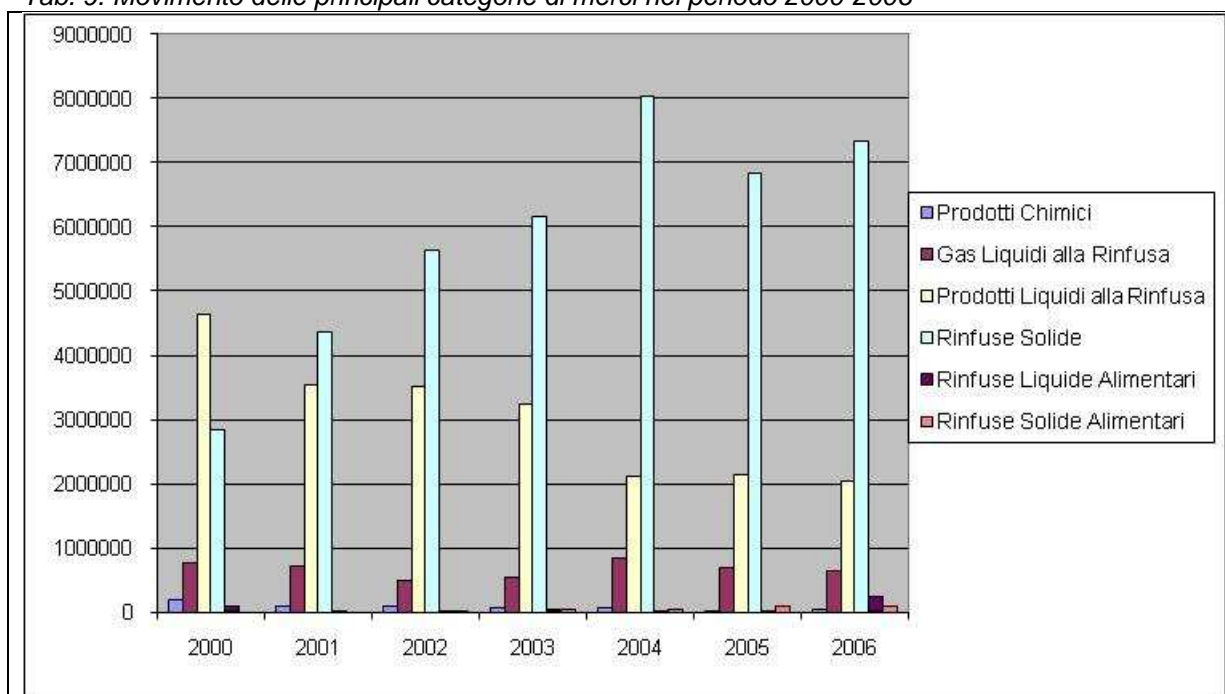
L'andamento del traffico merci mostra un andamento fluttuante negli ultimi anni, sostanzialmente il volume complessivo delle merci movimentate varia al variare della sua componente più importante, il carbone, cresciuto fino al 2003 in misura considerevole. Tra il 2000 e il 2006 la componente dei prodotti chimici mostra una flessione di oltre il 70%, nello stesso periodo un forte calo è riferito alla componente "prodotti liquidi alla rinfusa", nel 2006 si registra il dato positivo di incremento del traffico delle rinfuse liquide alimentari (vino, olio vegetale, sansa). Questi dati tuttavia si riferiscono a componenti marginali del traffico: a parte le rinfuse liquide, principalmente la naphta, che pesano sul totale del traffico merci per circa il 20%, le altre tipologie di merci tutte insieme pesano appena il 10%, mentre il carbone con i materiali di risulta (ceneri e gesso) copre circa il 70% del traffico merci complessivo.

Tab. 8 Traffico complessivo tonnellate di merci 2000-2006 nel porto di Brindisi

Anno	Prodotti Chimici	Gas Liquidi alla Rinfusa	Prodotti Liquidi alla Rinfusa	Rinfuse Solide	Rinfuse Liquide Alimentari	Rinfuse Solide Alimentari	Merci in colli	Totale
2000	189.867	766.903	4.627.750	2.843.874	80.166	0	261.451	8.770.011
2001	98.373	716.906	3.534.761	4.375.033	11.363	0	255.279	8.991.715
2002	106.733	497.037	3.522.723	5.640.198	11.120	16.158	68.059	9.862.028
2003	81.693	551.048	3.243.408	6.152.565	28.997	44.189	74.475	10.176.375
2004	70.183	843.759	2.127.245	8.028.496	14.732	48.467	115.239	11.248.121
2005	33.713	698.614	2.142.604	6.819.056	15.419	89.129	89.695	9.888.230
2006	54.439	638.590	2.038.599	7.317.357	238.097	86.391	124.228	10.497.701

Fonte: Dati dell'Avvisatore Marittimo

Tab. 9. Movimento delle principali categorie di merci nel periodo 2000-2006



Fonte: Dati dell'Avvisatore Marittimo

Preoccupante è inoltre la flessione nel numero di navi arrivate. I dati di fonte Istat fino al 2004 mostrano un decremento significativo con riferimento al 2001, pari a circa il 46%.

Tab. 10. Numero di navi arrivate¹⁵ nel Porto di Brindisi

anno	NAVI ARRIVATE	
	Numero	Tonnellate di stazza netta (migliaia)
2000	4.117	17.236
2001	3.264	13.553

¹⁵ L'unità di rilevazione è la nave mercantile, cioè qualunque imbarcazione adibita al trasporto marittimo; esclude le navi da pesca, le navi officina per il trattamento del pesce, le navi da trivellazione e da esplorazione, le navi adibite a servizi portuali, le navi per la ricerca e le navi militari e le imbarcazioni utilizzate unicamente per fini non commerciali.

2002	3.042	12.568
2002	2.987	13.929
2004	2.818	12.489

Fonte: Istat

A questi dati si aggiungono per il periodo 2005/2006 quelli dell'A.P., non direttamente confrontabili con quelli di fonte Istat, perché riferiti ad un universo più ampio delle tipologie di navi considerate e raccolti con modalità diverse, ma che confermano tuttavia quanto emerso negli anni precedenti e cioè un trend di riduzione nel numero di navi nel porto di Brindisi.

Tab. 11. Numero di navi nel porto di Brindisi nel biennio 2005/2006

	N° navi 2006	N° navi 2005	Differenza % 2005-2006
Catamarano-Aliscafo	61	54	12,96
Imbarcazioni/navi da diporto/motoryacht	1014	996	1,81
Motocisterna	198	186	6,45
Motogasiera	381	420	-9,29
Motonave	379	417	-9,11
Nave da crociera	8	14	-42,86
Nave traghetto	1307	1451	-9,92
Rimorchiatori	83	25	100,00
Ro/Ro	73	87	-16,09

Fonte: Autorità Portuale di Brindisi.

In generale le ragioni della mancata crescita sono le stesse che penalizzano la portualità italiana nel suo complesso a vantaggio sul piano internazionale di quella spagnola e del nord-Europa, in questo senso giocano un ruolo decisivo i ritardi degli investimenti in infrastrutture in particolare dei trasporti e della logistica e i livelli dei servizi, inferiori a quelli offerti da altri scali. Nello specifico brindisino le cause risiedono nella storia dello scalo che cresciuto sull'onda dell'industrializzazione dell'area, con la localizzazione di grandi aziende a partecipazione statale, ne ha seguito in parte le sorti, da tempo si assiste al declino delle industrie di processo senza che si sia potuta affermare una riconversione industriale capace di coinvolgere l'economia del porto e sviluppare la diversificazione dei traffici.

Non si è infatti concretizzata quella auspicata polifunzionalità del porto, industriale, commerciale e turistica, e i tentativi operati nel segmento container e da ultimo crocieristico non hanno dato risultati apprezzabili, anche in considerazione della forte concorrenza rispettivamente di Taranto e Bari.

Con il tramonto della grande industria petrolchimica si è invece assistito negli anni alla specializzazione crescente nei traffici di combustibili per le evidenti ragioni collegate alla presenza delle grandi centrali elettriche che fanno di Brindisi un polo energetico tra i più importanti a livello nazionale.

Negli anni le criticità ambientali si sono acuite e i ritardi nelle bonifiche, la mancata razionalizzazione funzionale delle diverse zone portuali, alcune interdette per la presenza di aree militari, la commistione delle diverse tipologie di traffici, i mancati interventi infrastrutturali, la mancanza di adeguati servizi della logistica e della retroportualità, nonché dei servizi a terra per i passeggeri hanno pesantemente penalizzato le potenzialità di sviluppo del porto.

Dal punto di vista ambientale gran parte del porto così come dell'area industriale immediatamente a ridosso ricade tra i siti inquinati di interesse nazionale ai sensi della legge 426/98 da sottoporre a piano di bonifica. Per moltissimo tempo nelle sue acque sono confluiti scarichi industriali e scarichi non depurati di molti quartieri cittadini e dal canale Cillarese che a sua volta convoglia le acque della zona interna della provincia, il che ha portato l'inquinamento a livelli particolarmente elevati. Le caratterizzazioni dei siti hanno infatti rilevato la presenza nei sedimenti di natura organica, idrocarburi e di metalli pesanti (..). Le lentezze procedurali delle attività di bonifica e di riqualificazione ambientale hanno nel frattempo impedito di poter dare inizio ai dragaggi necessari per l'adeguamento dei fondali in grado di ospitare le navi di ultima generazione.

Le politiche di intervento si sono concretizzate in piani e programmi integrati di sviluppo volti al superamento delle criticità esistenti, con dotazioni finanziarie anche importanti, ma i lunghi tempi di attuazione ne ritardano gli effetti. Oltre a ciò il vincolo alle spese infrastrutturali delle Autorità Portuali previsto nelle finanziarie 2005/2006 ha determinato uno stato di grave incertezza nella realizzazione degli interventi previsti dal Piano Operativo Triennale .

In questo contesto negli ultimi due anni sono intervenute diverse novità:

- gli interventi normativi contenuti nella finanziaria del 2007 relativi al settore portuale e in particolare l'eliminazione del tetto alle spese infrastrutturali per l'Autorità Portuale e il recente via libera del Ministero dell'Ambiente per procedere ai dragaggi nei siti di interesse nazionale
- la nomina del nuovo presidente dell'Autorità Portuale e il nuovo Piano Triennale Operativo 2007-2009;

Le novità contenute nella finanziaria 2007 modificano sostanzialmente la legge 84 e in particolare prevedono l'attribuzione della completa autonomia finanziaria alle autorità portuali attraverso la devoluzione, a partire dal 2007, dell'intero gettito della tassa erariale sulle merci sbarcate e imbarcate e della tassa di ancoraggio, restando ferma l'attribuzione all'A.P. del 100% della tassa portuale sulle merci (fino al 2006 quest'ultima era devoluta all'AP nella misura del 50%). A decorrere dallo stesso anno è istituito presso il Ministero dei Trasporti un fondo perequativo di 50 milioni di euro da ripartire tra le AP secondo criteri ancora da definire.

Le autorità portuali potranno inoltre applicare una addizionale su tasse, canoni e diritti per l'espletamento delle attività di vigilanza e per la fornitura di servizi di sicurezza previsti nei piani di sicurezza portuali, ma si assumono gli oneri degli interventi di manutenzione dei porti.

Come accennato, viene rimosso il vincolo (finanziaria 2005) posto all'incremento percentuale delle spese infrastrutturali così da consentire alle autorità portuali di effettuare, con le risorse già stanziare da precedenti leggi o con altre risorse disponibili, gli investimenti programmati per lo sviluppo e la riqualificazione dei porti.

Si è inoltre in attesa del regolamento attuativo volto a rivedere la disciplina delle tasse e dei diritti marittimi che dovrà individuare anche i criteri di istituzione e soppressione delle A.P. tenendo conto della rilevanza del porto, del collegamento con le reti strategiche nazionali ed internazionali, del volume dei traffici e della capacità di autofinanziamento.

Infine, per completare il processo di autonomia finanziaria, sarà stabilita con decreto adottato di concerto dal Ministero dei Trasporti, Ministero dell'Economia e Ministero delle Infrastrutture, la quota di contributi, diversi dalle tasse e dai diritti portuali, che i porti dovranno devolvere all'autorità portuale del proprio ambito territoriale per la realizzazione di opere e servizi programmati nei rispettivi piani regolatori e POT. Contestualmente a tale determinazione non ci saranno più trasferimenti dello stato per la realizzazione di opere. Nello stesso decreto dovrà essere determinato il contributo a valere sulla quota delle risorse destinate alle opere strategiche (ex lege

443/2001) per la realizzazione di grandi infrastrutture portuali immediatamente cantierabili. Oltre a ciò sono previste risorse per il finanziamento di interventi per lo sviluppo delle filiere logistiche dell'intermodalità e delle attività di transhipment ¹⁶.

Al di là di questi stanziamenti finalizzati al rilancio della portualità, in prospettiva l'aspetto rilevante è che l'Autorità Portuale dovrà contare sulle proprie risorse sia per la manutenzione del porto sia per la realizzazione di opere infrastrutturali.

Nel 2005 sono stati adeguati con ordinanza gli importi dovuti dagli operatori a titolo di tariffa per l'imbarco/sbarco passeggeri, veicoli e tir dalle navi traghetto e ro-ro e gli importi versati dalle imprese portuali a titolo di parte variabile del canone di impresa. Sono inoltre stati rideterminati i canoni di concessione demaniale.

Le entrate dell'A.P. di Brindisi negli ultimi anni registrano un trend in sensibile crescita. Per il 2007 si prevede un gettito di circa 2 milioni di euro per la tassa di ancoraggio e di circa 4 milioni di tasse erariali.

Altra novità importante per il porto di Brindisi sono le nuove procedure per il dragaggio nei siti portuali inquinati e riconosciuti aree a rischio da bonificare che semplificano l'iter autorizzativo agli escavi per le Autorità portuali. Anche nei siti oggetto di bonifica di interesse nazionale possono essere svolte contestualmente operazioni di dragaggio autorizzate dal Ministro dell'Ambiente¹⁷.

A questo riguardo è recentemente intervenuto il tanto atteso decreto del Ministero dell'Ambiente di autorizzazione alle operazioni di dragaggio che permette di dare il via libera nel porto di Brindisi agli interventi nel seno di Ponente, un'area di 300mila metri quadri, per il quale stanno per liberarsi ingenti risorse. L'Autorità Portuale ha recentemente riassunto l'intera responsabilità attuativa e gestionale dell'intervento di disinquinamento precedentemente affidata alla Provincia.

Con la nomina del nuovo Presidente dell'Autorità portuale si è dato nuovo impulso alla programmazione delle politiche per il porto, culminata nella redazione del nuovo POT 2007-2009 che traccia le strategie di sviluppo delle attività portuali e gli interventi di attuazione del prossimo triennio. A partire dall'analisi dei dati di andamento dell'economia portuale e delle criticità e dei limiti riscontrati, ma anche dalla consapevolezza delle opportunità di sviluppo dei trasporti marittimi nell'intera area Mediterranea, la scelta di fondo è quella di un porto polifunzionale integrato nelle rete delle piattaforme logistiche del Mediterraneo.

Il Piano di riqualificazione e sviluppo del porto prevede una serie di interventi, che si affiancano a quelli in corso di realizzazione, suddivisi in tre gruppi in base ai tempi di realizzazione previsti: di cantierabilità immediata coerenti con il PRG, attuabili nel medio periodo in quanto necessitano dell'approvazione di adeguamenti tecnico funzionali e di progetti attuabili nel lungo periodo da inserire nel nuovo Piano Regolatore Portuale. L'attuazione degli interventi è diretta a dare un nuovo assetto al porto dividendo nettamente le aree per destinazione funzionale: area passeggeri/traghetti/crociere; area multipurpose; area energetica e aumentare la disponibilità di banchine su fondali adeguati e piazzali attrezzati per attirare il numero maggiore di navi e traffici e contrastare il calo di competitività del porto.

¹⁶ Il Ministero dei trasporti, sentita la Conferenza stato-Regioni, definirà, con proprio decreto, i criteri e le caratteristiche per l'individuazione degli hub portuali di interesse nazionale. Per la definizione e approvazione del piano di sviluppo e di potenziamento degli hub portuali di interesse nazionale e per la quantificazione delle spese necessarie a ciascuno di essi, è costituito un apposito Comitato interministeriale. Il Comitato, presieduto dal Presidente del Consiglio dei ministri, approva il piano di sviluppo su proposta del Ministro dei trasporti.

¹⁷ Anche le casse di colmata verranno autorizzate d'intesa tra il Ministro delle Infrastrutture ed il Ministro dell'Ambiente. Inoltre se il materiale escavato risulterà inquinato, dovrà essere bonificato. Gli interventi di escavazione e manutenzione dei fondali sono determinati nella conferenza dei servizi convocata e presieduta dal presidente dell'A.P.

I primi interventi prevedono la realizzazione di un circuito doganale unico, già finanziato e ricompreso nel porto interno e medio, attraverso la parziale cessione delle aree in uso alla Marina militare e lo spostamento dall'area ex Deposito Pol dei serbatoi di combustibili liquidi della Marina Militare a Capo Bianco e liberare così il seno di Levante da tale infrastruttura fino ad ora pericolosamente a ridosso di aree destinate ad altre funzioni. In una seconda fase l'intervento prevede la realizzazione di una piccola colmata per consentire la mobilità in continuità all'interno del porto. Per questo intervento di adeguamento funzionale che comporta un costo di 8 milioni di euro è disponibile lo studio di fattibilità.

Altri interventi prioritari si inseriscono nel progetto di riqualificazione del waterfront per la gestione del quale AP e Comune hanno firmato recentemente un accordo di collaborazione. Si tratta dei progetti di dismissione del fascio di binari in disuso lungo la Via del mare e di ristrutturazione e qualificazione della Stazione Marittima, del prolungamento della banchina Montecatini e di ristrutturazione del Capannone. Nell'area del seno di Ponente, dove si procederà a bonifica è previsto il consolidamento della banchina Ammiraglio Millo. La riqualificazione del waterfront e la bonifica del seno di Ponente potranno favorire il traffico crocieristico e diportistico. Particolarmente importante è il completamento della realizzazione dei nuovi accosti di Sant'Apollinare e la sistemazione delle relative vie d'accesso con Costa Morena, con un collegamento diretto tra le banchine del porto medio ed interno. L'intervento comporta un costo di circa 23,2 milioni di euro ed è finanziato con i fondi delle Autostrade del mare 1.

Nel porto medio è previsto il completamento del piazzale di Costa Morena Est – Il stralcio- con il relativo approfondimento dei canali. Sul piano delle strategie future un'ipotesi definita concreta e fattibile in considerazione della minore infrastrutturazione necessaria, è quella di destinare l'area di Costa Morena Est a Terminal multipurpose, l'area è ora in uso all'Enel per lo sbarco del carbone, in attesa del trasferimento a breve nel nuovo molo Enel. La realizzazione del molo Enel dedicato esclusivamente alle operazioni di sbarco di carbone consentirebbe di recuperare aree per diverse possibilità operative.

Al momento nell'area di Costa Morena su cui insiste il cono di atterraggio possono attraccare navi con un'altezza massima di 35 metri ed è noto che le navi di ultima generazione sono molto più alte. A questo riguardo si auspica l'attuazione dell'allungamento della pista d'atterraggio dell'aeroporto di circa un chilometro così da permettere l'attracco di navi anche di 50 metri.

Un ulteriore intervento è l'ampliamento del molo Polimeri Europa che dotato di un nuovo pontile potrebbe far attraccare le navi gasiere in un punto sufficientemente lontano dalle banchine destinate ai passeggeri, coerentemente con la destinazione dell'area a depositi costieri del PRP. L'intervento strategico per raggiungere l'obiettivo di un assetto razionale del porto è il progetto di rifunzionalizzazione di Diga Punta Riso con la realizzazione nel suo primo tratto di una banchina, con il relativo dragaggio, e del piazzale retrostante.

Infine vi è l'ipotesi, eventualmente da inserire nel nuovo PRP, di ampliamento del porto nell'area tra Capo Bianco e Capo Coda Cavallo, individuata quale area di localizzazione di impianti a maggiore impatto ambientale e visivo in considerazione della distanza dalla città.

Complessivamente considerati gli interventi del piano consentiranno al porto di disporre di banchine e adeguati fondali per una lunghezza di quasi 10.000 metri rispetto agli attuali 3095 e di piazzali per un'area di 2,2 milioni di mq rispetto agli attuali 463.000.

I tempi di realizzazione, almeno di alcuni dei progetti, dovranno essere necessariamente brevi, la presenza dei cantieri avrà infatti ripercussioni sull'utilizzo delle banchine disponibili e delle aree portuali, condizione questa che non favorirà i traffici.

Recentemente si sono prospettate alcune ipotesi di investimento di rilevante interesse per il porto. Si tratta del possibile insediamento di uno stabilimento della Sfir, società fondiaria industria romagnola, per la raffinazione dello zucchero di canna e la sua trasformazione in zucchero bianco. Un grosso traffico che prevede lo stoccaggio di circa 300mila tonnellate annue di merce, utilizzando circa 60 navi. A questo si dovrebbe aggiungere la filiera per la produzione di girasoli, il cui olio serve ad alimentare le centrale interna per la produzione di energia. Per questo hanno acquisito un'area del consorzio Sisri e fatto richiesta all'Autorità Portuale per la concessione di un pezzo di banchina su cui possano collegare i propri impianti e da cui possa partire un sistema di nastro trasportatore per lo zucchero di canna.

Altra concreta possibilità nasce dalle nuove relazioni intessute dall'A.P. con il maggiore operatore import/export egiziano che ha mostrato interesse per il porto di Brindisi quale sbocco dei prodotti ortofruttili provenienti dall'Egitto e diretti in tutta l'Unione europea. La realizzazione del progetto prevede l'attivazione di due linee per il traffico di navi ro ro che colleghino i porti di Alessandria d'Egitto e Brindisi. Da qui la merce potrebbe ripartire per il resto d'Europa a bordo di trailers.

Nell'ambito del Programma di Intesa Istituzionale per la Provincia di Brindisi del marzo del 2006, che razionalizza gli interventi previsti nell'ambito di diverse fonti di finanziamento in un unico quadro programmatico, sono indicati una serie di interventi relativi al porto ritenuti strategici:

- alcuni interventi di qualificazione infrastrutturale riferiti all'Hub interportuale (collegamenti alla rete viaria e ferroviaria);
- il miglioramento dei servizi funzionali alla movimentazione delle merci e dei passeggeri;
- lo studio di fattibilità del nuovo porto industriale per porre fine alla commistione dei traffici.

Gli interventi, sono individuati in stretta connessione con altri strumenti di programmazione e legislativi. Relativamente alla logistica evidenti sono le connessioni con il Pit 7 "Sviluppo di un sistema integrato di servizi di logistica e distribuzione in grado di favorire la connessione tra l'asse Nord-Sud interno alla Regione e la comunicazione con le altre direttrici del Corridoio internazionali n. 8 e n. 10". Il Pit 7 che interessa l'area della Provincia di Brindisi persegue il potenziamento e l'integrazione del sistema logistico intermodale intorno al nodo centrale del porto di Brindisi e il potenziamento delle aree di insediamento industriale attraverso gli interventi di completamento e miglioramento delle infrastrutture di supporto, la qualificazione dei bacini logistici dei sistemi produttivi locali, l'ampliamento dell'offerta di aree attrezzate per nuovi insediamenti produttivi.

Altre misure e interventi sono previste nell'ambito del POR 2000-2006, nel POT 2005-2007 dell'Autorità Portuale, nel Programma delle Infrastrutture Strategiche, nonché in specifici Accordi di Programma Quadro.

Il quadro di operatività del Porto di Brindisi è strategico per comprendere quale impatto potrebbe avere il rigassificatore nella fase a regime. Per effettuare tale valutazione abbiamo stimato il valore

economico della crescita dell'attività indotta sul porto a causa del maggiore traffico di navi e a causa della maggiore presenza di merci nel sistema portuale di Brindisi.

Nella stima vengono considerati i ricavi relativi a:

- i servizi di pilotaggio, di ormeggio e di rimorchio;
- servizi delle agenzie marittime;
- le tasse portuali erariali e di ancoraggio;
- la tassa rifiuti e acqua
- il canone di concessione demaniale dovuto all'Autorità Portuale.
- altro.

Tab. 12. Stima dell'incremento dei ricavi annuali del porto di Brindisi con l'impianto Brindisi LNG a regime

RICAVI PORTO	
Servizi tecnico nautici (pilotaggio, ormeggio, rimorchio)	5.243.803,20
tasse portuali (quota per autorità)	1.190.977,62
rifiuti	45.000,00
agency	690.000,00
varie amm., bolli, tasse autorizza,ecc	68.866,00
altro	311.500,00
Totale	7.550.146,82

Fonte: Elaborazioni Nomisma su dati agenzie marittime

Sommando queste entrate si ottiene il valore complessivo delle nuove entrate del porto collegate all'attività del rigassificatore pari a circa 7,5 mln di euro.

Il valore economico dei servizi di pilotaggio, di ormeggio e di rimorchio, nonché la tassa di ancoraggio è stato definito elaborando i profili tariffari ufficiali del 2007 riferiti ad una nave tipo Tanker di 60.000 tonnellate di stazza lorda. Le tariffe sono state elaborate tenendo conto dei piani della società di effettuare le operazioni in orario notturno, dei tempi necessari alle operazioni di sbarco e imbarco nonché di permanenza nel porto delle navi, e hanno tentato di assorbire gli effetti sulle tariffe stesse sia degli sconti che degli aumenti nel frattempo intervenuti. Il calcolo ha condotto a stimare il valore economico di tali servizi in circa 5,3 milioni di euro.

Il valore economico degli altri servizi è stato stimato sulla base delle informazioni fornite da Brindisi LNG, mentre le tasse sono state calcolate sulle quantità previste di gas importato.

La seconda componente dell'impatto indiretto sul porto è costituita dall'incremento occupazionale generato dall'aumento delle attività portuali. Il numero di nuovi occupati, viene calcolato utilizzando un coefficiente settoriale che indica il numero di occupati per unità di produzione. Tale coefficiente deriva dalle statistiche ufficiali dell'Istat per la regione Puglia ed è relativo al 2005. Il coefficiente settoriale viene moltiplicato per il valore dell'incremento di produzione (o entrate) del settore portuale, ottenendo il corrispondente impatto occupazionale sul porto. Una volta determinato il numero di nuovi occupati, che risulta pari a 124, si è ipotizzato un salario medio mensile pari a

1550 euro¹⁸, per poter calcolare l'incremento totale di reddito disponibile associato ai nuovi posti di lavoro. Una volta calcolato il reddito disponibile si è utilizzata la propensione media al consumo per valutare l'incremento dei consumi. Dunque l'aumento di consumo familiare associato all'attività del porto è pari a circa 2,458 mln euro.

Tab. 13. Prospetto della crescita dei consumi dovuti alla nuova occupazione del Porto

Incremento attività porto	7.550.146,82
Nuovi occupati	124,50
Reddito medio annuale (x occ)	21.700,00
Reddito disponibile	2.701.547,82
Propensione Media Consumo	0,91
Consumi delle famiglie	2.458.409

Fonte: Elaborazioni Nomisma su dati ISTAT, Agenzie marittime, CCNL Lavoratori Portuali

L'ultima componente dell'impatto indiretto del terminal è relativa alle attività di manutenzione ed alla fornitura di utilities. Nella fase a regime, tali costi operativi¹⁹ della Brindisi LNG dovrebbero ammontare a circa 7,1 mln di euro, destinati alla manutenzione, di cui il 70% circa è attribuibile a società locali e 7,3 mln di euro destinati alle utilities (elettricità, gas, acqua): si è ipotizzato che circa un quinto sia attribuibile ad imprese locali. L'incremento di entrate associato alla manutenzione (circa 5 mln di euro) è stato attribuito al settore della meccanica ed a quello dell'impiantistica elettrica per il 60%, e il 40% al settore dei servizi alle imprese; l'incremento di entrate associato alla fornitura di utilities (circa 1,5 mln di euro) è invece stato attribuito al settore della produzione e distribuzione di energia elettrica, gas e acqua.

Tab. 14. Distribuzione dei ricavi dell'indotto complessivo

Totale ricavi porto	7.550.146,82
manutenzione	4.941.176,47
utilities	1.458.823,53
totale	13.950.146,82

Fonte: Elaborazioni Nomisma su dati Brindisi LNG, GNL Italia.

¹⁸ Sulla base dei livelli retributivi di cui al CCNL dei lavorati portuali, aggiustati per tenere conto degli adeguamenti successivi al periodo 2007-2009.

¹⁹ La stima dei costi operativi è stata effettuata prendendo a modello il bilancio di GNL Italia. In tale modello i costi per utilities ammontano a circa il 50% dei costi operativi esclusi gli ammortamenti ed accantonamenti.

2.3.3 - Impatto indotto

Per valutare l'impatto indotto del terminale di rigassificazione, o gli effetti moltiplicativi degli impatti diretti e indiretti, si fa ricorso al modello input-output. Si utilizza quindi il sistema di equazioni (iii) per stimare la produzione e la nuova occupazione indotta dall'aumento della domanda.

In questa fase si calcola un solo scenario, denominato Scenario A:

Lo Scenario A è conseguente ad un aumento di domanda causato dall'aumento di occupazione diretta nel terminal, dall'incremento di attività e occupazione del porto nonché dall'assegnazione di parte delle attività di manutenzione e di parte della fornitura di utilities a società locali.

Scenario A

L'aumento di domanda finale da imporre nella (iii) è un vettore contenente l'incremento di domanda per settore. Il vettore da utilizzare viene calcolato in più fasi.

In primo luogo viene ipotizzato un aumento dei consumi delle famiglie associato all'impatto occupazionale diretto dell'impianto. All'aumento di reddito è associato un aumento dei consumi familiari, stimato usando la propensione al consumo locale. La ripartizione dei consumi delle famiglie per settore viene effettuata sulla base della struttura dei consumi regionale contenuta nella matrice input-output della Puglia.

Lo stesso procedimento viene utilizzato per calcolare l'aumento di domanda associato all'incremento di occupati nel porto. I due vettori vengono poi sommati, ottenendo un vettore che descrive gli aumenti di domanda finale associati all'impatto occupazionale diretto ed indiretto del terminal LNG.

Per ottenere il vettore da inserire nel sistema di equazioni (iii) bisogna prendere in considerazione anche le altre componenti dell'impatto indiretto, ossia l'aumento di attività del porto e delle imprese locali addette alla manutenzione.

L'incremento di entrate dell'autorità portuale e di altre società locali – stimato in quanto impatto indiretto dell'impianto – è assimilabile nel nostro modello ad un aumento di domanda intermedia (o consumi intermedi); il livello di domanda finale corrispondente a un determinato livello di domanda intermedia viene stimato utilizzando le proporzioni contenute nella matrice input-output²⁰. Si estendono dunque le ipotesi del modello input-output; oltre a assumere che i coefficienti tecnici – e quindi la struttura degli scambi intersettoriali – rimangano costanti nel tempo, si ipotizza che anche il rapporto fra valore della domanda intermedia e valore della domanda finale dei prodotti di un certo settore resti costante nel tempo.

L'incremento di domanda finale dei vari settori così calcolato viene poi sommato al vettore contenente l'incremento dei consumi familiari per settore.

Il vettore $[Z_i]$, così ottenuto può essere inserito nel sistema per calcolare l'impatto indotto in termini di incremento di produzione, valore aggiunto e occupati per settore.

I risultati di tale procedimento analitico sono riportati nella Tab.15 che sintetizza i dati di input dell'attività a regime dell'impianto.

²⁰ Ad esempio per il Porto la proporzione da utilizzare è la seguente:

Domanda Intermedia Porto : Domanda finale Trasporti = Domanda Intermedia Trasporti 2002 : Domanda finale Trasporti 2002.

Tab. 15. Input per la costruzione dello scenario di impatto dell'attività a regime dell'impianto



Fonte: Elaborazioni Nomisma su dati ISTAT

3. - I piani di sviluppo e il rigassificatore descrizione delle complementarità

L'analisi dei dati di input del modello chiarisce le peculiarità dell'investimento nella costruzione del rigassificatore, rispetto alle logiche d'intervento delineate dalle politiche per lo sviluppo locale.

La Tab. evidenzia che poco più del 20% delle risorse finanziarie investite nella realizzazione dell'impianto sono destinate ad attività di carattere manifatturiero, se si fa riferimento alle opere direttamente appaltate a società presenti sul territorio (Scenario 1), mentre tale percentuale supera il 25% se si fa riferimento anche alle opere che, pur appaltate a società non del territorio, sono in ogni modo realizzate in loco.

Tab. 1. Dati di input per lo Scenario base e gli Scenari 1 e 1b



Fonte: elaborazioni Nomisma su dati POR, Brindisi LNG

In particolare i settori manifatturieri beneficiari delle risorse investite saranno principalmente quelli della filiera delle costruzioni meccaniche e della realizzazione degli impianti industriali e, in misura più contenuta, quelli delle costruzioni.

Ai medesimi settori le politiche pubbliche destinano poco più del 4% delle risorse complessive, secondo uno schema di intervento che favorisce maggiormente il settore delle costruzioni e le attività di servizio.

La congiunzione dei due tipi di intervento porta ad un investimento, la cui distribuzione settoriale assegna circa il 5,5% delle risorse finanziarie al settore manifatturiero meccanico.

L'investimento per la realizzazione del rigassificatore prevede anche la destinazione di risorse finanziarie ai settori delle costruzioni, dei trasporti e dei servizi alle imprese. In particolare, il settore delle costruzioni è destinatario di una quota compresa fra il 71% e il 76% delle risorse di

investimento, il settore dei trasporti riceve poco meno del 2% dell'investimento complessivo e il settore dei servizi alle imprese riceve circa il 2,5%. E' rilevante notare come questa quota sia relativa a servizi di progettazione ed engineering, quindi ad attività professionali ad alto contenuto di conoscenza.

Questi stessi settori sono anche fra quelli maggiormente interessati dalla ripartizione delle risorse pubbliche per lo sviluppo del territorio. Il settore delle costruzioni è destinatario di circa il 22% delle risorse finanziarie dell'investimento pubblico per la provincia di Brindisi, il settore dei servizi alle imprese è destinatario del 14,8% delle risorse, mentre il settore dei trasporti sarà beneficiato dal 6,1% delle risorse destinate al territorio.

La valutazione della ripartizione dell'investimento combinato evidenzia che il settore delle costruzioni otterrebbe uno stimolo ulteriore, sia in termini assoluti, sia relativi, passando al 30,5% delle risorse complessivamente investite, il settore dei trasporti raggiungerebbe una quota del 5,4% delle risorse investite, mentre il settore dei servizi alle imprese otterrebbe un impulso quantitativo in valore assoluto (+ 6,3 milioni di euro) e qualitativo per la tipologia ad alta qualificazione delle attività richieste, pur facendo registrare una riduzione al 12,8% della quota di risorse complessive destinate dall'investimento.

3.1 Gli investimenti del POR e di Brindisi LNG per tipologia

3.1.2 - Una visione sintetica dello spaccato dell'EPC (Engineering, Procurement, Construction) per opera da realizzare

Le attività previste per la realizzazione dell'impianto di rigassificazione sono ripartite in 7 blocchi di lavoro: bonifica dei terreni, costruzione e attrezzaggio del molo di attracco, impianto di presa e scarico dell'acqua a mare, Serbatoio 1, Serbatoio 2, area di processo comune ad entrambi i serbatoi, servizi comuni.

Nelle opere di bonifica dei terreni sono comprese anche le attività di costruzione e installazione delle barriere frangiflutti.

Nelle opere relative al molo oltre alle opere civili sono previste la realizzazione delle piattaforme di scarico complete di equipaggiamenti, le boe e i pontili di ormeggio, le condutture di collegamento con i serbatoi e i sistemi di sicurezza.

Nelle opere relative alle prese di carico e scarico delle acque sono previste l'installazione delle pompe e delle tubazioni e i sistemi di ripristino delle acque utilizzate.

I due serbatoi richiedono opere civili, di costruzione e installazione del serbatoio, la realizzazione delle tubazioni e l'installazione dei sistemi idraulici, i sistemi di sicurezza antincendio e i sistemi di controllo automatizzati.

Nell'area di processo sono da installare le linee di trattamento del gas, le linee ad alta e bassa pressione, le linee di alimentazione dell'azoto e tutti i sistemi di misurazione, nonché i sistemi di stoccaggio dell'azoto e gli impianti dell'aria compressa.

Nei servizi comuni sono previste la realizzazione degli edifici e degli uffici, degli impianti dell'acqua potabile, le sale controllo, i sistemi di trattamento delle acque, gli impianti elettrici ecc.

L'insieme di queste opere genera un costo stimato di investimento per Brindisi LNG pari a 328 milioni di euro. A questi costi vanno aggiunti i costi derivanti da attività di carattere generale non attribuibili ad opere specifiche, come il project management, la direzione lavori, l'apertura e chiusura del cantiere, ecc. che portano il valore complessivo dell'investimento a circa 355 milioni.

Il totale dell'investimento assegnabile all'area è stimato come riportato nel paragrafo precedente, e la composizione per settore è riportato nelle Tabelle relative agli scenari 1 e 1a.

Di seguito riportiamo lo spaccato per gruppo di opere da realizzare e il confronto fra il totale del contratto e lo specifico assegnabile localmente.

I singoli gruppi di opere sono stati disarticolati per evidenziare le attività di ingegneria, l'acquisizione di materiali, componenti e prodotti finiti e la fase di realizzazione concreta sul territorio.

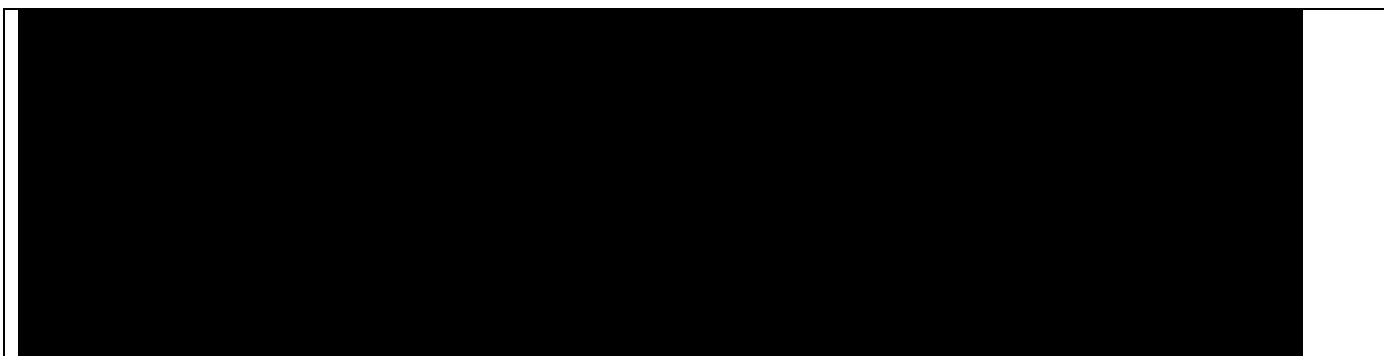
I tre schemi seguenti evidenziano il confronto fra le opere totali e quelle assegnate al territorio.

Tab. 2 Ripartizione per gruppi di opere dell'investimento complessivo



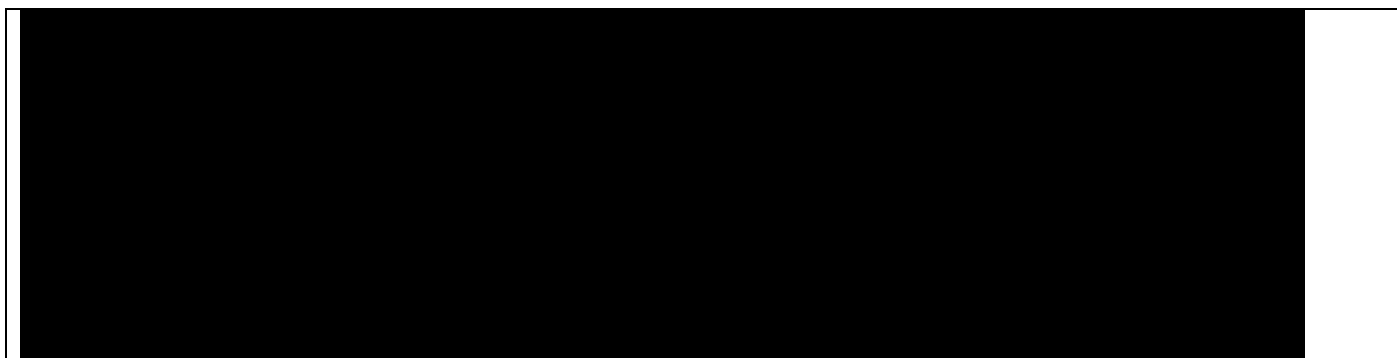
Fonte: Elaborazioni Nomisma su dati Brindisi LNG, Camera di Commercio di Brindisi

Tab. 3 Ripartizione per gruppi di opere dell'investimento locale rispetto all'investimento complessivo



Fonte: Elaborazioni Nomisma su dati Brindisi LNG, Camera di Commercio di Brindisi

Tab. 4. Ripartizione per gruppi di opere dell'investimento locale



Fonte: Elaborazioni Nomisma su dati Brindisi LNG, Camera di Commercio di Brindisi

Complessivamente le opere da realizzare prevedono una forte componente di acquisizione esterna di materiali e componenti, pari al 59,2% del totale dell'investimento, in particolare i costi di acquisizione sono più consistenti nell'attività di bonifica dei terreni e nella realizzazione dei serbatoi. I materiali di riempimento per la costruzione della piattaforma, i serbatoi e i sistemi di gestione (dei serbatoi e dell'intero impianto) sono le parti che incidono maggiormente nell'acquisizione di materiali e prodotti sull'intero investimento.

La fase di costruzione, che incide complessivamente per il 31% dell'importo totale è concentrata prevalentemente nella realizzazione dei serbatoi e del molo, mentre la fase di ingegneria che incide poco meno del 10% complessivo è concentrata nella realizzazione dei serbatoi e dell'area di processo.

La fase di assegnazione delle opere da parte del main contractor ci consente di stimare quanto il territorio potrebbe realizzare tenuto conto delle competenze presenti, della particolarità delle opere e del fatto che una gestione più accentrata di alcune fasi potrebbe apportare maggiore efficienza gestionale.

Nella stima del totale di attività previsto per il territorio si è quindi considerato che:

- circa il 15% delle opere assegnabili all'area probabilmente contengono competenze specialistiche non reperibili in loco,
- esiste un premio di efficienza per il main contractor, determinato dall'abilità nella gestione degli acquisti centralizzata che incentiva la ricerca fornitori o sub-contraenti su uno spazio di mercato più ampio della stretta scala locale.

Le imprese locali sono nelle condizioni di candidarsi alla gestione di circa il 46% delle opere previste, con maggiore enfasi sulle opere di costruzione e acquisti, mentre l'attività di ingegneria risulta più contenuta. E' possibile infatti che la parte di ingegneria di dettaglio possa essere realizzata da imprese locali, perché il territorio presenta una buona competenza specifica nella realizzazione di impianti industriali, tuttavia le attività di progettazione e di ingegnerizzazione sono in buona parte già espletate.

Per quanto riguarda le attività di acquisizione e di costruzione va rilevato che la specializzazione locale è adatta alla realizzazione di attività nella bonifica dei terreni e nella realizzazione dei servizi comuni. Queste opere rappresentano peraltro anche il risultato di specializzazione del territorio nell'ambito complessivo del progetto.

3.2 - Le relazioni del sistema e le dinamiche di impatto

L'effetto dell'investimento è fortemente influenzato dalla struttura delle relazioni economiche intersettoriali che caratterizzano il sistema brindisino e dalla tipologia delle attività che sono attivate attraverso il piano di investimenti.

Tab. 5. Parametri del modello dell'economia delle provincia di Brindisi



Fonte: Elaborazioni Nomisma su dati ISTAT

L'analisi dei flussi verso gli altri settori dell'economia è importante per avere un'indicazione sull'efficacia dell'investimento effettuato al fine dell'animazione economica. Il moltiplicatore della produzione rappresenta proprio l'attivazione impressa agli altri settori da un incremento della domanda in un singolo settore. A questo riguardo si nota come i settori manifatturieri della filiera elettromeccanica e quello delle costruzioni, che rappresentano quasi il 90% dell'investimento per la realizzazione del rigassificatore, presentano un potenziale di attivazione del sistema produttivo locale fra i più elevati.

In particolare il settore dei prodotti in metallo e quello della lavorazione dei minerali non metalliferi evidenziano una capacità di attivazione delle risorse produttive di sistema del 72% e del 54% superiore a quello che è l'impatto diretto dell'investimento iniziale. Le quote più consistenti della domanda intermedia rivolta da questi settori alle altre attività economiche riguardano i servizi energetici e le utilities, i servizi commerciali, i trasporti e le attività di servizio alle imprese.

Il settore delle costruzioni, si colloca ai livelli più elevati di attivazione del sistema economico locale con quasi il 77% di stimolo destinato al sistema economico. La propria domanda intermedia si

rivolge prevalentemente verso i settori della lavorazione dei minerali non metalliferi, dei prodotti in legno e in metallo, dei servizi alle imprese (sotto forma di progettazione e ingegneria), dei trasporti e dei servizi finanziari e immobiliari. In questo senso, le scelte adottate dalla programmazione pubblica si dirigono verso un settore ad elevato potenziale e anche le attività previste per la realizzazione del rigassificatore assumono un peso altrettanto rilevante.

Il settore dei servizi alle imprese invece presenta una capacità di attivazione del sistema più limitato anche in virtù della non contabilizzazione delle richieste fatte al sistema della formazione ed istruzione. In particolare, la parte più consistente delle domande fatte dal settore rimangono all'interno del settore medesimo. La domanda che si rivolge all'esterno del settore riguarda i servizi di intermediazione finanziaria e di gestione immobiliare, servizi commerciali (alberghi e ristoranti) e servizi personali. Tuttavia, il contributo di crescita offerto dal settore rimane piuttosto sostenuto, collocandosi ad un livello del 33% di crescita del sistema.

Sotto questo profilo, è importante notare come il modello di sviluppo adottato dalle politiche pubbliche tenti di equilibrare i due obiettivi di rilancio dell'economia locale e di migliore infrastrutturazione, con una decisa azione a favore della qualità della crescita attraverso l'attivazione di un'economia di servizi, cui un investimento industriale è in grado di apportare un contributo in termini di maggiori attività produttive e domanda in settori manifatturieri di carattere industriale che rappresentano il motore dell'economia di servizio. Infatti, tutti i settori manifatturieri e delle costruzioni esprimono una consistente domanda di servizi alle imprese, e di servizi di intermediazione finanziaria ed immobiliare, mentre i settori dei servizi alle imprese tendono a ricercare maggiormente ulteriori servizi alle imprese, o al più ad attivare una domanda di consumi e di servizi alla persona.

Il tipo di investimento ipotizzato è quindi in grado di produrre una significativa domanda locale per la quantità di investimenti previsti dalle politiche pubbliche verso il settore dei servizi alle imprese e di sostenere in questo modo lo sforzo diretto a raggiungere uno sviluppo di qualità.

Dalla Tab. 5 è possibile rilevare indicazioni anche per quanto riguarda il contributo fornito dai settori dell'investimento alla crescita del prodotto interno lordo e all'occupazione.

Gli indici riportati indicano che ogni milione di euro indirizzato al settore dell'istruzione si trasforma in 925 mila euro di valore aggiunto e crea 27 addetti; mentre la medesima cifra indirizzata al settore alimentare si trasforma in 220 mila euro di valore aggiunto e crea 5 addetti. Questi dati, che testimoniano la debolezza del sistema produttivo locale, possono indurre la convinzione di una maggiore efficienza del settore pubblico rispetto al settore privato. In realtà, l'analisi della produttività evidenzia che i settori più produttivi sono quelli industriali di processo (energia, chimica e materie plastiche, mezzi di trasporto) e quelli dei servizi immobiliari e finanziari. Anche sotto questo profilo, tuttavia, i settori della meccanica locale e quelli dei servizi alle imprese presentano risultati di produttività molto bassi, mostrando una esigenza di riorganizzazione e di crescita organizzativa particolarmente urgenti.

Fra i settori su cui si concentra la quota principale delle risorse finanziarie previste dagli investimenti delle politiche pubbliche e della costruzione del rigassificatore il settore delle costruzioni presenta un indice di produzione di valore aggiunto per ogni euro di produzione totale con 13 addetti ogni milione di euro di produzione. Fra i settori industriali del territorio è certamente il più efficace nel rapporto fra risorse dirette impegnate e capacità di produzione di reddito e occupazione. Mentre i settori legati alla produzione meccanica sono meno efficaci poiché gli indici variano fra lo 0,23 e lo 0,30 e l'occupazione creata si colloca attorno agli 8

addetti per milione investito. Nel panorama produttivo locale l'agricoltura presenta indici molto positivi, non tanto in termini di valore aggiunto (anche in questo caso il valore degli input è molto limitato essendo il settore primario) quanto in termini di occupazione che risulta il più elevato con 53 addetti per ogni milione di euro investito. Il settore dei servizi alle imprese mostra un indice di 0,56 con 16 addetti per ogni milione di euro investito.

Il quadro che emerge è di un sistema economico in cui i settori a maggior valore aggiunto sono l'istruzione, l'agricoltura, la pubblica amministrazione, e i settori dei servizi in generale. Tra l'altro sono questi i settori a maggiore intensità di lavoro, pertanto il modello dell'economia, che presenta una debolezza strutturale nelle attività di produzione industriale, è centrato sulle attività di servizio sia per le prospettive di breve termine, sia per le opportunità di medio lungo periodo. Ogni investimento direttamente indirizzato a questi settori sarà in grado di produrre il maggior contributo sia in termini di prodotto interno lordo, sia in termini di occupazione, tuttavia avrà minori possibilità di diffondere i propri effetti al resto del sistema produttivo.

Per avere la massima efficacia in termini di sviluppo produttivo allora è necessario che siano molteplici le sollecitazioni dei settori a più alta intensità di lavoro e di valore aggiunto. Tuttavia tali sollecitazioni, che in prima approssimazione possono essere di carattere esogeno, vale a dire derivanti da iniezioni esterne di risorse finanziarie, in chiave strutturale debbono trovare una via endogena di attivazione. Ciò significa che il modello di crescita deve affiancare agli investimenti direttamente orientati ai settori di attività previsti dalle politiche pubbliche, anche investimenti che siano in grado di attivare domanda per i settori più efficienti passando per settori aperti agli apporti esterni. In questo modo si crea un circuito endogeno strutturale per lo sviluppo dell'economia territoriale.

Sotto questo profilo l'investimento per la costruzione del rigassificatore rappresenta un'adeguata integrazione alle politiche pubbliche.

3.3 - Gli effetti dell'investimento: gli scenari attesi

Gli scenari relativi alla fase di investimento sono 2 ed entrambi vanno a confrontarsi con lo scenario di base, rappresentato dall'andamento stimato tenendo conto che le spese pubbliche programmate per lo sviluppo locale siano effettivamente sostenute nei tempi previsti dalla programmazione.

Nel paragrafo precedente sono esposti i dati di input per la realizzazione dei risultati stimati per il periodo 2007-2013 perché questo rappresenta il periodo di programmazione: pertanto i risultati espressi in questo paragrafo rappresentano i numeri attesi al termine del 2013, considerando che le risorse pubbliche siano state effettivamente erogate e la costruzione dell'impianto di rigassificazione sia stata ultimata per l'avvio dell'esercizio operativo ad inizio del 2013.

Lo scenario base (Tab.6) evidenzia che la struttura dell'investimento complessivo alimenta il settore su cui si concentrano le maggiori risorse, vale a dire l'attività edilizia e delle costruzioni. In particolare, dei 296 milioni di euro investiti l'11% alimenta l'effetto di moltiplicazione della domanda di attività di costruzione all'interno del sistema, tuttavia una parte importante, pari a circa 180 milioni, sarà destinata al resto del sistema. Le quote principali sono destinate al settore dei prodotti per edilizia e al settore dei prodotti in metallo (circa 30 milioni ciascuno), al settore dei servizi alle imprese (circa 15 milioni) e un valore compreso fra i 7 e 10 milioni verrà destinato ai settori del commercio all'ingrosso, dei trasporti e delle public utilities. Nello scenario base l'effetto

dell'investimento previsto per il settore delle costruzioni rappresenta circa il 20% dell'incremento di attività del settore dei servizi alle imprese e circa il 24% dell'incremento di risorse destinate ai settori del commercio e dei trasporti.

Tab. 6. I risultati dello Scenario Base



Fonte: Elaborazioni Nomisma su dati Brindisi LNG

L'effetto dell'investimento nel settore delle costruzioni rappresenta il 43% del risultato di crescita del settore industriale determinato dall'investimento per lo sviluppo locale, mentre per quanto riguarda i settori dei servizi, anche altre misure dell'intervento pubblico esprimono effetti di crescita. In particolare, il settore dei servizi alle imprese nell'economia brindisina, riceve input intermedi da parte di tutti gli altri settori. In particolare i più efficaci in questo senso sono le attività commerciali, i servizi finanziari, i servizi alla persona e i settori manifatturieri.

In termini occupazionali si rileva che il progetto di investimento pubblico esprime un impatto in termini di addetti dominato dagli interventi nel settore agricolo, nel settore delle costruzioni e nel settore dei servizi alle imprese: oltre 17.000 dei 32.600 addetti stimati provengono dagli investimenti in questi due settori di attività. Il settore delle costruzioni è in grado di attivare direttamente circa 4.500 addetti, cui vanno aggiunti i circa 600 del settore dei materiali per edilizia

e del settore dei prodotti in metallo. Anche il settore dei servizi alle imprese attiva un'occupazione di circa 4.500 addetti nell'intero periodo.

Lo scenario 1 (Tab. 7), che aggiunge allo scenario precedente l'investimento per la realizzazione del rigassificatore contabilizzando solo gli importi dei contratti direttamente assegnati ad imprese locali, modifica il modello di intervento complessivo allargando la varietà degli input per il sistema economico locale.

Tab. 7 I risultati dello scenario 1



Fonte:Elaborazioni Nomisma su dati Brindisi LNG

Questo aspetto di varietà, più che l'incremento delle quantità di risorse finanziarie investite, agisce come elemento di crescita per il sistema.

Infatti, se si valuta l'effetto dell'impatto del maggior incremento degli investimenti in costruzioni, si rileva che i 226 milioni investiti complessivamente generano circa 382 milioni di crescita rispetto allo scenario di base.

L'effetto di moltiplicazione è particolarmente rilevante nel settore dell'attività edilizia, che incrementa di circa 150 milioni, di circa 20 milioni nel settore dei servizi alle imprese, e di una cifra di circa 40 milioni nel settore dei prodotti in metallo.

Tuttavia, va rilevato che la crescita nei settori indotti del sistema tende ad essere superiore alla dimensione proporzionale rilevata dalla crescita delle attività rispetto allo scenario precedente. In

particolare, i moltiplicatori della domanda finale dei singoli settori sono superiori nello scenario 1 rispetto allo scenario base.

Complessivamente, si rileva che mentre il moltiplicatore della domanda finale per l'investimento per la costruzione dell'impianto si attesta attorno al valore di 1,68 il moltiplicatore per lo scenario base rimane attorno al valore di 1,45. Ciò indica che l'efficacia in termini di attivazione della produzione locale da parte dell'attività di investimento prevista per la realizzazione dell'impianto è complessivamente superiore a quella prevista dalle politiche pubbliche, ed che il contributo che tale investimento riesce ad esprimere per il sistema enfatizza le linee programmatiche pubbliche.

L'aspetto più importante è da riferire alla crescita dell'attività nei settori dei servizi, sia perché rappresentano il nucleo più consistente delle possibilità di crescita del reddito sul territorio, sia perché sono in grado di attivare il maggior impatto sulle opportunità occupazionali, sia perché rappresentano il motore secondario della crescita endogena del sistema economico locale.

In questo senso la crescita dell'investimento diretto nel settore dei servizi alle imprese (servizi di ingegneria) è in grado di far attivare ulteriore domanda di servizi alle imprese, tuttavia è importante notare come il moltiplicatore specifico passi da 1,39 a 3,23 (per ogni euro investito nel settore la domanda cresce non più di 39 centesimi, ma di 2,23 euro). Si tratta in sostanza di un incremento progressivo del 7% nell'efficacia di creare domanda di servizi alle imprese sul territorio.

Questa tendenza si riscontra anche per altri settori dei servizi, in particolare il moltiplicatore del settore dei trasporti da 1,55 a 3,66 e quello dei servizi in generale da 1,41 a 5,64.

Questi risultati evidenziano che una maggiore varietà dell'intervento diretto è in grado di enfatizzare l'effetto di moltiplicatore dell'attività, che i settori su cui puntare l'attenzione sono certamente quelli dei servizi, ma che è meglio far crescere la loro attività partendo dall'azione di meccanismi di mercato, e che questo genera un incremento occupazionale sostanzialmente più elevato. In particolare sono 340 gli occupati in più che si vengono a creare rispetto allo scenario base nei settori dei servizi alle imprese. Questo corrisponde ad una crescita del 1,8% del valore aggiunto per addetto settoriale e rappresenta l'effetto di una maggiore occupazione associata ad una maggiore produttività.

Tale effetto è enfatizzato considerando i risultati complessivi dello Scenario 1 rispetto allo Scenario base. Il valore aggiunto per addetto cresce da 29.298 euro a 29.423 euro, con un incremento di produttività globale del lavoro dello 0,4%.

Lo scenario 1a enfatizza i risultati dello scenario 1 poiché induce una ulteriore crescita nei moltiplicatori dei servizi perché rafforza la dimensione della varietà dell'intervento incrementando con attività locali alcune operazioni non appaltabili ad aziende del territorio.

Tab. 8. I risultati dello Scenario 1a



Fonte: Elaborazioni Nomisma su dati Brindisi LNG

Rispetto allo scenario 1 si rileva un incremento nei moltiplicatori dei settori dei materiali per edilizia e in quello dei prodotti in metallo, mentre si contraggono sia quello della produzione di macchine, sia quello del settore delle costruzioni. Va notata la crescita di incidenza dei consumi energetici e un'ulteriore significativa crescita del moltiplicatore dei servizi alle imprese. I settori che beneficiano di più in questo scenario sono quelli del commercio e dell'accoglienza, anche in virtù di una maggiore presenza in loco di personale non residente. Va rilevato tuttavia che questo tipo di domanda potrebbe essere considerata più aleatoria, in quanto destinata ad essere presente sul territorio per un periodo limitato, funzionale alle attività di costruzione dell'impianto.

In termini generali, i risultati attesi per questo scenario sotto il profilo della produttività globale sono di un incremento limitato rispetto allo scenario 1 (29.450 euro per addetto contro 29.430 euro per addetto).

3.4 - L'impianto di rigassificazione nella fase a regime

Nella fase a regime l'impianto di rigassificazione riduce molto il proprio impatto economico sul territorio, rispetto alla fase di costruzione.

I motivi sono diversi e riguardano la natura dell'attività stessa. Si tratta infatti di un'attività a basso contenuto di lavoro, ad alta intensità energetica e ad alta intensità di capitale.



La valutazione dell'occupazione a regime prevista dall'azienda di gestione dell'impianto indica in 60 addetti diretti, di cui 57 stabilmente sul territorio e tre a rotazione di supporto all'attività locale.

La maggior parte dei servizi di funzionamento sono appoggiati al porto per le operazioni di gestione del traffico marittimo connesso con le navi gasiere che alimenteranno l'impianto in ragione di 100 l'anno.

Esiste poi una parte dell'attività a regime che sarà destinata all'acquisto di servizi prodotti localmente sotto forma di manutenzione e utilities.

In sostanza i dati di input del modello per calcolare l'impatto del rigassificatore nella fase di esercizio sono relativi al personale diretto e ai consumi delle relative famiglie, al personale indotto nell'esercizio delle attività portuali, nell'incremento della domanda finale di attività di trasporto legate all'esercizio del porto (indotte peraltro da una maggiore entrata sotto forma di tassazione e diritti di concessione) e all'incremento delle attività dell'indotto locale per attività di manutenzione e di supporto alla gestione dell'impianto.

La Tab.9 descrive l'impatto a regime del rigassificatore.

Sostanzialmente si ritiene che la domanda finale indotta nel sistema ammonti a circa 15,5 milioni di euro, a prezzi costanti ogni anno.

Questa domanda è per il 39% legata all'incremento dell'attività portuale, per il 35% legata all'incremento delle attività di manutenzione e per il restante 26% legata ai consumi delle famiglie degli occupati nel porto e nel rigassificatore.

In particolare i consumi delle famiglie si trasformano in domanda per i settori dell'economia locale secondo lo schema del bilancio familiare. Pertanto le quote principali della domanda saranno rivolte ai servizi commerciali, ai servizi immobiliari, ai prodotti alimentari, abbigliamento, ristorazione e servizi alla persona.

Tab. 9 Risultati dello Scenario A



Fonte: Elaborazioni Nomisma su dati ISTAT

In primo luogo va rilevato che il moltiplicatore generale dell'impianto a regime è calcolato in 1,367. Si tratta di un valore inferiore al dato relativo alla costruzione dell'impianto, ed è inferiore anche alle ipotesi di moltiplicazione della domanda utilizzate nella fase di investimento dello scenario di base.

Naturalmente l'attività di maggiore spessore è quella relativa ai trasporti, che intercetta il 30% della produzione attivata annualmente dal rigassificatore.

Tuttavia, il dato di maggior rilievo riguarda l'incidenza del settore manifatturiero, che rappresenta il 45% dell'intero impatto economico annuale del rigassificatore, e l'attività dei servizi alle imprese che incidono per il 5% sull'intero impatto annuale dell'attività del rigassificatore e per circa il 10% delle attività di servizio attivate dalla presenza del rigassificatore.

Complessivamente le attività industriali saranno in grado di produrre in virtù della presenza del rigassificatore 9,424 milioni di euro mentre le attività di servizio produrranno 11,618 milioni di euro, la maggior parte dei quali sotto forma di servizi di trasporto, attività finanziarie e servizi alle imprese.

In ragione di questi risultati e in virtù di una maggiore intensità di lavoro del settore dei servizi, il numero di occupati a regime dovrebbe essere di 221 addetti, 121 dei quali nel settore dei servizi, e 90 nel comparto industriale. In termini di produttività i 41.701 euro per addetto medi rappresentano

un valore significativamente superiore a quelli calcolati negli scenari della fase di costruzione dell'impianto. In particolare mentre i settori industriali presentano livelli di produttività di 29.633 euro per addetto, nel settore dei servizi la media è di 52.859 euro per addetto.

Rapportando la produttività alla situazione verificatasi nel 2006, lo Scenario A evidenzia che il sistema di produzione locale con la presenza in attività dell'impianto consente una crescita del 2,5% della produttività complessiva del sistema economico, particolarmente nel settore dei servizi e nel settore dei prodotti in metallo.

5.6 - Il confronto con l'evoluzione media del sistema produttivo locale

Nella Tab. 10 sono riportati i risultati di una simulazione fatta per valutare il peso del rigassificatore rispetto alla dinamica normale dell'economia territoriale. Fra il 1996 e il 2006 l'economia brindisina ha avuto un andamento declinante, con un tasso di crescita negativo pari a -0,42% medio annuo in termini reali.

Tab. 10. Stima dell'impatto del rigassificatore sull'evoluzione dell'economia della Provincia di Brindisi



Fonte: elaborazioni Nomisma su dati ISTAT

Al dato di valore aggiunto locale del 2006 è stato quindi applicato tale tasso di crescita, considerato normale, per il periodo 2007-2013 al fine di stimare l'andamento di base dell'economia in assenza di nuovi investimenti sia di carattere pubblico, sia di carattere privato.

Il valore aggiunto dell'attività del rigassificatore rappresenta lo 0,14% in termini reali del prodotto interno lordo locale. Pertanto nell'attività a regime si può ipotizzare che il sistema produttivo locale anziché diminuire dello 0,42% in termini reali, declini ad un tasso dello 0,26%.

Per calcolare il risultato finale del rigassificatore si sono utilizzati diversi punti di partenza in ragione del fatto che il rigassificatore fosse realizzato secondo le previsioni dello scenario 1 o quelle dello scenario 1a. Allo stesso modo il confronto è stato effettuato con due scenari di base in ragione che si tenesse conto dell'investimento previsto nello scenario base oppure che il sistema crescesse al tasso medio annuo normale.

Il risultato finale indica che il 2014, preso a riferimento come primo anno dell'attività a regime del rigassificatore vedrebbe il prodotto interno lordo provinciale ad un livello compreso fra i 6.493,6 milioni di euro e i 6.508,9 milioni di euro a prezzi costanti, contro un valore previsto compreso fra i 5.398,3 milioni (senza investimenti pubblici) e i 6.349,9 milioni (con investimenti pubblici).

L'evoluzione tendenziale dell'economia provinciale è quindi di recessione da diverso tempo ormai. Naturalmente la dimensione dell'attività a regime del rigassificatore, pur riducendo di un terzo il tasso di decremento del valore aggiunto provinciale, non è in grado di riportare verso la crescita il modello declinante dell'economia provinciale.

Tuttavia è importante notare come tali tassi di crescita negativi siano l'effetto della mancanza di investimenti sul territorio. Infatti, applicando all'economia del territorio il tasso di crescita previsto con le attività di investimento illustrati nei tre scenari discussi nel presente lavoro, si raggiungerebbe un livello di crescita che sarebbe dell'1,75% nell'ipotesi che si realizzassero solo gli investimenti previsti nella programmazione delle politiche pubbliche, mentre il tasso di crescita sarebbe del 2% se a questo si associasse anche l'investimento per la costruzione del rigassificatore.