

APPENDICE A
MINISTERO SVILUPPO ECONOMICO, SCENARI DELLA DOMANDA
DI GAS NATURALE IN ITALIA E PROSPETTIVE DI SVILUPPO
DELLE INFRASTRUTTURE DI APPROVVIGIONAMENTO

Ministero Sviluppo Economico

SCENARI DELLA DOMANDA DI GAS NATURALE IN ITALIA E PROSPETTIVE DI SVILUPPO DELLE INFRASTRUTTURE DI APPROVVIGIONAMENTO

1. Premessa

Questo documento intende confrontare gli scenari dello sviluppo della domanda di gas naturale in Italia con le prospettive di realizzazione di nuove infrastrutture di approvvigionamento come supporto per le politiche di sicurezza degli approvvigionamenti e per l'incentivazione della concorrenza nel mercato del gas italiano.

Dopo una sintetica esposizione delle previsioni relative all'evoluzione del mercato energetico in Italia fino al 2030, viene esaminata la situazione del mercato del gas naturale, confrontando la prevista evoluzione della domanda secondo gli scenari di tipo tendenziale ed eco-sostenibile con l'andamento della produzione nazionale e lo sviluppo previsto delle infrastrutture di importazione.

Successivamente è descritta la situazione delle infrastrutture di approvvigionamento in costruzione o in progetto, e valutata la necessità di realizzare nuove infrastrutture di importazione e in quali tempi e misura, sia in relazione allo sviluppo della domanda, sia in considerazione della prevista riduzione della produzione nazionale.

Le infrastrutture di approvvigionamento di gas naturale esistenti in Italia sono attualmente in situazione critica, in quanto la capacità disponibile per l'importazione è praticamente saturata per la crescita della domanda, come dimostrato dalle situazioni di emergenza verificatesi nei due trascorsi inverni.

Sono quindi espresse alcune considerazioni strategiche in relazione alla realizzazione di ulteriori infrastrutture, in particolare di terminali di rigassificazione di GNL, con il duplice obiettivo di soddisfare il fabbisogno

energetico interno sviluppando la concorrenza, e di migliorare la sicurezza del sistema del gas, lasciando comunque al mercato l'iniziativa della loro realizzazione.

2. Scenari e dinamiche del sistema del gas naturale

Le previsioni riportate nel seguito sono state elaborate da un gruppo di lavoro interministeriale istituito dal Ministero dello sviluppo economico e fanno parte di un documento più ampio contenente priorità e linee guida per lo sviluppo del sistema energetico nazionale fino al 2030.

In figura 1 è riportato l'andamento dei consumi energetici in Italia negli ultimi 10 anni, suddiviso per fonte energetica.

La domanda primaria nazionale di energia è cresciuta nel periodo 1995-2005 ad un tasso medio annuo dell'1,4%. Analizzando l'andamento della domanda delle principali fonti primarie nello stesso periodo di tempo, si osserva che il contributo del petrolio è diminuito dal 56% al 44%, mentre quello del gas naturale è cresciuto dal 26% al 36%.

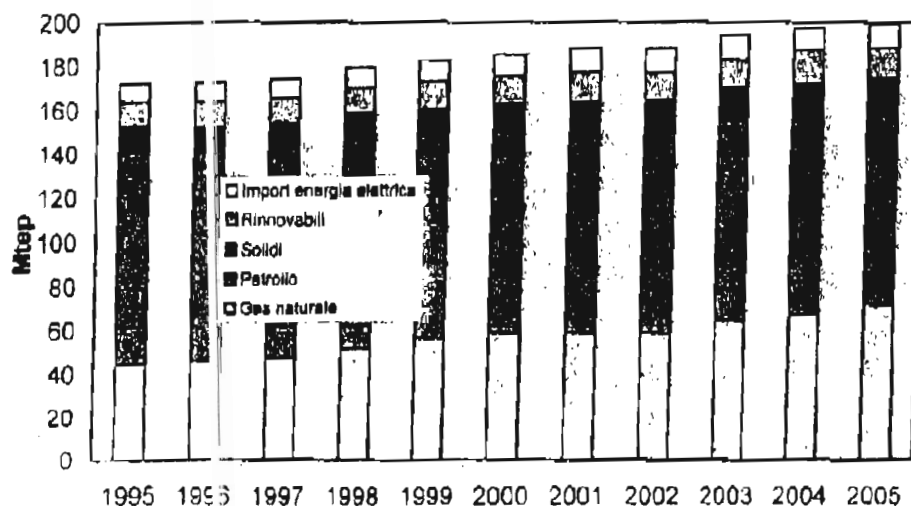


Fig. 1 Evoluzione della domanda primaria nazionale di energia per fonte (Mtep)

Per quanto riguarda la produzione elettrica, il peso percentuale dei vari combustibili (Fig. 2) è fortemente mutato nel corso degli ultimi anni. Il contributo

del petrolio è in rapida diminuzione, mentre quello del gas naturale è ormai il 48,5% dell'intera generazione (35% nel 2000), grazie alla diffusione dei cicli combinati. Si nota un contributo dei combustibili solidi pari al 14,4% del totale nell'anno 2005

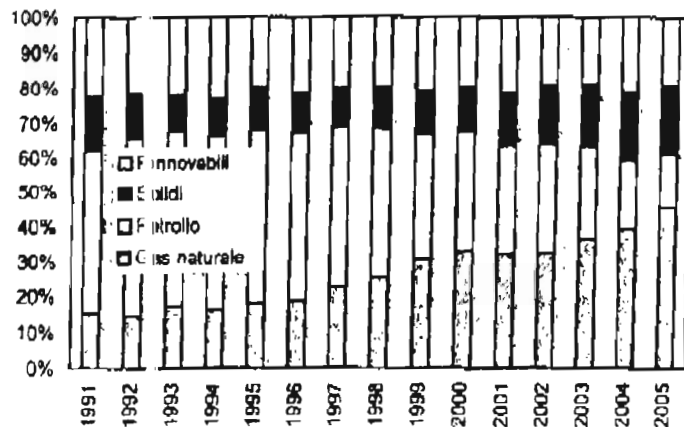


Fig.2 Contributo percentuale delle diverse fonti energetiche alla produzione elettrica

3. Scenari per il lungo periodo

Gli scenari per il lungo periodo consentono di valutare l'incidenza delle politiche energetiche sulla struttura della domanda primaria di fonti e sulla domanda finale nei diversi settori

Molti investimenti e programmi energetici dispiegano il loro effetto su tempi lunghi e creano all'interno del sistema energetico irreversibilità difficili da contrastare. L'Agenzia internazionale dell'energia propone nel World Energy Outlook due scenari per i paesi dell'Ocse fino al 2030: uno scenario di riferimento e uno scenario alternativo essenzialmente caratterizzato da una più alta efficienza energetica.

Per l'Italia è stata fatta un'analisi di possibili scenari da un gruppo di lavoro formato da tecnici del Ministero dello sviluppo economico, dell'ENEA e dall'Apat, utilizzando una variante del modello Markal. Questi scenari hanno un valore indicativo, anche a motivo della loro dipendenza da un numero elevato di variabili esogene e di condizioni.

Vengono nel seguito ripresi i risultati di due scenari definiti sull'arco temporale 2006-2030 a parità di prezzi delle materie prime energetiche, di tasso di sviluppo economico, di vincoli ambientali e territoriali.

Nello scenario tendenziale si suppone una forte continuità con le politiche e con le decisioni in terra di energia degli anni '90 e seguenti.

Per contro lo scenario eco-sostenibile si propone di stimare l'effetto che potrebbe avere nel lungo periodo l'attuazione in misura significativa di indirizzi e di priorità volti a migliorare l'efficienza energetica. In sintesi questo scenario prevede azioni tali da garantire l'energia necessaria allo sviluppo del Paese ed alla sua competitività, attraverso la diversificazione delle fonti di approvvigionamento, un massiccio ricorso all'efficienza energetica ed un ulteriore incremento dell'impiego delle nuove fonti rinnovabili, riducendo le emissioni di gas con effetto serra.

3.1 Lo scenario tendenziale

Nello scenario tendenziale la crescita media annua della domanda primaria di energia negli anni tra il 2006 e il 2030 è pari all'1%, valore da confrontare con la crescita media annua dell'1,4% registrata negli anni 1995-2005. La tabella 1 e la figura 3 mostrano la ripartizione della domanda primaria per fonte energetica.

	1990	1995	2000	2004	2010	2020	2030
Solidi	14,3	12,2	12,9	17,1	16,4	17,1	20,1
Gas naturale	41,4	43,9	58,4	66,5	81,7	97,8	106,5
Petrolio	91,8	100,3	91,5	88,0	81,4	87,3	91,2
Rinnovabili	11,5	9,9	12,9	15,2	17,3	21,4	24,3
Import en. elettrica	7,7	8,3	9,8	10,0	15,0	15,4	13,6
Totale	163,5	174,6	185,4	196,8	211,8	239,0	255,6

Tabella 1 - Ripartizione della domanda primaria nazionale per fonte energetica (Mtep)

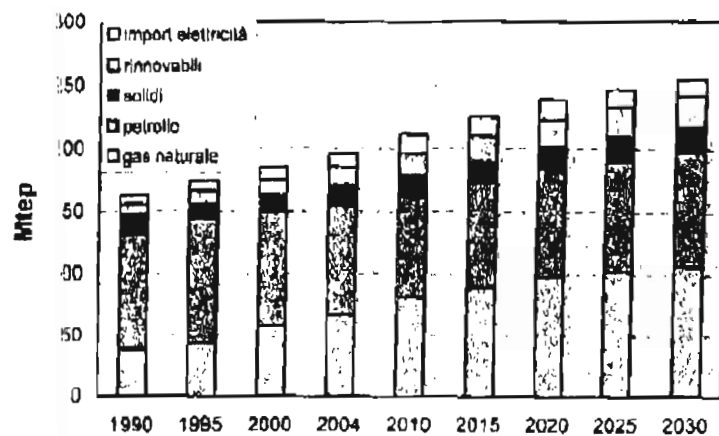


Fig. 3 Evoluzione della domanda primaria nazionale per fonte: dati storici e previsioni

In questo scenario, la domanda primaria di energia passa da 198,7 Mtep nel 2005 a 239,0 Mtep nel 2020 e infine a 255,6 Mtep nel 2030.

In particolare si osserva quanto segue:

- un significativo aumento del gas naturale, che passa da 66,5 Mtep nel 2004 a 97,8 Mtep nel 2020 e 106,5 Mtep nel 2030, con un incremento percentuale a fine periodo di oltre il 60%;
- una diminuzione della domanda di petrolio fino al 2010 (da 88,0 Mtep a 81,4 Mtep) dovuta al sempre minore impiego nel termoelettrico, seguita da una inversione di tendenza con una nuova crescita (91,2 Mtep nel 2030) come conseguenza dell'uso pressoché esclusivo delle benzine e del gasolio nei trasporti a motivo della lenta affermazione di combustibili alternativi;
- l'impiego di combustibili solidi rimane pressoché stazionario fino al 2020 (intorno a 17 Mtep), con un crescente uso del carbone nel settore termoelettrico che compensa sia la diminuzione dell'uso di altri combustibili solidi nello stesso settore, sia la diminuzione dell'impiego del carbone nel settore industriale: dal 2020 al 2030 viene previsto un ulteriore incremento (20,1 Mtep nel 2030) dovuto alla maggiore competitività economica del carbone come combustibile negli impianti termoelettrici, anche a fronte di un contributo che si ritiene a quella data non incidente dell'energia nucleare;

- un progressivo aumento dell'impiego delle fonti rinnovabili di energia; queste fonti passano da 15,2 Mtep nel 2004 ai 21,4 Mtep nel 2020 fino a giungere a 24,3 Mtep nel 2030, con un incremento percentuale a fine periodo di quasi il 60%.

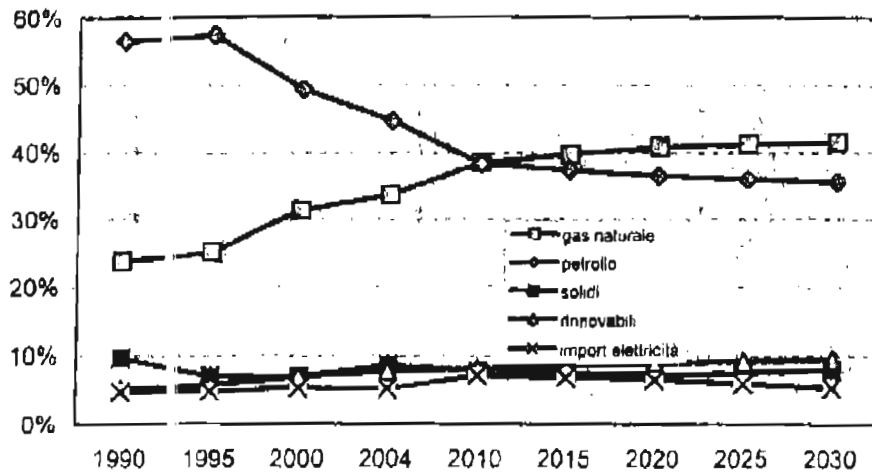


Fig. 4 Contributo percentuale delle varie fonti energetiche alla copertura della domanda primaria: dati storici e previsioni.

In fig.4 è mostrato il contributo percentuale delle diverse fonti energetiche alla copertura della domanda primaria. Si osserva un lento e continuo declino del petrolio a vantaggio del gas naturale. A decorrere dall'anno 2010 il gas naturale diventa la principale fonte energetica; nel 2015 il gas naturale copre oltre il 40% dell'intera domanda primaria, seguito dal petrolio e dalle fonti rinnovabili (circa il 10%).

Ai fini della valutazione della dipendenza energetica del Paese, si nota che la produzione nazionale di petrolio si attesta intorno ai 5 Mtep/anno (5,4 Mtep nel 2004) mentre quella di gas naturale è in diminuzione: dagli attuali circa 10,7 Mtep/anno si scende a circa 4 Mtep/anno nel 2030.

Il maggior ricorso alle fonti rinnovabili consente di contenere gli attuali livelli di dipendenza energetica complessiva, pari all'84% nel 2004 e all'86% nel 2030.

Aumenta la dipendenza energetica dall'estero per il gas naturale: da circa l'84% si passa al 94% nel 2030, mentre per il petrolio il dato corrispondente è anch'esso intorno al 94%.

La domanda finale di energia, riportata in tabella 2, cresce da 144,0 Mtep nel 2004 a 157 Mtep nel 2010, fino a 189 Mtep nel 2030.

Nell'intero periodo 2004 – 2030 il tasso medio di crescita del consumo finale è di circa l'1%.

	1990	1995	2000	2004	2010	2020	2030
Solidi	5,1	4,6	4,2	4,4	5,6	6,5	7,5
Gas naturale	30,7	36,1	38,9	41,9	47,0	53,2	55,9
Petrolio	64,3	63,5	66,1	69,9	72,0	77,7	82,6
Rinnovabili	1,0	1,1	1,5	2,3	3,8	4,8	5,8
Energia elettrica	18,5	20,7	23,5	25,4	28,6	34,0	37,2
Totale consumi	119,5	126,0	134,2	144,0	157,0	176,2	189,0

Tabella 2 - Domanda finale per fonte energetica (Mtep)

Analizzando in termini percentuali l'evoluzione della domanda di energia per fonte dal 1990 a 2030 (figura 5), si osserva:

- un continuo aumento della richiesta di energia elettrica, che nel 2030 costituisce circa il 20% dell'intera domanda finale;
- una sempre inferiore richiesta di prodotti petroliferi (dal 54% nel 1990, al 48,6% nel 2004, al 43,7% nel 2030), sostenuta solo dal settore dei trasporti;
- un consolidamento del gas che si attesta intorno al 30%, dopo la significativa espansione dei consumi avuta negli ultimi quindici anni;
- una sostanziale mantenimento anche nel lungo termine del livello di domanda dei combustibili solidi;

- un graduale aumento dell'apporto delle nuove fonti rinnovabili, che però al 2030 limitano il loro contributo al 3%.

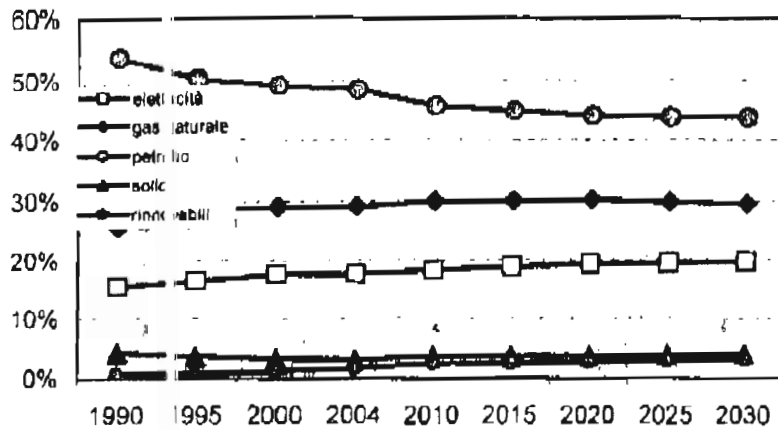


Fig. 5 - Ripartizione della domanda finale per fonte energetica dal 1990 al 2030.

Con riferimento al mix di combustibili utilizzato per la produzione di energia elettrica (figura 5), si osserva che:

- il contributo del petrolio diventa rapidamente marginale;
- il gas naturale passa dal 43% nel 2004 a quasi il 60% dell'intera produzione nel 2030, continuando a far premio l'elevata efficienza dei cicli combinati;
- le fonti rinnovabili, ivi compresa l'energia idroelettrica e geotermica, passano dai circa 54 TWh del 2004 (pari al 18,4%), a 70 TWh (22,7%) nel 2010, ad oltre 97 TWh (22,2%) nel 2030;
- il carbone è responsabile di una quota percentuale di produzione che aumenta nel periodo 2004 - 2010 dal 16% al 17%. Dopo questo periodo, la produzione con questo combustibile cresce solo debolmente e il suo contributo alla produzione totale diminuisce.

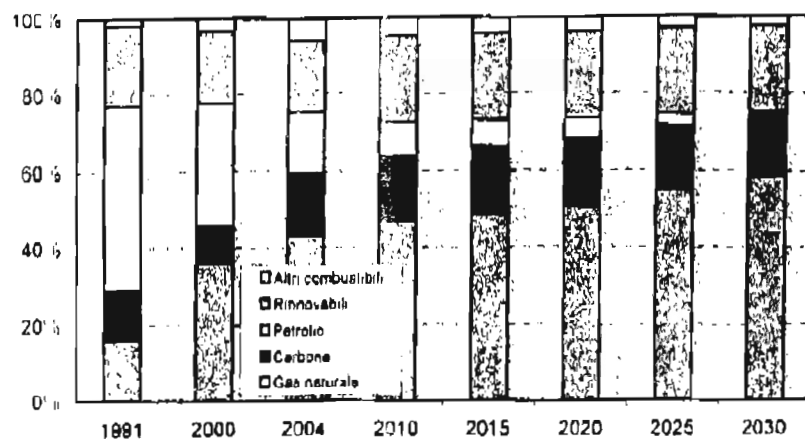


Fig. 6 Ripartizioni della produzione elettrica per tipo di combustibile: dati storici e previsioni.

3.2 Lo scenario ecosostenibile

Lo scenario ecosostenibile è caratterizzato da un diffuso impiego di apparecchiature, sistemi e processi ad alta efficienza energetica nei settori civile e industriale.

E' critico nella definizione di questo scenario il settore dei trasporti. Si prevede in generale un progressivo spostamento modale dal trasporto merci e passeggeri su gomma verso il trasporto su rotaia, via mare e aria, con una maggiore incidenza del trasporto collettivo.

E' prevista la diffusione di veicoli ad alto rendimento, ivi inclusi i veicoli ibridi e veicoli che impiegano biocarburanti o metano o energia elettrica. L'impiego dell'idrogeno nell'autotrazione avverrebbe in modo progressivo ma lento dopo il 2020.

Il maggiore ricorso alle fonti rinnovabili comprende sia la produzione di energia elettrica, sia gli usi termici nel settore civile, che i biocarburanti.

Ai fini della diversificazione del mix di combustibili della generazione termoelettrica per rispondere alle esigenze di sicurezza degli approvvigionamenti e di riduzione delle emissioni di gas con effetto serra, lo scenario ecosostenibile

prevede un maggiore ricorso al carbone, rispetto allo scenario tendenziale mediante l'impiego delle tecnologie più avanzate.

Le prime esperienze di segregazione dell'anidride carbonica potrebbero essere realizzate verso la fine del periodo. In alternativa potrebbe essere ipotizzata la realizzazione di alcune unità di generazione elettrica nucleare di nuova generazione o anche solo la loro disponibilità per gli usi interni.

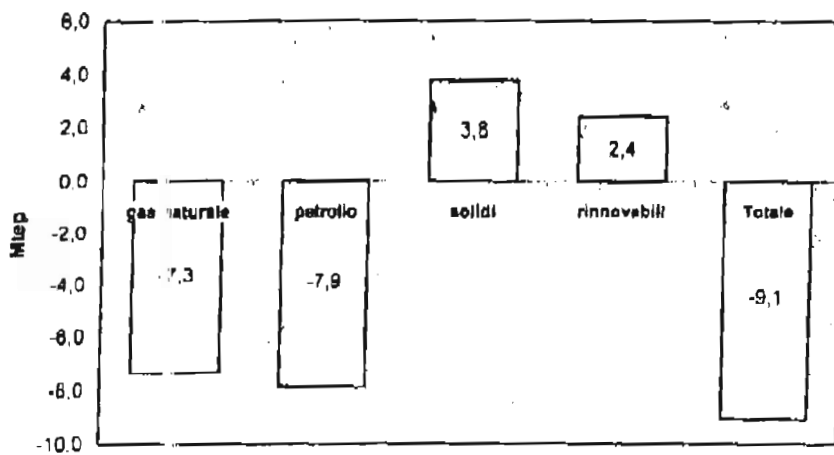


Fig.7 Differenza di fabbisogno in Mtep al 2030 fra scenario ecosostenibile e scenario tendenziale, articolata per fonti primarie.

La figura 7 mostra che nell'anno 2030 la domanda primaria nello scenario ecosostenibile è inferiore di oltre 9 Mtep rispetto allo scenario tendenziale. Ciò corrisponde ad una crescita del fabbisogno nel periodo 2005 – 2030 pari al 24% (con tasso medio annuo 0,8%), contro il 29% dello scenario tendenziale (con tasso medio annuo 1%).

La diminuzione di oltre 9 Mtep è il risultato di una minore esigenza di gas naturale (- 7.3 Mte), dovuta sia al civile sia al termoelettrico, e di petrolio (- 7,9 Mtep), che riguarda essenzialmente il settore dei trasporti. Per contro è previsto un maggior impiego delle nuove energie rinnovabili, a favore di una diversificazione delle fonti.

La domanda elettrica in rete, conseguentemente, cresce in modo meno sostenuto: da 329,4 TWh del 2005 si giunge a 457 TWh nel 2030 (+30%), contro i 483 TWh previsti per il 2030 dallo scenario tendenziale (+47%).

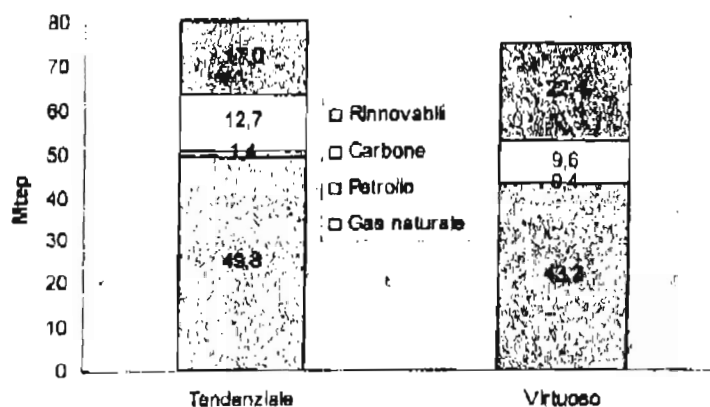


Fig.8 Contributo delle varie fonti alla produzione elettrica nei due scenari nell'anno 2030

Lo scenario eco. sostenibile considerato è solo uno dei numerosi scenari possibili. Lo scenario non prevede interventi straordinari che determinino forti cambiamenti nel modello di domanda o discontinuità nel sistema produttivo nazionale. Piuttosto si ipotizza che siano adottate in modo progressivo nei diversi settori e attività energetiche le migliori tecnologie e soluzioni organizzative oggi disponibili sul mercato nazionale e internazionale.

Un aggiornamento degli scenari è in corso di attuazione a seguito delle decisioni assunte in sede europea nel corso dell'ultimo Consiglio Energia che stabiliscono obiettivi al 2020 di efficienza energetica, di riduzione del 20% delle emissioni, di utilizzo di un 20% di fonti rinnovabili e un 10% nell'uso di biocombustibili.

Le misure da adottare, da ripartire tra i vari Stati membri, dovranno essere anche verificate tenendo conto dei vicoli posti dalla integrazione dell'economia nazionale nel mercato europeo e dalla globalizzazione delle imprese e del sistema produttivo.

Per quanto riguarda in definitiva la domanda di gas naturale, l'adozione dello scenario ecosostenibile (prima delle nuove misure da adottare per il rispetto dei

nuovi obiettivi UE) comporterebbe una riduzione di 7.3 Mtep al 2030, corrispondente in pratica ad un nuovo terminale di GNL o un nuovo gasdotto di importazione in meno operativo a quella data.

4. La copertura del fabbisogno nazionale di gas naturale

In tabella 3 sono riportati i consuntivi e le previsioni fino al 2030, formulate sulla base dello scenario tendenziale, rispettivamente della domanda di gas naturale in Italia, della produzione nazionale e, per differenza, delle necessità minime di importazione.

Si noti come la domanda 2005 sia aumentata del 7% rispetto al 2004 e come le importazioni di gas naturale siano aumentate di circa il 10% nello stesso periodo.

(miliardi mc/anno)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2012	2015	2020	2030
Domanda	79,62	85,18	85,6	89	93	96	99	103	108	118	127
Produzione nazionale	12,85	11,96	10,9	10,1	9,3	8,6	7,8	7	5,8	4,2	3,5
Necessità di importazione	66,77	73,22	74,7	78,9	83,7	87,4	91,2	96	102,2	113,6	123,5

Tabella 3 - Previsioni mercato del gas al 2030 e importazioni minime necessarie per la copertura della domanda

La domanda di gas naturale in Italia negli ultimi tre anni è risultata superiore alle previsioni formulate nel 2000, al momento dell'emanazione del decreto legislativo n.164 del 23 maggio 2000, quando si prevedeva un incremento dei consumi del 3% l'anno, principalmente a causa dell'entrata in servizio di nuove centrali termoelettriche a gas. La domanda, anche se in misura minore, è aumentata anche nei settori civile e industriale.

Le previsioni relative alla produzione di gas naturale in Italia sono state formulate nell'ipotesi che prosegua l'andamento verificatosi negli ultimi anni e che in particolare tale produzione diminuisca dell'8% per anno fino al 2010, del 4% per anno dal 2011 al 2020 e del 2% per anno nel decennio successivo. Produzioni superiori a quanto indicato, ma comunque dell'ordine di ulteriori 1 - 2 miliardi di

metri cubi per anno, sarebbero possibili in presenza di una politica di incentivazione del settore con una ripresa degli investimenti.

5. La capacità di approvvigionamento delle infrastrutture di importazione di gas naturale

La situazione attuale delle infrastrutture di importazione di gas naturale, suddivise in gruppi a seconda della fase di sviluppo in cui si trovano, è la seguente:

- a) infrastrutture esistenti in esercizio: gasdotti di importazione dall'Algeria, dalla Russia, dal Nord Europa, e dalla Libia; terminale GNL di Panigaglia. Si noti che per il gasdotto TAG che attraversa l'Austria è stato attivato dall'1 gennaio 2007 un aumento della capacità di circa 12 milioni di metri cubi/giorno, corrispondenti a circa 4 miliardi di metri cubi all'anno.
- b) gasdotti esteri per l'importazione in Italia in corso di potenziamento: gasdotti esteri di importazione dall'Algeria e dalla Russia;
- c) terminali di rigassificazione di GNL autorizzati: Brindisi, offshore adriatico di Rovigo, offshore toscano di Livorno-Pisa;
- d) progetti di gasdotti e terminali di rigassificazione in corso di istruttoria o di VIA: Gasdotto Poseidon (Puglia) e terminali GNL di Rosignano (Toscana), Gioia Tauro (Calabria) Taranto (Puglia), Zaule (Friuli), terminale offshore nel golfo di Trieste, Porto Empedocle (Sicilia), Augusta (Sicilia), terminale offshore sulla costa ravennate, terminale offshore sulla costa marchigiana, Civitavecchia (Lazio).
- e) progetti di gasdotti in fase di studio di fattibilità: gasdotto Algeria – Sardegna – Toscana (GA.SI); connessione Italia – Albania (progetto TAP); nuova connessione Italia – Austria (progetto InterconnectTiro).

6. Le prospettive di approvvigionamento del mercato italiano dal gas naturale

Nella tabella seguente viene riportata fino al 2030 la "necessità minima di importazione" determinata come differenza fra la domanda e la produzione

nazionale in base ai dati della tabella 3, e la conseguente "capacità delle infrastrutture di importazione" occorrente per garantire tale necessità di copertura della domanda (tenendo conto che esse non sono normalmente utilizzate al 100% per tutto l'anno) e che tale percentuale di utilizzo (fattore di carico) può essere valutata realisticamente in 0,85 per i gasdotti e 0,90 per i terminali di rigassificazione.

Confronto necessità di importazione di gas naturale e capacità infrastrutture (Gmc/anno)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2030
Volumi minimi di importazione	78,9	83,7	87,4	91,2	93,9	96	98,5	100,7	102,2	113,6	123,5
Capacità minima necessaria	93	97	101	105	108	110,5	113	116	118	130,5	142
Capacità massima impianti esistenti	91,5	91,5	92	92	92	92	92	92	92	92	92
Capacità potenziamento TTPC e TAG	0	9,8	12	13	13	13	13	13	13	13	13
Capacità totale impianti esistenti potenziati	91,5	101,3	104	105	105	105	105	105	105	105	105
Capacità minima - esistente potenziata	-1,5	4,2	3,8	-0,3	-2,9	-5,5	-8,1	-10,7	-12,8	-25,6	-37,6
Capacità Terminale GNL Rovigo	0	0	4	8	8	8	8	8	8	8	8
Capacità Terminale GNL Brindisi	0	0	4	8	8	8	8	8	8	8	8
Capacità Terminale GNL Livorno offshore	0	0	2	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Capacità impianti esistenti + potenziamenti + impianti in costruzione	91,5	101,3	114	124,5	124,5	124,5	124,5	124,5	124,5	124,5	124,5
Differenza tra capacità minima e capacità totale (potenziale oversupply)	-1,5	4,3	13	19,5	16,5	14,5	11,5	8,5	6,5	-6	-17

Dalla tabella si ricava che il potenziamento dei metanodotti esistenti, dato che in parte compensa l'attuale insufficiente capacità di importazione, già dal 2010 non è più in grado di fare fronte all'aumento della domanda, mentre la situazione

diviene positiva solo con l'entrata in esercizio dei terminali di GNL in costruzione.

L'eccesso di capacità che si potrebbe verificare dopo il 2010 (oversupply), ove tutte le infrastrutture fossero effettivamente realizzate nei tempi previsti, va considerato alla luce di quella che si ritiene una capacità ottimale delle infrastrutture di importazione, da determinare tenendo in considerazione sia degli aspetti di sicurezza relativi ad eventuali interruzioni di una delle infrastrutture di importazione, o in caso di emergenze climatiche o politiche (quali il contenzioso tra Russia e Ucraina) come si sono verificate nell'inverno 2005-2006, sia in relazione alle carenze del sistema degli stoccaggi che non è in grado da solo di affrontare tali situazioni, sia infine della opportunità di promuovere la concorrenza lasciando un margine di offerta rispetto alla domanda, sia infine dell'integrazione del sistema italiano in quello europeo.

Per la promozione della concorrenza nel mercato del gas, si osserva infatti che al fine di evitare che l'accesso dei terzi al mercato italiano si risolva in una mera ripartizione delle quote di mercato lasciate libere dall'operatore dominante, occorre disporre di una capacità di approvvigionamento complessiva che superi opportunamente la domanda. Una ulteriore necessità di sovracapacità di importazione deriva dalla presenza di più soggetti agenti in concorrenza sul mercato, rispetto ad un sistema organizzato in regime di monopolio di fatto.

Un certo grado di ridondanza delle infrastrutture di approvvigionamento è inoltre necessario per aumentare la flessibilità, per creare un mercato "spot", e in definitiva per avere la possibilità di una riduzione dei prezzi del gas (che potrebbero sganciarsi da quelli del greggio in un mercato europeo davvero integrato), e per avere nuovi soggetti entranti rispetto all'operatore dominante, che potrebbe trarre vantaggio dall'assenza di nuove infrastrutture al momento in cui nel 2010 scadranno i tetti antitrust imposti con il decreto legislativo n.164 del 2000.

Gli eventuali - auspicabili - eccessi di offerta potrebbero essere reindirizzati verso il mercato europeo. Dopo l'anno 2010 il grado di interconnessione tra gli Stati

membri dell'Unione europea sarà accresciuto significativamente, per cui saranno maggiori le possibilità di "swap" e la liquidità del mercato, e sarà operativa in Italia una borsa del gas con un volume efficiente di scambi transfrontalieri europei; anche le potenzialità di stoccaggio italiane ed europee saranno state potenziate, aprendo nuovi sviluppi al mercato, ai servizi di bilanciamento, e all'offerta di gas.

Infine si deve osservare che la determinazione della capacità di importazione in eccesso rispetto a quella relativa al valor medio delle importazioni annuali risulta essere complementare all'offerta di stoccaggio, che è in corso di potenziamento anch'essa e che è suscettibile di introdurre ulteriori flessibilità nel sistema.

Dall'analisi emerge pertanto la necessità di completare urgentemente la costruzione dei potenziamenti in corso dei gasdotti di importazione TAG e TTPC, nonché dei terminali di rigassificazione di GNL già autorizzati, al fine di garantire un adeguato livello di sicurezza degli approvvigionamenti e di conseguire un livello minimo di oversupply necessario per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti in tutte le condizioni di esercizio e di avviare meccanismi effettivi di mercato e la borsa italiana del gas.

Anche l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha più volte segnalato la necessità di un tempestivo potenziamento delle infrastrutture di approvvigionamento e di quelle di stoccaggio, sia ai fini della sicurezza del sistema nazionale del gas, sia per promuovere la concorrenza e il contenimento dei prezzi di fornitura del gas.