



INDAGINE CONOSCITIVA SULL'ATTIVITÀ DI STOCCAGGIO DI GAS NATURALE

VERSIONE CON OMISSIS

INDICE

Premessa	3
I. Lo stoccaggio di gas naturale	5
I.A. Principali caratteristiche e funzioni dello stoccaggio	5
a. Caratteri generali	5
b. Come viene realizzato lo stoccaggio di gas	6
I.B. Il contesto normativo e regolamentare in materia di stoccaggio	9
a. La disciplina dell'accesso all'attività	9
L'individuazione del concessionario	9
Dall'individuazione del concessionario all'operatività del nuovo campo di stoccaggio	12
b. Le regole di erogazione dei servizi di stoccaggio	13
L'accesso dei terzi ai servizi di stoccaggio in Italia è tutelato (obbligo di TPA) e regolato	13
Le regole di separazione dell'attività di stoccaggio	14
Le funzioni dello stoccaggio stabilite dalla legge e dalla disciplina di settore	15
L'ordine di priorità nel conferimento stabilito dalla legge e dalla disciplina di settore	20
La delega alle società di trasporto per l'utilizzo dello stoccaggio allocato alle imprese di vendita	21
La remunerazione dell'attività di stoccaggio e la regolazione delle tariffe di accesso ai servizi di stoccaggio	22
I.C. Gli operatori dello stoccaggio in Italia e le infrastrutture disponibili	23
a. Operatori e infrastrutture	23
b. Cenni sull'utilizzo dei campi di stoccaggio	26
II. Evoluzione dell'offerta di capacità di stoccaggio: potenziamenti di siti esistenti e nuovi siti	28
II.A. I potenziamenti dei campi in esercizio	29
a. Stogit	29
Potenziamenti effettuati	29
Potenziamenti previsti	31
b. Edison stoccaggio	32
Potenziamenti effettuati	32
Potenziamenti previsti	32

II.B.	I progetti di investimento in nuovi siti di stoccaggio	33
a.	Concessioni di stoccaggio già conferite: Alfonsine e Bordolano di Stogit	33
	Alfonsine	34
	Bordolano	35
b.	Concessioni di stoccaggio in corso di conferimento	36
	Istanze di concessioni di stoccaggio presentate dal precedente titolare di concessione di coltivazione	36
	Istanze di concessione di stoccaggio presentate a seguito di procedura in concorrenza avviata dal Ministero	37
	Il progetto di stoccaggio in acquifero del sito di Rivara presentato dalla Independent Gas Management S.r.l.	39
	Il progetto di investimento in stoccaggio di ENI	40
	Criticità della procedura concorsuale per la selezione di istanze di concessione in concorrenza	40
	Variabili che influenzano la decisione di investimento	45
c.	Efficienza relativa ed entità complessiva dei progetti di investimento	47
III.	Le risorse di flessibilità e la concorrenza sui mercati del gas naturale	50
III.A.	L'analisi aggregata	51
a.	Considerazioni sull'evoluzione dello scenario tra l'a.t. 2004/05 e l'a.t. 2007/08	51
b.	La domanda nazionale di gas e la sua modulazione	55
	La modulazione stagionale	55
	La modulazione giornaliera	58
	Domanda attesa ("programmabile") e domanda effettiva ("da bilanciare")	59
c.	Le caratteristiche delle risorse di flessibilità disponibili	60
	Flessibilità dello stoccaggio di gas	61
	Flessibilità della produzione nazionale di gas	62
	Flessibilità delle importazioni di gas	62
d.	L'utilizzo delle risorse di flessibilità nel sistema nazionale del gas	65
e.	La sostituibilità dello stoccaggio con altre risorse di flessibilità	70
	Esigenze di bilanciamento giornaliero	70
	Esigenze di modulazione programmabili	71
III.B.	Le risorse di flessibilità per le imprese di vendita di gas	73
a.	Struttura dell'attività di vendita di gas e risorse di flessibilità	73
b.	Disponibilità e ripartizione delle risorse di flessibilità tra le imprese di vendita	77
	Disponibilità e ripartizione della capacità di stoccaggio di gas	77
	La disponibilità di flessibilità nei contratti di importazione di gas	82
	Lo scambio di flessibilità attraverso la compravendita di partite di gas all'ingrosso	84
c.	L'utilizzo delle risorse di flessibilità per le esigenze di modulazione programmabili	97
Conclusioni	102
	I comportamenti delle imprese e la scarsità complessiva di capacità di stoccaggio	103
	I comportamenti d'impresa e le regole di bilanciamento del sistema e di accesso e utilizzo della capacità di stoccaggio	106

Premessa

1. L'apertura alla concorrenza del settore del gas, e in particolare dell'attività di vendita di gas naturale, realizzata con il D.Lgs. n. 164/00, ha messo in evidenza il ruolo che ciascun segmento della filiera svolge per l'attività dei soggetti che operano tra loro in concorrenza e in particolare per i nuovi entranti. In questo quadro lo stoccaggio di gas naturale appare costituire una risorsa cruciale per il funzionamento del sistema e per lo sviluppo di un contesto effettivamente concorrenziale.

2. A fronte di una domanda di gas che non è costante nel tempo ed è caratterizzata da un'elevata modulazione tra estate ed inverno e da un giorno all'altro, e di modalità per l'approvvigionamento di gas – produzione nazionale e importazioni via gasdotto e rigassificatori – che presentano una rilevante rigidità nel profilo d'immissione in rete¹, il sistema necessita di risorse ulteriori che consentano un'adeguata flessibilità delle immissioni di gas in rete. Un'importante fonte di flessibilità è costituita dallo stoccaggio di gas che, per definizione, consente di immagazzinare il gas per poterlo utilizzare successivamente.

3. In quanto fonte privilegiata di flessibilità, lo stoccaggio di gas consente alle imprese di vendita di modulare le proprie forniture (c.d. stoccaggio di modulazione) in funzione delle variazioni (sia stagionali che di più breve periodo) della domanda espressa dalla clientela ed in particolare, ma non solo, dai clienti civili. Lo stoccaggio svolge anche funzioni di riserva a fini di sicurezza del sistema (c.d. stoccaggio strategico), di ausilio alla produzione nazionale (c.d. stoccaggio minerario) e di ausilio per la gestione della rete di trasporto (c.d. stoccaggio per il bilanciamento operativo del sistema di trasporto). Lo stoccaggio di gas può, infine, assolvere ad altre funzioni ed essere, ad esempio, utilizzato con finalità di arbitraggio, favorendo una maggiore liquidità del mercato all'ingrosso del gas e, quindi, una maggiore flessibilità operativa e commerciale per le imprese di vendita ed una maggiore efficienza del sistema gas.

4. Ad otto anni dall'apertura alla concorrenza del settore del gas naturale e dell'attività di stoccaggio di gas, quest'ultima ha ad oggi mantenuto l'assetto quasi monopolistico esistente nella fase iniziale, con scarso sviluppo di capacità incrementale di stoccaggio.

5. La precedente indagine conoscitiva IC22 *“Sullo stato di liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale”* (di seguito l'Indagine Conoscitiva)² aveva evidenziato, già nel 2005, l'esistenza di domanda di capacità di stoccaggio di gas insoddisfatta, fenomeno che continua a persistere e si è verificato anche con le ultime allocazioni di capacità (quelle per l'anno termico³ 2008/09). Nella misura in cui lo stoccaggio e la flessibilità che lo stesso assicura costituiscono un fattore produttivo rilevante per le imprese di vendita di gas, anche nuove entranti, la scarsità nell'offerta di capacità di stoccaggio e la sua concentrazione quasi interamente in capo ad un solo operatore integrato verticalmente con la società ENI S.p.A. (di seguito Eni) - *incumbent* nel settore del gas - possono avere inciso negativamente sullo

¹ Come si vedrà, l'approvvigionamento di gas via produzione nazionale presenta un profilo di immissione in rete sostanzialmente piatto (e decrescente nel tempo) e l'approvvigionamento di gas dall'estero via gasdotto e via rigassificatori determinerebbe anch'esso un profilo di immissione sostanzialmente costante in caso di utilizzo ottimizzato ed intensivo degli stessi.

² Cfr. Indagine conoscitiva congiunta AEEG e AGCM (IC22), provvedimento AGCM n. 13267 del 17 giugno 2004 e deliberazione AEEG n. 90/04, adottata in pari data.

³ Dove non specificato per anno termico, o a.t., si intenderà l'anno termico di trasporto che è il periodo intercorrente tra il 1° ottobre di ogni anno e il 30 settembre dell'anno successivo. Lo stesso si distingue dall'anno termico “di stoccaggio”, che individua il periodo intercorrente tra il 1° aprile di ogni anno e il 31 marzo dell'anno successivo. L'anno termico di stoccaggio è quindi sfasato rispetto all'anno termico di trasporto.

svilupparsi della concorrenza nella vendita di gas e, più in generale, sulla liquidità ed efficienza dell'intero sistema del gas.

6. L'obiettivo della presente indagine conoscitiva è quello di valutare, sotto il profilo concorrenziale, la rilevanza per le imprese di vendita dell'accesso ai servizi di stoccaggio ed alle altre risorse di flessibilità, verificando l'impatto della disponibilità e delle modalità di utilizzo di tali risorse sullo svilupparsi della concorrenza nella vendita di gas. Nel perseguire tale obiettivo occorrerà tenere in adeguata considerazione sia il contesto normativo e regolamentare sia gli aspetti legati all'integrazione verticale dell'operatore *incumbent* lungo l'intera filiera del settore gas.

7. Nella prima parte dell'indagine (cap. I) sono preliminarmente evidenziate le caratteristiche tecnico-economiche e le funzionalità dello stoccaggio di gas; è descritto l'attuale contesto normativo e regolamentare che disciplina, da un lato, l'accesso all'attività di stoccaggio e, dall'altro, l'offerta dei servizi di stoccaggio; e sono quindi passati brevemente in rassegna la concentrazione nell'offerta dei servizi di stoccaggio e le infrastrutture di stoccaggio attualmente disponibili in Italia.

8. Nella seconda parte dell'indagine (cap. II) si guarda allo sviluppo che ha avuto la disponibilità di capacità di stoccaggio dalla liberalizzazione ad oggi, e le sue prospettive di evoluzione, grazie all'entrata in esercizio di nuovi campi di stoccaggio ed al potenziamento dei campi esistenti, evidenziando sia la presenza di potenziali barriere nell'accesso all'attività ed ostacoli ad un suo adeguato sviluppo, sia la possibilità di evoluzione in senso concorrenziale dell'offerta dei servizi di stoccaggio.

9. Nella terza ed ultima parte dell'indagine (cap. III) si descrivono le caratteristiche, in termini di modulazione, della domanda nazionale di gas, anche nelle sue diverse componenti di consumo termoelettrico, industriale e civile. Date le caratteristiche e funzionalità dello stoccaggio e le esigenze di modulazione dei consumi espresse dai clienti finali, si valuta quindi quali esigenze di flessibilità delle imprese di vendita di gas possono essere soddisfatte dai servizi di stoccaggio e si esamina l'eventuale disponibilità di risorse alternative allo stoccaggio, tra le quali, in primo luogo, la flessibilità intrinseca alle varie modalità d'approvvigionamento del gas (ad esempio la flessibilità consentita dai contratti di importazione). Da tali analisi si deriva una prima valutazione del tipo e della quantità di flessibilità disponibile nel sistema e della sostituibilità dello stoccaggio, nonché degli effetti verticali nei mercati a valle della vendita di gas ai clienti finali dell'allocazione dei servizi di stoccaggio e delle altre risorse di flessibilità tra le imprese di vendita.

10. Al fine di disporre degli elementi conoscitivi necessari alla realizzazione dell'indagine ci si è avvalsi del contributo del Ministero dello Sviluppo Economico (di seguito MSE) e si è provveduto ad inviare delle richieste di informazioni a Snam Rete Gas S.p.A, alle imprese di vendita che hanno avuto accesso allo stoccaggio per l'anno termico di stoccaggio 2008/09⁴, alle imprese di stoccaggio Stogit S.p.A ed Edison Stoccaggio S.p.A., nonché alle imprese che hanno presentato istanza per l'ottenimento di una nuova concessione di stoccaggio, dal 2000 ad oggi⁵.

⁴ Si è provveduto a richiedere informazioni a 35 gruppi societari attivi nella vendita di gas, di cui 34 hanno richiesto ed ottenuto il conferimento di capacità di stoccaggio per il periodo 2008/09 (nel seguito, indicati come imprese di vendita). Sono pervenute risposte da 24 delle imprese di vendita interpellate.

⁵ La presente indagine conoscitiva è aggiornata con i dati disponibili alla fine del 2008. Fra i fatti più rilevanti intervenuti successivamente si segnala il conferimento della concessione di stoccaggio per il campo di San Potito/Cotignola a Edison Stoccaggio S.p.A. e Blugas Infrastrutture s.r.l. (DM 24 aprile 2009) e la recente decisione assunta da Eni di ridefinire l'assetto organizzativo delle società controllate attive nello stoccaggio e nel trasporto di gas. E' stato infatti reso noto un progetto di

I. Lo stoccaggio di gas naturale

I.A. Principali caratteristiche e funzioni dello stoccaggio

a. Caratteri generali

11. Lo stoccaggio serve a immagazzinare del gas precedentemente immesso in rete (via produzione nazionale od importazioni dall'estero) ed a posticiparne e dilazionarne nel tempo l'utilizzo. La funzione svolta dallo stoccaggio consiste quindi, in termini generali, nello svincolare la fruizione del gas dai tempi e dalle modalità dell'approvvigionamento, ed a conferirgli flessibilità. L'utilizzazione dello stoccaggio consente di rendere "modulata" una forma di approvvigionamento di gas "piatta" (contratti privi di flessibilità nei ritiri giornalieri od anche annuali) il che consente anche di ottimizzare e utilizzare più intensamente le infrastrutture o risorse primarie meno modulate, cioè meno flessibili (gasdotti e rigassificatori per l'importazione di gas prodotto all'estero e produzione nazionale) a fronte di prelievi di gas che presentano forti variazioni temporali. Nel seguente grafico è esemplificata tale funzionalità dello stoccaggio, in risposta alla modulazione della domanda (cfr. Figura 1).

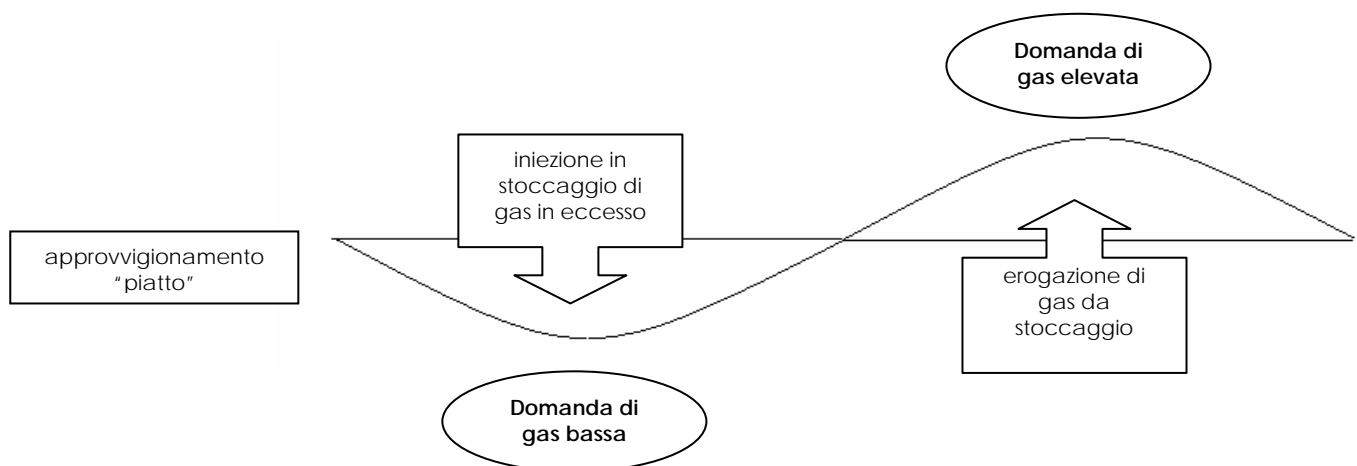


Figura 1

12. La possibilità di accumulare delle riserve di gas in stoccaggio costituisce una risorsa di flessibilità, principalmente funzionale a soddisfare la parte modulata della domanda di gas, sia stagionale che in relazione ad archi temporali più ridotti, giornalieri ed anche orari⁶. Le diverse tipologie di domanda

ristrutturazione del gruppo Eni che prevede la cessione da parte di Eni S.p.A. a Snam Rete Gas S.p.A. (soggetta al controllo di Eni tramite una quota di capitale sociale del 50,03%) del 100% del capitale sociale di Stogit S.p.A. e di Italgas S.p.A.. Tale progetto è stato approvato dal Consiglio di amministrazione di Eni S.p.A. il 22 gennaio u.s. e prevede quindi il trasferimento sotto il controllo diretto di Snam Rete Gas S.p.A. di tutte le attività regolate del gruppo ENI. Il valore dell'operazione, pari ad Euro 4.720 milioni verrà finanziato da Snam Rete Gas attraverso (i) un aumento di capitale fino ad Euro 3,5 miliardi (di cui Eni si è impegnata a sottoscrivere la propria quota di competenza) e (ii) debito per 1,3 miliardi. Eni S.p.A. prevede che il perfezionamento dell'operazione avvenga entro luglio 2009.

⁶ La modulazione oraria della domanda di gas è soddisfatta da Snam Rete Gas nella sua qualità di operatore della rete di trasporto, cui è attribuito il compito di realizzare il bilanciamento in tempo reale del gas nella rete di trasporto. A tal fine Snam Rete Gas

(residenziale, termoelettrica, industriale) presentano, infatti, delle modulazioni peculiari, tra loro anche abbastanza diverse, a fronte delle quali è necessario disporre di un flusso di offerta sufficientemente flessibile.

13. Lo stoccaggio è anche funzionale alla realizzazione di ottimizzazioni a livello commerciale nell’approvvigionamento di gas. Lo stoccaggio rende, infatti, possibile acquistare ed immagazzinare gas nei mesi estivi – quando la domanda di gas, ed il costo relativo della materia prima, sono più bassi – per poterlo poi utilizzare nei mesi invernali, quando maggiore è la domanda di gas e dunque il costo della materia prima⁷ e consente anche attività di *trading* ed arbitraggio sui prezzi del gas su periodi più brevi.

14. Inoltre, da un lato, la disponibilità di un’ampia capacità di stoccaggio favorisce lo sviluppo di mercati energetici liquidi – sia nel settore del gas che dell’elettricità - e la possibilità di arbitraggio anche tra mercati di diversi paesi; dall’altro lo sviluppo di mercati organizzati e liquidi per lo scambio del gas tra imprese, in una prospettiva di integrazione a livello europeo, potrà favorire un’almeno parziale condivisione delle risorse di stoccaggio con altri paesi. In tale contesto lo stoccaggio è anche funzionale ad incrementare l’efficienza dei mercati e a contenere le oscillazioni sia di breve che di medio periodo dei prezzi sia del gas che dell’elettricità⁸.

15. Infine si ritiene opportuno richiamare il ruolo svolto dallo stoccaggio, per il sistema italiano e più in generale a livello europeo, per la garanzia della sicurezza e della continuità delle forniture.

b. Come viene realizzato lo stoccaggio di gas

16. Lo stoccaggio di gas può essere realizzato in strutture geologiche profonde idonee a ricevere, immagazzinare e rilasciare gas. Tali strutture possono essere giacimenti di gas – per loro natura adatti a confinare il gas – ovvero cavità ricavate in giacimenti di salgemma (stoccaggi salini) o strutture sotterranee porose e permeabili nelle quali il gas viene iniettato spiazzando l’acqua presente (stoccaggi acquiferi)⁹. I campi di stoccaggio nazionali oggi in esercizio in Italia sono tutti realizzati in giacimenti di gas in avanzato stato di coltivazione.

17. Le funzionalità di un campo di stoccaggio sono rese possibili grazie alla realizzazione di diverse infrastrutture per l’iniezione ed erogazione di gas - pozzi, impianti di trattamento e compressione – e per la sua interconnessione alla rete di trasporto nazionale del gas. Nella seguente figura è esemplificata la struttura di un campo di stoccaggio, quale quelli allo stato in esercizio sul territorio nazionale (cfr. Figura 2).

utilizza – oltre alla possibilità di variare il c.d. *line pack*, ovvero il gas presente nella rete attraverso la modifica dei parametri di esercizio della rete – anche i sistemi di stoccaggio nazionali (servizio di stoccaggio per il bilanciamento operativo del sistema di trasporto).

⁷ Ciò sia in base ai prezzi *spot* di compravendita del gas all’ingrosso, che reagiscono alle normali logiche di mercato domanda-offerta, sia in base ai contratti *take or pay* di lungo periodo con prezzo indicizzato, in un contesto di prezzo del petrolio crescente quale quello degli ultimi anni.

⁸ Si consideri che un mercato liquido nazionale della compravendita di gas assistito da adeguate risorse di stoccaggio consente: *i)* alle imprese che utilizzano il gas per la produzione di energia elettrica di poter cogliere più agevolmente opportunità di arbitraggio sul prezzo dell’energia elettrica con altri paesi europei, con ciò riducendo anche il differenziale di prezzo; *ii)* di ridurre il differenziale del prezzo del gas tra periodi di alta domanda (inverno) e periodi in cui la domanda è minore (estate) e, in un contesto integrato, anche di ridurre il differenziale di prezzo del gas tra paesi europei.

⁹ Lo stoccaggio di gas può anche essere realizzato in infrastrutture artificiali, quali in particolare i serbatoi per lo stoccaggio di Gnl (gas naturale liquefatto) associati ad impianti di liquefazione o di rigassificazione. In Italia, tuttavia, l’unico stoccaggio di Gnl esistente è quello presente nell’impianto di rigassificazione di Gnl Italia S.p.A. sito in Panigaglia ed è dimensionato per il soddisfacimento delle sole esigenze operative dell’impianto.

Esemplificazione struttura e funzionamento di un sito di stoccaggio

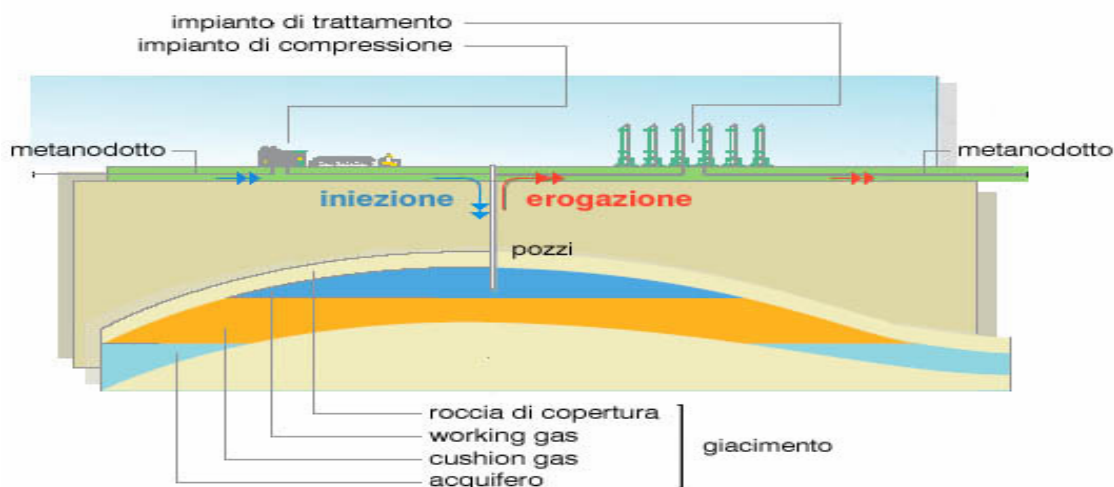


Figura 2

Fonte: www.stogit.it

18. Il gas in stoccaggio si distingue in:

- “*cushion gas*” (o *CG*): è il gas che deve restare immobilizzato nel sito per l’utilizzo dei servizi di stoccaggio. La funzione del *cushion gas* è quella di consentire l'erogazione del *working gas*. Il *cushion gas* costituisce quindi una risorsa immobilizzata e non estraibile per la vendita durante l’intero ciclo di vita dello stoccaggio. Come si vedrà, il valore del *cushion gas* immobilizzato è una parte rilevante del costo di sviluppo di un campo di stoccaggio.
- “*working gas*”: è il gas presente nei giacimenti in fase di stoccaggio che può essere messo a disposizione e reintegrato, per essere utilizzato ai fini dello stoccaggio minerario, di modulazione e strategico, compresa la parte di gas - denominata *pseudo-working gas* – erogabile “*in tempi più lunghi rispetto a quelli necessari al mercato, ma che risulta essenziale per assicurare le prestazioni di punta che possono essere richieste dalla variabilità della domanda in termini giornalieri ed orari*”¹⁰.

Il *working gas* si distingue, quindi, in:

- “*working gas erogabile*” (o *WGe*): è il gas che viene ciclicamente iniettato ed erogato dal campo di stoccaggio nell'arco del ciclo di stoccaggio ovvero il gas che può essere messo a disposizione e reintegrato per essere utilizzato ai fini della prestazione di servizi di stoccaggio. Il *working gas erogabile* individua le prestazioni del campo in termini di spazio di stoccaggio disponibile per l’offerta dei servizi di stoccaggio;
- “*pseudo-working gas*”: è del gas in stoccaggio di fatto assimilabile al *cushion gas*, in quanto risulta funzionale all’utilizzo del “*working gas erogabile*” e non è oggetto di allocazione agli utenti.

¹⁰ Cfr. l’art. 2 lett. kk del D.Lgs. n. 164/00.

19. Le prestazioni di un campo di stoccaggio sono individuate, oltre che dal *WGe* anche dai volumi di gas¹¹ erogabili ed iniettabili nell'unità di tempo, di regola il giorno. Tali prestazioni, chiamate rispettivamente *punta di erogazione* e *punta d'iniezione*, variano principalmente in funzione della giacenza di gas in stoccaggio. In particolare, la *punta d'iniezione* decresce all'aumentare della giacenza (aumentando la pressione del gas in stoccaggio) e la *punta di erogazione* decresce al ridursi della giacenza (riducendosi la pressione del gas in stoccaggio).

20. Le prestazioni dei campi di stoccaggio, sia in termini di *WGe* che di *punta di erogazione* e *punta d'iniezione*, dipendono, oltre che dalle loro caratteristiche geodinamiche, anche dalle scelte operate in ordine alla quantità di *CG* ed alle infrastrutture funzionali all'esercizio del campo (tra cui in particolare il numero e la dislocazione dei pozzi).

21. I campi di stoccaggio nazionali in esercizio prevedono l'iniezione ed erogazione del gas principalmente in due fasi successive, la prima d'iniezione da aprile a ottobre, e la seconda d'erogazione da novembre a marzo. La ciclicità annuale degli stoccaggi e l'individuazione temporale delle fasi di immissione ed erogazione, non è legata tanto alle caratteristiche geologiche dei campi, quanto alla principale funzione, ad oggi, soddisfatta dallo stoccaggio - relativa alla modulazione dell'offerta di gas in occasione del periodo invernale di maggiore consumo di gas - che ne ha anche orientato le soluzioni tecniche adottate per la conversione dei giacimenti in stoccaggio.

22. I campi di stoccaggio consentono anche immissioni e erogazioni di gas in "sottocicli" rispetto al ciclo principale annuale, per quantitativi minori e compatibili con il ciclo principale. In particolare, è di norma prevista la possibilità di realizzare anche erogazioni di gas durante la fase principale di immissione in estate ed immissioni di gas durante la fase di erogazione di gas in inverno (c.d. modulazione aciclica o controflusso). Tali sottocicli di stoccaggio sono connessi alla funzionalità dello stoccaggio come risorsa di flessibilità in grado di rispondere alla modulazione dei consumi di gas che ha ciclicità diverse dall'annuale (ad esempio con riguardo alla variazione dei consumi di gas tra giorni feriali e fine settimana e giorni festivi) ovvero a variazioni impreviste nei consumi di gas (ad esempio punte o riduzioni impreviste nei consumi giornalieri di gas). Come si vedrà meglio in seguito, il ricorso allo stoccaggio per far fronte alle modulazioni di breve periodo della domanda svolge un ruolo cruciale sia sotto il profilo della gestione e mantenimento in efficienza della rete di trasporto (bilanciamento operativo del sistema di trasporto) sia sotto quello della possibilità, per le imprese di vendita, di effettuare la propria offerta commerciale alle diverse tipologie di clienti.

23. Sulla base della curva di prestazione in erogazione del gas (che individua il tempo necessario per estrarre l'intero *WGe*) è tendenzialmente possibile distinguere tra campi di stoccaggio "di base", che hanno la possibilità di erogare quantitativi di gas prossimi ai massimi tecnicamente possibili per lunghi periodi di tempo e la cui curva prestazionale decresce lentamente durante la fase di erogazione, e campi di stoccaggio "di punta", con elevate prestazioni in erogazione ma limitate nel tempo¹².

¹¹ Ovvero dal suo equivalente in termini di energia associata (GJ). Nelle misurazioni e nelle transazioni commerciali, il gas viene spesso espresso in termini di energia anziché di volume.

¹² Similmente, quindi, a quanto avviene nel settore elettrico con riguardo agli impianti di generazione di energia elettrica, i quali possono essere distinti anch'essi tra impianti di base (quali ad esempio quelli a ciclo combinato o idroelettrici di flusso) e di punta (tra i quali quelli idroelettrici a bacino o serbatoio e turbogas).

I.B. Il contesto normativo e regolamentare in materia di stoccaggio

a. La disciplina dell'accesso all'attività

L'individuazione del concessionario

24. L'art. 1 della legge n. 170/74 stabilisce che il diritto di utilizzare giacimenti per lo stoccaggio di gas appartiene allo stato. In base all'art. 2 della medesima legge l'attività "*dello stoccaggio sotterraneo di gas naturale nei giacimenti di idrocarburi*" era in regime di esclusiva a favore di Eni nelle zone di cui alla legge n. 136/53 - Pianura Padana e tratto di mare Adriatico prospiciente – e soggetta a regime di concessione nelle restanti zone, per una durata di trent'anni, rinnovabili per periodi di dieci anni (art. 5).

25. Il successivo D.Lgs. n. 625/96, di "*Attuazione della direttiva 94/22/CEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi*" ha disposto la cessazione dell'esclusiva territoriale in favore di Eni a partire dal 1° gennaio 1997 (art. 23) - riconoscendole il diritto all'attribuzione di concessioni di stoccaggio "*a salvaguardia dei diritti maturati in regime di esclusiva*" con decorrenza dal 1° gennaio 1997 - ed ha ridotto la durata delle concessioni di stoccaggio a vent'anni (art. 13).

26. Il D.Lgs. n. 164/00 (nel seguito anche decreto Letta), di liberalizzazione dell'intero settore del gas, ha confermato il regime di concessione – non esclusiva – dell'attività di stoccaggio di gas in sotterraneo (sia in terraferma che a mare)¹³. In particolare in base agli artt. 11 e 29 del decreto le concessioni di stoccaggio sono rilasciate dall'MSE sulla base di criteri e procedure obiettivi e non discriminatori, ed hanno una durata massima di venti anni. Le concessioni in essere alla data di entrata in vigore del D.Lgs. n. 164/00 (il 21 giugno 2000) sono confermate per la loro originaria scadenza¹⁴ e comprendono le concessioni di coltivazione di gas, con i rispettivi diritti e obbligazioni, che vengono a cessare alla stessa data. L'art. 1, comma 61, della legge n. 239/04 ha stabilito che i titolari di concessioni di stoccaggio di gas naturale possono usufruire di non più di due proroghe di dieci anni, qualora abbiano eseguito i programmi di stoccaggio ed adempiuto a tutti gli obblighi derivanti dalle concessioni. La durata massima delle concessioni di stoccaggio è quindi attualmente di 40 anni.

27. L'MSE, in attuazione dell'art. 11, comma 1, del D.Lgs. n. 164/00 ha approvato con DM 26 agosto 2005, il nuovo disciplinare tipo delle concessioni di stoccaggio e stabilito le modalità di conferimento delle stesse. Tale decreto prevede che l'istanza di concessione sia pubblicata nel Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e della Geotermia (BUIG) e sul sito dell'MSE.

28. L'MSE in caso di presentazione dell'istanza di concessione di stoccaggio da parte di un titolare di una concessione di coltivazione, procede alla pubblicazione dell'istanza a solo scopo informativo

¹³ In base a quanto previsto dall'art. 1, comma 2, lett. a), della l. n. 239/04 "*l'attività di stoccaggio non in sotterraneo è libera su tutto il territorio nazionale, nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico derivanti dalla normativa comunitaria e dalla legislazione vigente*". Si ritiene che tale previsione riguardi attività di stoccaggio di gas sostanzialmente diverse da quelle che qui rilevano, ovvero lo stoccaggio di gas in bombola e, tra l'altro, quello in siti in superficie complementari all'attività di rigassificazione di Gnl

¹⁴ Cfr. la successiva Tabella 1.

riconoscendo al titolare della concessione di coltivazione il diritto a richiederne la conversione in stoccaggio, senza che ciò dia corso all'avvio di una procedura concorsuale, in ragione della circostanza che il titolare della concessione di coltivazione ha diritto allo sfruttamento della stessa fino alla scadenza. L'art. 11, comma 2 del D.Lgs. n. 164/00 al riguardo stabilisce che nel caso in cui un titolare di concessione di coltivazione richieda una concessione di stoccaggio, il conferimento di quest'ultima comprende la concessione di coltivazione con i relativi diritti ed obbligazioni, che pertanto viene contestualmente a cessare.

29. Nel caso di ricevimento di un'istanza di concessione di stoccaggio relativa a strutture geologiche per le quali non è in vigore una concessione – quali ad esempio giacimenti esauriti per i quali è scaduta la concessione o acquiferi è invece possibile presentare domande in concorrenza per tre mesi dalla pubblicazione dell'istanza. In caso vi siano più domande in concorrenza l'MSE seleziona quella idonea sulla base dei criteri di cui all'art. 2, co. 10, del DM 27 marzo 2001, vale a dire:

- a) completezza e razionalità del progetto di stoccaggio;
- b) tempi programmati di esecuzione dei lavori;
- c) minore entità degli investimenti, a parità di prestazioni assicurate dal progetto di stoccaggio;
- d) modalità di svolgimento dei lavori, anche con riguardo alla sicurezza e alla salvaguardia ambientale.

30. I titolari di concessioni di coltivazione relativa a giacimenti in fase avanzata di sfruttamento sono tenuti, in base all'art. 13, comma 6, del D.Lgs. n. 164/00, a fornire all'MSE tutte le informazioni atte a stabilire se i giacimenti in questione siano tecnicamente ed economicamente suscettibili di essere adibiti a stoccaggio di gas. Ove l'MSE riconosca tale possibilità di riconversione - valutata la necessità di incrementare le capacità di stoccaggio nel quadro della programmazione del sistema del gas - pubblica le informazioni ricevute nel BUIG, stabilendo un termine per la presentazione in concorrenza da parte degli interessati di domande per l'ottenimento della concessione di stoccaggio.

31. Il DM 27 marzo 2001 detta la disciplina attuativa delle disposizioni di cui al precedente paragrafo, stabilendo gli obblighi informativi in capo ai titolari di concessioni di coltivazione e la procedura per l'attribuzione di concessioni di stoccaggio in relazione ai giacimenti in via di esaurimento che l'MSE – valutata altresì la necessità di incrementare la capacità di stoccaggio del sistema nazionale in funzione delle esigenze di sicurezza dello stesso - ha selezionato come tecnicamente ed economicamente idonei alla conversione in stoccaggio.

32. L'art. 2, comma 1, del DM 27 marzo 2001 limita, in prima applicazione, l'obbligo di comunicazione in capo ai titolari di concessione di coltivazione (entro un mese dalla sua pubblicazione ovvero entro il 27 maggio 2001) ai soli siti in terraferma:

- con riserve originariamente in posto superiori a 1 GSmc (miliardi di Smc)¹⁵ di gas e
- per i quali almeno l'80% delle riserve producibili risultasse prodotto (art. 2, co. 1, del decreto);

33. A regime, l'art. 4, comma 1 del decreto prevede la costituzione di una banca dati di tutti giacimenti in fase avanzata di coltivazione - tra i quali si ritengono compresi anche i siti *off-shore* non essendo

¹⁵ Per i volumi di gas l'unità di misura utilizzata è il "metro cubo standard" (Smc), che indica il volume del gas alla pressione atmosferica e alla temperatura di 15°C.

espressamente esclusi - richiedendo la trasmissione da parte dei titolari di concessioni di coltivazione (entro nove mesi dalla data della sua pubblicazione ovvero entro il 27 gennaio 2002) delle informazioni riguardanti i siti di coltivazione:

- con riserve di gas originariamente in posto superiori a 500 MSmc (milioni di Smc) di gas e
- per i quali almeno il 60% delle riserve producibili risultasse prodotto (art. 4, co. 1, del decreto).

34. In entrambi i casi l'obbligo di comunicazione fa riferimento a giacimenti in via d'esaurimento che soddisfano i criteri tecnico-economici in base ai quali un giacimento in fase avanzata di coltivazione è da ritenersi suscettibile di essere adibito a stoccaggio (art. 1 del medesimo decreto). Tali criteri considerano sia le caratteristiche tecniche e geologiche del giacimento¹⁶, sia le prestazioni attese in termini di efficienza della riconversione a stoccaggio del giacimento (in particolare, efficienza dello stoccaggio superiore al 30%, definita come rapporto tra *WG* e la somma di *WG* e *CG*). La valutazione del soddisfacimento di tali criteri da parte dei giacimenti in via d'esaurimento appare delegata all'impresa titolare della relativa concessione di coltivazione, la quale in sede di comunicazione all'MSE deve comunque trasmettere anche le informazioni idonee a stabilire il soddisfacimento dei medesimi criteri.

35. Il decreto prevede, inoltre, l'aggiornamento continuo di tale banca dati, via via che i giacimenti nella titolarità dei concessionari venissero a soddisfare i parametri indicati (art. 4, comma 2 del decreto).

36. La procedura per l'attribuzione di concessioni di stoccaggio in relazione ai giacimenti in via di esaurimento prevede che, entro tre mesi dal ricevimento delle predette informazioni, l'MSE selezioni i giacimenti dallo stesso ritenuti idonei alla riconversione e ne pubblichi l'elenco, unitamente ai dati rilevanti di cui dispone. I titolari delle concessioni di coltivazione dei giacimenti selezionati sono quindi tenuti, nei successivi due mesi, ad allestire un "*data room*" per consentire la consultazione delle informazioni tecniche dei giacimenti medesimi. Entro tre mesi dal termine delle operazioni complessive di consultazione gli interessati possono presentare istanze di concessione di stoccaggio in concorrenza¹⁷. Nel caso in cui l'MSE riceva più istanze, la selezione del soggetto che proseguirà nell'iter per l'ottenimento della concessione di stoccaggio avviene, entro i successivi tre mesi, sulla base dei criteri di cui all'art. 2, comma 10 del decreto, sopra richiamati¹⁸.

37. In base alla vigente disciplina, quindi, il titolare di concessione di coltivazione beneficia di un diritto alla conversione a stoccaggio del sito stesso, che trova un limite solo relativamente a giacimenti in via di esaurimento che l'MSE abbia selezionato e pubblicato per l'avvio di una procedura concorsuale. In tale caso, il titolare della concessione di coltivazione può comunque presentare istanza di concessione di stoccaggio in concorrenza con gli altri soggetti interessati.

¹⁶ Quali la presenza di una trappola con una roccia di copertura con caratteristiche tali da garantire la tenuta idraulica verso le formazioni soprastanti e il grado di porosità e permeabilità del giacimento.

¹⁷ Con avviso pubblicato nel BUIG sono stabilite anche le modalità di prenotazione e di accesso da parte delle imprese interessate a presentare istanza di concessione di stoccaggio ai c.d. "*data rooms*" presso le sedi dei titolari delle concessioni di coltivazione, per la consultazione delle informazioni sui giacimenti banditi. Come rilevato dalla stessa Stogit "*La conoscenza dei dati geologici e dei parametri dinamici acquisita durante la fase di sfruttamento minerario primario costituisce uno dei requisiti principali per la valutazione delle prestazioni ottenibili a seguito degli investimenti atti a operare la conversione impiantistica per l'attività di stoccaggio*" (www.stogit.it).

¹⁸ Sono stati fino ad oggi bandite due procedure concorsuali da parte dell'MSE, i cui presupposti ed esiti saranno esaminati nel cap. II.

Dall'individuazione del concessionario all'operatività del nuovo campo di stoccaggio

38. La selezione di un concessionario costituisce solo il primo passo del percorso che dovrebbe consentire l'avvio dell'operatività di un nuovo campo di stoccaggio. In realtà, le difficoltà e i motivi di allungamento dei tempi sono molto numerosi, al punto che, come si vedrà meglio nel cap. II - dedicato agli sviluppi della capacità di stoccaggio negli ultimi anni ed in prospettiva - dalla approvazione del decreto Letta nel 2000 sono stati avviati svariati processi per il rilascio delle concessioni e la realizzazione dei campi di stoccaggio, ma nessuno, ad oggi, ha portato all'entrata in esercizio di nuove infrastrutture di questo tipo.

39. Un primo elemento di potenziale criticità, essenziale per l'ottenimento della concessione, è rappresentato dalla necessità di ottenere la certificazione rilevante sotto il profilo della normativa ambientale (c.d. procedura VIA/VAS). Ancorché questa non sia la sede appropriata per una analisi dettagliata delle procedure per la valutazione dell'impatto ambientale di nuove infrastrutture, si osserva che tra il primo adempimento previsto (la verifica di assoggettabilità) e l'ottenimento dell'autorizzazione finale tende a trascorrere, nell'esperienza delle infrastrutture per lo stoccaggio di gas, ben più di un anno¹⁹. Le ragioni della dilatazione dei tempi per l'ottenimento delle autorizzazioni ambientali sono principalmente da ricondursi alla complessa articolazione del procedimento che prevede il coinvolgimento, a vario titolo, di amministrazioni ed enti locali e la consultazione dei terzi interessati.

40. Il decreto di conferimento della concessione di stoccaggio, contenente eventuali vincoli o disposizioni formulati in sede di valutazione d'impatto ambientale, viene pubblicato sul BUIG e sul sito dell'MSE, con l'estratto del programma dei lavori approvato, i tempi di realizzazione e le motivazioni seguite nel selezionare le domande in concorrenza (art. 4 del DM 26 agosto 2005). Il conferimento della concessione di stoccaggio, tuttavia, non conclude l'iter che porta all'operatività del nuovo campo di stoccaggio. Il concessionario, infatti, deve a questo punto negoziare il benessere degli enti locali. L'art. 1, co. 5, della legge n. 239/04 riconosce a regioni ed enti locali territorialmente interessati dalla localizzazione di nuove infrastrutture energetiche o dal potenziamento/trasformazione di infrastrutture esistenti il diritto di raggiungere un accordo con il soggetto proponente per definire le misure di compensazione e riequilibrio ambientale, coerenti con gli obiettivi di politica energetica nazionale²⁰.

41. Dal 1° gennaio 2008, l'art. 2, commi 558 e 559, della legge n. 244/07 (legge finanziaria 2008) ha introdotto un ulteriore onere in capo ai titolari di concessioni di stoccaggio. Tale onere consiste in un importo annuo pari all'1% del valore della capacità complessiva autorizzata di stoccaggio che il concessionario deve corrispondere alle regioni nelle quali hanno sede i relativi campi di stoccaggio, a titolo di contributo compensativo per il mancato uso alternativo del territorio. La regione interessata provvede poi a ripartire tale contributo, destinando almeno il 60% del totale al comune nel quale hanno sede gli stabilimenti, e il resto ai comuni confinanti. Quest'ultima legge, peraltro, desta alcune perplessità interpretative, idonee a determinare i presupposti per un'applicazione arbitraria e discriminatoria della stessa, specialmente ai danni delle nuove imprese che decidessero di entrare in tale settore e potenziarne le

¹⁹ Nel capitolo dedicato alla evoluzione delle infrastrutture saranno evidenziate, per singoli casi, le problematiche attinenti l'iter di valutazione ambientale.

²⁰ Una impresa interessata a sviluppare nuovi campi di stoccaggio ha al riguardo lamentato l'assenza di criteri oggettivi e trasparenti per definire tali misure e la conseguente difficoltà di condurre una contrattazione equilibrata fra le parti (concessionario di stoccaggio ed enti locali).

infrastrutture. Tali perplessità erano state oggetto di segnalazione da parte dell'AGCM prima dell'emanazione della medesima²¹.

42. In conclusione, le procedure amministrative per l'avvio dell'attività di stoccaggio sono lunghe ed onerose, il che ha contribuito alle difficoltà di espansione di tale attività registrate negli anni recenti e delle quali si parlerà diffusamente nel cap. II.

b. Le regole di erogazione dei servizi di stoccaggio

L'accesso dei terzi ai servizi di stoccaggio in Italia è tutelato (obbligo di TPA) e regolato

43. Ai sensi della prima direttiva comunitaria 98/30/CE, recepita con D.Lgs. n. 164/00, nonché della successiva direttiva comunitaria 2003/55/CE che abroga la prima direttiva, le imprese di stoccaggio hanno l'obbligo di assicurare e fornire i servizi di stoccaggio ai terzi richiedenti (c.d. *third party access*, di seguito TPA)²². Entrambe le direttive hanno lasciato aperta agli Stati membri la possibilità di scegliere tra un sistema di accesso allo stoccaggio regolato o negoziato. Sin dall'inizio della liberalizzazione con il D.Lgs. n. 164/00 l'Italia ha optato per un accesso ai servizi di stoccaggio completamente regolato, che attribuisce all'AEEG il potere di definire i criteri di erogazione dei servizi di stoccaggio e i relativi obblighi delle imprese di stoccaggio (art. 12, comma 7, del D.Lgs. n. 164/00), nonché le condizioni economiche di offerta dei servizi di stoccaggio per la capacità soggetta a TPA²³ (art. 23, comma 2, del D.Lgs. n. 164/00).

44. La direttiva comunitaria 2003/55/CE ha poi introdotto la possibilità di ottenere una deroga alla disciplina di TPA in caso di realizzazione di nuovi campi di stoccaggio o di significativi potenziamenti di campi esistenti, che soddisfino le seguenti condizioni:

- a) l'investimento deve rafforzare la concorrenza nella fornitura di gas e la sicurezza degli approvvigionamenti;
- b) il livello del rischio connesso all'investimento è tale che l'investimento non verrebbe effettuato senza la concessione di una deroga;

²¹ Segnalazione del 22 novembre 2007 (AS430), Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (Legge Finanziaria 2008), in Boll. n. 40/07, in cui l'AGCM ha evidenziato che: i) il parametro cui riferirsi per definire il valore in termini monetari della capacità autorizzata non è sufficientemente preciso e si presta a decisioni arbitrarie in sede applicativa del tributo; ii) l'impresa di stoccaggio potrebbe trovarsi nella situazione di subire il prelievo del contributo compensativo, prima ancora di aver iniziato l'attività e realizzato i connessi ricavi, ove, il riferimento alla "capacità autorizzata" dovesse rappresentare la previsione di spazio utilizzabile del sito di stoccaggio formulata in sede di avvio dell'attività stessa; iii) non è certo se il contributo debba essere versato in riferimento alla capacità concessa in occasione del rilascio di una nuova concessione (ai sensi dell'art. 3, comma 3, del DM 26 agosto 2005) oppure a quella concessa a seguito di un successivo potenziamento dei siti già in esercizio (ai sensi dell'art. 8 del DM 26 agosto 2005); iv) la disposizione in parola si lascia interpretare nel senso che il predetto valore potrebbe essere riferito alla capacità originariamente autorizzata ad un'impresa, con ciò rendendo possibile una disparità di trattamento a favore delle imprese che hanno ricevuto le concessioni nel passato a un valore presumibilmente più basso rispetto alle imprese che ne richiedano in futuro.

²² L'accesso può essere negato soltanto per mancanza di capacità disponibile, qualora l'accesso stesso impedirebbe l'assolvimento degli obblighi di servizio pubblico, oppure per gravi difficoltà economiche dovute a contratti *take or pay* anteriori alla data di entrata in vigore della direttiva 98/30/CE (art. 24, commi 2 e 3, del D.Lgs. n. 164/00). In caso di rifiuto della richiesta di accesso, l'impresa di stoccaggio è tenuta ad informare sia l'AGCM che AEEG. L'AEEG, sentita l'impresa di stoccaggio e verificata una violazione del codice di stoccaggio, può imporre di dare accesso, salve le competenze dell'AGCM (art. 12, commi 2 e 3, del D.Lgs. n. 164/00). Ad oggi, nonostante l'esistenza di domanda di capacità di stoccaggio in eccesso non è pervenuta all'AGCM alcuna comunicazione in tal senso.

²³ Che allo stato costituisce la totalità della capacità di stoccaggio in esercizio in Italia.

- c) l'infrastruttura deve essere di proprietà di una persona fisica o giuridica, separata quanto meno sotto il profilo della forma giuridica dai gestori dei sistemi nei cui sistemi tale infrastruttura sarà creata;
- d) gli oneri sono riscossi presso gli utenti di tale infrastruttura;
- e) la deroga non pregiudica la concorrenza o l'efficace funzionamento del mercato interno del gas o l'efficiente funzionamento del sistema regolato a cui l'infrastruttura è collegata.

45. Si noti sul punto che tali condizioni, e in particolare quelle di cui ai punti a) ed e) potrebbero escludere la possibilità che sia concessa un'esenzione da TPA a favore di investimenti realizzati da un soggetto che si trovi in posizione dominante in gran parte dei mercati della filiera del gas, come è il caso di Eni.

46. La legge n. 239/04, che ha recepito le citate disposizioni comunitarie, prevede, all'art. 1, comma 17, che l'esenzione è accordata, caso per caso, per un periodo di almeno 20 anni e per una quota di almeno l'80% della nuova capacità, dall'MSE, secondo principi e modalità dallo stesso definiti nel rispetto di quanto previsto dalle disposizioni comunitarie in materia e previo parere dell'AEEG.

47. La medesima legge attribuisce all'MSE il compito di definire i criteri e le modalità per il riconoscimento dell'esenzione, nonché i criteri di efficienza, economicità e sicurezza del sistema in base ai quali l'AEEG, in caso di esenzione parziale da TPA, disciplina le procedure di allocazione della quota di capacità non esente. Si osserva che l'MSE non ha ancora emanato i relativi decreti attuativi con specifico riguardo all'attività di stoccaggio.

Le regole di separazione dell'attività di stoccaggio

48. L'art. 21 del D.Lgs. n. 164/00 introduce, a decorrere dal 1° gennaio 2002, la separazione societaria tra le attività di stoccaggio e tutte le altre attività nel settore del gas, ad eccezione dell'attività di trasporto dalla quale ne è prevista solo una separazione contabile e gestionale. Anche in tale caso il D.Lgs. n. 164/00 è andato oltre alle previsioni di cui alla direttiva 98/30/CE, la quale richiedeva solo la separazione contabile tra le singole attività svolte nel settore gas.

49. Con delibere n. 11/07 e 253/07, l'AEEG ha rafforzato i suddetti obblighi di separazione, applicando all'attività di stoccaggio gli obblighi di separazione funzionale previsti dalla seconda direttiva di liberalizzazione del settore (2003/55/CE). L'AEEG ha inoltre stabilito che i singoli giacimenti di stoccaggio costituiscono comparti di separazione contabile (art. 6.8 del Testo Integrato delle disposizioni dell'AEEG in merito agli obblighi di *unbundling*, allegato alla citata delibera n. 11/07). La separazione per campi che ne risulta non fa venir meno, tuttavia, l'obbligo di gestire in modo coordinato e integrato il complesso delle capacità di stoccaggio di *working gas*, che il D.Lgs. n. 164/00 (art. 12, comma 1) pone in capo al titolare di più concessioni di stoccaggio, al fine di garantire l'ottimizzazione delle capacità e la sicurezza del sistema nazionale del gas.

50. Nel 2001 la società Stogit, nell'ambito del progetto di Eni finalizzato alla separazione societaria delle attività del settore del gas naturale, ha ricevuto in conferimento due rami d'azienda di Eni e Snam (rispettivamente "Stoccaggi Gas" e "Centrali") entrambi funzionali alle attività di stoccaggio di gas naturale.

Le funzioni dello stoccaggio stabilite dalla legge e dalla disciplina di settore

51. In base a quanto previsto dal D.Lgs. n. 164/00 e dalla disciplina di settore definita dall'AEEG con delibera n. 119/05, i titolari di concessioni di stoccaggio hanno "l'obbligo di assicurare e fornire" - prioritariamente e per la capacità soggetta a TPA (che allo stato coincide con il totale della capacità disponibile) i servizi di stoccaggio²⁴:

- strategico;
- per il bilanciamento operativo del sistema di trasporto;
- minerario;
- di modulazione.

52. Nel seguito si descriveranno brevemente tali servizi di stoccaggio e le prestazioni ad essi associate.

Sullo stoccaggio strategico

53. Lo stoccaggio strategico è una risorsa del sistema finalizzata a sopperire a situazioni di mancanza o riduzione degli approvvigionamenti di gas o di crisi del sistema del gas. L'onere della costituzione e mantenimento dello stoccaggio strategico ricade sulle imprese che importano gas prodotto in paesi extra-UE, le quali, ai sensi dell'art. 3, comma 2, del D.Lgs. n. 164/00, sono tenute a disporre di stoccaggio strategico ubicato nel territorio nazionale nella misura del 10% delle quantità di gas naturale importato ogni anno.

54. Il contenuto prestazionale del servizio di stoccaggio strategico è limitato alla messa a disposizione, da parte delle imprese di stoccaggio alle imprese che importano da paesi extra-UE, *i*) di spazio di stoccaggio nella misura da queste richiesto per adempiere al citato obbligo, e *ii*) di gas, nei limiti della disponibilità del gas eventualmente già detenuto dall'impresa di stoccaggio a tali fini. Il servizio di stoccaggio strategico non dà invece diritto a tali imprese di prelevare il gas, in quanto le disposizioni relative all'utilizzo della riserva strategica del sistema, da parte delle imprese di vendita, rientrano fra i poteri dell'MSE e sono definite in corrispondenza del manifestarsi di situazioni di criticità del sistema.

55. Va precisato che in base al combinato disposto degli artt. 3, comma 4, del DM 9 maggio 2001 e 2 del DM 26 settembre 2001, l'MSE determina annualmente, tenendo conto delle previsioni comunicate dai soggetti che importano da paesi extra-UE circa l'entità di tali importazioni per il successivo anno termico di stoccaggio, il quantitativo di stoccaggio strategico che deve essere disponibile nel territorio nazionale in ciascun anno.

56. L'MSE è infatti competente, ai sensi dell'art. 3, comma 3, del D.Lgs. n. 164/00, a modificare con proprio decreto i quantitativi di gas da destinarsi a riserva strategica, in funzione delle esigenze di sicurezza del sistema gas. In applicazione di tale disposizione, l'MSE con decreto del 9 maggio 2001 ha definito i criteri per determinare la riserva di stoccaggio strategico, i quali prevedono che essa sia funzionale a fare

²⁴ Art. 12, co. 2 D.Lgs. n. 164/00 "I titolari di concessioni di stoccaggio di gas naturale hanno l'obbligo di assicurare e fornire i servizi di stoccaggio minerario, strategico e di modulazione agli utenti che ne facciano richiesta ove il sistema di cui essi dispongono abbia idonea capacità, e purché i servizi richiesti dall'utente siano tecnicamente ed economicamente realizzabili in base a criteri stabiliti, entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, con decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato".

fronte per 60 giorni consecutivi, nel corso del periodo di punta stagionale, al 50% rispetto alla portata massima da una singola infrastruttura d'importazione da paesi extra-UE²⁵.

57. Nella pratica il volume di stoccaggio strategico è stato definito dall'MSE inizialmente con il citato decreto del 9 maggio 2001 in 5,1 GSmc di gas. Tale valore è stato confermato dall'MSE per tutti gli anni successivi ed ultimamente con la comunicazione del 23 gennaio 2008 anche per l'anno termico di stoccaggio 2008/09.

58. Si osserva quindi che, a fronte dell'incremento delle importazioni avvenuto a partire dal 2001, il volume di stoccaggio strategico individuato dall'MSE, risulta inferiore al quantitativo che gli utenti devono detenere ai sensi del citato art. 3 del D.Lgs. n. 164/00 (10% delle importazioni annuali). Basti considerare che nell'anno solare 2007 il gas importato da paesi extra-UE è stimabile in circa 57 GSmc²⁶. L'obbligo dello stoccaggio strategico ammonterebbe quindi a circa 5,7 GSmc, a fronte della determinazione da parte dell'MSE, e disponibilità, di circa 5,1 GSmc di spazio per lo stoccaggio strategico. Poiché la capacità di stoccaggio strategico è commercialmente conferita nella misura richiesta dalle imprese soggette all'obbligo, la stessa risulta superiore alla capacità fisica effettivamente disponibile per tale servizio, come individuata dal MSE. Ai fini della corretta attribuzione degli oneri del servizio di stoccaggio strategico, l'art. 6, co. 6, della deliberazione AEEG n. 50/06 ha previsto che, alla fine di ciascun anno termico di stoccaggio, le imprese di stoccaggio ripartiscano gli oneri tra le imprese soggette all'obbligo in proporzione ai quantitativi di gas effettivamente importati da paesi extra-UE.

59. Quanto alle prospettive future, l'MSE ha rilevato che ove entrassero effettivamente in esercizio nuove infrastrutture per l'importazione di gas – in particolare in grado di diversificare le fonti di approvvigionamento e i relativi rischi, quali il terminale di rigassificazione di Rovigo – potrebbero essere rivisti i volumi di gas da destinarsi a riserva di stoccaggio strategico²⁷.

Sullo stoccaggio per il bilanciamento operativo della rete di trasporto

60. Lo stoccaggio per il bilanciamento operativo del sistema di trasporto è funzionale a consentire alle imprese di trasporto di mantenere costantemente in equilibrio i flussi fisici di gas complessivi, in entrata e in uscita dalla rete.

61. Il relativo servizio è conferito in base alle richieste delle imprese di trasporto e prevede una prestazione di spazio ed una di punta, funzionale anche alla modulazione infragiornaliera dei prelievi dalla rete (modulazione oraria). Si osserva che mentre lo spazio di stoccaggio richiesto dalle imprese di trasporto a tale fine è di entità esigua (nell'ordine di 100 MSmc/anno), le prestazioni di punta richieste sono

²⁵ L'MSE ha precisato al riguardo che il volume di stoccaggio destinato a strategico – rimasto nel corso degli anni pari a 5,1 GSmc – è superiore a quello ottenuto dalla mera moltiplicazione tra 60 giorni e il 50% della sopra definita portata massima. Tale volume non è stato ridotto in quanto, essendo i problemi di copertura della domanda in situazioni d'emergenza climatica legati a problemi di punta piuttosto che di volume, tale valore, come dimostrato dalla situazione di crisi dell'inverno 2005, è quello necessario per garantire, in condizioni di svaso eccezionale (superiore a 9 GSmc nella stagione invernale), il permanere fino ai primi di aprile della condizione erogativa di punta necessaria a coprire il verificarsi di una punta di domanda in tali giorni. Cfr. il verbale dell'audizione dell'MSE del 25 novembre 2008, realizzata nell'ambito della presente indagine conoscitiva (di seguito, audizione MSE).

²⁶ Stima sulla base della somma dei volumi immessi a Tarvisio, Panigaglia, Gela e Mazara – in realtà i volumi potrebbero essere anche di più considerando l'importazione dalla Norvegia (che entra in Italia a passo Gries), a cui si dovrebbe poi sottrarre il volume derivante dalle importazioni di durata inferiore all'anno.

²⁷ Cfr. audizione MSE.

significative ed incidono sulla disponibilità complessiva di punta in erogazione del sistema per il 25% all'inizio della fase di erogazione e per il 40% a fine vasso. Tali prestazioni di punta, la cui quota preponderante è dimensionata sulla base delle esigenze di bilanciamento orario, sono inoltre costanti nell'intero ciclo di stoccaggio, a differenza di quanto avviene per il servizio di modulazione che, come si dirà nel seguito, varia in funzione della giacenza di gas in stoccaggio.

62. Si osserva infine che, mentre la generalità degli utenti dello stoccaggio usufruiscono di servizi di stoccaggio con prestazioni riferite al giorno, le imprese di trasporto utilizzano lo stoccaggio, per ragioni operative, anche con prestazioni infragiornaliere²⁸.

Sullo stoccaggio minerario

63. Il D.Lgs. n. 164/00 definisce lo stoccaggio minerario come lo stoccaggio necessario per motivi tecnici ed economici a consentire lo svolgimento ottimale della coltivazione di giacimenti di gas naturale nel territorio italiano. Il DM 9 maggio 2001 precisa che tale stoccaggio ha la sola finalità di assicurare alle produzioni nazionali una flessibilità di fornitura confrontabile con quella caratteristica dei contratti d'importazione, nonché di tenere conto dei rischi tecnici di fermata della produzione.

64. La previsione di un servizio di stoccaggio minerario risulta da una scelta di politica economica a vantaggio dei titolari di concessione di coltivazione cui è riconosciuto ai sensi dell'art. 12, comma 5, del D.Lgs. n. 164/00, un accesso prioritario alla risorsa (scarsa) di stoccaggio che consenta agli stessi di poter commercializzare il gas con una flessibilità analoga a quella dei contratti d'importazione pur mantenendo costante (massimizzata) la portata erogata dai propri campi. A differenza di altri paesi come Olanda e la Gran Bretagna, ove la modulazione della domanda è ottenuta in misura significativa con la variazione della produzione dei campi nazionali di gas, in Italia la produzione nazionale costituisce quindi un elemento di rigidità che sottrae flessibilità al sistema.

65. La capacità è conferita secondo la richiesta presentata dal titolare della concessione di coltivazione di gas naturale nei limiti necessari ad assicurare alle produzioni nazionali una flessibilità di fornitura confrontabile con quella caratteristica dei contratti d'importazione, nonché per tenere conto dei rischi tecnici di fermata della produzione (art. 2 del DM 9 maggio 2001, come modificato dall'art. 2 del DM 23 marzo 2005).

66. In particolare, le prestazioni fondamentali associate al servizio di stoccaggio minerario sono:

- spazio di stoccaggio, che è determinato annualmente dall'MSE in base alle richieste dei titolari di concessioni di coltivazione, nei limiti previsti dai citati decreti: lo spazio massimo richiedibile è calcolato come prodotto tra 120 giorni (corrispondenti alla durata del periodo di punta stagionale) e la portata giornaliera che consente agli utenti di disporre di una flessibilità analoga a quella dei contratti d'importazione²⁹;

²⁸ Nell'attuale assetto del sistema nazionale del gas il servizio di modulazione oraria dei consumi è prestato dall'impresa maggiore di trasporto, Snam Rete Gas, che ne riceve conseguentemente la copertura dei costi in tariffa. In un assetto più evoluto del sistema, come peraltro delineato all'articolo 18 del D.Lgs. n. 164/00, il servizio di modulazione oraria o comunque infragiornaliera potrebbe essere prestato direttamente dalle imprese di vendita.

²⁹ Tale portata è pari alla differenza fra la portata massima associabile al volume annuo previsto di produzione nazionale tenuto conto di un "fattore di carico" pari a 0,9 in linea con l'obbligo minimo di flessibilità dei contratti di importazione previsto all'articolo 3, comma 8, del D.Lgs. n. 164/00, e la portata media annua attesa.

- capacità di punta giornaliera di erogazione pari alla portata di cui al precedente alinea, nonché punta giornaliera di erogazione cosiddetta di *back-up* che ha la funzione di assicurare la continuità della fornitura in caso di interruzioni impreviste della produzione; in base all'art. 2, comma 2, lettera d) del citato decreto tale punta di erogazione è determinata come la portata media annua prevista in erogazione dai giacimenti del titolare di concessione richiedente;
- capacità di punta giornaliera d'iniezione pari alla capacità di stoccaggio divisa per 170 giorni; in pratica tale capacità di iniezione consente all'utente di riempire lo stoccaggio in 170 giorni a fronte di una durata complessiva della fase d'iniezione che come visto va da aprile a ottobre (214 giorni).

67. È bene osservare che, in coerenza con le finalità del servizio di assicurare alla produzione nazionale flessibilità analoghe a quelle dei contratti d'importazione, le capacità di erogazione e d'iniezione associate al servizio di stoccaggio minerario rimangono costanti e non subiscono variazioni in funzione della giacenza dell'utente. Quanto sopra, dal punto di vista delle prestazioni associate al servizio, segna una delle maggiori differenze fra il servizio di stoccaggio minerario e il servizio di stoccaggio di modulazione.

68. Si sottolinea infine che questa regola che concede un accesso prioritario allo stoccaggio ai titolari di concessioni di coltivazione va a vantaggio quasi esclusivamente di Eni, che realizza l'ampia maggioranza della produzione nazionale di gas (circa l'86,2% nel 2007). La stessa Eni, peraltro, come vedremo, dispone anche di altre rilevanti risorse di flessibilità, per cui appare lecito nutrire dei dubbi sulla equità e sulla reale necessità di riservarle per legge anche lo stoccaggio minerario.

Sullo stoccaggio di modulazione

69. Il servizio di stoccaggio di modulazione è il servizio cui accedono le imprese di vendita del gas per soddisfare la modulazione dell'andamento giornaliero, stagionale e di punta dei consumi dei clienti finali. Esso è conferito prioritariamente ai soggetti ai quali compete, direttamente o indirettamente, ai sensi dell'art. 18, commi 2 e 3, del D.Lgs. n. 164/00, l'obbligo di assicurare la modulazione della domanda dei clienti finali con consumi annui inferiori o pari a 200.000 Smc di gas (clienti di piccola dimensione, in particolare domestici e del commercio e servizi). L'art. 9 della deliberazione AEEG n. 119/05 prevede che le richieste di stoccaggio a questi fini siano dapprima soddisfatte nei limiti dei quantitativi massimi relativi ad un periodo di punta stagionale mediamente rigido³⁰ ed in caso di capacità disponibile per ulteriori quantitativi massimi relativi ad un periodo di punta stagionale rigido con frequenza ventennale³¹.

70. È importante precisare che i consumi di clienti con meno di 200.000 Smc annui che danno titolo all'allocazione prioritaria della capacità di stoccaggio di modulazione possono essere di due tipi:

- consumi derivanti da vendite ai clienti finali effettuate direttamente dalla società che richiede la capacità di stoccaggio (in questo caso vi è coincidenza tra impresa che chiede stoccaggio e impresa che rifornisce i clienti finali);

³⁰ Tale limite è pari al 33,4% dei consumi a dati 2001 dei clienti finali con consumi inferiori ai 200.000 mc di gas/anno serviti dall'impresa che richiede la capacità di stoccaggio di modulazione (richiesta massima ammissibile o MRamedio).

³¹ Il limite è in tale caso fissato in misura pari al 25% della MRamedio (c.d. MRArigido).

- consumi derivanti da vendite ai clienti finali effettuate da società che acquistano all'ingrosso non solo il gas, ma anche la sua modulazione, dalla società che richiede la capacità di stoccaggio³² (in questo caso l'impresa che chiede stoccaggio è diversa dall'impresa che vende ai clienti finali).

71. Con l'accesso al servizio di stoccaggio di modulazione, l'utente acquisisce:

- capacità di spazio, costante nel corso dell'anno termico di stoccaggio;
- capacità di punta di erogazione, disponibile solo nella fase di erogazione invernale, che varia in funzione diretta della giacenza di gas dell'utente e del sistema (la possibilità di erogare gas durante la fase estiva è poi subordinata all'acquisto di capacità di erogazione in controflusso);
- capacità di punta d'iniezione, disponibile per tutto l'anno, che varia in funzione inversa della giacenza di gas dell'utente e del sistema (nel servizio è compresa la possibilità di iniettare gas anche durante la fase d'erogazione invernale, a promozione della disponibilità di gas in stoccaggio).

Ulteriori servizi

72. A promozione di una maggiore flessibilità nell'utilizzo dei servizi di stoccaggio l'AEEG, con la deliberazione n. 119/05, ha previsto che le imprese di stoccaggio possano offrire ulteriori eventuali servizi di stoccaggio³³, subordinatamente al sussistere di alcune condizioni. Tra queste assume particolare rilevanza, oltre alla condizione che tali servizi siano offerti in maniera trasparente e non discriminatoria a tutti i soggetti interessati o comunque titolari, la previsione che gli stessi non costituiscano una limitazione all'accesso agli altri servizi normativamente previsti e che consentano un efficace confronto concorrenziale con altri servizi disponibili sul mercato potenzialmente sostituiti. Ove non vi siano sostituiti, le condizioni economiche del servizio sono proposte dall'impresa di stoccaggio e soggette all'approvazione dell'AEEG.

73. L'AEEG ha infatti ritenuto che lo sviluppo di un mercato concorrenziale e competitivo del gas è anche alimentato dalla possibilità per i soggetti che vi operano di gestire in maniera flessibile le proprie disponibilità di gas, e quindi dalla disponibilità di servizi di flessibilità quali quelli offerti dallo stoccaggio, e che l'offerta di questi servizi potrà essere più efficace quanto gli stessi siano confezionati dal soggetto che li eroga sulla base delle esigenze delle imprese di vendita.

74. Anche in considerazione dell'attuale disponibilità di capacità di stoccaggio, le imprese di stoccaggio non hanno sviluppato l'offerta di tali ulteriori servizi di stoccaggio.

³² Questo tipo di scambi di gas avvengono tipicamente al *city gate* (cd. REMI) ovvero al punto di interconnessione tra la rete di trasporto e gli impianti locali di distribuzione del gas. La modalità di vendita all'ingrosso al REMI è molto importante in Italia, e verrà ampiamente descritta – per gli aspetti che rilevano in questa sede - nel capitolo successivo. In estrema sintesi, quando una società di vendita decide di approvvigionarsi con un contratto di fornitura al REMI, acquista dal proprio fornitore non solo il gas ma anche la sua modulazione. Il grossista, infatti, si impegna a mettere a disposizione della società di vendita le quantità di volta in volta richieste dai clienti finali, ed è quest'ultimo, pertanto, che deve preoccuparsi di garantire la necessaria flessibilità dell'offerta. Questo spiega perché il titolo all'accesso allo stoccaggio afferisca in questi casi al grossista anziché al venditore finale.

³³ Il contenuto di tali servizi non è stato precisato, lasciando agli operatori la possibilità di definirlo liberamente.

L'ordine di priorità nel conferimento stabilito dalla legge e dalla disciplina di settore

75. In base a quanto previsto dal D.Lgs. n. 164/00 e dalla disciplina di settore definita dall'AEEG con delibera n. 119/05, la capacità di stoccaggio disponibile nel sistema è conferita, per periodi annuali, con il seguente ordine di priorità:

1. strategico;
2. bilanciamento operativo del sistema di trasporto;
3. minerario;
4. modulazione.

76. Le richieste ammissibili, entro i limiti normativamente previsti, sono ad oggi integralmente soddisfatte relativamente al servizio di stoccaggio strategico, minerario e di bilanciamento operativo del sistema di trasporto; la domanda di stoccaggio richiesta dagli operatori per la modulazione dei clienti finali - a partire da quelli con consumi inferiori a 200.000 Smc di gas - è soddisfatta in via residuale.

77. Le richieste di stoccaggio di modulazione di clienti civili con consumi inferiori a 200.000 Smc di gas, in caso di domanda complessiva eccedente la disponibilità, sono allocate pro-quota in proporzione alla richiesta, per quanto compatibile con la richiesta massima ammissibile. Ove invece, una volta fatto fronte alle richieste ammissibili per la modulazione della domanda di tali clienti, residuasse altra capacità di stoccaggio disponibile, essa è conferita ai richiedenti per la modulazione dei consumi dei clienti finali con consumi annui superiori a 200.000 Smc in base ad una procedura concorsuale (come stabilito dalla delibera AEEG n. 55/07).

78. L'attuale disciplina prevede, quindi, un ordine di priorità di accesso alla capacità di stoccaggio per funzioni, cui sono associati dei limiti di utilizzo, volti a garantire che lo stoccaggio si effettivamente utilizzato per la funzione cui è stato allocato, anche legati a esigenze di sicurezza del sistema. Tali limiti sono stati recentemente precisati e circoscritti dall'AEEG con la deliberazione n. 303/07, relativamente al servizio di modulazione. Con tale provvedimento l'AEEG ha stabilito che alla fine di ogni mese di erogazione, ciascun utente deve disporre di gas in stoccaggio almeno nella quantità minima tra le due seguenti:

- la capacità totale di spazio assegnata all'utente meno il consumo imputabile fino a quel momento ai suoi clienti con consumo annuo inferiore a 200.000 Smc, stimato sulla base delle condizioni climatiche effettivamente verificatesi;
- la quantità di gas necessaria per tutto il resto dell'inverno per coprire i consumi dei suoi clienti con consumo annuo inferiore a 200.000 Smc nell'ipotesi di condizioni climatiche rigide (inverno con frequenza quarantennale).

79. Solo il gas in giacenza in eccesso rispetto alla quantità minima così definita potrà essere utilizzato da ciascun utente dello stoccaggio anche per finalità diverse da quelle per le quali gli è stata riconosciuta la relativa priorità.

80. Questa dettagliata disciplina dell'allocazione della capacità di stoccaggio si fonda, evidentemente, sull'assunzione che lo stoccaggio sia una risorsa molto scarsa, disponibile in quantità insufficienti a far fronte a tutti i suoi possibili utilizzi alternativi. In questo contesto, ed in coerenza con la disciplina definita dal D.Lgs. n. 164/00 e dai decreti ministeriali attuativi, il regolatore ha ritenuto necessario privilegiare alcuni di tali utilizzi, prevedendo un ordine di priorità tra le rispettive domande di accesso alla capacità

presentate all'impresa di stoccaggio dagli utenti del servizio. In altri termini, in ragione della scarsità della capacità di stoccaggio disponibile, ad oggi sono adottate regole di allocazione di tale capacità che non rispondono a logiche di mercato domanda-offerta-prezzo, bensì a priorità di accesso sulla base della funzione d'uso dello stoccaggio. A tali priorità di accesso sono poi, necessariamente, associati vincoli d'utilizzo, in coerenza con le funzioni cui la capacità di stoccaggio è prioritariamente destinata.

81. È tuttavia evidente che, in una logica di perseguimento di una maggiore efficienza del sistema, anche le modalità di accesso ai servizi di stoccaggio potrebbero essere riviste, pur garantendo gli attuali livelli di sicurezza del sistema, stabilendo nuovi ordini di priorità o addirittura introducendo *tout-court* meccanismi di allocazione basati su criteri di mercato.

La delega alle società di trasporto per l'utilizzo dello stoccaggio allocato alle imprese di vendita

82. Quanto, infine, alle effettive modalità di utilizzo dello stoccaggio allocato ai diversi servizi da parte delle imprese, si rileva che la disciplina attualmente in vigore prevede nei fatti una forma di “delega” implicita da parte degli utenti della rete - principalmente imprese di vendita - all'impresa di trasporto Snam Rete Gas, per il bilanciamento giornaliero della propria posizione di gas nel sistema nazionale, tale per cui lo scostamento tra immissioni e prelievi dalla rete nazionale di trasporto di ciascun utente della rete è automaticamente soddisfatto tramite l'utilizzo da parte dell'impresa di trasporto, per conto del medesimo utente, della capacità di stoccaggio nella disponibilità di quest'ultimo, ovvero, nel caso in cui lo stesso non disponga di stoccaggio, tramite l'accesso a riserve di stoccaggio strategico³⁴. Dei corrispettivi specifici, di *scostamento*, sono applicati ai soggetti che, pur disponendo di capacità di stoccaggio, ne determinano un utilizzo superiore rispetto alle capacità allocate in termini di punta di immissione/erogazione o spazio disponibile³⁵.

83. È importante rilevare che gli oneri applicati alle imprese di vendita in caso di utilizzo delle riserve di gas in stoccaggio strategico sono tali da scoraggiare l'uso di tale risorsa, in modo che la stessa rimanga disponibile per la sua funzione di riserva di gas per la sicurezza del sistema. In particolare, l'utente che preleva gas dalla riserva strategica è tenuto a sostenere il prezzo d'acquisto dello stesso e, dopo il reintegro del gas a sua cura, gli viene riconosciuto un prezzo di vendita. Entrambi i prezzi sono definiti dall'AEEG, ed aggiornati annualmente, ed il loro differenziale costituisce il disincentivo all'utilizzo della risorsa. Per l'anno termico 2007/08, il prezzo di acquisto del gas in strategico è stato fissato pari a circa 74 centesimi di euro/Smc, quello di vendita pari a circa 65 e 51 centesimi di euro/Smc, rispettivamente se il prelievo del gas è stato autorizzato o meno dall'MSE. È chiaro quindi che il prelievo del gas strategico potrebbe risultare

³⁴ In tale caso sono anche previsti dei corrispettivi di disequilibrio mensili, di cui all'art. 17, commi 1-3, della delibera AEEG n. 137/00, di entità contenuta, e pari a circa 0,4 centesimi di euro/Smc per sbilanciamenti superiori all'8% e minori o uguali al 15%, da applicarsi ai volumi di gas oggetto di sbilanciamento. Nel caso di sbilanciamenti superiori al 15% il corrispettivo applicato a tali ulteriori volumi di gas in sbilancio è di circa 1,1 centesimi di euro/Smc. In caso di disequilibri inferiori a circa 157 mila Smc non si applica alcun corrispettivo.

³⁵ In particolare, i corrispettivi di scostamento si applicano sul maggior scostamento registrato nel mese e sono pari, per l'utilizzo in eccesso di punta in iniezione, a circa 40 e 47 cent di euro/Smc giorno (rispettivamente se tale capacità in eccesso è usata per meno, o più, di otto giorni nel corso del mese); per l'utilizzo in eccesso di punta in erogazione, a 96 e 105 cent di euro/Smc giorno (rispettivamente se tale capacità in eccesso è usata per meno, o più, di due giorni nel corso del mese). Le imprese di stoccaggio definiscono inoltre i c.d. “profili di utilizzo” dello stoccaggio di modulazione, il quale determina mese per mese la quota progressiva percentuale di giacenza di gas in stoccaggio, rispetto allo spazio allocato, che ciascun impresa di vendita utente del servizio di stoccaggio deve mantenere. Il mancato rispetto dei profili di utilizzo determina in fase d'iniezione l'applicazione di corrispettivi e in fase di erogazione la riduzione della punta disponibile.

conveniente solo in circostanze eccezionali nelle quali il differenziale di prezzo del gas strategico - rispettivamente di 9 e 24 cent di euro/Smc - fosse inferiore a quello del prezzo del gas fra il momento del prelievo e quello di reintegro.

84. La disciplina prevista per l'individuazione dei prelievi e delle immissioni in stoccaggio, si basa sulle cc.dd. "*equazioni di bilancio*" sulla rete di trasporto di ciascun utente, in forza delle quali:

- l'utilizzo da parte di ciascun utente delle capacità d'immissione e prelievo dalla rete di trasporto è contabilizzato a posteriori;
- è previsto l'automatico ricorso alle giacenze di gas in stoccaggio per far fronte ai disequilibri di gas dell'utente (sia che si tratti di giacenze di gas di cui l'utente dispone sia che si tratti della riserva strategica, qualora l'utente non disponga di proprie giacenze).

85. Pertanto, ad oggi, l'utilizzo della capacità di stoccaggio di modulazione e/o minerario nella disponibilità di ciascun operatore di vendita non è da questi decisa tramite nomine vincolanti ex-ante³⁶, ed è bensì, di fatto, delegata all'impresa di trasporto che realizza il bilancio delle posizioni per conto dei singoli utenti.

86. Si precisa che gli squilibri tra immissioni ed erogazioni di ogni singolo utente della rete non si tradurranno tutti in squilibri fisici che la società di trasporto deve effettivamente provvedere a riequilibrare, in quanto nell'aggregato le posizioni dei singoli tenderanno almeno in parte a compensarsi. La copertura del saldo tra immissioni ed erogazioni di ogni singola impresa ha dunque carattere prevalentemente commerciale³⁷.

87. L'AEEG ha recentemente prospettato nell'ambito del documento di consultazione DCO n. 10/08 "Possibile evoluzione del servizio di bilanciamento nel mercato del gas naturale", l'opportunità di apportare delle modifiche alla disciplina in vigore, che prevedono la realizzazione di un mercato del bilanciamento del gas, di cui si parla anche nel cap. III.

La remunerazione dell'attività di stoccaggio e la regolazione delle tariffe di accesso ai servizi di stoccaggio

88. Con la deliberazione n. 50/06 l'AEEG ha definito i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di stoccaggio per il secondo periodo di regolazione (1° aprile 2006 – 31 marzo 2010).

89. L'obiettivo generale del suddetto provvedimento è stato quello di favorire, nel corso del secondo periodo di regolazione, la realizzazione di nuova capacità di stoccaggio, soprattutto di punta di erogazione, e lo sviluppo delle infrastrutture esistenti (con particolare riferimento a quelle meno efficienti), al fine di incrementare la disponibilità di capacità di stoccaggio, di garantire la sicurezza del sistema nazionale del gas e di sviluppare un sistema di stoccaggio che tenesse conto delle esigenze del sistema gas anche in una

³⁶ Le nomine vengono in realtà effettuate ma non sono vincolanti in quanto l'attuale disciplina non prevede l'applicazione di corrispettivi per il mero mancato rispetto delle nomine, né da parte degli utenti del servizio di trasporto, né da parte degli utenti del servizio di stoccaggio.

³⁷ Come detto, il bilanciamento operativo orario del sistema di trasporto (la compensazione dei veri e propri squilibri fisici) è invece compiuto dall'impresa di trasporto la quale, disponendo dei dati d'immissione e prelievo complessivi sulla rete "in tempo reale", utilizza a questi fini lo stoccaggio ad essa riservato.

prospettiva di una progressiva integrazione a livello europeo dei mercati energetici. Tale obiettivo è stato perseguito attraverso l'adozione di:

- una maggiore remunerazione sui nuovi investimenti rispetto al tasso di remunerazione riconosciuto sul capitale esistente al termine dell'esercizio 2005, per una durata superiore al periodo di regolazione; sia l'incremento del tasso di remunerazione sia la durata sono differenziati in funzione delle diverse tipologie d'investimento, in modo da incentivare in misura maggiore gli investimenti che garantiscono maggiore continuità nell'approvvigionamento del gas³⁸;
- una tariffa unica nazionale, unitamente ad un sistema di perequazione che garantisca il recupero dei ricavi riconosciuti ad ogni impresa di stoccaggio; tariffe differenziate per impresa si è ritenuto avrebbero infatti potuto incidere negativamente sugli incentivi agli investimenti in nuovi campi di stoccaggio, tenuto conto dei maggiori costi ad essi associati rispetto ai campi esistenti.

90. Ai fini della determinazione dei ricavi riconosciuti, sono stati sostanzialmente confermati i meccanismi già in vigore nel primo periodo regolatorio, sulla base dei quali ciascun operatore calcola i propri ricavi di riferimento *RS*, per ogni anno termico, sommando le quote di ricavo relative a remunerazione del capitale investito riconosciuto, ammortamenti economico-tecnici e costi operativi riconosciuti.

I.C. Gli operatori dello stoccaggio in Italia e le infrastrutture disponibili

a. Operatori e infrastrutture

91. Il sistema di stoccaggio di gas italiano è essenzialmente di tipo convenzionale, basato sullo sfruttamento di giacimenti di coltivazione esauriti e l'attività di stoccaggio è attualmente svolta da due soli operatori:

- Stogit Spa (di seguito: Stogit), società posseduta al 100% dall'operatore *incumbent* Eni Spa, che gestisce otto siti di stoccaggio, sette dei quali sono ubicati nella Valle Padana e uno nell'Italia centrale;
- Edison Stoccaggio Spa (di seguito: Edison Stoccaggio), società posseduta al 100% da Edison Spa, che gestisce due siti di stoccaggio.

92. In Tabella 1 si riportano le principali informazioni sulle concessioni relative ai dieci siti di stoccaggio attualmente attivi in Italia. Per quanto riguarda la durata delle concessioni esistenti si rileva come, in caso di rinnovo ai sensi di legge, la scadenza ultima delle stesse avverrebbe per tutte oltre il 2030. Inoltre, per i campi di stoccaggio sviluppati da Eni in regime di esclusiva negli anni '60³⁹, la durata effettiva dell'esercizio dell'attività di stoccaggio ha già ampiamente superato il termine di 40 anni attualmente

³⁸ Le maggiori remunerazioni riconosciute sui nuovi investimenti sono così articolate:

- *T1*: investimenti non destinati allo sviluppo e all'espansione delle capacità di stoccaggio: 0%;
- *T2*: investimenti destinati al potenziamento e allo sviluppo delle capacità di stoccaggio dei giacimenti già in esercizio: 4% per 8 anni;
- *T3*: investimenti per la realizzazione di nuovi investimenti di stoccaggio ed impianti di *peak shaving*: 4% per 16 anni.

³⁹ Si tratta dei campi di Cortemaggiore, Sergnano, Brugherio, Ripalta.

previsto dalla legislazione in materia di durata delle concessioni di stoccaggio. Per gli stessi campi la scadenza ultima della concessioni (in caso di rinnovo) avverrebbe quindi dopo oltre 70 anni di esercizio dell'attività.

Operatore	Sito	Inizio attività	Inizio concessione	Durata e prima scadenza	Scadenza ultima
Stogit	Cortemaggiore	1964	1 gennaio 1997 (DM 5 maggio 1999). Concessione confermata con DM 15 ottobre 2001	20 anni/2017	2037
	Sergnano	1965	1 gennaio 1997 (DM 5 maggio 1999). Concessione confermata con DM 15 ottobre 2001	20 anni/2017	2037
	Brugherio	1966	1 gennaio 1997 (DM 5 maggio 1999). Concessione confermata con DM 27 settembre 2001	20 anni/2017	2037
	Ripalta	1967	1 gennaio 1997 (DM 5 maggio 1999). Concessione confermata con DM 27 settembre 2001	20 anni/2017	2037
	Minerbio	1975	1 gennaio 1997 (DM 5 maggio 1999). Concessione confermata con DM 27 settembre 2001	20 anni/2017	2037
	Fiume Treste	1982	21 giugno 1982 (DM 21 giugno 1982)	30 anni/2012	2032
	Sabbioncello	1985	1 gennaio 1997 (DM 5 maggio 1999). Concessione confermata con DM 15 ottobre 2001	20 anni/2017	2037
	Settala	1986	1 gennaio 1997 (DM 5 maggio 1999). Concessione confermata con DM 15 ottobre 2001	20 anni/2017	2037
Edison Stoccaggio	Cellino	1984	10 dicembre 1984 (DM 10 dicembre 1984) Concessione confermata con DM 27 settembre 2001	30 anni/2014	2034
	Collalto	1994	16 giugno 1994 (DM 16 giugno 1994) Concessione confermata con DM 15 ottobre 2001	30 anni/2024	2044

Tabella 1

Fonte: MSE e siti degli operatori.

93. Nella Tabella 2 sono riportati i dati di capacità disponibile in conferimento per i servizi di stoccaggio, per gli anni termici di stoccaggio dal 2004/05 al 2008/09, sia a livello di sistema sia disaggregati per i due operatori di stoccaggio attualmente presenti. Dagli stessi si evince che Stogit dispone di 13,5 GSmc di spazio di stoccaggio (*WGe*), pari al 97% circa dello spazio totale disponibile a livello nazionale, mentre Edison Stoccaggio dispone di 0,4 GSmc di spazio di stoccaggio, pari al 3% circa. Inoltre, in ragione delle caratteristiche tecniche dei campi di stoccaggio di Stogit rispetto a quelli di Edison Stoccaggio, e in misura ancora maggiore in relazione al fatto che Stogit ha una quota preponderante di gas in stoccaggio a titolo di riserva strategica, la prima offre servizi più flessibili, consentendo una maggiore variabilità dei tassi di immissione ed erogazione del gas, e quindi con più elevate prestazioni di punta per unità di spazio.

Capacità di stoccaggio disponibile - ITALIA (MSmc)		Anni termici di stoccaggio				
WGe / Spazio		2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
<i>Totale di sistema:</i>		12.818	12.889	13.421	13.934	13.916
- strategico		5.110	5.110	5.101	5.101	5.101
- modulazione, minerario e bilanciamento		7.708	7.778	8.319	8.832	8.814
<i>Totale Stogit:</i>		12.550	12.550	13.082	13.541	13.523
- strategico		5.100	5.100	5.081	5.081	5.081
- modulazione, minerario e bilanciamento		7.450	7.450	8.001	8.460	8.442
<i>Totale Edison Stoccaggio</i>		268	339	339	393	393
- strategico		10	10	20	20	20
- modulazione, minerario e bilanciamento		258	328	318	372	372
Punta in erogazione o PE		2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
<i>Totale di sistema:</i>		251	253	152	152	152
Stogit		251	249	150 ⁴⁰	150	150
Edison Stoccaggio		Nd	4	2,34 ⁴¹	2,2	2,2

Tabella 2

Fonte: Elaborazioni su dati AEEG, STOGIT, EDISON e MSE.

94. È dunque possibile affermare che, allo stato, l'offerta di servizi di stoccaggio è caratterizzata da un sostanziale monopolio di Stogit, ovvero di Eni. Il monopolio sullo stoccaggio va pertanto ad inserirsi nel quadro di stretto controllo sul settore del gas in Italia di cui dispone il gruppo Eni, che esercita il proprio predominio in tutte le fasi della filiera in quanto, oltre a possedere il 97% delle strutture per lo stoccaggio (tra l'altro le più efficienti): *i*) detiene una posizione dominante nella fase a monte di approvvigionamento di gas per il sistema; *ii*) controlla, ad oggi, tutte le infrastrutture per l'approvvigionamento di gas⁴²; *iii*) è integrato verticalmente con il principale operatore della rete di trasporto nazionale, Snam Rete Gas Spa; *iv*) ha la disponibilità della quasi totalità della produzione nazionale di gas e quindi anche delle concessioni di coltivazione in essere, le quali come visto assicurano un diritto alla riconversione delle stesse in stoccaggio (senza avvio di procedura concorsuale); *v*) realizza la maggior parte delle vendite ai clienti finali, con particolare riferimento alle vendite ai clienti non domestici.

95. La posizione di quasi monopolio di Stogit/ENI nell'attività di stoccaggio, che deriva ovviamente dal precedente periodo di esclusiva in favore di tale società per lo svolgimento dell'attività di stoccaggio nell'area della Pianura Padana e nel mare Adriatico prospiciente, non ha subito sostanziali modifiche né a seguito della liberalizzazione dell'attività di stoccaggio sull'intero territorio nazionale nel 1996, né del più ampio intervento di liberalizzazione del settore del gas intervenuto nel 2000, con il D.Lgs n. 164/00, nonostante l'attività di stoccaggio non sia caratterizzata da condizioni di monopolio naturale e sia dunque possibile l'ingresso efficiente di nuovi operatori in concorrenza con l'*incumbent*. Il tema della limitata evoluzione delle infrastrutture di stoccaggio negli anni recenti sarà trattato più approfonditamente nel successivo cap. II.

⁴⁰ La delibera AEEG n. 50/06 ha previsto che ai fini del conferimento la punta di erogazione fosse determinata alle condizioni di volume erogato pari a quello di modulazione a fine campagna. In precedenza la punta di erogazione era determinata con riferimento alle condizioni di massimo riempimento. Conseguentemente i valori relativi agli anni 2003/04, 2004/05 e 2005/06 non sono confrontabili con quelli degli anni 2006/07 e 2007/08. In questi anni non vi sono stati significativi incrementi.

⁴¹ Cfr. nota precedente.

⁴² Nel prossimo futuro è prevista l'entrata in esercizio della prima infrastruttura di approvvigionamento non controllata da Eni, il nuovo terminale di rigassificazione di Rovigo, il quale ha una capacità attesa complessiva a regime di circa 8 mld di mc di gas.

b. Cenni sull'utilizzo dei campi di stoccaggio

96. Quanto all'allocazione della capacità di stoccaggio complessivamente disponibile alle diverse funzioni normativamente previste (cfr. Tabella 3) si rileva che nel periodo 2004/05 – 2008/09:

- entrambe le imprese di stoccaggio, Stogit ed Edison Stoccaggio, hanno sempre interamente allocato la capacità di stoccaggio resa disponibile all'inizio di ciascun anno termico di stoccaggio considerato;
- la domanda di stoccaggio strategico, minerario e per il bilanciamento della rete - che godono di una priorità nell'allocazione, rispetto allo stoccaggio di modulazione - è stata sempre integralmente soddisfatta;
- la domanda di stoccaggio di modulazione espressa dalle imprese di vendita risulta invece essere stata sempre solo parzialmente soddisfatta;
- è risultata del tutto indisponibile capacità di stoccaggio per ulteriori esigenze di modulazione, in particolare di clienti industriali e termoelettrici, o per altri servizi di stoccaggio.

<i>Allocazione della capacità di stoccaggio - ITALIA (MSmc)</i>	<i>Anni termici di stoccaggio</i>				
	<i>2004/05</i>	<i>2005/06</i>	<i>2006/07</i>	<i>2007/08</i>	<i>2008/09</i>
<i>WGe /Spazio disponibile per l'allocazione</i>	<i>12.818</i>	<i>12.889</i>	<i>13.421</i>	<i>13.934</i>	<i>13.916</i>
Spazio conferito:	12.818	12.889	13.421	13.934	13.916
- strategico	5.100	5.100	5.100	5.100	5.100
- bilanciamento	108	110	112	110	112
- minerario	931	523	502	476	412
- modulazione clienti finali ≤ 200.000 Smc/a – inverno mediamente rigido	6.409	7.156	7.707	8.248	8.292
- modulazione clienti finali ≤ 200.000 Smc/a – inverno rigido	270	0	0	0	0
- altro	0	0	0	0	0

Tabella 3

Fonte: elaborazioni su dati MSE, AEEG, Stogit ed Edison.

97. Una disamina più dettagliata dell'allocazione della capacità di stoccaggio di modulazione, anche con riferimento alle istanze delle imprese di vendita, verrà compiuta nel cap. III. Il dato di fatto che si può fin da adesso evidenziare è che rispetto alle richieste avanzate dalle imprese di vendita, la capacità di stoccaggio di modulazione che può essere allocata alle stesse in base delle priorità stabilite dalla regolamentazione vigente risulta del tutto insufficiente⁴³.

98. A fronte di tale scarsità nei confronti delle richieste degli operatori, le informazioni disponibili in merito all'utilizzo degli stoccaggi nelle due fasi (immissione ed erogazione) suggeriscono che negli ultimi anni gli stoccaggi sono sempre stati integralmente riempiti, ma il gas stoccato per il servizio di modulazione

⁴³ Cfr. anche la Segnalazione AEEG n. 29/07 del 24 luglio 2007, in cui si indicava che nell'a.t. 2007/08 era rimasta insoddisfatta una domanda di stoccaggio per la modulazione dei clienti finali civili pari a circa il 31% della capacità disponibile e una ulteriore domanda di stoccaggio per la modulazione dei clienti finali diversi dai civili pari a circa il 32% della capacità disponibile. Tale scarsità della capacità di stoccaggio nazionale rispetto alla domanda risulta peraltro risalente nel tempo: già nell'Indagine conoscitiva congiunta AEEG e AGCM (IC22), era emerso che, negli anni 2002/03 e 2003/04, una buona percentuale di domanda di stoccaggio di modulazione era rimasta insoddisfatta (circa il 28% delle richieste). Anche per l'a.t. 2005/06, sia da AEEG e MSE hanno indicato la presenza di domanda inevasa per 2,2 GSmc di gas (Cfr. Segnalazione AEEG del 3 agosto 2005).

è stato utilizzato integralmente solo negli anni termici (di seguito, a.t.) 2004/05 e 2005/06, rimanendo in buona parte inutilizzato nei due anni termici successivi (cfr. Tabella 4). Per una maggiore comprensione della tabella si fa presente che percentuali maggiori del 100% in utilizzo derivano dalla possibilità di realizzare immissioni di gas in stoccaggio anche durante la fase di erogazione invernale: ne deriva che il gas complessivamente erogato da stoccaggio può essere superiore alla capacità di stoccaggio allocata all'inizio dell'anno termico di stoccaggio.

Capacità di stoccaggio – ITALIA	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08
% utilizzo del gas in stoccaggio per i servizi minerario, bilanciamento e modulazione rispetto alla capacità conferita	102%	107%	52%	77%
% utilizzo del gas in stoccaggio come riserva strategica	16%	23%	0%	0%

Tabella 4

Fonte: elaborazioni su dati Stogit, Edison e Snam Rete Gas

99. Nel cap. III si approfondiranno le relazioni che intercorrono tra lo stoccaggio (e, più in generale, la flessibilità dell'offerta di gas) e le condizioni concorrenziali del settore del gas naturale, con particolare riferimento all'attività di vendita. Proprio l'apparente contraddizione tra le carenze strutturali evidenziate dall'entità di richieste inevase e i dati sull'utilizzo relativamente poco intensivo del gas stoccato nei due anni più recenti, costituirà uno degli spunti che saranno seguiti nel corso dell'analisi.

II. Evoluzione dell'offerta di capacità di stoccaggio: potenziamenti di siti esistenti e nuovi siti

100. La disciplina, sia comunitaria che nazionale, prevede che l'attività di stoccaggio possa essere realizzata da più operatori in concorrenza (per quanto soggetta a regime di TPA, regolato o meno), con ciò negando la presenza di economie di scala tali da considerare questa attività come un monopolio naturale il cui esercizio efficiente – in termini di minimizzazione dei costi – richiederebbe la gestione integrata di tutti, o comunque più, siti di stoccaggio da parte di un unico operatore.

101. Tali previsioni normative appaiono confermate, nei fatti, guardando all'attuale struttura dell'offerta nazionale di capacità di stoccaggio, alle strategie di entrata degli operatori, nonché al confronto internazionale. In particolare:

- a livello nazionale l'offerta pur presentando un elevato livello di concentrazione, evidenzia la presenza di due operatori attivi nello stoccaggio;
- sono state presentate numerose istanze per lo sviluppo di nuovi siti di stoccaggio da parte di operatori diversi sia dall'operatore principale Stogit che dal secondo operatore Edison Stoccaggio;
- in numerosi paesi europei si registra la presenza di più di un operatore di stoccaggio, nonché l'interesse a sviluppare tale attività anche da parte di operatori nuovi entranti⁴⁴.

102. Nonostante l'interesse a sviluppare la capacità di stoccaggio degli operatori diversi dal principale, testimoniata dai progetti presentati ed in corso di valutazione, dalla data della liberalizzazione, non è entrato in esercizio nessun nuovo campo ed è stata rilasciata una sola nuova concessione di stoccaggio (Bordolano nel 2001), peraltro all'operatore principale, che è anche titolare dell'altra concessione di stoccaggio conferita e non operativa (Alfonsine, rilasciata nel 1999). L'incremento della capacità di stoccaggio, sebbene, come sopra ricordato, in misura insufficiente a soddisfare le richieste del mercato e le esigenze di sicurezza del sistema, è stato quindi ottenuto tramite il potenziamento dei siti esistenti: dall'a.t. 2001/02 all'anno termico 2008/09 la capacità di stoccaggio resa disponibile per il conferimento è cresciuta per quanto riguarda lo spazio di circa 2,2 GSmc, di cui 2,1 GSmc dal sistema di Stogit e 0,13 GSmc dal sistema Edison Stoccaggio.

103. Nel presente capitolo verrà dapprima analizzato lo sviluppo delle capacità dei campi di stoccaggio già operativi (in relazione a progetti di potenziamento già effettuati, dal 2001 ad oggi, o previsti) e le prospettive di sviluppo dei nuovi campi evidenziando le criticità connesse alla disponibilità di siti idonei per la conversione a stoccaggio, all'iter per la selezione delle istanze e per il conferimento delle concessioni di stoccaggio, e alla possibilità di una effettiva competizione nell'offerta del servizio di stoccaggio.

⁴⁴ Cfr. www.gie.eu.com, e lo "Study on natural gas storage in the EU", Commissione Europea DG TREN C1, ottobre 2008.

II.A. I potenziamenti dei campi in esercizio

104. In relazione al potenziamento dei campi già in esercizio alla data della liberalizzazione sono state richieste informazioni alle due imprese di stoccaggio attive – Stogit ed Edison Stoccaggio - circa le prestazioni tecniche di ciascun sito (*CG*, *pseudo working gas*, *WGe* e prestazioni di erogazione ed immissione), la loro evoluzione dall'a.t. di stoccaggio 2001/02 al 2008/09, e gli interventi che hanno determinato un incremento delle medesime prestazioni, nonché circa i potenziamenti previsti nel medio periodo.

a. Stogit

Potenziamenti effettuati

105. In Tabella 5 è illustrata l'evoluzione del *WGe* del sistema di Stogit e della capacità di spazio offerta in conferimento dall'a.t. di stoccaggio 2001/02 all'a.t. 2008/09. I valori di *WGe*, comunicati da Stogit sono desunti dalle informazioni che la stessa trasmette annualmente all'MSE ai sensi dell'art. 18 del DM 26 agosto 2005 (e, antecedentemente alla sua entrata in vigore, ai sensi dell'art. 4 del DM 9 maggio 2001) e che riguardano le previsioni di disponibilità di prestazioni di stoccaggio per il successivo ciclo di stoccaggio e altre informazioni funzionali ad assicurare una gestione coordinata e integrata delle capacità di stoccaggio.

106. Un primo dato che emerge è la crescita differenziata fra *WGe* e spazio: nel periodo considerato Stogit ha incrementato il *WGe* del proprio sistema di circa 1,6 GSmc, mentre ha incrementato la capacità di spazio offerta in conferimento di circa 2,1 GSmc: nell'a.t. di stoccaggio 2001/02 il *WGe* e lo spazio di stoccaggio erano pressoché allineati, mentre negli anni termici successivi si assiste ad un progressivo scostamento dei due valori, che si accentua progressivamente a partire dall'a.t. di stoccaggio 2004/05.

107. Nello stesso periodo la punta massima di erogazione è passata da 278 a 290 MSmc/g. Tali valori si riferiscono alla somma delle prestazioni massime di ciascun sito, diversa dalla capacità di punta di erogazione offerta in conferimento che viene determinata, oltre che sulla base delle prestazioni dei singoli campi, anche in base ad uno scenario di utilizzo dello stoccaggio. I valori nel tempo della punta massima di erogazione non sono fra loro confrontabili in quanto in base alla deliberazione dell'AEEG n. 26/02 essa era riferita alle condizioni iniziali del ciclo di svaso, mentre la successiva deliberazione AEEG n. 50/06 ha introdotto il riferimento alle condizioni finali dello svaso del gas di modulazione e minerario.

Caratteristiche tecniche di ciascun sito del sistema Stogit: WGe

Valori in MSmc

<i>Concessione</i>	<i>2001/02</i>	<i>2002/03</i>	<i>2003/04</i>	<i>2004/05</i>	<i>2005/06</i>	<i>2006/07</i>	<i>2007/08</i>	<i>2008/09</i>
Brugherio	[0-1000] ⁴⁵	[0-1000]	[0-1000]	[0-1000]	[0-1000]	[0-1000]	[0-1000]	[0-1000]
Cortemaggiore pool A ⁴⁶	[0-1000]	[0-1000]						
Cortemaggiore pool C	[0-1000]	[0-1000]	[0-1000]	[0-1000]	[0-1000]	[0-1000]	[0-1000]	[0-1000]
Sernano	[2000-3000]	[2000-3000]	[2000-3000]	[2000-3000]	[2000-3000]	[2000-3000]	[2000-3000]	[2000-3000]
Minerbio	[2000-3000]	[2000-3000]	[2000-3000]	[2000-3000]	[2000-3000]	[2000-3000]	[2000-3000]	[2000-3000]
Ripalta - Pool A	[1000-2000]	[1000-2000]	[1000-2000]	[1000-2000]	[1000-2000]	[1000-2000]	[1000-2000]	[1000-2000]
Sabbioncello	[0-1000]	[0-1000]	[0-1000]	[0-1000]	[0-1000]	[0-1000]	[0-1000]	[0-1000]
Settala - San P/C						[0-1000]	[0-1000]	[0-1000]
Settala - San P/E	[1000-2000]	[1000-2000]	[1000-2000]	[1000-2000]	[1000-2000]	[1000-2000]	[1000-2000]	[1000-2000]
Fiume Treste B,C,C1 "Culm. Capello"	[1000-2000]	[1000-2000]	[1000-2000]	[1000-2000]	[1000-2000]	[1000-2000]	[1000-2000]	[1000-2000]
Fiume Treste C2	[1000-2000]	[1000-2000]	[1000-2000]	[1000-2000]	[1000-2000]	[1000-2000]	[1000-2000]	[1000-2000]
<i>A – Totale working gas</i>	<i>11437</i>	<i>12412</i>	<i>12212</i>	<i>12362</i>	<i>12402</i>	<i>12813</i>	<i>12813</i>	<i>12997</i>
<i>B - Capacità offerta in conferimento</i>	<i>11400</i> ⁴⁷	<i>12150</i>	<i>12150</i>	<i>12550</i>	<i>12550</i>	<i>13082</i>	<i>13541</i>	<i>13523</i> ⁴⁸
<i>Differenza (A-B)</i>	<i>37</i>	<i>262</i>	<i>62</i>	<i>-188</i>	<i>-148</i>	<i>-269</i>	<i>-728</i>	<i>-526</i>

Tabella 5

Fonte: elaborazioni su dati Stogit e MSE.

108. Peraltro, solo una parte minoritaria dell'incremento è da ricondurre a investimenti effettuati nel periodo (1 novembre 2001 – 31 dicembre 2007). Gli investimenti in potenziamento dei siti esistenti, in base a quanto dichiarato da Stogit, avrebbero determinato un incremento dello spazio di circa [OMISSIS] GSmc mentre il rimanente incremento dello spazio, pari a circa [OMISSIS] GSmc (corrispondente al [50-60%] dell'incremento delle capacità realizzato da Stogit), sarebbe stato ottenuto con un'attività di regimazione dei campi esistenti (in esito alla realizzazione, integralmente effettuata negli anni precedenti al 2001, degli originali programmi di lavoro delle concessioni di stoccaggio), con ottimizzazioni della gestione delle infrastrutture esistenti - quali ad esempio quelle ottenute con la possibilità, introdotta dall'art. 19, co. 1, del DM 26 agosto 2005, di superare la pressione massima prevista in condizioni statiche durante la fase finale di riempimento (secondo valutazioni di Stogit l'aumento di WGe ottenibile con l'applicazione di tale tecnica sarebbe dell'ordine dei [OMISSIS] MSmc).

109. Relativamente agli investimenti di potenziamento già effettuati si riportano in Tabella 6 i principali dati tecnici economici. Si precisa che nessuno di questi potenziamenti ha comportato l'incremento del CG o dello *pseudo-working gas*.

⁴⁵ Nella presente versione alcuni dati sono omessi, in quanto si sono ritenuti sussistenti elementi di riservatezza o di segretezza delle informazioni.

⁴⁶ L'esercizio a stoccaggio del pool A del campo di Cortemaggiore è stato sospeso, a seguito di autorizzazione dell'MSE, in considerazione della sua bassa efficienza, per studiare la possibilità di utilizzare tecniche innovative.

⁴⁷ Ad inizio anno termico la capacità di spazio resa disponibile risultava pari a 11,4 GSmc. Nel corso della fase di iniezione sono stati resi disponibili da Stogit ulteriori 0,75 GSmc di spazio ed in particolare: conferimento aggiuntivo giugno: 200 MSmc (ottimizzazione Fiume Treste); conferimento aggiuntivo agosto: 400 MSmc (Settala); Conferimento aggiuntivo settembre: 150 MSmc (Ripalta).

⁴⁸ Capacità resa disponibile il 12 giugno 2008, che rispetto alla capacità offerta all'1 febbraio 2008 include 80 MSmc di spazio derivanti dal completamento del potenziamento del campo di Cortemaggiore. Tale potenziamento ha comportato un aumento dello spazio reso disponibile pari a 180 MSmc di cui 100 MSmc erano già stati resi disponibili all'1 febbraio 2008.

<i>Stoccaggio</i>	<i>WGe</i>	<i>PEmax</i>	<i>Costi investimento (escluso CG)</i>	<i>Pressione di esercizio</i>	<i>Disponibilità nuova capacità</i>
	<i>MSmc</i>	<i>MSmc/g</i>	<i>M€</i>	<i>% Pi*</i>	<i>Anno</i>
Ripalta	[0-500]	[0-10]	[OMISSIS]	[OMISSIS]	2006
Settala San P/C	[0-500]	[0-10]	[OMISSIS]	[OMISSIS]	2006
Settala San P/E	[500-1000]		[OMISSIS]	[OMISSIS]	2002
Settala		[10-20]	[OMISSIS]		2003
Cortemaggiore pool C	[0-500]	[0-10]	[OMISSIS]	[OMISSIS]	2008

Tabella 6

* Con *Pi* è indicata la pressione del giacimento all'inizio dell'attività di coltivazione.

Fonte: elaborazione su dati Stogit.

110. Stogit precisa che il *WGe*, riportato in Tabella 5, è stato desunto dagli studi di giacimento condotti, campo per campo, mediante simulazione del comportamento dinamico secondo tecniche consolidate nello sviluppo e nella gestione dei giacimenti di idrocarburi. I risultati degli studi sono poi integrati, ai fini della determinazione delle capacità da rendere disponibili per il conferimento, con informazioni acquisite nel corso delle campagne di stoccaggio e sulla base dell'esperienza operativa. L'esperienza operativa nella conduzione di un campo di stoccaggio costituisce un elemento necessario per ridurre le approssimazioni intrinseche ai modelli di giacimento (dovute anche alla conoscenza parziale delle caratteristiche minerarie del giacimento propria di ogni attività mineraria).

111. Tuttavia, la documentazione trasmessa da Stogit non contiene indicazioni idonee a chiarire in maniera puntuale né *i*) le differenze sopra evidenziate fra il *WGe* comunicato ai sensi del DM 26 agosto 2005 e le capacità rese disponibili per il conferimento né *ii*) il rapporto fra gli interventi effettuati e gli incrementi di capacità ottenuti senza investimento; ciò, oltre a manifestare un ambito di asimmetria informativa tra autorità di regolazione e impresa controllata difficilmente colmabile, evidenzia margini di discrezionalità dell'impresa di stoccaggio nella determinazione delle capacità rese disponibili per il mercato che può risultare eccessiva nel contesto nazionale dell'attività di stoccaggio caratterizzato dalla concentrazione delle capacità disponibili nelle mani di un'impresa controllata dall'ex operatore monopolista. Infatti, tale discrezionalità potrebbe essere, ad esempio, esercitata dosando nel tempo gli incrementi di capacità da rendere disponibili agli utenti secondo valutazioni legate più a vantaggi commerciali dell'impresa controllante che a logiche proprie dell'impresa di stoccaggio.

Potenziamenti previsti

112. Stogit ha inoltre pianificato ulteriori sviluppi del proprio sistema di stoccaggio in concessioni già operative. Si tratta di progetti a vario grado di avanzamento, anche sotto il profilo dell'iter autorizzativo, che nel complesso darebbero un incremento della capacità pari a circa [2-3] GSmc per lo spazio e di circa [40-50] MSmc/g per la punta al 2011. La capacità di spazio dei campi attualmente in esercizio del sistema Stogit diventerebbe quindi pari a circa [16-17] GSmc. Nella Tabella 7 sono riportati i dati tecnico/economici più rilevanti dei potenziamenti previsti da Stogit dei propri campi in esercizio.

<i>Stoccaggio</i>	<i>WGe</i>	<i>CG</i>	<i>PEmax</i>	<i>Costi investimento (escluso CG)</i>	<i>Pressione di esercizio</i>	<i>Stato autorizzativo</i>	<i>Disponibilità nuova capacità</i>
	<i>MSmc</i>	<i>MSmc</i>	<i>MSmc/g</i>	<i>M€</i>	<i>% Pi*</i>		<i>Anno</i>
				[OMISSIS]			
				[OMISSIS]			
				[OMISSIS]			
				[OMISSIS]			
				[OMISSIS]			
				[OMISSIS]			
				[OMISSIS]			
				[OMISSIS]			
				[OMISSIS]			
				[OMISSIS]			
				[OMISSIS]			
Totale	[2000-3000]	[2000-3000]	[40-50]	[OMISSIS]			

Tabella 7

* Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia.

Fonte: elaborazioni su dati Stogit.

b. Edison stoccaggio

Potenziamenti effettuati

113. La capacità resa disponibile da Edison Stoccaggio nel periodo in esame è cresciuta da 270 MSmc dell'a.t. di stoccaggio 2001/02 a 400 MSmc nell'a.t. 2007/08 per quanto riguarda il WGe, e da circa 2 MSmc/g a più di 3 MSmc/g per quanto riguarda la punta massima di erogazione⁴⁹. L'incremento di WGe del sistema Edison Stoccaggio è stato quindi pari a circa 130 MSmc ottenuti tramite il potenziamento del campo [OMISSIS].

<i>Stoccaggio</i>	<i>WGe</i>	<i>di cui Pseudo working gas</i>	<i>CG</i>	<i>PEmax</i>	<i>Costi investimento (escluso CG)</i>	<i>Pressione di esercizio</i>
	<i>MSmc</i>	<i>MSmc</i>	<i>MSmc</i>	<i>MSmc/g</i>	<i>M€</i>	<i>% Pi</i>
[OMISSIS]	130	[0-500]	[0-500]	[0-10]	[OMISSIS]	[OMISSIS]

Tabella 8

Fonte: Elaborazioni su dati Edison Stoccaggio.

Potenziamenti previsti

114. La completa messa a regime del campo [OMISSIS]. Un ulteriore incremento della capacità del sistema Edison Stoccaggio è previsto dal campo di [OMISSIS]. Nel complesso, in un orizzonte di 5 anni, lo sviluppo dei campi operativi del sistema Edison Stoccaggio potrebbe contribuire per [0-1] GSmc di spazio e [0-10] MSmc/g di punta di erogazione. Nella Tabella 9 sono riportati i dati tecnico – economici più significativi dei potenziamenti previsti.

⁴⁹ [OMISSIS].

<i>Stoccaggio</i>	<i>WG</i>	<i>CG</i>	<i>PEmax</i>	<i>Costi investimento (escluso CG)</i>	<i>Pressione d'esercizio</i>	<i>Stato autorizzativo</i>	<i>Disponibilità nuova capacità</i>
	<i>MSmc</i>	<i>MSmc</i>	<i>MSmc/g</i>	<i>M€</i>	<i>% Pi</i>		<i>Anno</i>
				[OMISSIS]			
				[OMISSIS]			

Tabella 9

Fonte: elaborazioni su dati Edison Stoccaggio.

II.B. I progetti di investimento in nuovi siti di stoccaggio

115. Passando dai potenziamenti dei siti già esistenti ai progetti di realizzazione di nuovi siti, si rileva che vi sono due concessioni di stoccaggio già rilasciate, entrambe all'impresa principale di stoccaggio Stogit, ma non ancora operative, e numerose istanze pendenti e a diverso grado di avanzamento per nuove concessioni di stoccaggio da parte sia di nuovi entranti che della seconda impresa di stoccaggio, Edison Stoccaggio. Eni ha inoltre recentemente manifestato il proprio interesse a sviluppare, [OMISSIS], capacità di stoccaggio per ulteriori 10 GSmc. Tutti questi progetti riguardano siti in terraferma, con la sola eccezione del progetto di Eni che riguarda siti *off-shore*.

116. L'analisi che segue tratterà distintamente:

(a) concessioni già conferite e

(b) concessioni di stoccaggio in corso di conferimento; in quest'ultimo caso si distingue fra :

- (i) concessioni di stoccaggio per le quali ha presentato istanza di stoccaggio il titolare della preesistente concessione di coltivazione,
- (ii) concessioni di stoccaggio in giacimenti semiesauriti per le quali sono state presentate istanze in concorrenza a seguito di apposita procedura avviata dall'MSE e
- (iii) concessioni di stoccaggio in acquiferi profondi;
- (iv) si discuterà, infine, del progetto d'investimento in nuovi campi di stoccaggio in giacimenti in via d'esaurimento *off-shore* di Eni.

a. Concessioni di stoccaggio già conferite: Alfonsine e Bordolano di Stogit

117. Stogit è titolare delle due concessioni di stoccaggio già conferite ma non ancora operative. Esse riguardano i giacimenti semiesauriti di Alfonsine e Bordolano. Entrambe le concessioni sono state inizialmente conferite all'Eni e successivamente, rispettivamente con DM del 22 febbraio 2001 e DM 20 giugno 2003, ne è stata trasferita la titolarità a Stogit. In tabella sono riportati i riferimenti ai decreti di conferimento delle concessioni e la relativa durata.

<i>Concessione</i>	<i>Decreto di conferimento</i>	<i>Decorrenza</i>	<i>Durata (anni)</i>	<i>Scadenza</i>
Bordolano	DM 6 novembre 2001	6 novembre 2001	20	6 novembre 2021
Alfonsine	DM 4 agosto 1999, conferimento confermato con DM 27 settembre 2001	1 gennaio 1997	20	1 gennaio 2017

Tabella 10

Fonte: Stogit e MSE.

118. Fra le giustificazioni relative alla mancata entrata in esercizio dei due siti di stoccaggio, nonostante il tempo trascorso dalla data di conferimento della concessione, ve n'è una in comune tra i due ossia la temporanea sospensione del programma lavori richiesta da Stogit e accordata dall'MSE, motivata dall'impossibilità asserita dalla medesima società di poter adeguatamente programmare gli investimenti necessari all'esecuzione del programma lavori stante la situazione di incertezza del quadro tariffario conseguente all'impugnazione presso il TAR Lombardia da parte di Stogit delle deliberazioni n. 26/02 e 49/02 con le quali l'AEEG ha definito le tariffe di stoccaggio per il primo periodo di regolazione⁵⁰. In conformità alle disposizioni dell'MSE il programma lavori è rimasto sospeso sino ai quattro mesi successivi alla data di passaggio in giudicato della sentenza definitiva. Si ricorda a proposito che il ricorso di Stogit, presentato nel marzo 2002, è stato respinto dal TAR Lombardia nel settembre 2003. La società ha quindi presentato ricorso di appello dinanzi al Consiglio di Stato nel gennaio 2004. Nel giugno 2005 l'MSE, in considerazione del notevole tempo intercorso e della necessità di aumentare l'offerta dei servizi di stoccaggio, ha sollecitato Stogit ad avviare le azioni volte a restringere i tempi del giudizio, depositando istanza di prelievo presso il Consiglio di Stato. Nel dicembre 2005 il Consiglio di Stato si è infine pronunciato respingendo il ricorso di Stogit.

119. Di seguito viene brevemente riportata la vicenda relativa alle due concessioni di stoccaggio.

Alfonsine

120. A seguito del decreto di conferimento della concessione di stoccaggio l'allora titolare Eni ha presentato una prima istanza di sospensione del programma lavori il 26 giugno 2000, per la durata di un anno. La richiesta era motivata dalla necessità di acquisire nuove informazioni sul comportamento geodinamico del campo al fine di confermare nuove ipotesi sull'assetto del campo emerse nel corso dello studio di giacimento. Nel giugno 2001 l'Eni ha chiesto una proroga della sospensione dei lavori in considerazione della necessità di modificare il programma originariamente presentato in esito alla revisione dello studio sulla base delle nuove informazioni acquisite e che ai fini della formulazione del nuovo programma lavori e dei relativi investimenti era necessaria la definizione, all'epoca ancora non intervenuta, delle tariffe per l'attività di stoccaggio da parte dell'AEEG. Tale istanza di proroga è stata accolta dall'MSE, sino ai quattro mesi successivi alla determinazione delle tariffe da parte dell'AEEG. Come sopra ricordato la sospensione del programma lavori è stata poi ulteriormente prorogata in attesa del pronunciamento del TAR Lombardia e del Consiglio di Stato sul ricorso presentato da Stogit avverso le deliberazioni con cui l'AEEG ha definito la tariffa di stoccaggio.

121. Nel gennaio 2006 nel presentare all'MSE e all'AEEG il proprio piano di investimento 2006-2009 Stogit ha rilevato che il campo di Alfonsine [*OMISSIS*].

122. In Tabella 11 sono riportati i dati tecnico-economici più significativi del progetto (presentati da Stogit nel gennaio 2006).

⁵⁰ Compreso tra il 1° aprile 2002 e il 31 marzo 2006.

<i>WGe</i>	<i>CG</i>	<i>di cui da iniettare</i>	<i>PEmax</i>	<i>Costi investimento (escluso acquisto CG)</i>
<i>MSmc</i>	<i>MSmc</i>	<i>MSmc</i>	<i>MSmc/g</i>	<i>M€</i>
1650	[3000-4000]	[2000-3000]	15	[OMISSIS]

Tabella 11

Fonte: Stogit e MSE.

123. Lo sviluppo del sito di Alfonsine non figura più nel piano di investimento Stogit per il quadriennio 2007-2011. La società nel 2008 ha presentato all'MSE un'istanza per un rilievo sismico 3D sul campo.

Bordolano

124. Nel gennaio 2006, a seguito della pronuncia del Consiglio di Stato in attesa della quale era stata sospesa dall'MSE l'esecuzione del programma lavori di conversione a stoccaggio, Stogit ha presentato un piano di sviluppo del sito di Bordolano, che ne prevedeva l'entrata in esercizio nell'a.t. 2008/09. Nel piano presentato a novembre 2006, l'entrata in esercizio del sito veniva posposta all'a.t. 2010/11. Nell'aggiornare il piano di investimento nell'aprile 2008, Stogit, pur confermando l'entrata in esercizio a partire dall'a.t. 2010/11, ha segnalato una serie di difficoltà e ritardi nello sviluppo legati a mutamenti di contesto autorizzativo e di approvvigionamento di beni e servizi, che oltre a poter pregiudicare l'effettiva messa disposizione delle nuove capacità alla data prevista, avrebbero comunque comportato un allungamento, oltre il 2011, dei tempi di regimazione dell'esercizio del campo a pressione superiore a quella originaria. I motivi dei ritardi nello sviluppo del campo di Bordolano sono quindi riconducibili a due aspetti: l'iter autorizzativo e le difficoltà nell'approvvigionamento di beni e servizi.

125. I ritardi dell'iter autorizzativo sono legati principalmente alla variazione del programma lavori (istanza Stogit del 10 luglio 2007) in cui si prevede la realizzazione di una centrale di compressione e trattamento con ubicazione e caratteristiche differenti da quella progettata e presentata nel precedente programma lavori ([OMISSIS]). Tale variazione, riguardando rilevanti opere di superficie, ha comportato l'attivazione di un nuovo procedimento di valutazione dell'impatto ambientale. L'istanza di VIA, presentata il 22 novembre 2007, è stata poi ritirata “a seguito di successive valutazioni⁵¹” nel marzo 2008. In data 20 maggio 2008 Stogit ha presentato all'MSE una nuova istanza di variazione del programma lavori che prevede, oltre alle modifiche di cui alla precedente istanza del 10 luglio 2007, anche la perforazione di 3 pozzi aggiuntivi ai quattro già approvati nel programma lavori originale e i relativi allacciamenti. L'istanza è stata ritenuta ammissibile dall'MSE che, nel giugno 2008, ha quindi invitato la Stogit a presentare un nuovo studio d'impatto ambientale aggiornato al quadro complessivo. Stogit ha provveduto in tal senso nel luglio 2008.

126. Nell'aprile 2008 Stogit⁵² prevedeva di trasmettere lo studio di impatto ambientale nel corso del medesimo mese di aprile e rilevava che per raggiungere gli obiettivi del progetto era tassativo che il decreto VIA fosse emanato entro il 2008. Tenuto conto del ritardo accumulato è ragionevole ritenere che vi sia un ulteriore slittamento dell'entrata in esercizio del campo.

⁵¹ Cfr. l'istanza di variazione lavori presentata da Stogit al MSE in data 20 maggio 2008.

⁵² Cfr. Presentazione di Stogit all'AEEG del 2 aprile 2008, recante “Piano di sviluppo del sistema di stoccaggio stogit 2007 – 2011”

127. Un altro motivo del ritardo nella realizzazione del sito di stoccaggio è quello connesso alle difficoltà riscontrate nell'approvvigionamento di beni e servizi (in particolare per la fornitura dei compressori e dei servizi di *early injection*) ricondotte al recente scenario di elevati prezzi del petrolio e testimoniate, secondo quanto dichiarato da Stogit, dalle ripetute richieste, da parte dei possibili fornitori, di proroga dei termini per la presentazione delle offerte relative alla fornitura di beni e servizi e dal mancato interesse di alcuni principali fornitori.

128. In Tabella 12 sono riportati i dati tecnico-economici più significativi del progetto (aggiornamento dell'aprile 2008). I dati sono relativi all'intero progetto che prevede l'esercizio ad una pressione del 20% superiore a quella originaria di scoperta. Nel caso di esercizio a pressione pari a quella originaria il *WGe* sarebbe pari a 1200 MSmc.

<i>WGe</i>	<i>CG</i>	<i>di cui da iniettare</i>	<i>PEmax</i>	<i>Costi investimento (escluso costo CG)</i>
MSmc	MSmc	MSmc	MSmc/g	M€
1500	[0-1000]	[0-1000]	20	[OMISSIS]

Tabella 12

Fonte: Stogit e MSE.

129. In connessione al progetto di Bordolano, Stogit ha pianificato lo sviluppo del campo di Cignone [OMISSIS], che prevede il collegamento dei pozzi del campo alla centrale di compressione e trattamento di Bordolano e l'esercizio del campo ad una pressione del 20% superiore a quella di scoperta. L'entrata in esercizio del campo, prevista nel 2011, è condizionata dalla revisione della tempistica prevista per lo sviluppo del campo di Bordolano. Dalla documentazione trasmessa non risulta che Stogit abbia ad oggi intrapreso l'iter autorizzativo. In Tabella 13 si riportano i dati tecnico-economici più significativi del progetto.

<i>WGe</i>	<i>CG</i>	<i>di cui da iniettare</i>	<i>PEmax</i>	<i>Costi investimento (escluso acquisto CG)</i>
MSmc	MSmc	MSmc	MSmc/g	M€
200	[0-1000]	[0-1000]	8	[OMISSIS]

Tabella 13

Fonte: Stogit.

b. Concessioni di stoccaggio in corso di conferimento

Istanze di concessioni di stoccaggio presentate dal precedente titolare di concessione di coltivazione

130. Sono attualmente due le istanze di concessione di stoccaggio presentate dal titolare della corrispondente concessione di coltivazione. Entrambe le istanze sono state presentate dalla società Gas Plus Storage S.p.A. e riguardano i campi di Sinarca (in provincia di Campobasso – istanza presentata in data 15 giugno 2006) e di Poggiofiorito (in provincia di Chieti – istanza presentata in data 26 ottobre 2007).

131. In base alle informazioni trasmesse al riguardo dall'MSE i due progetti darebbero una capacità rispettivamente: Sinarca di 324 MSmc di spazio e 3,3 MSmc/g di punta e Poggiofiorito di 160 MSmc di spazio e 1,7 MSmc/g di punta. Il progetto di Sinarca, è ad uno stadio più avanzato, rispetto al progetto di Poggiofiorito per il quale non risulta ancora essere stata presentata al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (di seguito MATTM) istanza di pronuncia di compatibilità ambientale, in quanto è stato espresso dalla Commissione VIA parere positivo con prescrizioni in data 20 giugno 2008⁵³.

Istanze di concessione di stoccaggio presentate a seguito di procedura in concorrenza avviata dal Ministero

132. Il MSE ha avviato sino ad oggi due procedure per la selezione di istanze di concessione di stoccaggio in concorrenza, secondo le modalità previste dal DM 27 marzo 2001. L'MSE ha in proposito indicato che i giacimenti in via d'esaurimento oggetto di tali procedure sono stati selezionati dallo stesso - avvalendosi degli uffici periferici dell'UNMIG (Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia) - sulla base delle informazioni disponibili, derivanti sia dalle comunicazioni dei titolari delle concessioni di coltivazione in via d'esaurimento a ciò previste rispettivamente dagli art. 2 e 4 del DM 27 marzo 2001, sia dalle relazioni trasmesse annualmente all'MSE da tutti i titolari delle concessioni di coltivazione ai sensi della disciplina mineraria di cui agli articoli 53-56 del Disciplinare Tipo approvato con D.M. 6 agosto 1991 (afferenti a giacimenti sia *on-shore* che *off-shore*). L'MSE ha precisato, tuttavia, che al momento in cui si sono svolte tali procedure lo stesso non ha avuto modo di effettuare una valutazione sistematica sul complesso dei giacimenti di coltivazione in via d'esaurimento e che in passato, la supposta minore economicità e il carattere innovativo della conversione in stoccaggio di giacimenti *off-shore*, rispetto alla conversione di giacimenti in terraferma, ha orientato l'MSE a prediligere nell'applicazione del DM 27 marzo 2001 la selezione di giacimenti in terraferma, pur non escludendo il medesimo decreto né la possibilità di convertire in campi di stoccaggio anche giacimenti *off-shore*, né l'obbligo di trasmissione da parte dei titolari di concessioni di coltivazione delle informazioni ivi previste anche con riguardo a tali siti⁵⁴.

133. La prima procedura ha avuto inizio il 31 ottobre 2001, con il comunicato con il quale l'MSE ha pubblicato l'elenco e le principali informazioni tecniche relativamente a giacimenti in terraferma per i quali, a tale data, risultava essere stato prodotto l'80% delle riserve, e che, in base a valutazioni del medesimo MSE, risultavano idonei per la conversione a stoccaggio. Si trattava di 6 giacimenti, tutti oggetto di concessione di coltivazione conferita ad Eni, e precisamente i giacimenti di: Cotignola, Ravenna Terra, Corneigliano, S. Potito, Cugno le Macine e Serra Pizzuta. Con il medesimo comunicato l'MSE ha indicato:

- altri cinque giacimenti per i quali risultava essere prodotto l'80% delle riserve, ma che, in base alle valutazioni effettuate, e riportate nel comunicato, non risultavano idonei per la conversione a stoccaggio (si tratta dei campi di Dosso degli Angeli, Spilamberto, Correggio, Caviaga e Portocannone);
- le modalità e i termini per la partecipazione al *data room* necessario agli operatori per acquisire ulteriori informazioni sui campi al fine di formulare il piano di sviluppo degli stessi e l'istanza di concessione.

⁵³ La società istante non ha risposto alla richiesta di informazioni inviata ai fini della presente istruttoria, per cui non si dispone delle informazioni complete relative ai dati tecnici del progetto, ai relativi costi di investimento e allo stato dell'iter autorizzativo.

⁵⁴ Cfr. audizione MSE.

134. Le relative istanze di concessione di stoccaggio sono state presentate nel mese di settembre 2002⁵⁵, mentre il Comitato tecnico per gli idrocarburi e geotermia ha espresso il prescritto parere per la selezione dell'istanza nel mese di luglio 2003 relativamente al campo di Cornegliano, e nel mese di agosto 2004 relativamente ai campi di San Potito, Cotignola, Cugno Le Macine e Serra Pizzuta.

135. I soggetti risultati assegnatari sono le società Geogastock S.p.A. relativamente ai campi di Cugno Le Macine e Serra Pizzuta integrati in un unico progetto, Edison Stoccaggio e Blugas Infrastrutture relativamente ai campi di San Potito e Cotignola, anch'essi integrati in un unico progetto, e la società Ital Gas Storage s.r.l. per il campo di Cornegliano.

136. La seconda procedura ha avuto inizio il 26 settembre 2006, con la pubblicazione del relativo comunicato da parte dell'MSE, ed ha avuto per oggetto 5 campi: Bagnolo Mella, Piadena, Romanengo, Rapagnano e San Benedetto.

137. In proposito, l'MSE ha osservato come l'efficienza attesa dalla conversione in stoccaggio dei giacimenti di coltivazione in via di esaurimento oggetto di tale procedura risulti molto bassa, così come risulta bassa la capacità in termini di WG che si ritiene potrà essere messa a disposizione in esito alla realizzazione dei relativi progetti di stoccaggio⁵⁶. Tale circostanza appare confermata anche dai dati pubblicati dallo stesso MSE, dai quali emerge che i cinque siti messi a disposizione dei soggetti interessati nell'ambito della seconda procedura non sembrano presentare i requisiti minimi che li rendono suscettibili di essere tecnicamente ed economicamente adibiti a stoccaggio (presentando un'efficienza pari o inferiore al 30% o valori di permeabilità o porosità inferiori ai livelli minimi indicati all'art. 1, comma 1, del DM 27 marzo 2001).

138. Ciò nonostante, in relazione ai predetti campi - con eccezione del campo di Rapagnano per il quale non è pervenuta alcuna istanza - sono state presentate, nel termine del 17 settembre 2007 fissato dall'MSE ai sensi dell'art. 2 del DM 27 marzo 2007, numerose istanze in concorrenza e precisamente:

- 6 istanze per il campo di Bagnolo Mella (1 Hera S.p.A. / Verbundnetz Gas AG, 2 Sorgenia S.p.A., 3 Edison Stoccaggio S.p.A. / Retragas s.r.l., 4 Northsun Italia S.p.A., 5 Gaz de France International Sas / ACEA S.p.A., 6 Geogastock S.p.A. / 2BEnergia S.p.A. / Enova s.r.l.);
- 2 istanze per il campo di Piadena Est (1 Blugas Infrastrutture s.r.l.; 2 Enel Trade S.p.A.);
- 3 istanze per il campo di Romanengo (1 Enel Trade S.p.A., 2 Sorgenia S.p.A., 3 Edison Stoccaggio S.p.A. / Retragas s.r.l.);
- 4 istanze per il campo di San Benedetto (1 Gas Natural SDG, 2 Gas Plus Storage s.r.l., 3 Sorgenia S.p.A., 4 Gaz de France International Sas / ACEA S.p.A.).

139. Al luglio 2008, secondo le informazioni trasmesse dall'MSE, risultavano accolte le istanze di Blugas Infrastrutture s.r.l. per il campo di Piadena Est, Enel Trade S.p.A. per il campo di Romanengo, e Gas Plus Storage s.r.l. in *joint venture* con Gaz De France International Sas/Acea S.p.A. per il campo di San

⁵⁵ Sono state presentate istanze in concorrenza per tutti i campi, con l'eccezione del campo di Ravenna Terra per il quale non è stata presentata alcuna istanza.

⁵⁶ Cfr. audizione MSE.

Benedetto, mentre risultava ancora in corso la selezione dell'istanza aggiudicataria per il campo di Bagnolo Mella.

140. Nella Tabella 14 sono riportati i principali dati tecnici ed economici dei campi per i quali l'MSE ha selezionato l'istanza sulla base delle due predette tornate di istruttorie⁵⁷.

<i>Campo</i>	<i>Società richiedente</i>	<i>WGe</i>	<i>CG</i>	<i>PEmax</i>	<i>Costi investimento (escluso CG)</i>
		MSmc	MSmc	MSmc/g	M€
Cornegliano	Ital Gas Storage s.r.l.	590/1010	n.d.	16,5	n.d.
S. Potito/Cotignola	Edison stoccaggio S.p.A./Blugas Infrastrutture s.r.l.	915	[OMISSIS]	7,2	[OMISSIS]
Cugno le Macine/Serra Pizzuta	Geogastock S.p.A.	742	[OMISSIS]	6,6	[OMISSIS]
San Benedetto	Gas Plus Storage JV GDF Int./ACEA S.p.A. ⁵⁸	[500-1000]	[OMISSIS]	[0-10]	[OMISSIS]
Piadena Est (Voldo)	Blugas Infrastrutture S.r.l.	[0-500]	[OMISSIS]	[0-10]	[OMISSIS]
Romanengo	Enel Trade S.p.A.	[0-500]	[OMISSIS]	[0-10]	[OMISSIS]
Totale		[3000-4000]		[40-50]	

Tabella 14

Fonte: MSE e imprese richiedenti.

141. Come sopra anticipato in tutti i casi di istanze accolte sono ancora in corso, anche se a diverso stato di avanzamento, gli iter amministrativi volti al conferimento della concessione di stoccaggio. L'istanza delle società Edison Stoccaggio e Blugas Infrastrutture per la concessione di San Potito e Cotignola è attualmente allo stato più avanzato dell'iter autorizzativo avendo superato positivamente la procedura di VIA (DM 8 ottobre 2007) ed essendo stato avviato il 14 marzo 2008 il procedimento unico per il conferimento della concessione e l'ottenimento di dichiarazione di pubblica utilità del progetto di trasformazione a stoccaggio. Per quanto riguarda invece i progetti di Cugno le Macine/Serra Pizzuta e Cornegliano sono ancora in corso i procedimenti di VIA, intrapresi con la richiesta di pronuncia di compatibilità ambientale, rispettivamente in data 25 luglio 2007 e 5 novembre 2007⁵⁹.

Il progetto di stoccaggio in acquifero del sito di Rivara presentato dalla Independent Gas Management S.r.l.

142. A differenza degli altri progetti di stoccaggio, che prevedono la conversione di giacimenti di gas in via di esaurimento, questo progetto prevede lo stoccaggio in un acquifero profondo e, pertanto, non è stato oggetto delle due tornate di procedure sopra richiamate. La relativa istanza è stata presentata dalla società Independent Gas Management s.r.l. nel luglio 2002. In base alle informazioni trasmesse dall'MSE il progetto prevedrebbe un WGe di 3 GSmc ed una punta di 32 MSmc/g, dati che evidenziano l'elevato interesse e l'impatto che un progetto di questo tipo potrebbe avere sul sistema italiano. Per lo sviluppo del

⁵⁷ Si osserva che la società Ital Gas Storage non ha provveduto a trasmettere le informazioni richieste e che le informazioni indicate, ove disponibili, sono state desunte dalle informazioni trasmesse dall'MSE.

⁵⁸ Informazioni trasmesse da GDF int./ACEA Spa in relazione all'istanza presentata dalle stesse società, quando ancora non era stato definito il progetto in JV con Gas Plus Storage.

⁵⁹ Relativamente al giacimento di Cornegliano risulta, dalla documentazione trasmessa dall'MSE, che in data 31 maggio 2006 la società aveva presentato istanza di esenzione dalla VIA al MATTM, il quale ha accolto tale istanza esclusivamente per la parte relativa all'esecuzione della prospezione sismica 3D.

progetto nel giugno 2008 è stata costituita la società Erg Rivara Storage s.r.l., posseduta al 15% dalla società ERG power&gas e per la rimanente quota dalla società Independent Gas Management s.r.l.. Il progetto deve superare la procedura di VIA.

Il progetto di investimento in stoccaggio di ENI

143. Con riguardo all'interesse all'aumento della capacità di stoccaggio, è significativo, infine, osservare che l'operatore *incumbent* Eni ha dichiarato di essere interessato a realizzare 10 GSmc di capacità di stoccaggio aggiuntiva, [OMISSIS] (che più che raddoppierebbe la capacità di stoccaggio di modulazione esistente)⁶⁰.

144. Tale progetto di stoccaggio era già stato prospettato da Eni all'AEEG ed all'MSE in una comunicazione del luglio 2007, nei suoi termini generali.

145. Nella risposta alla richiesta d'informazioni, Eni fornisce ulteriori e più dettagliati elementi in ordine a tale progetto e, in particolare, indica che lo stesso riguarda la possibile conversione in stoccaggio di alcuni giacimenti di gas *off-shore* in via di esaurimento localizzati [OMISSIS] che, in linea teorica, potrebbero consentire di sviluppare circa 10 GSmc di capacità di stoccaggio incrementale. [OMISSIS]⁶¹).

146. [OMISSIS].

Criticità della procedura concorsuale per la selezione di istanze di concessione in concorrenza

147. Dalle valutazioni e informazioni trasmesse dagli operatori emergono tre aspetti critici delle procedure concorsuali in esame con riguardo *i)* alla completezza delle informazioni a disposizioni del MSE per la selezione dei siti di coltivazione da rendere disponibili per la conversione a stoccaggio; *ii)* all'adeguatezza dei criteri definiti nel DM 27 marzo 2001 per la selezione dell'istanza; *iii)* alle durata e complessità delle procedure amministrative necessarie per il conferimento delle concessioni di coltivazione.

i) Sulla completezza delle informazioni riguardanti i giacimenti di gas in via di esaurimento per valutarne l'idoneità per la conversione a stoccaggio

148. In esito ad apposita richiesta d'informazioni effettuata nell'ambito della presente indagine conoscitiva, la società Eni ha trasmesso l'elenco dei giacimenti di coltivazione in via di esaurimento (con riserve originarie superiori a 0,5 GSmc e riserve prodotte rispetto alle riserve originarie pari almeno al 60%, come previsto dall'art. 4 del Decreto 27 marzo 2001), sia in terraferma che *off-shore*, di cui la stessa è titolare, o contitolare. Si tratta di:

- [30-40] giacimenti in terraferma e di
- [30-40] giacimenti *off-shore*.

149. Eni ha tuttavia provveduto ad inviare all'MSE le informazioni di cui al DM 27 marzo 2001, finalizzate a valutare la possibilità di una loro conversione a stoccaggio, solo in relazione a 19 giacimenti in

⁶⁰ Convegno ANIGAS del 22 gennaio 2008.

⁶¹ [OMISSIS].

via d'esaurimento in terraferma, che in base a quanto dichiarato da Eni rispondono ai criteri tecnico-economici definiti dal MSE all'articolo 1, comma 1, del decreto 27 marzo 2001 (già richiamati in precedenza e relativi alle caratteristiche tecnico geologiche dei giacimenti e alle prestazioni attese dei siti di stoccaggio). Nella nota Eni dichiara che “*solo i campi che sono già stati utilizzati dal ministero [da intendere presumibilmente i campi per i quali sono state trasmesse all'MSE le informazioni richieste] sono stati valutati tecnicamente per definire la loro potenzialità ad essere trasformati in campi di stoccaggio*”, in base alla rispondenza ai suddetti criteri. Ne deriva che, per i restanti [10-20] giacimenti in terraferma in via di esaurimento, Eni non ha ancora provveduto ad effettuare l'analisi tecnica per valutarne la rispondenza ai criteri di cui sopra (né si conoscono i criteri in base ai quali Eni ha stabilito l'ordine di valutazione degli stessi giacimenti), né a trasmettere le relative informazioni all'MSE.

150. Eni non precisa le date in cui la stessa ha provveduto a trasmettere all'MSE le informazioni relative ai 19 giacimenti in via d'esaurimento in terraferma che la stessa ha valutato come rispondenti ai citati criteri, tuttavia, in base a quanto riportato nel comunicato del 31 ottobre 2001, con il quale l'MSE ha avviato la prima procedura concorsuale, a quella data risultavano essere state trasmesse le informazioni per 11 giacimenti. I restanti 8 giacimenti in terraferma sarebbero quindi stati comunicati da Eni in data successiva: di questi, 5 sono stati oggetto della seconda procedura concorsuale dell'MSE. Va rilevato come 2 di tali 5 giacimenti sono stati comunicati da Eni all'MSE con ritardo poiché gli stessi risultavano già in via d'esaurimento⁶² precedentemente all'avvio della prima procedura del 2001. Non risulta poi che le informazioni per gli altri [10-20] giacimenti in via d'esaurimento in terraferma (dei [30-40] complessivamente indicati da Eni) siano state comunicate all'MSE in data successiva.

151. Con riguardo alla mancata comunicazione dei siti in via d'esaurimento *off-shore*, va precisato che Eni ha dichiarato di interpretare il DM 27 marzo 2001 nel senso di escludere la presenza di un obbligo informativo a carico dei titolari di concessioni di coltivazione nel confronti dell'MSE con riguardo a giacimenti *off-shore*. Conseguentemente Eni non ha provveduto a trasmettere all'MSE le informazioni relative ai campi di coltivazione *off-shore* in via di esaurimento di cui è concessionaria, ai sensi dell'art. 4 del decreto e che rispettano i criteri di cui all'art. 1. In considerazione dell'interpretazione data da Eni al DM 27 marzo 2001 non è noto inoltre se Eni abbia realizzato un'analisi tecnica della rispondenza di tali giacimenti *off-shore* ai criteri di cui sopra, anche se, visto l'interesse della società a sviluppare in proprio nuovi campi di stoccaggio in giacimenti *off-shore*, appare plausibile che almeno preliminarmente tale analisi sia stata effettuata.

152. L'interpretazione data da Eni al DM 27 marzo 2001 non appare tuttavia condivisibile, sia sulla base della lettera di tale decreto e del contesto normativo in cui lo stesso si inserisce, sia in quanto, come sopra rilevato, lo stesso MSE ha precisato che il campo di applicazione di tale decreto non esclude né la possibilità di convertire in campi di stoccaggio anche giacimenti di coltivazione *off-shore*, né l'obbligo di trasmissione in capo ai titolari di concessioni di coltivazione delle informative, di cui all'art. 4 del DM 27 marzo 2001, anche con riguardo ai giacimenti *off-shore*. Tale circostanza è poi ulteriormente avallata dal fatto che lo stesso MSE sta realizzando una banca dati esaustiva di tutti i giacimenti di coltivazione nazionali comprendente anche i giacimenti di coltivazione *off-shore* in via di esaurimento, con il proposito di valutarne l'efficienza della riconversione in stoccaggio e di poter avviare una terza procedura concorsuale.

⁶² In particolare tali giacimenti risultavano avere prodotto una percentuale di riserve superiore a quella minima per la quale, ai sensi dell'art. 2, comma 1, ovvero dell'articolo 4, del DM 27 marzo 2001, sussiste l'obbligo di comunicazione delle informazioni richieste all'MSE, prima della realizzazione della prima procedura del 2001.

153. L'MSE ha infatti indicato che l'attività di selezione dei siti in via di esaurimento idonei alla conversione in stoccaggio è tutt'ora in corso e sarà, in particolare, sviluppata nell'ambito di tale complessiva attività di ricognizione delle disponibilità, e caratteristiche, del complesso dei giacimenti di coltivazione nazionali. Alla luce di tale attività l'MSE ritiene possibile individuare siti in via di esaurimento che rispettano i parametri e criteri di cui al DM 27 marzo 2001, sia in terraferma che *off-shore*, idonei alla loro riconversione in stoccaggio (ovvero anche individuare siti idonei ad altri usi quali lo stoccaggio della CO₂). L'MSE si ripropone quindi di avviare nell'arco del 2009 una nuova procedura per la selezione di istanze in concorrenza per lo sviluppo di campi di stoccaggio su un nuovo insieme di giacimenti di coltivazione in via d'esaurimento⁶³.

154. Con specifico riguardo alla idoneità alla riconversione in stoccaggio di giacimenti di coltivazione in via di esaurimento *off-shore*, l'MSE ha osservato che, sulla base delle parziali informazioni allo stato raccolte, appare plausibile che gli stessi possano presentare dimensioni e caratteristiche tecniche, in termini di efficienza della loro conversione in stoccaggio (rispondenza ai criteri di cui all'art. 1 del DM 27 marzo 2001, tra cui il rapporto tra *WG* e la somma di *WG* e *CG*), anche superiori a quelle dei giacimenti in terraferma oggetto delle predette procedure concorsuali, ed in particolare di quelli oggetto della procedura avviata nel 2006.

155. L'MSE ha rilevato peraltro come, per i giacimenti in terraferma, ENI, nel passato, ha avuto modo di preselezionare i siti di coltivazione più idonei ed efficienti per una loro conversione in stoccaggio sviluppandoli essa stessa alla luce della previgente disciplina di esclusiva in favore a tale società. Con riguardo ai siti *off-shore* è invece possibile che vi siano ancora giacimenti di coltivazione utilmente riconvertibili in stoccaggio, anche da parte di altre imprese.

ii) Sui criteri per la selezione in concorrenza dell'istanza di stoccaggio

156. L'articolo 2, comma 10, definisce i criteri in base ai quali l'MSE seleziona la domanda più idonea. Tali criteri sono, nell'ordine:

- a) completezza e razionalità del progetto di stoccaggio e del relativo programma lavori proposto;
- b) tempi programmati per l'esecuzione dei lavori;
- c) minore entità degli investimenti, a parità di prestazioni assicurate dal progetto di stoccaggio;
- d) modalità di svolgimento dei lavori, anche riferiti alla sicurezza e alla salvaguardia ambientale.

157. Gli operatori hanno generalmente manifestato la propria condivisione dei sopra elencati criteri, ma ne hanno anche evidenziata la eccessiva genericità che esporrebbe il processo di selezione a valutazioni soggettive.

158. Dall'esame delle risposte inviate dalle imprese che hanno partecipato alla seconda procedura emerge che per lo sviluppo del medesimo campo sono stati presentati progetti con risultati molto diversi in termini di prestazioni ottenute (*working gas*, *cushion gas* e punta massima di erogazione) e costi di investimento (in alcuni casi a costi di investimento maggiori corrispondono minori prestazioni).

⁶³ Al riguardo l'MSE ha rilevato che la valutazione circa l'idoneità per la conversione a stoccaggio "*comporta un impegnativo lavoro e costi per questa Amministrazione, che pertanto lo effettuerà nei tempi compatibili con i noti limiti di risorse umane ed economiche disponibili*".

159. Non si dispone delle informazioni di dettaglio per valutare i diversi progetti, attività che peraltro esula dall'obiettivo della presente istruttoria. Giova comunque osservare che se, da una parte, le differenze fra i progetti possono essere giustificate dalla difficoltà di una ricostruzione univoca del comportamento geodinamico dei giacimenti – incertezza comunque presente nella previsione delle prestazioni di un nuovo campo di stoccaggio che risulta amplificata ove il monitoraggio del comportamento del giacimento durante la fase di coltivazione non sia stato anche mirato a valutarne l'idoneità per lo stoccaggio – dall'altra parte proprio i margini di discrezionalità degli operatori nella definizione delle caratteristiche del progetto e i criteri di selezione della procedura potrebbero portare gli operatori a sovrastimare le prestazioni dei siti.

160. Viste da questa prospettiva, quindi, le prestazioni previste nei progetti per i nuovi siti potrebbero rilevarsi ottimistiche, come peraltro si potrebbe dedurre dalla circostanza che in base ai progetti presentati i nuovi siti presenterebbero un'efficienza tecnica paragonabile a quella dei siti esistenti, nonostante le sfavorevoli caratteristiche geodinamiche per lo stoccaggio sopra evidenziate.

161. L'MSE al riguardo ha anch'esso riscontrato la difficoltà nel confrontare e valutare i progetti di conversione in stoccaggio di siti in via di esaurimento presentati nell'ambito delle procedure concorsuali, in quanto gli stessi sono formulati dagli istanti sulla base di differenti interpretazioni delle informazioni rese disponibili in sede di *data room* dal titolare della concessione di coltivazione. I progetti risultano anche non immediatamente confrontabili in ragione di piani di sviluppo dei campi di stoccaggio difforni anche sotto il profilo delle finalità di utilizzo dello stoccaggio (punta o base, che incidono tra l'altro sui termini dell'investimento programmato). L'MSE ha rilevato poi di non avere la possibilità di valutare nel dettaglio la bontà delle assunzioni ed interpretazioni su cui si fondano i progetti, tenuto conto che, in base alle modalità applicative adottate, l'MSE non accede al predetto *data room*. A tale riguardo l'MSE ha prospettato anche l'opportunità di valutare una modifica all'attuale procedura, ad esempio prevedendo che l'accesso al *data room* sia realizzato inizialmente dal solo MSE, il quale potrebbe poi provvedere a indicare in maniera univoca nel bando di gara le caratteristiche del campo di stoccaggio da considerare ai fini della definizione dei progetti di conversione a stoccaggio oggetto di valutazione.

162. In tale ottica di revisione delle attuali procedure di selezione dell'istanza aggiudicataria, si osserva che al fine di risolvere le criticità rilevate potrebbe anche essere opportuna una revisione dei criteri di selezione dei progetti che, ad esempio, premi, attraverso una procedura concorsuale, il soggetto che attribuisce maggior valore alla concessione per lo sviluppo di un nuovo sito di stoccaggio, essendo disponibile a versare il medesimo valore per la titolarità della concessione.

iii) Sulle procedure amministrative necessarie per il conferimento delle concessioni di coltivazione

163. Dopo 7 anni dall'avvio della prima procedura per la selezione di istanze di concessione di stoccaggio in concorrenza, non è stata ancora conferita alcuna concessione di stoccaggio. Per comprenderne le ragioni si possono ripercorrere, a titolo di esempio, le fasi dell'iter autorizzativo relativo al progetto che attualmente si trova nella fase più avanzata (il progetto di conversione dei siti di S. Potito e Cotignola della società Edison Stoccaggio):

- ottobre 2001 - avvio della procedura di assegnazione in concorrenza della concessione;
- 6 settembre 2002 - presentazione istanza;
- luglio 2004 – il Comitato tecnico per gli idrocarburi e la geotermia esprime parere favorevole al progetto

- 27 dicembre 2004 – MAP comunica ad Edison Stoccaggio l'esito della procedura;
- 28 dicembre 2005 – presentazione dell'istanza di VIA;
- 29 dicembre 2006 – la regione Emilia Romagna esprime parere positivo di compatibilità ambientale del progetto subordinato a prescrizioni;
- 8 ottobre 2007 – conclusione iter VIA con DM del MATTM che esprime giudizio di compatibilità ambientale del progetto subordinatamente al rispetto delle prescrizioni in esso contenute;
- 28 febbraio 2008 – Edison Stoccaggio comunica al MSE di aver provveduto ad apportare gli adeguamenti richiesti per rendere il progetto conforme alle prescrizioni introdotte dal decreto VIA e procedeva a presentarlo per l'ottenimento della dichiarazione di pubblica utilità;
- 14 marzo 2008 - avvio del procedimento unico per il conferimento della concessione e l'ottenimento di dichiarazione di pubblica utilità del progetto di trasformazione a stoccaggio, che è tutt'ora in corso.

164. Nel complesso si tratta di un iter della durata di 7 anni di cui 3 relativi alle procedure di selezione dell'istanza aggiudicataria, e 4 di adempimenti finalizzati all'ottenimento della concessione (compresi i tempi necessari per la progettazione e la predisposizione della documentazione richiesta dalle amministrazioni coinvolte).

165. La seconda procedura di selezione ha registrato una significativa riduzione dei tempi rispetto alla prima; infatti, per tre delle quattro concessioni per le quali sono state presentate istanze in concorrenza, essa si è conclusa, con la selezione dell'istanza, entro 1 anno e 10 mesi (contro più di tre anni di durata della prima procedura) dalla comunicazione di avvio del MSE.

166. In relazione agli adempimenti amministrativi finalizzati al conferimento della concessione, diversi operatori, pur condividendone l'articolazione, hanno segnalato criticità relativamente alle tempistiche ed alla certezza dell'iter, dovuti a mancato rispetto da parte delle amministrazioni competenti dei termini procedurali⁶⁴ per l'esame delle istanze, anche a causa delle frequenti decadenze della commissione VIA, e al *“riparto di competenze tra Stato, Regioni ed Enti Locali per l'esercizio delle funzioni amministrative preordinato al rilascio dei provvedimenti necessari alla realizzazione degli impianti di stoccaggio”*. Particolarmente critica risulta la fase del processo relativa all'esame della compatibilità ambientale dei progetti (VIA o verifica di assoggettabilità al procedimento di valutazione ambientale).

167. Alcuni operatori che hanno risposto alle richieste di informazioni nell'ambito della presente indagine si sono lamentati del fatto che i criteri per la selezione delle istanze in concorrenza per la conversione in stoccaggio di siti in fase avanzata di esaurimento non appaiono sufficientemente specificati e dettagliati, rendendo opaca la procedura di selezione. È stato osservato, inoltre, che l'MSE non sempre rispetta i tempi che esso stesso ha stabilito nel DM 27 marzo 2001 per effettuare le procedure di selezione in questione, anche se come si è visto i tempi, con la seconda procedura, si sono notevolmente ridotti rispetto alla prima.

⁶⁴ Al riguardo si può prendere l'esempio del sito di Collalto in relazione al quale l'Edison Stoccaggio ha presentato in data 28 novembre 2007 istanza di esclusione dal procedimento VIA. Nonostante la durata prevista del procedimento sia di 60 giorni, nel giugno 2008 lo stesso risultava ancora in corso.

Variabili che influenzano la decisione di investimento

168. Al fine di completare il quadro relativo agli investimenti in capacità di stoccaggio, si richiamano nei paragrafi che seguono le principali variabili e parametri che determinano la convenienza economica dei medesimi investimenti e ne influenzano le relative decisioni; sono riassunte a tal fine le principali indicazioni fornite a riguardo dagli operatori.

169. L'attività di stoccaggio, come d'altra parte le attività di realizzazione e gestione delle altre infrastrutture del gas, è caratterizzata da elevata intensità di capitale investito, recuperabile in un orizzonte consistente, generalmente superiore a venti anni. Pesano inoltre sia i tempi lunghi per gli adempimenti amministrativi per l'ottenimento delle autorizzazioni preliminari alla decisione finale di investimento sia il consistente intervallo temporale fra tale decisione e la completa operatività della nuova infrastruttura (in considerazione sia dei tempi di realizzazione delle infrastrutture che dei tempi necessari per raggiungere le prestazioni di regime).

170. Conseguentemente la decisione di investire in stoccaggio non può prescindere da una valutazione di medio lungo termine sull'evoluzione della disponibilità e della richiesta dei servizi di stoccaggio e di possibili strumenti di flessibilità alternativi, e quindi, più in generale, sullo sviluppo del settore del gas naturale.

171. Il peso relativo delle variabili che influenzano la scelta d'investimento varia poi con il posizionamento strategico del potenziale investitore nel settore del gas naturale: in particolare fra società il cui business principale è la fornitura al mercato di servizi di stoccaggio e società appartenenti a gruppi prevalentemente orientati alla commercializzazione del gas naturale.

172. Mentre nel primo caso la decisione di investire in capacità di stoccaggio sarà concentrata sulla profittabilità dell'investimento "*stand alone*", nel secondo saranno altresì considerati anche i vantaggi competitivi per l'attività principale del gruppo come l'utilizzo della nuova capacità al fine di ottimizzare i costi della catena logistica di commercializzazione del gas, l'opportunità, ove prevista, di offrire la capacità di stoccaggio in deroga alle previsioni regolatorie generali, ovvero l'estensione della presenza del gruppo in una fase rilevante della filiera del gas.

173. Gli operatori che hanno risposto alla richiesta di informazioni appartengono per lo più a gruppi che svolgono principalmente attività di commercializzazione del gas. Fra i soggetti che hanno presentato istanza di concessione di stoccaggio si annoverano comunque anche imprese il cui scopo principale, anche tenuto conto dell'assetto di controllo dell'impresa stessa, risulterebbe la commercializzazione dei servizi di stoccaggio.

174. Dalle risposte ricevute emerge che le principali variabili oggetto di valutazione sono le seguenti:

a) *certezza e stabilità del quadro normativo di riferimento*: per quanto riguarda l'offerta dei servizi di stoccaggio in regime regolato (TPA) viene rilevata una sufficiente definizione del quadro regolatorio relativo all'accesso ai servizi ed alla remunerazione dell'attività di stoccaggio, mentre non è completamente definito il quadro normativo dell'esenzione dal TPA. Viene apprezzato da parte di nuovi entranti un sistema di garanzie e stabilità dei ricavi e la definizione di una tariffa unica nazionale, con il suo corollario del sistema di perequazione dei ricavi, che, secondo un operatore, "*ha eliminato uno dei principali elementi di rischio nelle valutazioni di investimento, ossia l'impossibilità per nuovi campi di stoccaggio di competere tariffariamente con quelli di Stogit*". Infine è stato evidenziato il rischio regolatorio connesso ad una

definizione del quadro tariffario, che pur caratterizzato da previsioni la cui validità temporale si estende oltre ai limiti del periodo di regolazione (in particolare gli incentivi ai nuovi investimenti), si teme sia soggetto a revisioni che tendenzialmente riducano la redditività degli investimenti. Ciò posto la possibilità di ottenere un'esenzione dal TPA è vista come un elemento che può limitare alcuni dei rischi determinati dalla variazione del quadro tariffario⁶⁵.

b) *sviluppo della capacità di stoccaggio in Italia e rischio di non utilizzo dell'impianto dovuto ad overcapacity*: le imprese che investono in nuova capacità di stoccaggio, prevedendone l'offerta in regime di TPA, individuano una criticità nella possibilità che vi sia una significativa capacità di stoccaggio non utilizzata in quanto, anche a fronte del rischio regolatorio sopra evidenziato, gli investimenti potrebbero non trovare una adeguata remunerazione. I soggetti che invece intendono sviluppare nuova capacità in regime di esenzione dal TPA, per utilizzare lo stoccaggio in proprio, assumono la decisione di investimento soprattutto in funzione dei propri obiettivi strategici sull'intera filiera del gas: il rischio di *overcapacity* è quindi valutato principalmente sotto il profilo della riduzione del valore dell'investimento associato alla possibilità di vendere servizi di stoccaggio a terzi. Infine, nel caso di esenzione dal TPA e di sviluppo per l'offerta di servizi di stoccaggio a terzi è stato rilevato che il rischio di *overcapacity* è aggravato dalla possibilità che l'investimento nel nuovo sito di stoccaggio possa risultare remunerativo solo a prezzi di offerta del servizio di stoccaggio superiori alle tariffe definite dall'AEEG per lo stoccaggio in regime di TPA. Sulla possibilità di valutare il rischio di *overcapacity* pesa inoltre la difficoltà di prevedere sia i tempi ed entità dello sviluppo di nuove capacità (delle numerose istanze presentate nessuna si è ancora concretizzata nello sviluppo di nuova capacità) sia l'effettiva esigenza di nuova capacità di stoccaggio. A tale proposito un operatore rimarca sia che la capacità di stoccaggio da destinare alla modulazione dei consumi dei clienti finali di piccole dimensioni non è stata ancora quantificata in maniera definitiva (presso l'AEEG è attualmente in corso un procedimento a tal fine) sia incertezze legate alla determinazione delle capacità di stoccaggio da destinare alla riserva strategica (a tale riguardo il medesimo operatore osserva in particolare che lo stoccaggio strategico determinato annualmente dal Ministero, e pari a 5,1 GSmc, risulta inferiore al volume stabilito secondo i criteri del D.Lgs. n. 164/00 che prevede una disponibilità di riserva strategica pari al 10% del gas importato da paesi extra-UE).

175. Fra le variabili che influenzano la scelta di investire nello stoccaggio è stata infine indicata la *presenza e conoscenza di siti idonei* per i quali vi sia la disponibilità delle informazioni tecniche di base nonché la possibilità di effettuare le necessarie analisi di dettaglio in sito e la possibilità di reperire le necessarie competenze tecniche e operative di provata esperienza.

⁶⁵ Con riguardo all'esenzione dal regime di cd. Third party access, introdotto con la Dir. 2003/55/CE, recepita a livello nazionale con la legge n. 239/04, l'MSE ha osservato come i soggetti che hanno presentato nuove istanze di concessione di stoccaggio sembrano essere interessati a presentare richiesta di esenzione, anche alla luce di progetti industriali che possono prescindere dalla stretta economicità dell'attività di stoccaggio in sé, ed essere piuttosto funzionali all'utilizzo infragruppo della capacità di stoccaggio anche a fini di modulazione della propria offerta a clienti industriali e termoelettrici, la cui domanda di stoccaggio è attualmente non soddisfatta essendo tutto il WGe disponibile assegnato prioritariamente al mercato civile. Cfr. audizione MSE.

c. Efficienza relativa ed entità complessiva dei progetti di investimento

176. La ricognizione dei diversi progetti d'investimento in potenziamenti e nuovi siti di stoccaggio consente di trarre alcune considerazioni sulle prospettive di sviluppo di nuova capacità di stoccaggio per il sistema nazionale, anche da parte d'imprese in concorrenza con il principale operatore Stogit. Nel complesso dalle informazioni sopra riportate risulta che, a fronte di una disponibilità attuale di circa 13,9 GSmc di *WGe* e di circa 293 MSmc/g di punta massima di erogazione, è possibile, sulla base dei progetti presentati, un incremento di *WGe* pari a 11,3 GSmc ed un incremento di punta pari a 153 MSmc/g ripartiti fra nuovi campi e nuove imprese come riportato nella Tabella 15

	<i>Potenziamento campi esistenti</i> ⁶⁶		<i>Nuovi campi</i> ⁶⁷		<i>Totale</i>	
	<i>WGe</i> GSmc	<i>PEmax</i> MSmc/g	<i>WGe</i> GSmc	<i>Pemax</i> MSmc/g	<i>WGe</i> GSmc	<i>Pemax</i> MSmc/g
Stogit	[2-3]	[40-50]	[1-2]	[20-30]	[4-5]	[70-80]
Edison	[0-1]	[0-10]	[0-1]	[0-10]	[1-2]	[10-20]
Terzi			[6-7]	[70-80]	[5-6]	[60-70]
Totale	[3-4]	[40-50]	[8-9]	[110-120]	11,3	153

Tabella 15

177. Anche ove tutti i progetti venissero realizzati non si avrebbe una sostanziale modifica dal punto di vista della concentrazione dell'offerta: il peso di Stogit sulla disponibilità complessiva di *WGe* rimarrebbe comunque preponderante (attorno al 70%). Tale analisi non tiene naturalmente conto dell'interesse manifestato da Eni allo sviluppo di nuovi campi di stoccaggio *off-shore* per potenziali ulteriori 10 GSmc di spazio di stoccaggio, il quale ove confluisse nella concreta presentazione di nuove istanze di stoccaggio e superasse il vaglio autorizzativo, determinerebbe un incremento significativo della quota di capacità di stoccaggio nella disponibilità del gruppo Eni.

178. Rileva poi che lo sviluppo di una consistente offerta di servizi di stoccaggio alternativa a quella dell'operatore principale sconta dei tempi lunghi, non solo a causa della complessità dell'iter finalizzato al conferimento della concessione, ma anche in considerazione dei tempi per la realizzazione del progetto e necessari per la regimazione dei campi.

179. Stogit continuerebbe inoltre a detenere una posizione di costo più favorevole rispetto ai propri concorrenti sia perché l'età media degli impianti dalla medesima gestiti rimarrà comunque significativamente superiore a quella degli impianti dei propri concorrenti⁶⁸ e sarà conseguentemente più avanzato il livello di ammortamento dei relativi investimenti, sia in considerazione del fatto che i

⁶⁶ Include i livelli non operativi delle concessioni già in esercizio (Settala San/B, Fiume Treste B,C,C1 culminazione "la Coccetta", Fiume Treste D,E,E0).

⁶⁷ Non include lo sviluppo del giacimento di Bagnolo Mella relativamente al quale non è stata selezionata l'istanza di concessione di stoccaggio.

⁶⁸ Un operatore nel commentare la definizione dell'introduzione di una tariffa unica nazionale, associata al sistema di perequazione dei ricavi, osserva che la stessa "ha eliminato uno dei principali elementi di rischio nelle valutazioni di investimento, ossia l'impossibilità per nuovi campi di stoccaggio di competere tariffariamente con quelli di Stogit". Le ragioni di tale impossibilità di competere sono, secondo tale operatore, legate alle convenienti tariffe del sistema Stogit dovute al (i) ridotto capitale investito netto in quanto la gran parte degli impianti è già stata ammortizzata, (ii) basso valore del gas immobilizzato (come determinato dall'AEEG).

potenziamenti del sistema Stogit risultano significativamente più convenienti in termini di *WGe* atteso per investimento unitario rispetto a quello dei propri concorrenti.

180. L'MSE ha significativamente rilevato a tale riguardo che interventi di potenziamento del sistema di stoccaggio di Stogit potrebbero consentire lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio in misura anche superiore a quella attesa da tali nuovi campi sviluppati da terzi, ed a costi inferiori.

181. Secondo un operatore, Stogit continuerebbe a beneficiare di un sistema di stoccaggio più efficiente per le più favorevoli caratteristiche geodinamiche dei siti da essa gestiti. Le informazioni trasmesse dagli operatori di stoccaggio non permettono di verificare nel dettaglio questa circostanza. Da un lato, da valutazione di massima delle informazioni disponibili⁶⁹, emergerebbe, che l'efficienza degli stoccaggi in esercizio, nell'attuale situazione e a seguito di potenziamento, da parte di terzi sia paragonabile a quella di Stogit, perlomeno per quanto riguarda il rapporto fra il *WGe* e la somma di *WG* e *CG*, come evidenziato nella tabella seguente (cfr. Tabella 16), mentre l'efficienza dei nuovi campi previsti da terzi risulterebbe superiore a quella di Stogit. Dall'altro, come già rilevato, i giacimenti in via d'esaurimento in terraferma oggetto delle procedure concorsuali dell'MSE, ed in particolare i cinque campi oggetto della seconda procedura del 2006, presentavano in sede di avvio della procedura un'efficienza pari o inferiore al 30% (o valori di permeabilità o porosità inferiori ai livelli minimi indicati all'articolo 1, comma 1, del DM 27 marzo 2001), tanto che l'MSE ha osservato come l'efficienza attesa dalla conversione in stoccaggio degli stessi risulta molto bassa.

<i>Efficienza dei campi di stoccaggio in termini di rapporto tra <i>WGe</i> e somma di <i>WG</i> e <i>CG</i></i>			
	Campi in esercizio		Nuovi campi ⁷⁰
	Attuale	A seguito di potenziamento	
Stogit ⁷¹	[0,4-0,5]	[0,5-0,6]	[0,5-0,6]
Altri	[0,4-0,5]	[0,5-0,6]	[0,6-0,7]
Media pesata	[0,4-0,5]	[0,5-0,6]	[0,5-0,6]

Tabella 16

182. Un altro parametro considerato al fine di valutare l'efficienza dei potenziamenti e degli sviluppi di nuovi campi da parte di Stogit rispetto a quelli di terzi è il costo di investimento per unità di *WGe* ottenuto (cfr. Tabella 17).

⁶⁹ La presente analisi va considerata di massima tenuto conto che (i) non tutti gli operatori hanno al momento trasmesso le informazioni richieste, (ii) le risposte pervenute non sono omogenee in termini di definizione ed indicazione delle grandezze significative (ad esempio cushion gas, pseudo working gas – generalmente non indicato ed in tali casi assunto pari a zero - riserve residue, costi dei progetti). Per un'analisi più approfondita occorre richiedere agli operatori di integrare le informazioni trasmesse secondo uno schema omogeneo predefinito.

⁷⁰ Fra i nuovi campi sono compresi i livelli non operativi delle concessioni già operative (Settala San/B, Fiume Treste B,C,C1 culminazione "la Coccetta", Fiume Treste D,E,E0).

⁷¹ Va però rilevato che relativamente ai campi esistenti nel caso di Stogit è stato considerato il *WGe* comunicato al MSE in base al disciplinare tipo. Tale dato risulta inferiore di circa 500 MSmc rispetto alla capacità di spazio resa disponibile per il conferimento. Considerando tale dato l'efficienza tecnica del sistema Stogit risulta pari a [0,4-0,5] nella situazione attuale e pari a [0,5-0,6] a seguito dei potenziamenti.

	<i>Potenziamenti già effettuati</i>			<i>Potenziamenti previsti</i>			<i>Nuovi campi</i>		
	Costo unitario €cent/Smc		Incidenza percentuale costo CG su investimento totale	Costo unitario €cent/Smc		Incidenza percentual e costo CG su investime nto totale	Costo unitario €cent/Smc		Incidenza percentuale costo CG su investimento totale
	Solo impianti	Impianti e CG ⁷²		Solo impianti	Impianti e CG		Solo impianti	Impianti e CG	
Stogit					[OMISSIS]				
Terzi					[OMISSIS]				
Tutti	11,4	11,9	4,3	8,7	12,0	28,0	24,1	40,5	40,4

Tabella 17

183. Dal confronto fra i diversi progetti, emerge - come prevedibile - che il costo unitario dei potenziamenti (effettuati, in corso o in fase preliminare) è mediamente inferiore a quello dei nuovi giacimenti. I costi dei potenziamenti di Stogit risultano poi significativamente inferiori rispetto a quelli dell'altra impresa di stoccaggio attualmente operativa, Edison Stoccaggio: ciò è riconducibile al fatto che i potenziamenti di Stogit consistono per una parte prevalente nell'applicazione della tecnica di stoccaggio a pressione di esercizio superiore alla pressione originaria di scoperta del campo, che richiede limitati investimenti in nuovi impianti e incrementi di CG^{73} generalmente nulli o ridotti.

184. Per quanto riguarda i nuovi campi, sulla base delle informazioni trasmesse risulta che, così come per l'efficienza tecnica dei nuovi siti, anche i costi unitari dello sviluppo dei nuovi campi sarebbero più favorevoli per i nuovi entranti rispetto a Stogit. Questo dato appare in contrasto con quanto ci si potrebbe attendere in base alle caratteristiche geodinamiche che sembrerebbero migliori nel caso dei nuovi campi di Stogit.

185. Conclusivamente, si deve ad ogni modo rilevare che, nonostante i dati e le informazioni a disposizione non siano sufficienti per un confronto esaustivo fra i diversi progetti, né conseguentemente a valutare se la più alta efficienza dei campi sviluppati da terzi sia attribuibile ad un eventuale non ottimale sfruttamento del potenziale dei campi di Stogit (tale per cui l'efficienza attuale degli stessi è inferiore a quella potenziale), è tuttavia possibile che l'elevata efficienza attesa dei nuovi campi sviluppati da terzi possa scontare valutazioni eccessivamente ottimistiche, eventualmente indotte dai criteri di selezione di istanze di concessione di coltivazione in concorrenza.

⁷² Nella presente analisi, per omogeneità di confronto, il costo del cushion gas è stato valorizzato in tutti i casi con un prezzo di 0,2 €/Smc applicato anche alla quota di cushion gas già presente in giacimento (ossia alla quota di riserve residue).

⁷³ Una quota rilevante dei costi di sviluppo dei nuovi campi di stoccaggio è costituita dal costo del CG che rappresenta mediamente circa il 40% dei costi totali. I costi del progetto sono quindi direttamente correlati alle variazioni del prezzo del gas immesso.

III. Le risorse di flessibilità e la concorrenza sui mercati del gas naturale

186. Lo stoccaggio influenza la concorrenza all'interno del sistema-gas – ed anche il funzionamento *tout-court* del sistema stesso – in quanto strumento privilegiato per fornire flessibilità all'offerta del gas. Le imprese che operano nella vendita di gas devono infatti disporre di un certo grado di flessibilità poiché la domanda finale è soggetta a fluttuazioni anche difformi per le diverse componenti della domanda (domestico e commercio e servizi, industria e termoelettrico).

187. In merito alle funzioni svolte dallo stoccaggio, le questioni centrali, sotto il profilo concorrenziale, concernono il ruolo dello stoccaggio quale risorsa di flessibilità, l'importanza della flessibilità quale *input* per l'attività di vendita, la ripartizione tra i vari operatori delle risorse di flessibilità.

188. Prima di affrontare direttamente tali questioni nella prospettiva dei singoli operatori, conviene però svolgere un'analisi aggregata, volta a:

- illustrare il profilo della domanda nazionale di gas e delle sue diverse componenti. Le caratteristiche della domanda rilevate a livello aggregato sono infatti, nelle loro linee generali, le stesse che le singole imprese si trovano a dover fronteggiare nel rifornire i propri clienti;
- delineare le caratteristiche e la disponibilità delle diverse tipologie di risorse di flessibilità (tra cui lo stoccaggio) cui poi possono attingere le singole imprese. Le risorse di flessibilità disponibili alle imprese di vendita per soddisfare le proprie esigenze di modulazione sono, infatti, determinate, nella loro consistenza complessiva, dalle risorse di flessibilità disponibili al sistema nella sua interezza (sul mercato all'ingrosso del gas si scambia, ma non si crea, flessibilità). A livello micro, tuttavia, oltre alla disponibilità delle singole fonti primarie di flessibilità riveste particolare importanza anche la disponibilità di strumenti che ne consentano un'agevole scambio tra gli operatori (ad es. con la possibilità di una loro compravendita tra gli operatori attraverso il mercato *spot* di forniture infrannuali di gas o, in futuro, attraverso un mercato del bilanciamento);
- individuare l'impatto che la necessità di garantire la sicurezza del sistema - nel contesto della dotazione infrastrutturale e del livello di domanda via via esistente - ha determinato sulle modalità di utilizzo dello stoccaggio e delle altre risorse di flessibilità. È opportuno avere presente con chiarezza che tra sicurezza e concorrenza non esiste in linea generale un trade-off⁷⁴, e che anzi una configurazione concorrenziale del sistema favorisce anche il raggiungimento degli obiettivi di sicurezza. Tuttavia, in Italia il disallineamento tra l'incremento delle disponibilità infrastrutturale e la crescita della domanda - nella fase iniziale di liberalizzazione e in un contesto di lunghi tempi di sviluppo di nuove infrastrutture - ha

⁷⁴ L'assenza di un trade-off tra concorrenza e sicurezza è stato anche espresso dal Commissario europeo per la concorrenza N. Kroes, in un intervento del marzo 2007: *"Europe's energy policy objectives of security of supply, sustainability and competitiveness are consistent. The supposed "trade-offs" between these objectives are largely illusory. There are win-win scenarios out there if we are brave enough to grasp them. A competitive internal market for electricity and gas will not only deliver efficiency, it will also improve security of supply and make prices more competitive by opening up the possibility to more companies to invest. It is clear to me that competition is key for delivering a better-functioning internal market, security of supply, and, in the long term, lower prices"*. (Cfr. Lo SPEECH/07/212 sul sito della commissione europea <http://ec.europa.eu>).

comportato l'adozione di misure d'emergenza a garanzia della sicurezza che hanno compresso le potenzialità concorrenziali del sistema. In particolare negli a.t. dal 2004/05 al 2008/09 è stata imposta la massimizzazione delle importazioni di gas nel periodo invernale, con impatti evidenti anche sull'utilizzo dello stoccaggio. Pur essendo chiaro che lo stoccaggio svolge un ruolo fondamentale per la sicurezza del sistema, in un contesto di maggiore disponibilità di infrastrutture e gas, è tuttavia necessario che essa sia perseguita con strumenti di mercato o comunque tali da non distorcerne il funzionamento e lo sviluppo sotto il profilo concorrenziale⁷⁵.

189. In quanto segue verranno innanzitutto svolte alcune considerazioni sullo scenario del sistema gas all'interno del quale si inquadrano le osservazioni successive. Segue, quindi, un'analisi dell'andamento della domanda aggregata, nonché una rassegna della disponibilità e dell'utilizzo della flessibilità in Italia negli ultimi quattro anni termici (dall'a.t. 2004/05 all'a.t. 2007/08). Successivamente, si sposterà l'attenzione sul livello micro, analizzando le risorse di flessibilità che sono a disposizione delle singole imprese di vendita e l'evoluzione dell'utilizzo di tali risorse negli ultimi anni termici. L'obiettivo generale dell'analisi è quello di delineare le caratteristiche della flessibilità in generale e dello stoccaggio in particolare come *input* per le attività di vendita. Si osserverà che lo stoccaggio svolge un ruolo di particolare importanza soprattutto per alcune di tali attività – la vendita ai clienti finali termoelettrici ed industriali –, ma per motivi diversi, che si cercherà di porre in evidenza, l'accesso allo stoccaggio è spesso precluso a chi intenda svolgerle.

III.A. L'analisi aggregata

a. Considerazioni sull'evoluzione dello scenario tra l'a.t. 2004/05 e l'a.t. 2007/08

190. Il sistema del gas nazionale si è dimostrato “corto” negli a.t. 2004/05 e 2005/06, nel senso che le risorse complessivamente disponibili a livello di sistema ai fini della copertura della domanda nazionale di gas, ed in particolare della sua modulazione invernale, non sono state sufficienti a soddisfare la stessa senza il ricorso allo stoccaggio strategico e l'applicazione di misure di emergenza, di seguito descritte, che hanno inciso sia sul lato della disponibilità di gas per il sistema, che sul lato dei consumi di gas.

191. La costante crescita nei consumi di gas naturale non risulta essere stata, infatti, accompagnata da adeguati investimenti in infrastrutture – in particolare per l'importazione e lo stoccaggio – a fronte di una produzione nazionale in costante e progressiva diminuzione. In tale senso le infrastrutture a tale data esistenti non sono state sufficienti ad assicurare né la sicurezza delle forniture, né un mercato sufficientemente liquido affinché si sviluppasse un contesto concorrenziale, a partire dal mercato a monte dell'approvvigionamento di gas.

192. Sotto il profilo della sicurezza, tale affermazione, ampiamente condivisa sia a livello istituzionale che dagli operatori di mercato, è confermata nei fatti. Negli a.t. 2004/05 e 2005/06 il sistema non è stato in

⁷⁵ Tali considerazioni risultano tanto più significative nella prospettiva della progressiva integrazione dei mercati italiani del gas e dell'energia elettrica con gli altri mercati europei e tenuto conto della rilevanza delle interconnessioni con tra gli stessi. In particolare, misure per la sicurezza del sistema gas che incidono autoritativamente sull'offerta di gas non consentono che la scarsità relativa della stessa possa tradursi in un efficiente segnale di prezzo per imprese e consumatori. Data la rilevanza del gas come combustibile per la produzione termoelettrica tali distorsioni si trasmettono poi anche su settore elettrico, influenzano la convenienza relativa dell'energia elettrica prodotta sul territorio nazionale rispetto a quella estera.

grado di garantire il soddisfacimento della domanda complessiva senza il ricorso alle riserve cd strategiche ed a - onerose⁷⁶ - misure d'emergenza volte a massimizzare le importazioni e contenere i consumi di gas; in particolare, la riserva strategica erogata in tali a.t. è stata rispettivamente di circa 0,8 e 1,2 GSmc di gas, sui 5,1 GSmc di riserva strategica complessiva. Per quanto riguarda invece le misure di emergenza, nell'a.t. 2004/05 oltre alla massimizzazione delle importazioni si è fatto ricorso all'interrompibilità dei contratti di fornitura dei clienti finali e nell'a.t. 2005/06, in aggiunta a ciò, anche alla riduzione dei consumi civili (mediante diminuzione delle temperature consentite negli edifici e delle ore di riscaldamento giornaliero) e della massimizzazione dell'utilizzo dell'olio combustibile per la produzione di energia elettrica, in deroga alla disciplina ambientale (con un effetto complessivo, stimato, in termine di riduzione dei consumi di gas, per l'a.t. 2005/06 di circa 2 GSmc di gas).

193. Tali situazioni di emergenza gas si sono determinate sia in un contesto di inverno mediamente rigido, quale l'a.t. 2004/05, sia in un contesto di inverno anormalmente freddo, nell'a.t. 2005/06, accompagnato anche da una riduzione dell'*import* (dalla Russia) ed un aumento della domanda di gas per la produzione termoelettrica⁷⁷. Il potenziale di approvvigionamento di gas per il sistema è stato inadeguato a supportare *shock* - anche relativamente contenuti e statisticamente prevedibili - nella disponibilità e nei consumi di gas.

194. La procedura d'emergenza gas non è, invece, stata attivata negli a.t. 2006/07 e 2007/08, anche in ragione delle temperature particolarmente miti dei mesi invernali, che hanno ridotto la domanda di gas del settore civile con riguardo all'a.t. 2006/07, e dell'entrata in esercizio di nuova capacità per il sistema in entrambi gli a.t.: in particolare, l'entrata in esercizio a regime del gasdotto Greenstream (con un incremento della capacità disponibile dall'a.t. 2006/07, rispetto all'a.t. 2005/06 di circa 1,8 GSmc/a, per complessivi circa 8,8 GSmc/a), il potenziamento per 4 GSmc/a del gasdotto TAG (cd. *Loop 4*) dal gennaio 2007, il potenziamento dello stoccaggio con incremento della capacità di modulazione di circa 0,5 GSmc/a nell'a.t. 2006/07 e di ulteriori circa 0,4 GSmc/a nell'a.t. 2007/08 ed in ultimo le prime *tranche* dei potenziamenti dei gasdotti TTPC e TAG, entrambi per circa 3,2 GSmc/a da aprile 2008. Nel complesso, secondo le stime disponibili la capacità totale d'importazione è passata da circa 81 GSmc nell'a.t. 2004/05 a circa 95,2 GSmc nell'a.t. 2007/08⁷⁸, a fronte tuttavia di una diminuzione della produzione nazionale nello stesso periodo da circa 12 GSmc nell'a.t. 2004/05 a circa 9 GSmc nell'a.t. 2007/08. Tale capacità è aumentata recentemente, grazie all'entrata in esercizio, nell'ottobre 2008, della la seconda *tranche* del potenziamento TTPC per circa 3,3 GSmc, ed è inoltre destinata a incrementarsi ulteriormente nel prossimo futuro, per l'avviamento del

⁷⁶ A titolo di esempio si consideri che, durante l'emergenza gas dell'inverno 2005/06, sono stati riconosciuti alla sola Enel circa 66 milioni di euro a titolo di reintegrazione dei maggiori oneri sostenuti per l'utilizzo degli impianti di produzione alimentati ad olio combustibile, con un conseguente aggravio pagato in tariffa dai consumatori. Il Presidente dell'AEEG Alessandro Ortis ha inoltre osservato che "*Le politiche di emergenza, oltre ad obbligare gli esercenti a modificare il proprio mix produttivo verso combustibili meno "puliti" e più costosi del gas, vincolano l'Autorità ad adeguare le proprie deliberazioni in materia, intaccando anche la stabilità regolatoria indispensabile per il mercato*", cfr. la Memoria per l'audizione presso la Xa Commissione Industria Commercio, Turismo del Senato, del 12 novembre 2008, avente ad oggetto "*L'indagine conoscitiva sulla dinamica dei prezzi della filiera dei prodotti petroliferi e sulle ricadute dei costi dell'energia e del gas sui redditi delle famiglie e sulla competitività delle imprese*".

⁷⁷ E' noto infatti che in tale anno i mercati elettrici europei hanno efficientemente segnalato un differenziale di prezzo dell'energia elettrica tra l'Italia e l'estero, che ha inciso sulla convenienza relativa della produzione Italiana riducendo il saldo netto *import-export* di energia elettrica.

⁷⁸ Per le capacità dei gasdotti upstream si è fatto riferimento ai dati riportati in ENI, 2005, "*Annual Report on Form 20-F 2004*" ed ENI, 2007, "*Annual Report on Form 20-F 2006*" (www.eni.it). Si osserva al riguardo come non è noto se le stesse sono capacità tecniche dei gasdotti o i volumi importabili su tali infrastrutture sulla base dei contratti di importazione esistenti, cui tali infrastrutture sono funzionali.

nuovo impianto di rigassificazione di Rovigo, a partire dalla primavera del 2009 e per una capacità di 8 GSmc/a regime, e della seconda *tranche* del potenziamento del TAG attesa per l'ottobre 2009⁷⁹.

195. Anche se esula dal tema della presente indagine, è bene quindi anche accennare al tema dell'adeguatezza dello stoccaggio per quanto attiene alla garanzia di equilibrio fra domanda e offerta di gas in condizioni anomale rispetto a quelle attese in base all'andamento normale dei consumi e alla completa disponibilità delle infrastrutture di importazione. Si esaminerà questo aspetto sotto due differenti profili, interconnessi tra di loro: il primo è relativo alla disponibilità di volumi per l'esigenza di modulazione stagionale ed il secondo è relativo alla copertura delle punte giornaliere dei consumi.

196. In relazione alla disponibilità di volumi di stoccaggio per le esigenze di modulazione stagionale si possono prendere a riferimento le valutazioni dell'AEEG riportate nel documento per la consultazione 4 dicembre 2007, atto n. 51/07, recante "criteri per il conferimento della capacità di stoccaggio di gas naturale". In tale documento il fabbisogno di capacità di stoccaggio per il soddisfacimento delle esigenze di modulazione stagionale (periodo 15 novembre – 15 marzo) dei clienti di piccole dimensioni è valutato, sulla base di uno studio realizzato da Cesi relativo alla correlazione fra consumi per riscaldamento e temperature, tenendo conto di una disponibilità di flessibilità di approvvigionamento coerente con la flessibilità minima prevista per i contratti di approvvigionamento ai sensi dell'articolo 3, comma 8, del d.lgs n. 164/00. Il fabbisogno di stoccaggio risultante è pari rispettivamente a circa 8,9 GSmc per l'inverno mediamente rigido e a 11 GSmc per l'inverno rigido con frequenza ventennale. Ne deriva quindi che l'attuale capacità di stoccaggio di modulazione (che ricordiamo nell'anno termico 2008/2009 è stata pari a 8,5 GSmc) non è sufficiente a soddisfare le esigenze di modulazione dell'inverno mediamente rigido, con il conseguente probabile ricorso, in tali condizioni, all'utilizzo della riserva strategica data la consistenza inadeguata di strumenti alternativi per la modulazione stagionale, e la loro ripartizione fortemente asimmetrica fra imprese di vendita.

197. L'altro elemento è costituito dalla copertura delle punte giornaliere dei consumi. Sulla base di stime medie di consumo di gas da parte del settore industriale e dell'attuale sistema termoelettrico nazionale, in un giorno freddo il consumo di gas complessivo può essere superiore a 500 MSmc nel mese di gennaio mentre verso il termine del periodo di punta stagionale può essere superiore a 450 MSmc. Attualmente la potenzialità di immissione in rete del sistema italiano da importazioni e produzione nazionale si attesta intorno ai 306 MSmc/g⁸⁰; la disponibilità di immissione dal sistema di stoccaggio (comprensiva della punta dedicata al bilanciamento orario della rete di trasporto pari a circa 50 MSmc/g) invece è correlata al volume di gas presente in stoccaggio ed è massima in condizioni di massimo riempimento (capacità tecnica pari a circa 270 MSmc/g), si attesta a circa 150 MSmc/g al momento in cui il volume di gas in stoccaggio è pari alla riserva strategica, e declina velocemente con il progressivo prelievo delle riserve strategiche (attorno a 110 MSmc/g quando è stato prelevato circa 1 GSmc di gas strategico). Quindi, a fine inverno, l'offerta giornaliera complessiva del sistema può scendere a circa 420 MSmc/g, mentre la domanda può ancora raggiungere 450 MSmc/g in caso di punte di freddo particolarmente intense. Dal quadro descritto risulta

⁷⁹ Per una trattazione a più lungo termine dei progetti di investimento in nuove infrastrutture di importazione del gas per l'Italia si rimanda ad AEEG, 2008, "Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta". I progetti di investimento in potenziamenti e nuovi campi di stoccaggio sono invece già stati discussi nel precedente cap. III.

⁸⁰ Tale valore è pari al volume giornaliero di gas, riportato al PCS di 38,1 MJ/Smc, immesso in rete fra i giorni 26 e 30 gennaio 2009 in vigenza dell'obbligo di massimizzazione delle importazioni. Tale quantitativo sconta una riduzione parziale della disponibilità del sistema TTPC, per buona parte compensata dal trasferimento della capacità non disponibile sul gasdotto Greenstream.

quindi che il sistema è in grado di soddisfare agevolmente la domanda di gas fino al periodo centrale dell'inverno, mentre nel caso di stagione complessivamente, anche se non eccezionalmente, fredda il sistema non sarebbe in grado di far fronte a punte di freddo intenso alla fine dell'inverno, con una possibile scopertura dell'ordine dei 50 MSmc/g.

198. Negli anni 2006/2007 e 2007/2008, come sopra ricordato, per mitigare il rischio di mancanza di copertura delle punte, il Ministero ha posto in atto misure quali l'obbligo di massimizzazione delle importazioni sin dal mese di novembre e la promozione di un sistema di interrompibilità industriale. Si è trattato di misure opportune finalizzate a preservare la disponibilità di stoccaggio, ma che hanno inciso sulle iniziative delle imprese di vendita limitandone la possibilità di competizione sul mercato. Nell'anno 2008/2009 il Ministero non ha ritenuto necessario il preventivo ricorso alla massimizzazione delle importazioni, tenuto conto del mutato quadro di disponibilità di capacità di importazione a seguito del potenziamento (non ancora completato) dei sistemi di trasporto gas dall'Algeria e dalla Russia.

199. E' evidente che, se ai rischi del clima si sommassero altre cause di riduzione dell'offerta invernale, quali l'interruzione, accidentale o meno, delle importazioni da uno dei principali adduttori (con capacità dell'ordine di 90-95 MSmc/g), il sistema potrebbe quindi non essere in grado di soddisfare la domanda. Il recente contenzioso sui prezzi del gas fra Russia ed Ucraina, durante il quale sono state interrotte le immissioni del gas russo nella rete nazionale per 15 giorni e si sono registrate mancate consegne di gas per circa 1,1 GSmc, dimostra che l'interruzione delle forniture, anche prolungata, in un punto di entrata non è una possibilità remota. Per fronteggiare il venir meno delle importazioni dalla Russia il Ministero ha disposto la massimizzazione delle importazioni. La situazione di criticità del sistema non ha però comportato il mancato soddisfacimento della domanda anche per effetto di una serie di circostanze favorevoli, ed in particolare:

- l'interruzione delle importazioni dalla Russia ha avuto durata limitata: ha avuto inizio e si è risolto nel mese di gennaio, nel quale, come sopra riportato, la disponibilità di erogazione da stoccaggio è generalmente prossima ai valori massimi;
- nel periodo non si sono verificate punte eccezionali di freddo;
- l'andamento della stagione è stato caratterizzato da un livello dei consumi più basso del previsto, sia in ragione del ridotto consumo industriale e termoelettrico prevalentemente legato alla congiuntura economica sia in ragione di una stagione globalmente più calda della media; tali fattori hanno contribuito ad un ricorso moderato allo stoccaggio nel periodo precedente al contenzioso ed alla conseguente preservazione della disponibilità di erogazione da stoccaggio.

La situazione sarebbe certamente stata più difficilmente fronteggiabile ove fosse avvenuta verso la fine dell'inverno.

200. Per fronteggiare adeguatamente situazioni quali quella sopra ipotizzata (stagione globalmente fredda e concomitante interruzione delle immissioni in rete presso un punto di entrata inerconnesso con le importazioni nella fase finale dell'inverno), senza il ricorso a pesanti interventi a riduzione della domanda, il sistema del gas dovrebbe disporre di una capacità di immissione aggiuntiva rispetto all'attuale di almeno 120 MSmc/g. Questo è un valore molto rilevante se confrontato con gli investimenti in corso per il potenziamento della capacità di importazione: il terminale di Gnl che è in via di ultimazione al largo di Rovigo avrà una capacità massima di rigassificazione di circa 25 MSmc/g.

b. La domanda nazionale di gas e la sua modulazione

La modulazione stagionale

201. La domanda nazionale di gas è caratterizzata da un'elevata stagionalità, ovvero variazione tra estate e inverno, descritta nel grafico successivo, nel quale l'andamento della domanda giornaliera viene messo a confronto con la media del consumo giornaliero di gas registrato in estate (cfr. Figura 3).

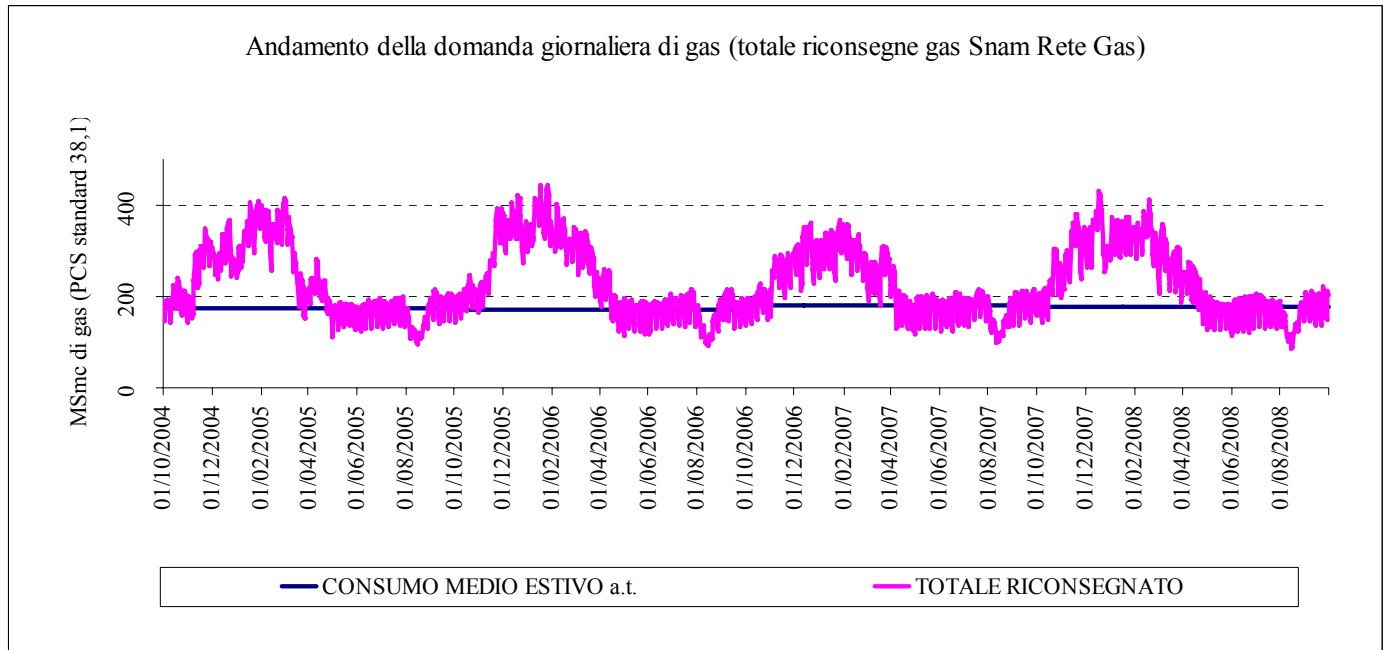


Figura 3

Fonte: elaborazioni su dati Snam Rete Gas.

202. La sottostante Figura 4 illustra l'andamento della domanda di gas dei diversi segmenti di consumo, suggerendo l'idea che la modulazione stagionale sia attribuibile quasi esclusivamente al consumo domestico (che rappresenta la maggioranza dei consumi serviti dagli impianti di distribuzione).

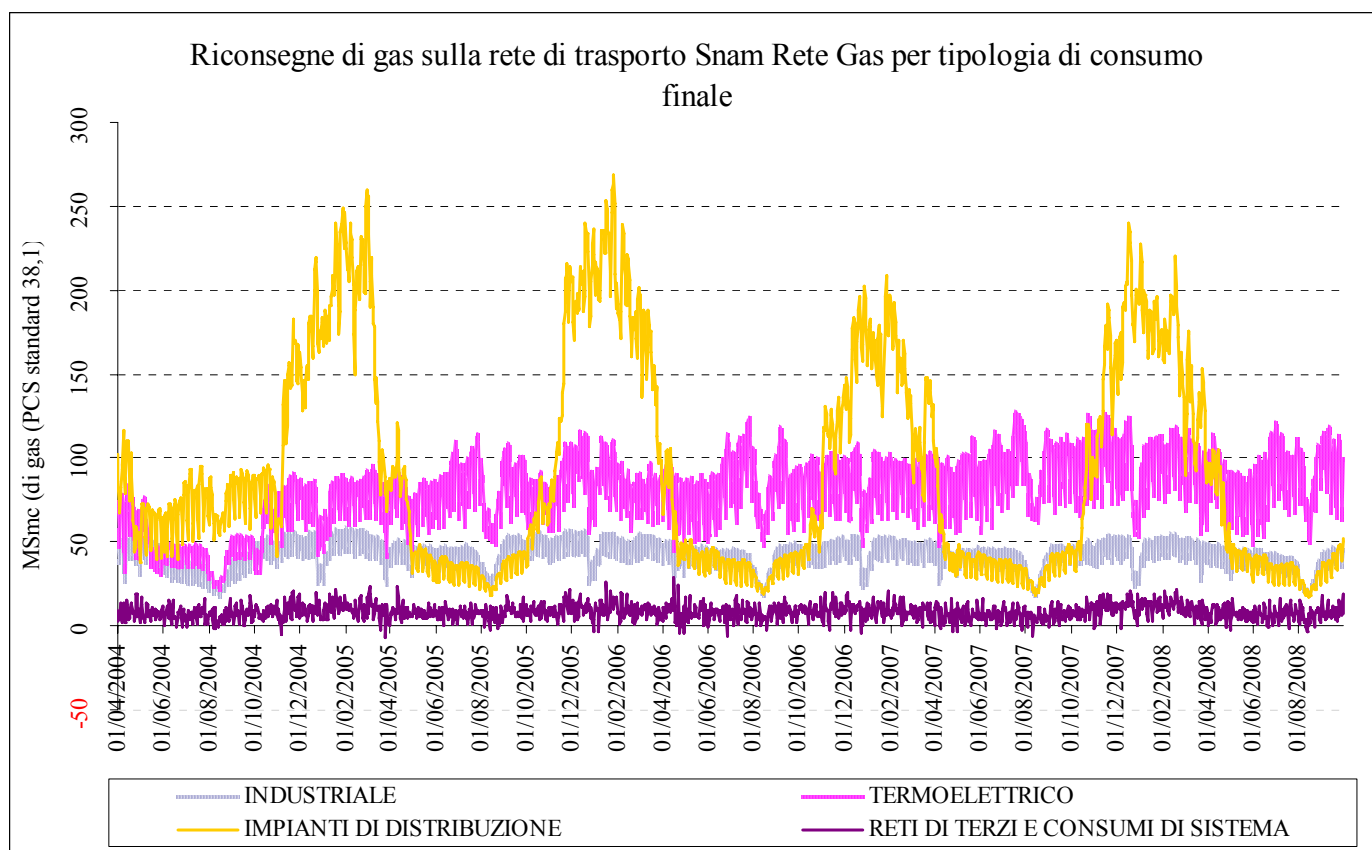


Figura 4

Fonte: elaborazioni su dati Snam Rete Gas.

203. Per lo studio dei fenomeni collegati alle oscillazioni stagionali della domanda di gas si possono utilizzare i concetti di *swing* e *swing ratio*⁸¹. Lo *swing* non è altro che la rappresentazione in forma sintetica di una oscillazione stagionale, ed è definito, per ciascun anno termico, come la differenza tra il valore assunto da una variabile (ad esempio la domanda di gas) nei mesi invernali (da ottobre a marzo) e quello assunto dalla medesima variabile nei mesi estivi (da aprile a settembre). Se la variabile è ciclica (più elevata d'inverno che d'estate, come la domanda di gas) lo *swing* sarà pertanto un numero positivo, tanto più elevato quanto maggiore è la differenza tra inverno ed estate; se la variabile è piatta lo *swing* sarà intorno allo zero; se la variabile è contro ciclica (più elevata d'estate che d'inverno) lo *swing* avrà un valore negativo. Per relativizzare l'ampiezza della variazione e poter confrontare la modulazione di diverse variabili si può calcolare lo *swing ratio*, che rappresenta il rapporto tra lo *swing* e la somma delle due componenti, invernale ed estiva, della variabile considerata⁸². Di seguito si farà ampio uso di questi concetti, che hanno, per l'analisi della flessibilità nel settore del gas, due notevoli vantaggi:

- consentono di rappresentare in maniera sintetica la modulazione delle grandezze osservate, nonché di confrontare la modulazione di due diverse grandezze;
- consentono di ripartire la modulazione di una variabile nelle sue componenti (ad esempio la domanda aggregata di gas nella modulazione della domanda delle diverse tipologie di clienti finali).

⁸¹ Cfr. Höffler F., Kübler M., 2006, "Demand for storage of natural gas in north-western europe. Trends 2005-2030", Preprints of the Max Planck Institute for Research on Collective Goods, Bonn 2006/9.

⁸² Se D_w è la domanda invernale di gas e D_s quella estiva, lo swing S sarà $S = D_w - D_s$ e lo swing ratio R sarà $R = S / (D_w + D_s)$.

204. Una prima applicazione dei concetti di *swing* e *swing ratio* si può avere proprio in relazione all'andamento della domanda di gas. Lo *swing* della domanda di gas è definito, per ciascun anno termico, come la differenza tra i consumi di gas totali nei mesi invernali (da ottobre a marzo) e i consumi totali dei mesi estivi (da aprile a settembre). Lo *swing* corrisponde ai consumi al di sopra dei consumi medi estivi (cfr. Figura 3) e quindi all'effettiva entità della modulazione stagionale della domanda di gas⁸³. Lo *swing ratio* è il rapporto tra lo *swing* e i consumi complessivi annuali.

205. Nella seguente Tabella 18 sono riportati, per il periodo considerato (a.t. 2004/05 - a.t. 2007/08), gli *swing* e gli *swing ratio* della domanda di gas e delle sue principali componenti settoriali: industriale, termoelettrica, impianti di distribuzione (prevalentemente consumi civili) e altro (reti di terzi rispetto alla rete principale di Snam Rete Gas e consumi di sistema).

<i>Domanda nazionale di gas* e swing in GSmc di gas e swing ratio</i>						
<i>Anno termico</i>		<i>2004/05</i>	<i>2005/06</i>	<i>2006/07</i>	<i>2007/08</i>	<i>Media</i>
<i>Domanda nazionale di gas</i>	<i>complessiva</i>	83,5	86,9	81,1	87,5	84,8
	- <i>industriale</i>	16,3	15,9	15,4	15,3	15,7
	- <i>termoelettrica</i>	28,0	30,9	32,7	34,4	31,5
	- <i>impianti di distribuzione</i>	36,0	37,0	30,3	34,6	34,5
	- <i>altro</i>	3,1	3,2	2,7	3,3	3,1
<i>Swing della domanda</i>	<i>complessivo</i>	20,2	24,0	16,9	22,8	21,0
	- <i>industriale</i>	1,0	1,4	1,0	1,4	1,2
	- <i>termoelettrica</i>	-1,7	0,3	-0,9	1,6	-0,2
	- <i>impianti di distribuzione</i>	20,6	22,0	16,3	19,2	19,5
	- <i>altro</i>	0,3	0,3	0,5	0,7	0,5
<i>Swing ratio della domanda</i>	<i>complessivo</i>	0,24	0,28	0,21	0,26	0,25
	- <i>industriale</i>	0,06	0,09	0,07	0,09	0,08
	- <i>termoelettrica</i>	-0,06	0,01	-0,03	0,05	-0,01
	- <i>impianti di distribuzione</i>	0,57	0,59	0,54	0,56	0,56
	- <i>altro</i>	0,10	0,09	0,19	0,22	0,15

Tabella 18

* dati di consumo in termini di riconsegne sulla rete Snam Rete Gas.

Fonte: elaborazioni su dati Snam Rete Gas.

206. I dati in tabella riportano, tra l'altro, lo *swing* della domanda aggregata e quello delle sue componenti, confermando che la modulazione stagionale è prevalentemente riconducibile ai consumi relativi agli impianti di distribuzione e, dunque, principalmente ai consumi per il riscaldamento dei clienti finali domestici e affari del segmento commercio e servizi⁸⁴. Analoga indicazione è data dal livello di *swing ratio*, sensibilmente più elevato per i consumi attribuibili agli impianti di distribuzione, per i quali la differenza tra consumo invernale e consumo estivo ammonta a oltre la metà del totale dei consumi. Ben più costanti nel corso dell'anno risultano i consumi industriali, per i quali tale differenza non raggiunge il 10%

⁸³ Come vedremo, è possibile effettuare un'analisi simile anche dal lato dell'offerta, calcolando lo *swing* delle risorse, il quale individua l'entità delle singole fonti di flessibilità utilizzata per soddisfare la modulazione stagionale della domanda di gas.

⁸⁴ A dati 2006, il 76% dei volumi di gas venduti a clienti finali allacciati a livello di impianti di distribuzione riguarda consumi di clienti domestici e del commercio e servizi (il 93% dei volumi di gas consumati da tali clienti afferiscono, inoltre, a clienti di piccola dimensione con consumi da gas inferiori ai 200.000 Smc di gas/anno).

del totale dei consumi, mentre i consumi termoelettrici sono addirittura in certi casi leggermente controciclici (la differenza tra consumi invernali e consumi estivi è negativa in due anni su quattro, presumibilmente anche in ragione dell'utilizzo intensivo dell'energia elettrica in estate a fini di condizionamento e del *trend* crescente dei consumi termoelettrici⁸⁵).

207. Atteso che la modulazione stagionale della domanda dipende dai consumi per uso riscaldamento dei clienti finali, su di essa incidono in modo particolare le temperature registrate in inverno: l'inverno dell'a.t. 2004/05 ha registrato temperature sostanzialmente nella media (*swing ratio* aggregato 0,24, *swing ratio* della domanda domestica 0,57); l'inverno dell'a.t. 2005/06 è stato rigido, con contestuale aumento della domanda termoelettrica ed adozione delle misure d'emergenza gas anche a fini di riduzione della domanda di gas⁸⁶ (*swing ratio* aggregato 0,28, *swing ratio* della domanda domestica 0,59); l'inverno dell'a.t. 2006/07 è stato invece mite (*swing ratio* aggregato 0,21, *swing ratio* della domanda domestica 0,54)⁸⁷. L'inverno 2007/08 è tornato a far registrare temperature sostanzialmente nella media (*swing ratio* aggregato 0,26, *swing ratio* della domanda domestica 0,56).

La modulazione giornaliera

208. Oltre a quella stagionale, la domanda di gas presenta anche una variazione giornaliera, la quale, a differenza della precedente, interessa in misura sensibile anche i clienti industriali e termoelettrici⁸⁸. Tale modulazione giornaliera della domanda, oltre che essere evidenziata dai dati di consumo giornaliero di cui alla Figura 4, emerge anche guardando all'incidenza delle variazioni giornaliere sul consumo complessivo dell'anno termico.

209. Nella Tabella 19 è riportata l'incidenza della somma delle variazioni giornaliere (in valore assoluto) dei consumi, sui consumi complessivi dell'anno termico. Tali dati confermano la presenza di una non marginale modulazione giornaliera dei consumi di gas (8-12%), più accentuata per i clienti termoelettrici.

<i>Incidenza sui consumi complessivi dell'anno termico della somma delle variazioni giornaliere in valore assoluto dei consumi</i>					
<i>Anno termico</i>	<i>2004/2005</i>	<i>2005/2006</i>	<i>2006/2007</i>	<i>2007/2008</i>	<i>Media</i>
<i>Industriale</i>	8%	8%	8%	8%	8%
<i>Termoelettrico</i>	11%	12%	12%	12%	12%
<i>Impianti di distribuzione</i>	8%	7%	8%	8%	8%

Tabella 19

Fonte: elaborazioni su dati Snam Rete Gas.

210. Le oscillazioni giornaliere della domanda di gas, pur essendo quantitativamente meno rilevanti della modulazione stagionale dei consumi dei clienti allacciati agli impianti di distribuzione (prevalentemente

⁸⁵ In effetti, poiché negli anni termici viene prima il semestre invernale e poi quello estivo, una variabile che non abbia ciclicità stagionale ma mostri un andamento crescente nel tempo può apparire controciclica in quanto, a causa del *trend* crescente, i valori assunti nel secondo semestre (estivo) sono più elevati di quelli del primo semestre (invernale).

⁸⁶ Cfr. AEEG, 2005, 2006 e 2007, "Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta" (www.autorita.energia.it) e Di Domenico M., 2007, "L'emergenza gas in Italia: premesse, fatti, interventi", Economia e Politica Industriali, n. 2.

⁸⁷ Cfr. Gallanti M., Borgarello M., Gelmini A., 2006, "Le criticità del sistema gas per l'inverno 2006-2007", "L'Energia Elettrica", n. luglio/agosto 2006.

⁸⁸ La domanda di gas evidenzia anche una modulazione oraria, della quale tuttavia non ci si occupa in maniera approfondita nella presente indagine in quanto la modulazione oraria della domanda non è soddisfatta dalle imprese attive, in concorrenza tra loro, nella vendita di gas, bensì dall'operatore della rete di trasporto nazionale Snam Rete Gas.

domestici e del commercio e servizi), appaiono comunque significative. Rispetto alla modulazione stagionale è anche più difficile individuare le cause delle oscillazioni giornaliere. In parte le stesse appaiono connesse ai cicli produttivi industriali (e quindi anche ai periodi di fermo degli impianti nei fine settimana e nei classici periodi di chiusura per ferie e festività), nonché alla variabilità della domanda termoelettrica, la quale è influenzata (oltre che dai consumi dei clienti finali dell'energia elettrica) dai differenziali di prezzo di vendita dell'energia elettrica che si possono venire a determinare sulle borse elettriche dei vari paesi europei.

Domanda attesa (“programmabile”) e domanda effettiva (“da bilanciare”)

211. In aspetto importante della modulazione della domanda, sia di quella stagionale che di quella giornaliera, è il suo grado di prevedibilità. Come si vedrà meglio in seguito, l'anticipo con il quale è possibile prevedere il fabbisogno effettivo di gas rileva in quanto le diverse risorse di flessibilità necessitano di un certo tempo per essere azionate, e lo stoccaggio rappresenta la fonte di flessibilità che può essere mobilitata nel tempo minore.

212. È evidente che, soprattutto per quanto concerne la modulazione stagionale, ma in parte anche per quella giornaliera, le oscillazioni della domanda si ripetono e sono dunque, nelle loro linee generali in buona parte, prevedibili. In altre parole, sia in termini di fabbisogno aggregato che di necessità di copertura per le singole imprese di vendita, è possibile fare delle previsioni con significativo anticipo in merito alla modulazione dell'offerta necessaria per far fronte alla maggior domanda invernale (ad esempio realizzando stime del profilo aggregato del consumo, completate sulla base delle previsioni meteorologiche) ma anche per seguire la componente prevedibile giornaliera della domanda non residenziale (stimando ad esempio la riduzione attesa dei consumi nei fine settimana e nei giorni festivi rispetto ai giorni lavorativi).

213. Per ciò che qui rileva, è importante notare che, in ogni caso, anche con riguardo alle più accurate previsioni sull'andamento della domanda giornaliera, realizzate a ridosso del momento di consumo (ad esempio il giorno precedente), residua comunque un fisiologico margine di incertezza, anche dovuta al fatto che i contratti di vendita di gas ai clienti finali sono comunemente contratti di somministrazione o comunque con ampi margini di flessibilità nei ritiri di gas. Ogni giorno, pertanto, la quantità immessa in rete da ogni impresa di vendita sarà – magari leggermente – diversa da quella prelevata dai suoi clienti⁸⁹.

214. A livello di sistema tale incertezza, e la quota di domanda inattesa (in eccesso o in difetto) che ne deriva rappresenta una quota minoritaria della modulazione complessiva della domanda, e non è problematica⁹⁰. L'incertezza sulla modulazione giornaliera è invece un problema più importante per quanto concerne l'attività delle singole imprese di vendita, che sono chiamate a mobilitare risorse di flessibilità per bilanciare la propria posizione e far fronte agli squilibri non previsti così generati.

215. Coerentemente con quanto sopra illustrato, nel seguito si farà riferimento a:

⁸⁹ In particolare, anche nei contratti di vendita di gas non strettamente di somministrazione, pur essendo di norma stabilito un volume annuo massimo di gas, un prelievo massimo giornaliero ed eventualmente, volumi massimi e minimi mensili o stagionali, restano comunque ampi margini di flessibilità nei ritiri utilizzabili dal cliente finale.

⁹⁰ Fatti salvi i casi in cui la stessa domanda attesa è prossima alla disponibilità massima di gas del sistema.

- *esigenze di modulazione programmabili*, con riguardo alla modulazione della domanda attesa, come visto principalmente rappresentata dalla modulazione stagionale dei clienti domestici e del commercio e servizi;
- *esigenze di modulazione per il bilanciamento giornaliero*, con riguardo alla modulazione della domanda non prevedibile ed afferente gli scostamenti della domanda effettiva rispetto a quella attesa, rilevanti anche per i clienti termoelettrici e industriali.

c. Le caratteristiche delle risorse di flessibilità disponibili

216. Di seguito si analizzano brevemente le fonti di flessibilità cui si è fatto ricorso, in Italia, negli ultimi anni per soddisfare le esigenze di modulazione programmabili e per il bilanciamento giornaliero della domanda, sopra individuate.

217. A livello aggregato, rilevano in particolare le caratteristiche delle singole risorse e il tipo di esigenza di modulazione a cui consentono di far fronte, nonché la loro dotazione quantitativa complessiva. Le risorse di flessibilità di cui dispone il sistema sono comunque le stesse che dovrebbero garantire, oltre alla sua sicurezza, anche lo svolgimento in concorrenza di alcune attività della filiera, in particolare della vendita. La caratterizzazione in termini aggregati (appunto “di sistema”) delle fonti di flessibilità esistenti in Italia costituisce pertanto il punto di partenza anche per la comprensione del tipo di strumenti che le imprese di vendita hanno a disposizione per soddisfare le proprie esigenze di modulazione.

218. In via generale, la domanda di gas può essere soddisfatta unicamente tramite l'utilizzo di gas prodotto sul territorio nazionale, di gas importato dall'estero (tramite gasdotti o rigassificatori) ovvero tramite l'utilizzo di gas precedentemente stoccato. Per adeguare l'offerta alle modulazioni, attese o inattese, della domanda di gas si deve, pertanto, modificare il tasso con il quale si attinge allo stoccaggio, alla produzione nazionale o alle importazioni, vale a dire si deve sfruttare la flessibilità tipiche delle diverse modalità di accesso alla risorsa gas. Tale flessibilità ha caratteristiche specifiche in termini di:

- possibilità di variare il quantitativo di gas giornalmente immesso in rete, all'interno di una fascia prestabilita, , rispetto al quantitativo medio giornaliero (e quindi a parità di volumi annuali): *flessibilità giornaliera* ;
- possibilità di variare anche le quantità annuali di gas immesse in rete, all'interno di una fascia prestabilita, rispetto a un volume annuo definito contrattualmente : *flessibilità annuale*;
- anticipo con il quale è stabilito il quantitativo giornaliero immesso in rete: *flessibilità nelle nomine*.

219. Le prime due forme di flessibilità – giornaliera e annuale – rilevano in particolare per valutare l'utilizzabilità di una risorsa ai fini delle esigenze di modulazione programmabile, mentre la terza – flessibilità nelle nomine – è determinante per valutare l'idoneità di una risorsa a soddisfare le esigenze di modulazione per il bilanciamento giornaliero. Affinché una risorsa sia idonea a soddisfare le esigenze di bilanciamento giornaliero è infatti essenziale che la stessa consenta la variazione del flusso in rete di gas nel medesimo giorno di consumo ovvero in un tempo prossimo a quello in cui si presenta l'esigenza di modulazione espressa dalla domanda.

220. Come meglio esaminato nel seguito, alla flessibilità delle diverse risorse è associato un costo, che sarà tanto maggiore quanto più elevato è il grado di flessibilità. Inoltre, variazioni del gas immesso in rete

oltre le fasce prestabilite, in generale comportano l'applicazione di penali contrattuali, il cui livello influenza il costo opportunità dell'utilizzare più flessibilità di quella prestabilita.

Flessibilità dello stoccaggio di gas

221. Con riguardo allo stoccaggio occorre innanzitutto rilevare che lo stoccaggio è in sé una fonte di flessibilità, in quanto consente di utilizzare in maniera più modulata i flussi di gas che vengono immessi nel sistema dalla produzione nazionale o dall'importazione. Lo stoccaggio è inoltre anche di per sé flessibile, ed in questo paragrafo si guarderà alle caratteristiche dello stoccaggio sotto questo secondo profilo, evidenziato dalla sua flessibilità giornaliera, annuale e nelle nomine. In particolare, ad oggi, i servizi di stoccaggio disponibili alle imprese di vendita:

- consentono di modificare il profilo giornaliero d'immissione in rete di gas (*flessibilità giornaliera*), grazie all'utilizzo delle prestazioni in iniezione ed erogazione del gas (fino al massimo della punta giornaliera in iniezione/erogazione) ed anche alla possibilità di realizzare il c.d. controflusso (erogazione di gas da stoccaggio nella fase estiva di iniezione e immissione di gas in stoccaggio nella fase invernale di erogazione);
- consentono di modificare anche le quantità annuali di gas immesse in rete rispetto alla quantità "negoziata" ovvero allo spazio di stoccaggio allocato all'impresa di vendita (*flessibilità annuale*), entro certi limiti; nel sistema italiano, come rilevato nel cap. I, esiste un vincolo all'utilizzo integrale dello spazio allocato in fase d'iniezione, e dei vincoli massimi (ma non minimi) di utilizzo in fase di erogazione⁹¹;
- prevedono *flessibilità nelle nomine* molto brevi che, per l'impresa di vendita, si concretizzano nella possibilità di utilizzare lo stoccaggio come risorsa di "default" che assicura il bilanciamento tra immissioni e prelievi di gas dalla rete a livello giornaliero (l'utilizzo per il bilanciamento giornaliero della posizione in rete delle imprese di vendita è, come visto, realizzato da Snam Rete Gas per conto dell'impresa che dispone di gas in stoccaggio)⁹².

222. Lo stoccaggio disponendo di flessibilità giornaliera e annuale, nonché di tempi di reazione molto brevi, è uno strumento utilizzabile sia per le esigenze di modulazione programmabile che per le esigenze di modulazione per il bilanciamento giornaliero. In particolare, lo stoccaggio, prevedendo un ciclo principale che si articola in una fase d'immissione in estate e d'erogazione in inverno, è funzionale alla copertura della modulazione stagionale della domanda ed anche – grazie alla possibilità di variare il flusso giornaliero in immissione/erogazione ed ai servizi in controflusso – alla modulazione giornaliera della stessa. I tempi di reazione nelle nomine estremamente brevi (inferiori al giorno) rendono poi lo stoccaggio la risorsa principe per la copertura delle esigenze di bilanciamento giornaliero della domanda.

⁹¹ E' chiaro che tali limiti di utilizzo non dipendono soltanto dalle caratteristiche tecniche dello stoccaggio, ma sono influenzati dal contesto generale del sistema gas. Ad esempio, l'introduzione di forti disincentivi (penali) al non completo riempimento dello spazio di stoccaggio conferito, è anche funzionale, in ragione della scarsità della risorsa stoccaggio, ad assicurare l'integrale disponibilità della stessa per l'inverno, sia in termini di spazio che di punta.

⁹² Va considerato che anche gli impianti di rigassificazione possono variare la propria immissione di gas in rete in tempi molto contenuti ed in alcuni paesi (ed in particolare in Spagna) costituiscono una fonte essenziale per il bilanciamento della domanda. L'entità di tale variazione, che nel sistema italiano non è attualmente rilevante, è comunque condizionata dalla capacità di stoccaggio dell'impianto di rigassificazione e dai vincoli di gestione operativa connessi alla ricezione del Gnl via nave.

Flessibilità della produzione nazionale di gas

223. La produzione di gas, nel territorio italiano, presenta un profilo d'immissione di gas in rete sostanzialmente lineare (e decrescente nel tempo, dato il progressivo esaurirsi delle riserve) determinato unilateralmente dalle esigenze di produzione del giacimento, per ragioni che sono ricondotte all'ottimizzazione tecnica ed economica della coltivazione dei giacimenti di gas esistenti, ed attualmente non è utilizzata per rispondere alle esigenze di modulazione della domanda, né programmabili né tanto meno di bilanciamento giornaliero⁹³. Vale a dire che la produzione nazionale italiana di gas non contribuisce, in sostanza, alla flessibilità disponibile per il sistema e per le imprese⁹⁴.

224. La normativa di settore prevede inoltre, come visto, l'accesso prioritario da parte dei produttori di gas nazionale ad una parte della capacità di stoccaggio, c.d. stoccaggio minerario (per circa 0,5/0,4 GSmc di spazio di stoccaggio/anno)⁹⁵.

Flessibilità delle importazioni di gas

225. Quanto alle importazioni di gas tramite gasdotti e rigassificatori, le caratteristiche tecniche di tali infrastrutture sono tali per cui un loro utilizzo intensivo determinerebbe l'immissione di gas in rete in forma sostanzialmente costante. È evidente, del resto, che un utilizzo intensivo di gasdotti e rigassificatori con forniture non modulate consente di ripartire gli onerosi costi fissi sulla maggior quantità possibile di prodotto.

226. In linea con tali caratteristiche, da un lato, l'accesso alla capacità di tali infrastrutture è principalmente regolato da contratti di lungo periodo *ship or pay*, e dall'altro, le importazioni sono poi in gran parte contrattualizzate tramite contratti di approvvigionamento di lungo periodo con clausole *take or pay* (TOP)⁹⁶.

227. Ciononostante, i contratti di importazione possono anche contenere delle clausole che prevedono una certa flessibilità nei ritiri giornalieri e annuali, che si riflettono, in misura anche significativa, sul costo d'acquisto del gas, tanto più elevato quanto maggiori sono le flessibilità contrattuali negoziate⁹⁷.

⁹³ In alcuni paesi europei, quali Danimarca, Olanda e Regno Unito, che dispongono di giacimenti di gas flessibili la produzione nazionale costituisce invece una importante risorsa di flessibilità per soddisfare la modulazione della domanda di gas.

⁹⁴ Quanto alle prospettive future di sviluppo di campi di produzione di gas più "flessibili", si rileva che la produzione nazionale è in fase di declino, ed è passata da 14,4 GSmc di gas/a nel 2004 a 9,7 nel 2007 (Cfr. AEEG, 2007, "*Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*", pag. 121). Il trend discendente della produzione nazionale è ascrivibile principalmente al progressivo declino produttivo dei campi maturi, sia terrestri che marini, e alla limitata messa in produzione di nuove risorse. Tuttavia, lo sviluppo di liquidità nel mercato all'ingrosso del gas con l'associata indicazione del valore del prezzo *spot* del gas e delle risorse di flessibilità potrebbe indurre i produttori nazionali a modificare le proprie politiche di sfruttamento dei giacimenti al fine della modulazione della propria offerta.

⁹⁵ Cfr. il "*Comunicato ai sensi dell'art. 2 del DM 9 maggio 2001 e dell'articolo 2 del DM 26 settembre 2001 in materia di stoccaggio minerario*" del MSE del 23 gennaio 2008, il quale individua in 412 milioni di mc di gas la richiesta complessiva ammessa a stoccaggio minerario per l'a.t. 2008/09.

⁹⁶ Cfr. AEEG, 2007, "*Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*", pag. 98.

⁹⁷ Inoltre, l'utilizzo flessibile di un contratto di approvvigionamento (per quanto le relative flessibilità siano stata già negoziate e quindi, pagate in termini di prezzo di acquisto del gas oggetto del contratto) comporta un ritiro di gas inferiore al quantitativo negoziato ed un sottoutilizzo delle infrastrutture di importazione (utilizzo della capacità disponibile basso in estate a fronte dell'integrale utilizzo della stessa in inverno).

228. Le clausole di flessibilità consentono di modulare il flusso del gas in modo da tener conto, almeno parzialmente, dell'andamento della domanda. L'esistenza (e il grado) di flessibilità delle importazioni dipende esattamente da queste clausole e dalla banda di fluttuazioni che le stesse prevedono rispetto alla ACQ (*Annual Contract Quantity*), vale a dire rispetto alla quantità annuale di gas oggetto del contratto di approvvigionamento di gas TOP di lungo periodo.

229. In via generale, alla ACQ corrisponde una DCQ (o *Daily Contract Quantity*, pari all'ACQ/365). I contratti di approvvigionamento prevedono, di norma, delle *flessibilità nei ritiri giornalieri*, nella forma di MinDCQ (*Minimum Daily Contract Quantity*) e/o MaxDCQ (*Maximum Daily Contract Quantity*). Se il contratto è privo di *flessibilità nei ritiri annuali*, è prevista solo l'ACQ, per ritiri al di sotto della quale scattano le penali TOP; se invece il contratto prevede flessibilità sui prelievi annuali, è definita anche una quantità minima contrattuale o AMQ (*Annual Minimum Quantity*), vale a dire una quantità inferiore all'ACQ al di sotto della quale scattano le penali TOP⁹⁸.

230. In linea generale, il grado di flessibilità di un contratto d'importazione di gas può essere misurato utilizzando i seguenti rapporti:

- MaxDCQ/DCQ, che indica la *flessibilità massima giornaliera*;
- MinDCQ/MaxDCQ, che indica la *flessibilità minima giornaliera*;
- AMQ/ACQ, che indica il vincolo TOP e $(1 - \text{AMQ/ACQ})$ la *flessibilità annuale*;

231. Quanto alla *flessibilità nelle nomine* (tempi di reazione delle immissioni di gas alla richiesta di modifica dei ritiri giornalieri), di norma, i contratti di approvvigionamento pluriennali dall'estero (cui sottostanno anche contratti di trasporto *ship or pay*) consentono di modificare le nomine giornaliere con un preavviso minimo nell'ordine di 2/3 giorni⁹⁹.

232. Quindi, le flessibilità nei contratti di approvvigionamento *take or pay*, ove previste, possono consentire di soddisfare *esigenze di modulazione programmabili* (stagionale e giornaliera) della domanda ma non le *esigenze di modulazione per il bilanciamento giornaliero*, data l'impossibilità di modificare le nomine il giorno stesso dell'immissione del gas.

233. È importante osservare che al fine della valutazione delle flessibilità contrattuali per soddisfare le *esigenze di modulazione programmabili* della domanda di gas rilevano sia le *flessibilità giornaliere* (in termini di MaxDCQ e MinDCQ) sia le *flessibilità annuali*: le prime incidono direttamente sulla possibilità di modulare a livello giornaliero i ritiri di gas sulla base delle previsioni di consumo attese; le seconde consentono un'ulteriore flessibilità nei volumi complessivi ritirati, rilevante in particolare per la copertura della modulazione stagionale e la cui presenza consente anche di utilizzare più intensivamente le flessibilità giornaliere nei ritiri previste dal contratto. Si consideri, ad esempio, il caso in cui ACQ e relativo TOP siano scelti in modo che il TOP sia dimensionato sul quantitativo di gas atteso in consumo in caso di inverno mite:

⁹⁸ Si ricorda inoltre che, sulla base di quanto previsto dall'art. 3, comma 8, del D.Lgs. n. 164/00 i contratti di importazione di gas (da paesi extra UE), devono consentire una modulazione stagionale in misura non inferiore al 10% (rispetto al valore medio giornaliero su base annua), e quindi, devono disporre di una flessibilità annuale non inferiore al 10%.

⁹⁹ Un operatore, nella risposta alla richiesta di informazioni, ha osservato come i contratti di approvvigionamento sia di gas naturale che di GNL consentono di modificare solo parzialmente i programmi di ritiro e di trasporto del gas in precedenza inviati e solo con un anticipo minimo rispetto alla data di consegna nell'ordine delle 72 ore.

in caso di inverno rigido si disporrà di un volume di gas incrementale (fino all'ACQ) e dunque di una maggiore flessibilità nel soddisfare tali esigenze di modulazione¹⁰⁰.

234. Nel seguente grafico (cfr. Figura 5) è esemplificato l'utilizzo delle flessibilità giornaliere e annuali sottostanti ad un contratto TOP con: MaxDCQ pari al 106% dell'ACQ, MinDCQ pari a zero e vincolo di TOP sull'85% dell'ACQ (ovvero con una flessibilità annuale del 15%). Nel caso specifico illustrato nella figura i ritiri effettivi (AAQ o *Actual Annual Quantity*) sono inferiori al minimo stabilito dalla clausola TOP, quindi in violazione della clausola: l'adozione di un simile profilo dei ritiri obbligherebbe l'impresa importatrice a pagare la penale TOP.

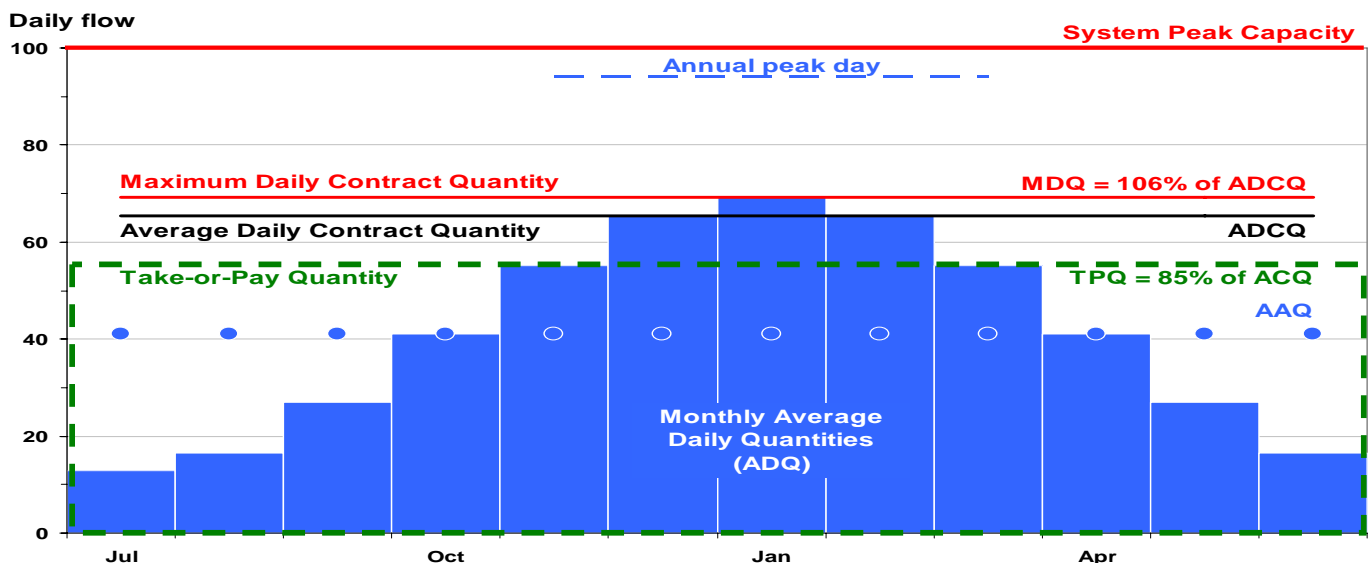


Figura 5

Fonte: *Economics Consulting Associated Limiting*¹⁰¹.

235. La media ponderata delle flessibilità aggregate dei contratti di importazione TOP dei principali operatori italiani è riportata nella successiva Tabella 20. Come si può vedere, la quantità annua ritirata può essere fino al 14% più bassa del valore pattuito per il contratto prima che scatti la clausola TOP; i ritiri giornalieri possono superare del 12% quelli medi contrattuali, ma possono essere, in media, anche molto bassi (fino al 15% dei ritiri massimi giornalieri consentiti). Date queste caratteristiche, però, i ritiri minimi possono essere attuati solo per 37 giorni e devono poi essere compensati per i restanti 328 da un regime di ritiri massimi, se si vuole acquisire la quantità contrattata ACQ; sfruttando la flessibilità dei ritiri complessivi, è possibile mantenere per 92 giorni i ritiri minimi, compensando con ritiri massimi per i restanti 273 giorni.

¹⁰⁰ Sulle modalità di utilizzo dei contratti TOP e delle flessibilità sottostanti da parte delle imprese di vendita si ritiene interessante riportare quanto indicato al riguardo dal principale operatore nazionale ENI, nel rapporto annuale alla *Security and Exchange Commission* del 2007 (Form 20-F): “Over the medium term ENI scheduled its import volumes of natural gas in Italy based on the assumption to use the purchase flexibility contractually provided by its take or pay purchase contracts during period in which demand is expected to peak. (...) The contractual flexibility represented by ENI’s right to uplift daily volumes larger than average daily contractual volumes under its take-or-pay purchase contracts is used when demand peaks, usually during wintertime”.

¹⁰¹ Cfr. “*SEE Regional Gasification Study*”, presentazione al 2nd Gas Forum, 16 aprile 2008, Milano.

Media pesata sul volume delle importazioni a dati 2007 dei principali operatori

<i>Flessibilità dei contratti di approvvigionamento pluriennali</i>	AMQ/ACQ	[0,80-0,90]
	MaxDCQ/(ACQ/365)	[OMISSIS]
	MinDMQ/MaxDCQ	[OMISSIS]

Tabella 20

Fonte: risposte delle imprese di vendita.

d. L'utilizzo delle risorse di flessibilità nel sistema nazionale del gas

236. Da quanto sopra risulta che l'unica risorsa di flessibilità, ad oggi, utilizzabile per soddisfare le esigenze di bilanciamento giornaliero è costituita dallo stoccaggio. Viceversa, al fine del soddisfacimento delle esigenze di modulazione programmabili della domanda allo stoccaggio appare affiancarsi la risorsa flessibilità delle importazioni di gas.

237. Il presente paragrafo è dedicato alla ricostruzione delle modalità con le quali le risorse sopra descritte – stoccaggio, importazioni di gas e produzione nazionale - sono state utilizzate in Italia, nell'aggregato, negli ultimi anni, con l'obiettivo di meglio valutare l'effettiva sostituibilità tra lo stoccaggio e la flessibilità delle importazioni di gas per il soddisfacimento delle esigenze di modulazione programmabili, come detto principalmente rappresentate dalla modulazione stagionale della domanda espressa dai clienti domestici e del commercio e servizi.

238. Si metterà in evidenza come di fatto, dopo le emergenze gas degli a.t. 2004/05 e 2005/06, l'utilizzo relativo di stoccaggio e flessibilità da importazioni di gas sia mutato, con un maggiore ricorso a queste ultime rispetto allo stoccaggio. Tuttavia, non essendo cambiata la disciplina complessiva del sistema, gli impieghi per i quali lo stoccaggio è attualmente insostituibile (le esigenze di bilanciamento giornaliero) e che hanno maggiori ricadute sul piano concorrenziale, non hanno potuto risentire significativamente delle nuove condizioni che sembrano essersi venute a creare negli a.t. 2006/07 e 2007/08 (clima mite nell'a.t. 2006/07 e potenziamento dei gasdotti e degli stoccaggi esistenti in entrambi i periodi).

239. Come evidenziato nel grafico sottostante (cfr. Figura 6), la parte modulata (modulazione stagionale) della domanda di gas nazionale - nel periodo a.t. 2004/05 - a.t. 2007/08 - è stata soddisfatta, a livello di sistema, sia grazie all'utilizzo dello stoccaggio, sia tramite la flessibilità delle importazioni di gas (consentite dai corrispondenti contratti d'approvvigionamento). La produzione nazionale non ha invece svolto alcun ruolo nel soddisfare la domanda di modulazione.

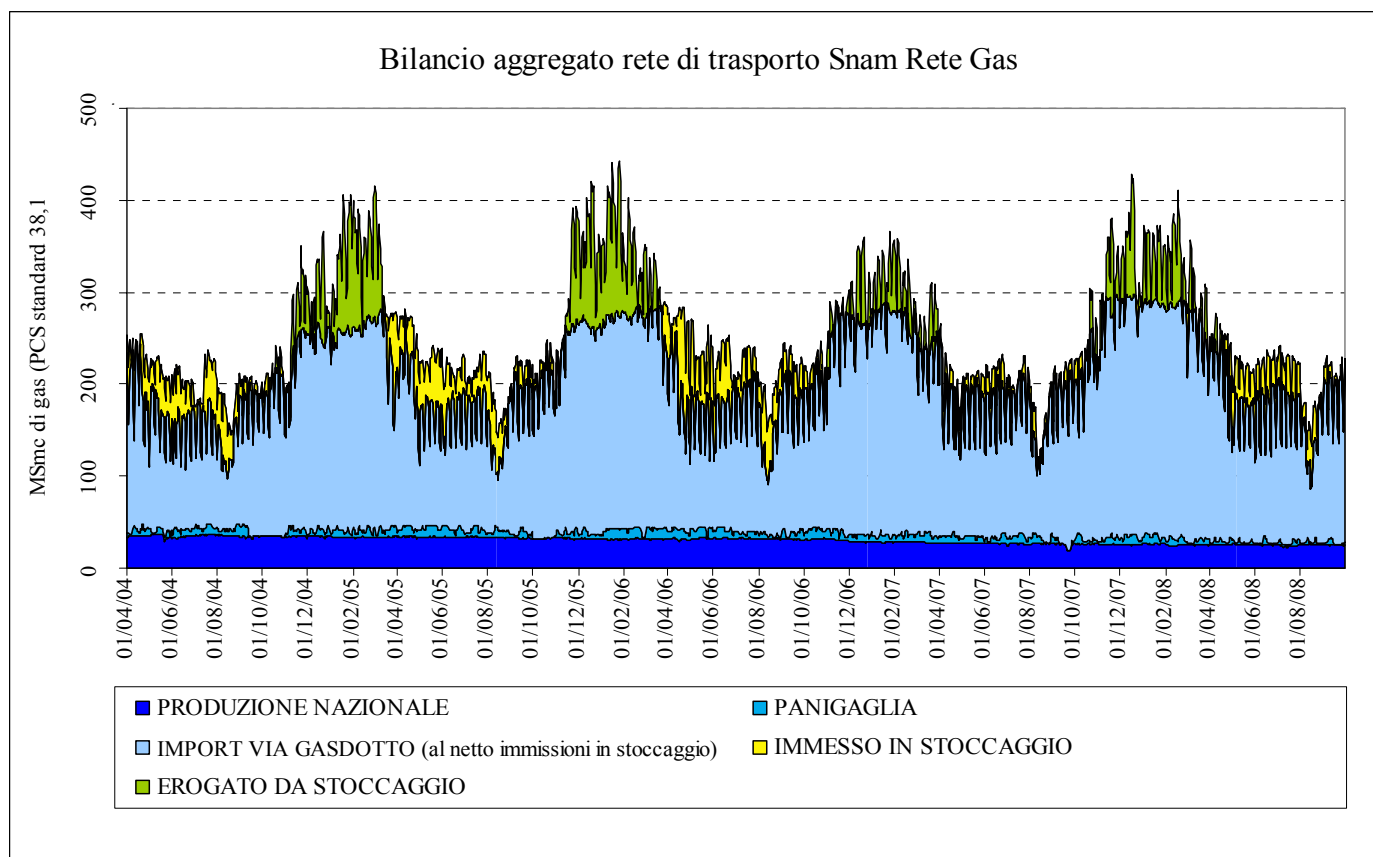


Figura 6

Fonte: elaborazioni su dati Snam Rete Gas e Stogit.

240. Come si è già fatto dal lato della domanda, anche dal lato dell'offerta è possibile analizzare la modulazione e le sue componenti attraverso le misure sintetiche dello *swing* e dello *swing ratio*.

241. Poiché lo *swing* della domanda è pari alla somma degli *swing* delle risorse utilizzate per soddisfarle, il calcolo di tali *swing* consente di valutare il concorso - a consuntivo - delle diverse risorse al soddisfacimento delle esigenze di modulazione stagionale della domanda di gas.

242. Nella seguente Tabella 21 sono riportati gli *swing* della domanda di gas e delle risorse utilizzate per soddisfarla, nonché gli *swing ratio* della domanda e delle risorse, per il periodo considerato. Nel considerare lo *swing* delle risorse occorre tener presente che quelli che dal lato della domanda sono i "consumi" corrispondono, dal lato dell'offerta a immissioni di gas in rete. Di conseguenza, l'immissione di gas dalla rete in stoccaggio (in estate) costituisce un consumo "negativo", che nel calcolo della differenza tra consumi invernali e consumi estivi si va a sommare algebricamente (e dunque ad aggiungere) ai consumi invernali¹⁰². Al tempo stesso, nel calcolo dello *swing ratio* per i consumi complessivi di gas in stoccaggio si considerano, al denominatore, i soli consumi invernali, e questo spiega perché il valore dello *swing ratio* dello stoccaggio si aggira attorno a due.

¹⁰² Per questo lo *swing* dello stoccaggio nella Tabella 21 ha valori anche molto superiori alla disponibilità di spazio per lo stoccaggio di modulazione (che nel periodo considerato è stata in media di circa 8 GSmc). Detta in altri termini, lo stoccaggio contribuisce due volte alla modulazione, perché in estate assorbe il flusso del gas (importato o prodotto) e d'inverno reimmette in rete il gas stoccato, aggiungendolo al flusso corrente.

*Swing (GSmc di gas) e swing ratio della domanda nazionale di gas e delle risorse utilizzate per soddisfare lo swing della domanda**

<i>Anno termico</i>		<i>2004/05</i>	<i>2005/06</i>	<i>2006/07</i>	<i>2007/08</i>	<i>Media</i>
<i>Dati complessivi</i>	domanda nazionale di gas	83,5	86,9	81,1	87,5	84,8
	- produzione nazionale	12,4	11,7	10,2	9,3	10,9
	- importazioni via gasdotto	69,2	73,2	68,6	76,7	71,9
	- importazioni a Panigaglia	2,5	2,7	2,6	1,8	2,4
	- Stoccaggio**	-0,6	-0,6	-0,2	-0,3	-0,5
<i>Swing:</i>	domanda nazionale di gas	20,2	24,0	16,9	22,8	21,0
	- produzione nazionale	0,1	0,0	0,5	0,1	0,2
	- importazioni via gasdotto	5,7	6,4	9,8	10,9	8,2
	- importazioni a Panigaglia	-0,4	-0,1	0,4	0,6	0,1
	- stoccaggio**	14,8	17,7	6,3	11,2	12,5
<i>Swing ratio:</i>	domanda nazionale di gas	0,24	0,28	0,21	0,26	0,25
	- produzione nazionale	0,01	-0,00	0,05	0,01	0,01
	- importazioni via gasdotto	0,08	0,09	0,14	0,14	0,11
	- importazioni a Panigaglia	-0,16	-0,04	0,15	0,36	0,08
	- stoccaggio**	2,09	2,08	2,08	2,06	2,07

Tabella 21

* dati di consumo in termini di riconsegne sulla rete Snam Rete Gas.

** incluso lo stoccaggio strategico.

Fonte: elaborazioni su dati Snam Rete Gas.

243. Gli *swing ratio* delle risorse di approvvigionamento utilizzate per soddisfare lo *swing* della domanda confermano come lo stoccaggio, il cui utilizzo è tipicamente molto modulato, presenti lo *swing ratio* medio più elevato, pari a circa 2, mentre la produzione nazionale, caratterizzata da un profilo d'immissione in rete piatto ha uno *swing ratio* medio molto basso (pari a 0,02) influenzato anche dalla citata progressiva riduzione della stessa. Lo *swing ratio* medio di importazioni via gasdotto presenta un valore intermedio, pari a circa 0,10. Tuttavia, a partire dall'a.t. 2006/07 il rapporto ha una crescita significativa, passando da 0,09 a 0,14. Nei due anni più recenti, pertanto, è stata utilizzata in maniera più intensa la flessibilità dei contratti di importazione via gasdotto. Lo *swing ratio* delle importazioni realizzate tramite il rigassificatore di Panigaglia risulta poco significativo in quanto influenzato da un incidente intervenuto nel gennaio 2004 presso l'impianto di liquefazione Algerino di Skikda, da cui proviene la quasi totalità del gas naturale liquefatto (GNL) rigassificato a Panigaglia ed assume una marcata variazione di anno in anno anche per effetto delle volatilità del prezzo del Gnl *spot* a livello internazionale (come vedremo, in ogni caso, il contributo dello *swing* da importazioni via Panigaglia alla copertura della modulazione della domanda risultadi entità limitata).

244. Le indicazioni fornite dalla osservazione degli *swing ratio* sono confermate dall'analisi dei soli *swing*. Poiché la somma degli *swing* delle risorse è pari allo *swing* della domanda, è possibile individuare il contributo delle diverse risorse alla copertura della modulazione della domanda nei quattro anni termici considerati.

245. Osservando anche le percentuali di copertura riportate nella Tabella 22, risulta confermato che nei primi due anni termici lo stoccaggio (di modulazione e minerario, ed anche strategico¹⁰³) ha rappresentato di gran lunga la risorsa di flessibilità prevalente (oltre il 73% in entrambi i casi), mentre solo poco più di un quarto della flessibilità è stata tratta dalla modulazione delle importazioni. Nei due anni termici successivi, invece, il ruolo della flessibilità delle importazioni è decisamente cresciuto anche in termini relativi, passando a coprire circa il 60% del fabbisogno di modulazione nell'a.t. 2006/07 e circa il 50% nell'a.t. 2007/08. Al contempo il ruolo dello stoccaggio nella copertura dello *swing* della domanda è sceso dal 73% al 37% dell'a.t. 2006/07 e al 48,9% nell'a.t. 2007/08. Almeno in parte, questo fenomeno può essere spiegato dagli obblighi di massimizzazione delle importazioni previsti dal MSE, volti proprio a ridurre l'utilizzo dello stoccaggio in previsione di una possibile emergenza gas, nonché dal vincolo di utilizzo del gas in stoccaggio alla modulazione stagionale dei clienti di piccola dimensione. Tuttavia, il cambiamento nell'importanza relativa delle risorse di flessibilità appare significativo, anche in considerazione del fatto che, come si vedrà meglio più avanti, ancor più di quanto avviene per la capacità di stoccaggio, le importazioni - e in particolar modo quelle con maggior flessibilità contrattuale - sono in gran parte appannaggio di Eni.

<i>Risorse utilizzate per la copertura dello swing della domanda nazionale di gas (stagionalità della domanda nazionale di gas)</i>					
Anno termico	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	Media
% swing coperto da produzione nazionale	0,3%	-0,1%	2,8%	0,4%	0,9%
% swing coperto da importazioni via gasdotto	28,4%	26,8%	57,7%	47,9%	40,2%
% swing coperto da importazioni Panigaglia	-2,0%	-0,4%	2,3%	2,8%	0,7%
% swing coperto da stoccaggio:	73,2%	73,7%	37,2%	48,9%	58,3%
-stoccaggio minerario e di modulazione	65%	64%	37%	49%	54%
-stoccaggio strategico	8%	10%	0%	0%	4,5%

Tabella 22

Fonte: elaborazioni su dati Snam Rete Gas.

246. Dai dati in Tabella 23 risulta inoltre che negli a.t. 2004/05 e 2005/06 la capacità di stoccaggio è stata integralmente utilizzata, con ricorso, come si può vedere, anche alle riserve strategiche di gas. Viceversa, negli a.t. 2006/07 e 2007/08, lo stoccaggio di modulazione disponibile non è stato interamente utilizzato. I dati in esame sono quindi coerenti con quanto sopra osservato in merito ad una riduzione nell'utilizzo relativo dello *swing* da stoccaggio rispetto allo *swing* da importazioni via gasdotto nella copertura della modulazione della domanda, avvenuto con l'a.t. 2006/07.

¹⁰³ La riserva strategica erogata in tali a.t. è stata, rispettivamente, di circa 0,8 e 1,2 GSmc di gas, su 5,1 GSmc di riserva strategica complessiva.

Dati sull'utilizzo della capacità di stoccaggio

Anno termico	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08
% utilizzo di gas in stoccaggio rispetto alla capacità complessiva (comprensiva della riserva strategica)	68%	74%	32%	49%
% utilizzo di gas in stoccaggio strategico rispetto alla capacità allocata a strategico	16%	23%	0%	0%
% utilizzo di gas in stoccaggio per servizi diversi dallo stoccaggio strategico* rispetto alla capacità allocata a tali servizi	102%**	107%**	52%	77%

Tabella 23

*servizio di modulazione e minerario, nonché residualmente il servizio per il bilanciamento operativo della rete di trasporto.

** Per una maggiore comprensione della tabella si fa presente che percentuali maggiori del 100% in utilizzo derivano dalla possibilità di realizzare immissioni di gas in stoccaggio anche durante la fase di erogazione invernale e erogazioni durante la fase di iniezione estiva: ne deriva che il gas complessivamente erogato da stoccaggio può essere superiore alla capacità di stoccaggio allocata.

Fonte: elaborazione su dati Snam Rete Gas, Stogit ed Edison.

247. Quanto all'utilizzo della capacità d'importazione (cfr. Tabella 24), esso dipende principalmente dall'entità complessiva della domanda di gas – influenzata dalla sua modulazione invernale - oltre che dall'entità della capacità disponibile¹⁰⁴. I dati riflettono quindi una entità di domanda – rispetto alla capacità disponibile - medio elevata negli anni 2004/05, 2005/06 e 2007/08, caratterizzati da inverni medi o rigidi, e bassa nell'a.t. 2006/07, caratterizzato da un inverno particolarmente mite.

Dati sull'utilizzo della capacità continua ai punti di entrata della rete nazionale da gasdotti di importazione in GSmc di gas*

Anno termico	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	MEDIA
Capacità continua disponibile	89,2	92,0	98,0	100,3	94,9
Capacità continua conferita	84,8	89,3	92,1	93,1	89,8
% conferita rispetto alla disponibile	95%	97%	94%	93%	95%
Capacità utilizzata	67,8	71,8	67,2	75,5	70,6
% utilizzato su conferito	80%	80%	73%	81%	79%
domanda nazionale di gas	83,5	86,9	81,1	87,5	84,8

Tabella 24

* La capacità continua è la parte più rilevante della capacità d'importazione. Vi è poi una capacità interrompibile che può non essere disponibile in determinate situazioni connesse alla gestione del trasporto gas. La capacità interrompibile è allocata solo nel caso in cui tutta la capacità continua disponibile è già stata impegnata.

Fonte: elaborazioni su dati Snam Rete Gas.

248. L'utilizzo giornaliero della capacità continua ai punti di entrata della rete nazionale (cfr. Figura 7) risulta particolarmente accentuato in inverno, quando maggiore è la domanda di gas e la sua modulazione.

¹⁰⁴ Nella presente analisi i dati sono calcolati sull'anno termico (da ottobre di ciascun anno a settembre dell'anno successivo), in cui per definizione il gas immesso in rete da importazioni più produzione nazionale è pari alla domanda complessiva, al netto delle variazioni di gas in stoccaggio le quali - posto che all'inizio dell'a.t. gli stoccaggi sono nella fase conclusiva di riempimento - saranno marginali e nell'ordine degli incrementi di capacità di stoccaggio fra inizio e fine anno.

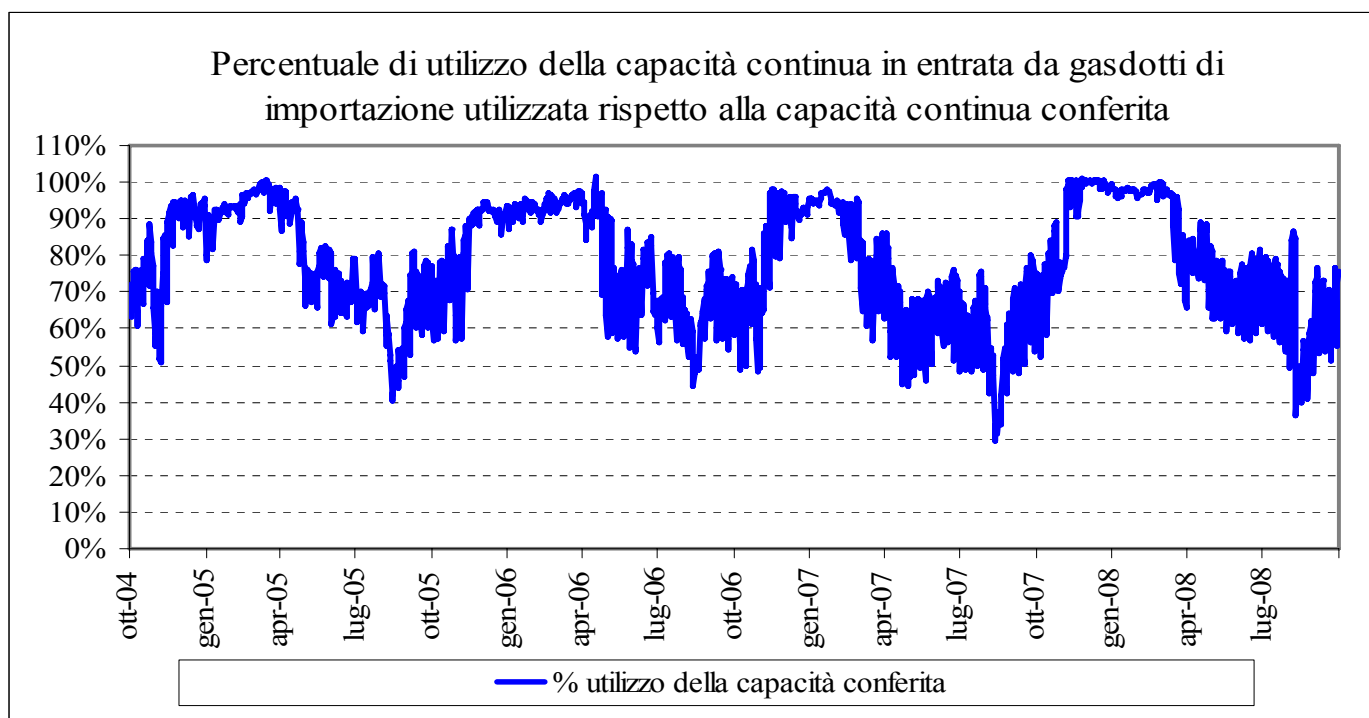


Figura 7

Fonte: elaborazioni su dati Snam Rete Gas.

e. La sostituibilità dello stoccaggio con altre risorse di flessibilità

249. L'osservazione delle caratteristiche e dell'impiego delle varie risorse di flessibilità consente anche di effettuare delle considerazioni sulla possibilità di utilizzare dei sostituti per le funzioni cui è deputato lo stoccaggio.

250. Una prima grande distinzione va fatta in funzione della tipologia di impieghi: esigenze di modulazione programmabili ed esigenze di bilanciamento giornaliero.

Esigenze di bilanciamento giornaliero

251. Dall'analisi a livello di sistema sopra sviluppata emerge che, allo stato, lo stoccaggio rappresenta l'unica modalità efficace per coprire le esigenze di modulazione per il bilanciamento giornaliero (modulazione non programmabile neanche nei giorni immediatamente precedenti il giorno di flusso). Infatti, per tali esigenze rilevano in particolare i tempi di reazione delle risorse e, stando a quanto sopra indicato circa l'assenza di flessibilità della produzione nazionale e la relativa rigidità delle nomine delle importazioni di gas, ad oggi l'unica risorsa utilizzabile per farvi fronte è costituita dagli stoccaggi di gas. È possibile dunque definire lo stoccaggio una risorsa indispensabile per il soddisfacimento delle esigenze di modulazione per il bilanciamento giornaliero di sistema che interessano tutte le componenti della domanda e quindi come vedremo, anche tutte le imprese di vendita.

Esigenze di modulazione programmabili

252. Nella risposta alla richiesta di informazioni loro inviata, numerosi operatori hanno affermato di ritenere che ai fini del soddisfacimento della modulazione della domanda le infrastrutture d'importazione e di stoccaggio siano complementari, e non sostituti, in quanto :

- investimenti onerosi nelle infrastrutture d'importazione sono giustificati da una previsione di utilizzo elevato (possibilmente integrale) della capacità delle stesse, e quindi tendenzialmente in misura tale da determinare una modulazione limitata nel gas trasportato tramite le stesse;
- i contratti di approvvigionamento ad esse relativi sono caratterizzati da vincoli *take or pay* e da un grado di flessibilità dei ritiri giornalieri limitato, che obbligano a rispettare un ritiro minimo anche nel periodo estivo;
- lo sviluppo di nuove infrastrutture di stoccaggio permetterebbe una sensibile ottimizzazione dei costi di logistica di gasdotti e rigassificatori, consentendone un uso più intenso e riducendo la necessità di sovracapacità di trasporto. In tale senso è stato considerato da questi operatori che l'entrata in esercizio di nuovi gasdotti e rigassificatori determinerebbe paradossalmente una domanda addizionale di strumenti di modulazione e, quindi, di stoccaggio.

253. Eni, al contrario, è stato l'unico operatore interpellato a ritenere sostanzialmente sostituibili capacità di stoccaggio e capacità di importazione via gasdotto o tramite rigassificatori, sostenendo che l'incremento di capacità di importazione massima giornaliera atteso per i prossimi anni potrà sostituirsi alla modulazione offerta dai sistemi di stoccaggio¹⁰⁵, riducendo dunque la necessità di questi ultimi.

254. L'analisi sviluppata nei paragrafi precedenti suggerisce tuttavia che la questione della sostituibilità tra risorse ai fini della copertura delle esigenze di modulazione programmabile non deve esser posta tanto in termini di sostituibilità tra infrastrutture di stoccaggio e infrastrutture d'importazione, quanto in termini di sostituibilità tra stoccaggio e flessibilità dei contratti d'importazione. Con riferimento alle esigenze di modulazione programmabili, infatti, la funzione dello stoccaggio è in sé quella di modulare il flusso del gas d'importazione e renderlo disponibile in coerenza con le esigenze di modulazione della domanda, dunque l'alternativa effettiva è rappresentata dalla possibilità di variare le immissioni in rete di gas nell'ambito dei contratti d'importazione: quanto maggiori sono le flessibilità previste dai contratti d'approvvigionamento, tanto maggiore sarà la sostituibilità con lo stoccaggio. Da questo punto di vista, la diversità di opinioni tra Eni e gli altri operatori potrebbe anche derivare dal diversa consistenza e grado di flessibilità dei contratti d'approvvigionamento nella disponibilità dell'*incumbent* rispetto a quelli dei propri concorrenti, analizzata nel seguito del capitolo.

255. Dall'analisi a consuntivo sviluppata nel precedente paragrafo (ad infrastrutture e contratti d'importazione esistenti) emerge come, in tutti gli anni termici considerati, si sia fatto ricorso sia allo stoccaggio che alle flessibilità dei contratti di importazione al fini della copertura delle esigenze di modulazione programmabili, principalmente rappresentate dalla modulazione stagionale della domanda, ed

¹⁰⁵ Nello specifico, tale operatore rileva che i potenziamenti di Tag e Ttpc determineranno per il biennio 2008/09 un aumento complessivo della capacità di importazione per 13 GSmc/anno, corrispondente a circa 39 milioni di Smc/giorno. Prendendo a riferimento i dati di domanda di gas e di capacità di stoccaggio disponibili a consuntivo per dell'anno 2007/08, lo stesso ha sostenuto che se tale capacità aggiuntiva verrà utilizzata integralmente, l'utilizzo residuale della capacità di stoccaggio ai fini del soddisfacimento della domanda di gas nel periodo invernale risulterebbe molto basso, nell'ordine di circa 1,8 GSmc di gas complessivi.

inoltre come, nel secondo biennio preso in esame (a.t. 2006/07 e 2007/08) la modulazione stagionale sia stata soddisfatta in primo luogo accentuando il ricorso alla flessibilità dei ritiri concessa dai contratti d'importazione, al punto che la capacità di stoccaggio di modulazione non è stata neppure completamente utilizzata. Ne deriva che, a contesto dato, le due risorse di flessibilità - stoccaggio e flessibilità dei contratti d'importazione - sono state utilizzate come quantomeno parziali sostituti.

256. L'utilizzo intensivo delle flessibilità dei contratti d'importazione ai fini di copertura della modulazione della domanda evidenziato a consuntivo è stato con ogni probabilità influenzato dal contesto infrastrutturale e normativo-regolamentare che ha caratterizzato gli anni termici considerati:

- scarsità relativa dello stoccaggio, evidenziata dalle difficoltà di accesso allo stesso e dalle situazioni d'emergenza (sia conclamate negli a.t. 2004/05 e 2005/06, che potenziali negli a.t. 2006/07 e 2007/08);
- misure di massimizzazione delle importazioni di gas, adottate in tutti e quattro gli anni termici considerati;
- vincoli di utilizzo dello stoccaggio;
- tariffe di stoccaggio, che, essendo parametrize ai costi ammortizzati di realizzazione dei campi, si ritiene siano inferiori al valore di mercato della risorsa flessibilità
- assenza di un mercato organizzato per la compravendita all'ingrosso del gas, tale per cui anche l'effettivo valore di mercato della flessibilità da contratti d'importazione non è del tutto trasparente.

257. Ciò non toglie tuttavia che tale sostituibilità tra flessibilità nei contratti d'importazioni e stoccaggio si è realizzata e, in presenza di contratti d'approvvigionamento di lungo periodo con rilevanti flessibilità già negoziate (e quindi pagate in termini di prezzo di acquisto del gas), è tuttora possibile.

258. In prospettiva, tenuto conto che l'utilizzo relativo tra stoccaggio e flessibilità nei contratti d'importazione è fondamentalmente funzione del prezzo relativo delle stesse (che dovrebbe riflettere in entrambi i casi gli elevati costi d'investimento sottostanti), ed anche al fine di non distorcere le decisioni d'investimento delle imprese, potrebbe essere opportuna, come meglio argomentato in conclusione, un'evoluzione del contesto normativo e regolamentare, con soluzioni che minimizzino le distorsioni sulle scelte delle imprese e consentano che tale sostituibilità si realizzi in un contesto "di mercato".

259. Nella misura in cui tale modello di sostituibilità risultasse sostenibile in permanenza, lo spostamento, almeno parziale, del compito di garantire la fornitura della modulazione per i clienti domestici dallo stoccaggio alla flessibilità dei contratti potrebbe anche consentire di liberare capacità di stoccaggio da destinarsi anche al soddisfacimento delle esigenze di bilanciamento giornaliero, con conseguenze senz'altro positive – come si vedrà meglio più avanti - sull'ingresso di nuovi operatori nei mercati della vendita a clienti non domestici¹⁰⁶.

¹⁰⁶ Volendo commentare anche sulle opinioni divergenti espresse da Eni e dai suoi concorrenti in merito alla complementarietà/sostituibilità tra infrastrutture di stoccaggio e d'importazione, è evidente che ove lo stoccaggio fosse sostituibile con la flessibilità dei contratti d'importazione, una maggior disponibilità di stoccaggio potrebbe consentire dei ritiri più piatti e dunque un utilizzo più efficiente sia delle infrastrutture esistenti che di eventuali nuovi investimenti, al prezzo però di vincolare buona parte degli stoccaggi al soddisfacimento della modulazione stagionale. Al tempo stesso, la prospettiva offerta da ENI, secondo la quale si dovrebbero coprire le punte di domanda con le nuove infrastrutture di importazione comporta invece la disponibilità e l'utilizzo di una elevata flessibilità dei contratti con conseguente abbassamento del fattore di carico delle

III.B. Le risorse di flessibilità per le imprese di vendita di gas

260. Nel prosieguo, l'analisi del ruolo dello stoccaggio e delle altre risorse di flessibilità viene spostata a livello micro, assumendo l'ottica delle singole imprese che svolgono l'attività di vendita e che necessitano, pertanto, di flessibilità per far fronte ai diversi tipi di esigenze di modulazione della loro domanda. Per introdurre l'argomento, verrà svolta una breve ricognizione della struttura dell'attività di vendita di gas a clienti finali in Italia, dalla quale emergerà l'elevato livello di concentrazione che la caratterizza. Successivamente saranno analizzate le risorse di flessibilità a disposizione delle singole imprese: lo stoccaggio e la flessibilità dei contratti d'importazione, ma anche le varie forme di scambio di flessibilità che si realizzano attraverso la compravendita di gas *spot* tra gli operatori. Infine saranno presentati e commentati alcuni dati in merito all'utilizzo relativo delle diverse risorse di flessibilità da parte delle principali imprese di vendita.

a. Struttura dell'attività di vendita di gas e risorse di flessibilità

261. L'attività di vendita di gas in Italia è caratterizzata da una struttura estremamente concentrata. Come evidenzia la tabella successiva (cfr. Tabella 25), tratta dalla ultima relazione annuale dell'AEEG e riferita all'anno 2007, nella quale sono riportate le vendite a tutti i clienti finali, senza distinguere per categoria di utenti, il gas è venduto principalmente da un grande operatore (Eni). Nelle prime due colonne della medesima tabella sono riportati i dati non rielaborati, secondo i quali anche Enel risulta costituire un operatore della vendita d'importanza significativa; tuttavia, questi dati sono al netto degli autoconsumi con la sola eccezione di Enel, per la quale le vendite alle altre società del gruppo sono considerate come vendite a terzi¹⁰⁷. Nella terza e quarta colonna, sono stati eliminati dalle vendite Enel (e dal totale) i trasferimenti a produttori termoelettrici¹⁰⁸, il che riduce notevolmente la quota delle vendite di Enel e aumenta ulteriormente quella di Eni - fin quasi a raggiungere il limite del 50% che, sulla base del D.Lgs. n. 164/00, è il massimo consentito ad una singola impresa¹⁰⁹.

infrastrutture: si tratta nel complesso di una soluzione probabilmente più costosa, che però avrebbe il pregio, se attuata almeno in parte, di liberare gli stoccaggi per le funzioni di modulazione giornaliera.

¹⁰⁷ La voce autoconsumi di Enel Spa è nulla in quanto il gas destinato alle proprie centrali termoelettriche viene venduto al pari di una normale cessione alle società che all'interno del gruppo effettuano la produzione elettrica; cfr. AEEG, 2008, "Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta", p. 120.

¹⁰⁸ Nell'ipotesi che tali forniture costituiscano tutte forniture a società del gruppo. Secondo la Relazione annuale dell'AEEG, si tratta del 70% del totale delle vendite imputate a Enel (ibid., p. 120).

¹⁰⁹ "A decorrere dal 1° gennaio 2003 e fino al 31 dicembre 2010, nessuna impresa del gas può vendere, direttamente o a mezzo di società controllate, controllanti o controllate da una medesima controllante, ai clienti finali più del 50% dei consumi nazionali di gas naturale su base annuale", D.Lgs. N. 164/2000, art. 19, comma 2.

Primi venti gruppi per vendite al mercato finale – 2007

GRUPPO	Dati da Rel. Ann. AEEG con autoconsumi Enel		Dati rielaborati senza autoconsumi Enel	
	VOLUME (MSmc)	QUOTA %	VOLUME (MSmc)	QUOTA %
Eni	30.372	43,9%	30.372	49,6%
Enel	11.344	16,4%	3.403	5,6%
A2A*	4.977	7,2%	4.977	8,2%
Energie Investimenti	2.118	3,1%	2.118	3,5%
Hera	1.969	2,8%	1.969	3,2%
E. On	1.760	2,5%	1.760	2,9%
Cir	1.336	1,9%	1.336	2,2%
Enia	1.097	1,6%	1.097	1,8%
Iride	912	1,3%	912	1,5%
Ascopiave	763	1,1%	763	1,2%
Gaz de France sede secondaria	698	1,0%	698	1,1%
Acegas–Aps	438	0,6%	438	0,7%
Endesa	391	0,6%	391	0,6%
Linea Group Holding	360	0,5%	360	0,6%
Consiag	349	0,5%	349	0,6%
Amga–Az.	309	0,4%	309	0,5%
Multiservizi				
Gas Rimini	292	0,4%	292	0,5%
Altri	9.656	14,0%	9.656	15,8%
Totale	69.141	100,0%	61.200	100,0%

* ivi incluse Edison e Plurigas.

Tabella 25

Fonte: AEEG, Relazione annuale 2008, p. 145 e successive elaborazioni.

262. Il quadro della struttura della vendita di gas in Italia appare più variegato se si osservano i dati della vendita disaggregati per tipologia di clienti (cfr. Tabella 26). Tale analisi appare più appropriata tenuto conto che, secondo la prassi antitrust nazionale, le diverse tipologie di clienti individuano mercati del prodotto distinti: i) vendita a clienti termoelettrici; ii) vendita a clienti di grandi dimensioni (con consumi superiori ai 200.000 Smc di gas e principalmente rappresentati dai clienti industriali); iii) vendita a clienti di piccola dimensione (con consumi inferiori ai 200.000 Smc di gas, domestici e del commercio e servizi). La vendita a generatori termoelettrici e a clienti industriali risulta anche più polarizzata della media: Eni ha una quota più elevata che nell'aggregato e c'è minore spazio per concorrenti diversi dai primi due. Al contrario, nella vendita ai piccoli clienti (commercio e, soprattutto, al settore domestico), la presenza di Eni scende al 30%, e si fanno più consistenti e numerosi i fornitori diversi da Eni ed Enel.

Vendite finali di gas naturale per settore - 2007

Dati da Relazione Annuale AEEG rielaborati senza autoconsumi termoelettrici Enel

	Generazione elettrica		Industria		Commercio		Domestico		Vendite totali società
	volume	%	volume	%	volume	%	volume	%	
Eni	11,6	70,7%	12,3	55,4%	1,7	30,4%	5	29,4%	30,5
Enel*	0,0	0,0%	1,5	6,8%	0,3	5,4%	1,7	10,0%	11,3
Edison (gruppo A2A)	1,5	9,2%	0,4	1,8%	0	0,0%	0,2	1,2%	2,2
2-5Gm3	1,7	10,4%	3,8	17,1%	1	17,9%	3,3	19,4%	9,9
1-2Gm3	0,7	4,3%	0,9	4,1%	0,3	5,4%	1	5,9%	2,9
0,1-1Gm3	0,7	4,3%	2,4	10,8%	1,5	26,8%	3,7	21,8%	8,3
<0,1Gm3	0,1	0,6%	0,9	4,1%	0,8	14,3%	2,2	12,9%	3,9
Totale nazionale	16,4	100,0%	22,2	100,0%	5,6	100,0%	17	100,0%	69,1

Tabella 26

Fonte: AEEG, 2008, "Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta", p. 120.

263. Queste caratteristiche strutturali risultano insoddisfacenti sotto il profilo concorrenziale e sono dovute senz'altro a una molteplicità di fattori, uno su tutti il controllo sulle fonti di approvvigionamento esercitato da Eni. L'analisi condotta con la presente indagine mostra, tuttavia, come tali caratteristiche siano anche coerenti con l'attuale distribuzione ed utilizzo delle risorse di flessibilità, tanto da poter concludere, come vedremo, che lo sviluppo di configurazioni strutturali più adeguate ad un mercato concorrenziale, soprattutto per quanto concerne la vendita a clienti industriali e termoelettrici, non potrà prescindere da una qualche forma di incremento e/o redistribuzione di tali risorse.

264. Dalle risposte inviate dagli operatori alle richieste di informazioni, emerge con chiarezza che per le imprese di vendita che intendono rifornire clienti industriali e termoelettrici, il mancato accesso allo stoccaggio costituisce di fatto una barriera all'accesso a tali mercati, che risultano pertanto preclusi in particolare alle medio/piccole imprese di vendita prive di disponibilità di stoccaggio, ed anche ad imprese di vendita che pur accedendo allo stoccaggio (ad oggi considerato una risorsa scarsa) non dispongono anche di forme di flessibilità contrattuali.

265. Con particolare riguardo ai clienti termoelettrici, gli operatori hanno evidenziato come lo sviluppo di impianti di generazione a ciclo combinato e la contestuale liberalizzazione del settore dell'energia e creazione di una Borsa dell'energia, abbiano aumentato la domanda di modulazione richiesta da tali clienti, se non stagionale, sicuramente oraria, giornaliera e settimanale. Nello stesso senso militerebbe anche l'approssimarsi della scadenza delle concessioni CIP6 – che attualmente fruiscono di stabilità produttiva e dunque di consumi: la loro scomparsa non potrà che aumentare la domanda di modulazione espressa dai clienti termoelettrici. Per soddisfare questa crescente modulazione serve dunque della capacità di stoccaggio in assenza della quale non si possono servire i clienti termoelettrici¹¹⁰, il che risulta particolarmente grave dato che i consumi termoelettrici rappresentano una parte rilevante della domanda nazionale di gas (circa il 37%) e sono destinati ad incrementarsi nei prossimi anni.

266. Lo stoccaggio è ritenuto dagli operatori interpellati una risorsa rilevante anche al fine di consentire la gestione ottimale di variazioni nelle fonti di approvvigionamento del gas o nei consumi di gas dei clienti

¹¹⁰ E' risultata sul punto un'unica posizione discordante, espressa da ENI, la quale si differenzia dalle altre imprese di vendita nel ritenere lo stoccaggio non rilevante a fini della vendita del gas ai clienti termoelettrici.

dell'impresa di vendita, dovute a sospensioni temporanee nell'approvvigionamento (ad esempio per interventi di manutenzione delle relative infrastrutture di importazione, quali gasdotti e rigassificatori) o interruzioni temporanee, anche impreviste, nei consumi di propri grandi clienti industriali o termoelettrici.

267. Più in generale, è stato osservato che lo stoccaggio costituisce una risorsa indispensabile per consentire alle imprese di vendita di bilanciare a livello giornaliero la propria posizione di immissione/erogazione dalla rete di trasporto (consentendo di assorbire giornalmente i disequilibri tra gas immesso e gas prelevato dalla rete nazionale, senza incorrere nelle penali di sbilanciamento). Data l'attuale regolamentazione, le imprese di vendita avrebbero, di fatto, la necessità di mantenere nel proprio portafoglio anche clienti finali con consumi inferiori ai 200.000 Smc di gas/anno - che danno diritto all'assegnazione di capacità di stoccaggio - nonostante la strategia aziendale sia indirizzata ad altri segmenti di mercato¹¹¹.

268. È importante qui sottolineare la diversa situazione nella quale si trovano, sotto vari profili, i mercati della vendita a clienti dal consumo inferiore a 200.000 Smc di gas/anno e gli altri mercati della vendita di gas.

269. La vendita di gas a clienti piccoli è caratterizzata da una forte componente di modulazione stagionale della domanda (per la più ampia parte programmabile), che presenta variabilità sia in termini di volumi richiesti nel periodo invernale, sia in termini di punta di consumo. In considerazione del fatto che tale modulazione stagionale è espressa da clienti di piccola dimensione, considerati più vulnerabili, le risorse di flessibilità le sono state allocate in via prioritaria, nonostante, come visto, per coprire la modulazione programmabile, possono essere almeno parzialmente utilizzate anche risorse di flessibilità alternative allo stoccaggio.

270. La modulazione della domanda industriale e termoelettrica è di entità minore, ma presenta anch'essa una variabilità in particolare in termini di punta di consumo. Inoltre, come detto, una parte di tale modulazione risulta prevedibile solo a ridosso del momento di consumo, e può quindi essere soddisfatta solo tramite il ricorso allo stoccaggio. Nell'attuale contesto normativo e regolamentare l'indisponibilità di stoccaggio per le esigenze di bilanciamento giornaliero da parte delle imprese che vendono esclusivamente a clienti industriali e/o termoelettrici, rende quindi assai difficile operare in tali mercati. Al tempo stesso, tuttavia, la tipologia di clienti finali serviti - di maggiori dimensioni rispetto alla clientela domestica e affari del commercio e servizi - ha comportato, in un contesto di scarsità di risorse, una bassa priorità nell'allocazione degli stoccaggi. Anche in questo caso emerge come le questioni di sicurezza e concorrenza nel settore del gas - dove per sicurezza si deve intendere anche la garanzia delle forniture ai clienti di piccola dimensione - sino ad ora siano state affrontate privilegiando la prima. Paradossalmente, pertanto, la necessità di far fronte alla modulazione della domanda ha un effetto escludente molto maggiore nella vendita a clienti industriali e termoelettrici di quanto abbia nella vendita a clienti dal consumo inferiore a 200.000 Smc di gas/anno.

¹¹¹ Le attività di vendita le diverse tipologie di clienti finali - piccoli clienti del commercio e servizi, clienti industriali e clienti termoelettrici - presentano differenze di rilievo, dovute alle specifiche esigenze degli stessi (in termini di volumi di consumo pro-capite, livello di rete cui sono allacciati; profili di consumo annuo di gas e destinazione finale del gas, e il tipo di offerta commerciale richiesta e servizi commerciali richiesti), tali per cui le imprese di vendita non sono necessariamente interessate ad essere attive nei confronti di tutte le categorie di clienti finali e possono anche specializzarsi.

b. Disponibilità e ripartizione delle risorse di flessibilità tra le imprese di vendita

271. Le risorse di flessibilità allo stato a disposizione delle singole imprese ricalcano, nelle loro linee generali, quelle già osservate a livello di sistema (principalmente, stoccaggio e flessibilità dei contratti di importazione). Un'importante differenza consiste tuttavia nel fatto che le imprese possono anche “scambiarsi” flessibilità - già presente a livello di sistema - sul mercato secondario, tramite compravendite all'ingrosso di gas *spot* infrannuali ovvero tramite compravendite all'ingrosso di gas che prevedono la copertura da parte del venditore delle esigenze di modulazione dei clienti finali dell'acquirente, in ciò assimilabili ad un contratto di somministrazione (di seguito, contratti di somministrazione indiretta), come meglio argomentato nel seguito.

272. Al fine di evidenziare la corrispondenza tra un assetto molto concentrato e poco contendibile delle attività di vendita e l'attuale utilizzazione della flessibilità, occorrerà in primo luogo tracciare la disponibilità, in capo alle diverse imprese di vendita, delle esistenti risorse di flessibilità – stoccaggio di gas, flessibilità nelle importazioni di gas e acquisti all'ingrosso di gas con flessibilità da altre imprese. Successivamente si osserveranno le modalità con le quali tali risorse sono state effettivamente utilizzate dalle imprese di vendita .

Disponibilità e ripartizione della capacità di stoccaggio di gas

273. L'accesso delle imprese di vendita ai servizi di stoccaggio di modulazione – ed in generale ai servizi di stoccaggio – è, come visto, soggetto a regolamentazione. In particolare, è previsto un ordine di priorità, tale per cui, previo il soddisfacimento delle esigenze di stoccaggio strategico e per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto (non direttamente disponibili alle imprese di vendita per le proprie esigenze di modulazione)¹¹², la capacità di stoccaggio che residua è allocata, nell'ordine:

- ai servizi di stoccaggio minerario, che sono destinati alle imprese di produzione di gas sul territorio nazionale le quali, di fatto, li utilizzano come risorsa di flessibilità nell'ambito dell'attività di vendita di gas;
- ai servizi di stoccaggio di modulazione dei clienti finali con consumi inferiori ai 200.000 Smc di gas/anno, relativi all'ipotesi di inverno mediamente rigido e, in seconda battuta, all'ipotesi di inverno rigido, entro i limiti fissati dalla disciplina;
- ad altre esigenze di modulazione (laddove residui ulteriore capacità non assegnata).

274. Lo stoccaggio minerario e lo stoccaggio per le esigenze di modulazione sono entrambi utilizzabili sia per le esigenze di modulazione programmabili che per le esigenze di bilanciamento giornaliero delle imprese di vendita¹¹³.

¹¹² E' importante non confondere questo tipo di bilanciamento, che è il bilanciamento orario tra immissioni ed erogazioni della rete, del quale è responsabile il gestore della rete (Snam Rete Gas), con le esigenze di bilanciamento giornaliero, la cui responsabilità è in capo alle imprese di vendita..

¹¹³ Allo stoccaggio di modulazione si applicano tuttavia i vincoli d'utilizzo di cui alla delibera AEEG n. 303/07, descritti nel cap. I.

275. Stante l'attuale dotazione di capacità di stoccaggio, allo stato, ed in ultimo per l'a.t. 2008/09, lo stoccaggio disponibile non è nemmeno risultato sufficiente a soddisfare integralmente le richieste volte a far fronte alla modulazione della domanda dei clienti finali con consumi inferiori ai 200.000 Smc di gas/anno attesa secondo l'ipotesi di inverno mediamente rigido, nelle misure riconosciute dal regolatore. La totalità delle imprese interpellate con richieste di informazioni concorda nel ritenere che vi sia una sostanziale presenza di domanda di capacità di stoccaggio insoddisfatta, sia in termini di spazio sia (in misura anche più sensibile) di capacità di punta di erogazione disponibile. In particolare, emergono esigenze insoddisfatte sia in relazione al pieno soddisfacimento della modulazione di clienti finali con consumi inferiori ai 200.000 Smc di gas/anno – anche per il caso di inverno climaticamente normale – sia per il soddisfacimento delle esigenze di modulazione dei clienti industriali e termoelettrici.

276. In altre parole, con le attuali condizioni di accesso e di capacità disponibile, le imprese che vendono gas solo a clienti industriali e/o termoelettrici (tipicamente con consumi superiori ai 200.000 Smc di gas/anno) – e che non svolgono produzione nazionale di gas - non hanno alcun titolo per accedere – e quindi non dispongono – di servizi di stoccaggio per le proprie esigenze di modulazione, sia programmabile sia soprattutto per il bilanciamento giornaliero.

Lo stoccaggio minerario

277. Con riguardo allo stoccaggio minerario, il gruppo Eni, quale (maggior) produttore nazionale di gas¹¹⁴, ha la possibilità di richiedere ed ottenere l'allocazione della più ampia quota di capacità di stoccaggio destinata a tale servizio¹¹⁵. Negli ultimi tre anni di stoccaggio – dal 2006/07 all'anno in corso 2008/09 – Eni ha richiesto ed ottenuto l'allocazione da Stogit¹¹⁶ di circa l'[80-90%] del complesso dello spazio di stoccaggio per servizi minerari, pari a circa [300-400] MSmc di spazio, sugli 0,4 GSmc in ultimo complessivamente allocati per l'anno di stoccaggio 2008/09 (cfr. Tabella 27).

Dati in percentuale						
STOGIT - Spazio per stoccaggio minerario richiesto e conferito						
	MSmc (PCS 38,1)			in percentuale sul totale conferito		
	2006/07	2007/08	2008/09	2006/07	2007/08	2008/09
ENI G&P	[400-500]	[400-500]	[300-400]	[80-90]%	[80-90]%	[80-90]%
Edison (gruppo A2A)	[0-100]	[0-100]	[0-100]	[10-20]%	[10-20]%	[10-20]%
Gas Plus Italiana	[0-100]	[0-100]	[0-100]	[0-10]%	[0-10]%	[0-10]%
Shell	[0-100]	[0-100]	[0-100]	[0-10]%	[0-10]%	[0-10]%
COOP GAS	-	[0-100]	[0-100]		[0-10]%	[0-10]%
TOTALE	509	476	417	100%	100%	100%

Tabella 27

Fonte: Stogit

¹¹⁴ Si ricorda, infatti, che la quasi totalità della produzione nazionale di gas è in capo ad Eni, la quale nel 2007 ha prodotto circa l'86,2% del gas nazionale. Il restante 13,8% del gas nazionale estratto nel 2007 è stato prodotto da Edison (7,4 %), dal gruppo Royal Dutch Shell (3,7%), da Gas Plus e da una serie di altri piccoli operatori (0,1%). Cfr. AEEG, 2008, "Relazione Annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta", pag. 122.

¹¹⁵ Il gruppo Eni, tramite la controllata Snam Rete Gas Spa, accede ed utilizza, inoltre, lo stoccaggio per il bilanciamento operativo della rete di trasporto, e deve anche assolvere a rilevanti obblighi di stoccaggio strategico, in qualità di maggiore importatore di gas da Paesi extra-UE.

¹¹⁶ Nell'analisi dell'allocazione della capacità di stoccaggio alle imprese di vendita, si farà riferimento, per semplicità, ai dati relativi alla sola impresa di stoccaggio Stogit, la quale controlla il 97% della capacità di stoccaggio disponibile.

278. La priorità di cui gode la produzione nazionale in termini di allocazione dello stoccaggio va quindi a diretto beneficio di Eni, in quanto principale produttore di gas naturale. L'aspetto di rilievo è che l'utilizzo di questa risorsa di flessibilità da parte di Eni risulta indistinguibile da quello dello stoccaggio di modulazione, assegnato ad Eni in qualità di società di vendita¹¹⁷, né la disponibilità dello stoccaggio minerario incide in alcun modo in diminuzione sulla capacità di stoccaggio di modulazione cui ha diritto Eni. Di fatto, pertanto, il riconoscimento dello stoccaggio minerario conferisce ad Eni un vantaggio netto – in termini di flessibilità disponibile – rispetto a tutte le società con le quali compete sui mercati della vendita.

Lo stoccaggio di modulazione

279. In base alle vigenti regole di allocazione, illustrate nel cap. I, lo spazio di stoccaggio per il servizio di modulazione allocato ad ogni impresa di vendita è proporzionale alla quota sul totale dei consumi dei clienti finali di medio piccola dimensione (con consumi inferiori ai 200.000 Smc di gas/anno) ad essa sia direttamente che indirettamente attribuibili (in quanto derivanti da vendite all'ingrosso a società di vendita rifornite al REMI). Si ricorda che la richiesta per l'assegnazione dello stoccaggio di modulazione deve esser fatta in due parti successive: una prima parte in relazione al fabbisogno di un inverno medio-rigido¹¹⁸ e una seconda per una eventuale allocazione ulteriore, che verrà concessa se residua spazio in stoccaggio e che dovrebbe tener conto dei maggiori consumi causati da un inverno rigido¹¹⁹.

280. Quanto alla numerosità delle imprese di vendita che accedono ai servizi di stoccaggio di modulazione, si rileva che Stogit, nell'anno termico di stoccaggio 2006/07 ha stipulato contratti per servizi di stoccaggio di modulazione con 31 imprese di vendita, divenute 34 nel 2007/08 e ben 41 nel 2008/09¹²⁰.

281. Essendo Eni la principale impresa di vendita, sia per le vendite dirette che per quelle al REMI, essa in genere richiede ed ottiene di gran lunga la maggior parte della capacità di stoccaggio di modulazione. Negli ultimi tre anni termici di stoccaggio dal 2006/07 al 2008/09, Eni ha ottenuto una quota sempre superiore al 40% dello spazio di stoccaggio di modulazione complessivamente allocato da Stogit pur cambiando in maniera anche considerevole lo spazio di stoccaggio alla stessa conferito, con un picco nel 2007/2008 sia in termini di spazio che di quota di spazio allocati (cfr. Tabella 28).

282. Lo spazio di stoccaggio allocato a ciascun concorrente di Eni è molto minore. La graduatoria degli assegnatari della capacità di stoccaggio (cfr. Tabella 28) vede solo due altri gruppi ottenere una quota

¹¹⁷ Come è stato notato da alcuni commentatori, lo stoccaggio minerario concesso ad ENI fornisce “*al tempo stesso un elemento di flessibilità in più a tale impresa che richiede stoccaggio di modulazione in quanto venditrice di gas, ponendo il problema di distinguere la destinazione effettiva della capacità totale di stoccaggio allocata ai due tipi di fabbisogno*”. Cfr. Quaderno di ricerca ref. N. 26 /Novembre 2006 “*Lo stoccaggio del gas naturale in Italia: regolazione, mercato e criticità*”.

¹¹⁸ Come spiegato nel primo capitolo, per questa parte la richiesta massima che può essere presentata (MRA – Massima Richiesta Ammissibile) è per uno spazio equivalente al 33,4% dei consumi di un anno standard (il 2001) dei clienti domestici serviti dall'impresa che richiede l'allocazione.

¹¹⁹ Per questa richiesta extra, la MRA è pari al 25% dell'MRA per l'inverno medio rigido. La procedura di allocazione tenterà di soddisfare le richieste per l'inverno medio-rigido e poi, se residuerà spazio non allocato, assegnerà anche questo extra. Allo stato, come si è visto, la capacità di stoccaggio disponibile non è in grado neppure di soddisfare tutte le richieste per l'inverno medio-rigido.

¹²⁰ Stogit ha anche stipulato i contratti per il servizio per il bilanciamento operativo con le imprese di trasporto Snam Rete Gas e S.G.I., gli unici due operatori di trasporto nazionali. Edison Stoccaggio ha stipulato nove contratti per il servizio di modulazione (di cui uno anche del servizio di stoccaggio strategico) e uno del servizio di bilanciamento operativo delle imprese di trasporto. Cfr. la Relazione Annuale AEEG del 10 luglio 2008.

significativa dello spazio di stoccaggio: A2A, cui fanno capo Edison e Plurigas¹²¹ ed Enel. Alle altre società di vendita spetta una quota di spazio di stoccaggio residuale e molto frammentata, tra lo zero e il tre per cento del totale.

<i>Spazio di stoccaggio di modulazione conferito da Stogit</i>						
	<i>in GSmc (PCS 38,1)</i>			<i>in percentuale rispetto al totale conferito</i>		
	<i>2006/07</i>	<i>2007/08</i>	<i>2008/09</i>	<i>2006/07</i>	<i>2007/08</i>	<i>2008/09</i>
EniG&P	[3-4]	[4-5]	[3-4]	[40-50]%	[50-60]%	[40-50]%
Enel	[1-2]	[0-1]	[1-2]	[10-20]%	[10-20]%	[10-20]%
Plurigas (gruppo A2A)	[0-1]	[0-1]	[0-1]	[0-10]%	[0-10]%	[0-10]%
Edison (gruppo A2A)	[0-1]	[0-1]	[0-1]	[10-20]%	[0-10]%	[0-10]%
Dalmine Energie	[0-1]	[0-1]	[0-1]	[0-10]%	[0-10]%	[0-10]%
Blugas	[0-1]	[0-1]	[0-1]	[0-10]%	[0-10]%	[0-10]%
Heratrading	[0-1]	[0-1]	[0-1]	[0-10]%	[0-10]%	[0-10]%
Gaz de France	[0-1]	[0-1]	[0-1]	[0-10]%	[0-10]%	[0-10]%
Italtrading	[0-1]	[0-1]	[0-1]	[0-10]%	[0-10]%	[0-10]%
Acea Electrabel	[0-1]	[0-1]	[0-1]	[0-10]%	[0-10]%	[0-10]%
Elettrogas	[0-1]	[0-1]	[0-1]	[0-10]%	[0-10]%	[0-10]%
Enia Energia			[0-1]			[0-10]%
Sorgenia		[0-1]	[0-1]		[0-10]%	[0-10]%
Gas Plus Italiana	[0-1]	[0-1]	[0-1]	[0-10]%	[0-10]%	[0-10]%
Begas		[0-1]	[0-1]		[0-10]%	[0-10]%
Spigas	[0-1]	[0-1]	[0-1]	[0-10]%	[0-10]%	[0-10]%
ENoi	[0-1]	[0-1]	[0-1]	[0-10]%	[0-10]%	[0-10]%
>0,1GSmc numero	10	9	17			
>0,1GSmc media	0,70	0,83	0,45			
<0,1GSmc numero	21	25	24			
<0,1GSmc media	0,02	0,03	0,02			
TOTALE	7,51	8,16	8,11	100,00%	100,00%	100,00%

Tabella 28

Fonte: elaborazioni su dati Stogit.

283. Le tabelle seguenti forniscono interessanti indicazioni sulla politica adottata da Eni e dalle altre società di vendita nella richiesta di allocazione di stoccaggio di modulazione. In genere, come mostra la Tabella 29 le società di vendita diverse da Eni tendono a richiedere una capacità molto vicina alla massima possibile (se non direttamente la massima) sia per quanto riguarda l'inverno medio rigido che per quanto riguarda l'extra-capacità per inverno rigido. Eni, invece, ha richiesto per l'a.t. 2006/07 circa i tre quarti ([70-80]%) della capacità massima cui avrebbe avuto diritto per l'inverno medio rigido. Negli anni successivi, tuttavia, Eni ha modificato questa strategia, avvicinando notevolmente le proprie richieste alle massime ammissibili ([90-100]% nel 2007/08 e [90-100]% nel 2008/09).

¹²¹ Plurigas è controllata da A2A S.p.A. che, congiuntamente a Electricité de France (EDF) detiene anche il controllo del gruppo Edison.

Richiesta di conferimento in percentuale rispetto alla massima richiesta ammissibile (MRA)									
	2006/07			2007/08			2008/09		
	<i>Totale</i>	<i>Medio rigido</i>	<i>Rigido</i>	<i>Totale</i>	<i>Medio rigido</i>	<i>Rigido</i>	<i>Totale</i>	<i>Medio rigido</i>	<i>Rigido</i>
Eni Gas & Power	[80-90]%	[70-80]%	[90-100]%	[90-100]%	[90-100]%	[90-100]%	[90-100]%	[90-100]%	[90-100]%
Altri (<u>dato medio</u>)	96%	95%	100%	99%	99%	99%	98%	100%	92%
TOTALE	90%	87%	100%	97%	96%	100%	97%	97%	97%

Tabella 29

Fonte: elaborazioni su dati Stogit.

Capacità di modulazione conferita rispetto alla MRA									
	2006/07			2007/08			2008/09		
	<i>Totale</i>	<i>Medio rigido</i>	<i>Rigido</i>	<i>Totale</i>	<i>Medio rigido</i>	<i>Rigido</i>	<i>Totale</i>	<i>Medio rigido</i>	<i>Rigido</i>
Eni Gas & Power	[50-60]%	[70-80]%	0%	[70-80]%	[80-90]%	0%	[60-70]%	[80-90]%	0%
Altri (<u>dato medio</u>)	73%	92%	0%	75%	94%	0%	74%	92%	0%
TOTALE	67%	84%	0%	73%	91%	0%	72%	90%	0%

Tabella 30

Fonte: elaborazioni su dati Stogit.

284. L'allocazione di capacità di stoccaggio è influenzata dalle richieste delle società di vendita, in quanto la capacità è assegnata *pro quota* in base alla richiesta accettabile (ossia non superiore all'MRA), tant'è che l'aumento della quota di capacità di stoccaggio richiesta per il caso di inverno medio rigido da Eni, rispetto alla propria MRA, ha portato ad un aumento della quota di capacità conferita per tale caso, sempre rispetto alla propria MRA (cfr. Tabella 30)¹²².

285. L'esito atteso della nuova politica di Eni (richiedere quasi tutto lo stoccaggio cui ha diritto) dovrebbe consistere quindi in un netto incremento dello spazio di stoccaggio di modulazione assegnato ad Eni. Questo avviene effettivamente nel 2007/08 quando, come mostra la Tabella 28, lo spazio riservato ad Eni presso Stogit passa da [3-4] GSmc ([40-50]% del totale) a [4-5] GSmc ([50-60]% del totale). Tuttavia, come già rilevato, il picco del 2007/08 non si ripete nell'anno successivo, quando per Eni lo spazio assegnato ([3-4] GSmc) e la quota sul totale ([40-50] %) tornano ai livelli di due anni prima. La spiegazione di questo fenomeno risiede nel fatto che al momento della presentazione delle richieste per il 2008/09 si sono drasticamente ridotti (di circa il 25%) i consumi con diritto prioritario a richiedere stoccaggio attribuiti ad Eni. Come più volte detto, i consumi che danno diritto al conferimento di capacità di stoccaggio di modulazione sono, prioritariamente, quelli dei clienti finali che consumano meno di 200.000 Smc di gas/anno attribuibili alla società di vendita in questione, sia direttamente – in quanto clienti diretti - che indirettamente – in quanto clienti serviti da un'impresa di vendita che acquista all'ingrosso a livello di REMI dalla medesima società¹²³. Eni ha al riguardo fatto presente che la contrazione della capacità di

¹²² L'aumento relativo della quota di capacità di stoccaggio conferita rispetto alla propria MRA non è poi necessariamente direttamente proporzionale alla quota di capacità di stoccaggio richiesta rispetto alla propria MRA, in quanto quest'ultima è influenzata anche dalle richieste avanzate da tutte le altre imprese aventi titolo e dalla capacità di stoccaggio complessivamente disponibile.

¹²³ La variazione della capacità richiedibile è funzione solo della variazione del numero di questi clienti e non anche della variazione del loro consumo unitario. Nel calcolo del parametro utilizzato per fissare la MRA, infatti, ad essi non viene attribuito il consumo effettivo dell'ultimo anno, bensì quello standard di riferimento (il consumo del 2001).

stoccaggio allocatale nell'a.t. 2008/09 trova spiegazione nelle dinamiche di mercato che hanno determinato una riduzione delle quote di mercato di Eni, in favore di suoi concorrenti, nel segmento delle vendite all'ingrosso a imprese che riforniscono clienti finali con priorità di allocazione in stoccaggio. Il valore complessivo di tale riduzione sarebbe poi, sempre secondo Eni, accentuato dal venire meno del ruolo di fornitore grossista di ultima istanza svolto dalla stessa nell'a.t. 2006/07¹²⁴.

286. In conclusione, la capacità disponibile di stoccaggio di modulazione risulta assegnata prevalentemente (tra il 40 e il 55% del totale) ad Eni, in una percentuale che è nettamente superiore alla sua quota di vendite dirette ai clienti con consumi inferiori ai 200.000 Smc - circa il 30% - ed è, quindi, decisamente influenzata dai diritti alla richiesta di stoccaggio di modulazione conferiti ad Eni dalle imprese di vendita a clienti di piccole dimensione dalla stessa rifornite all'ingrosso al REMI. Eni gestisce questa risorsa di flessibilità in aggiunta a quanto le deriva dallo stoccaggio minerario e dalla flessibilità dei suoi contratti di importazione. Eni ha anche deciso, a partire dal 2007/08, di adeguarsi al comportamento dei concorrenti, richiedendo pressoché tutta la capacità cui aveva diritto, mentre nell'anno precedente si era limitata a richiederne circa i tre quarti.

La disponibilità di flessibilità nei contratti di importazione di gas

287. Come si è detto, una importante risorsa di flessibilità dell'offerta di gas – per il soddisfacimento delle esigenze di modulazione programmabili - è costituita dalla possibilità di modulare il flusso delle importazioni dall'estero. Naturalmente, solo le società che effettuano importazioni dall'estero possono attingere a questa risorsa. Nel 2007, circa il 63,4% delle importazioni complessive di gas in Italia (al lordo delle riesportazioni) sono state realizzate da Eni¹²⁵. Gli altri principali operatori attivi nell'importazione di gas sono Enel (12,7%), il gruppo A2A (tramite Edison e Plurigas: 12%), Gaz de France (2,7%) e Sogrenia (2,2%). I primi tre soggetti importatori dispongono quindi di circa l'88% del gas naturale importato in Italia¹²⁶.

¹²⁴ Cfr. il DM 29 settembre 2006. Si rammenta in particolare che nell'estate 2006 si sono manifestate criticità nella disponibilità di adeguate forniture di gas per il sistema venute alla luce in termini di mancata allocazione (e richiesta) di capacità per la riconsegna del gas sulla rete nazionale di Snam Rete Gas Spa, per l'a.t. 2006/07. La situazione di difficoltà ha riguardato soprattutto imprese di vendita del gas medio-piccole con clienti finali con consumi inferiori a 200.000 mc di gas/anno, le quali non hanno prenotato capacità in uscita (presso circa 2.000 punti di prelievo). L' MSE è intervenuto con il citato decreto, anche a fronte del fatto che 16 dei 17 fornitori di ultima istanza - a suo tempo individuati con DM del 31 maggio 2004 ed ai sensi della legge n. 239/04 - si sono dichiarati indisponibili a svolgere tale funzione. Il decreto del settembre 2006, in sintesi, ha individuato quale fornitore grossista di ultima istanza, per ciascuna area di prelievo, il soggetto che nell'a.t. 2005/06 è risultato titolare della maggior capacità di trasporto complessiva ai punti di riconsegna della medesima area di prelievo. E' stato quindi identificato in Eni il fornitore di ultima istanza, per tutte le aree di prelievo, delle imprese di vendita che non disponevano di sufficienti volumi di gas per soddisfare la fornitura ai propri clienti con consumi inferiori a 200.000 mc/anno.

¹²⁵ Si ricorda che l'art. 19 comma 3 del D.lgs. n. 164/2000 (cd. decreto Letta) ha previsto un tetto massimo alla quota di importazioni che può essere effettuata da un'unica impresa. Il tetto era fissato nel 75% a partire dal 1 gennaio 2002, e doveva diminuire ogni anno di due punti percentuali fino al 31 dicembre 2010: pertanto, nell'anno 2007 ENI non avrebbe potuto importare più del 65% del totale del gas introdotto in Italia.

¹²⁶ Inoltre, si rileva come, da un lato, una parte delle importazioni in Italia realizzate da soggetti terzi rispetto ad ENI (ed in particolare di Edison, Plurigas, Gaz de France e Sogrenia) corrisponde alle c.d. "vendite innovative" di gas di ENI alla frontiera italiana (cfr. provvedimento n. 11421 del 21 novembre 2002, caso A329 "SNAM-BLUGAS" in Boll. n. 47/2002). Tali vendite di gas di ENI all'estero per il mercato nazionale riguardano una quota di circa il 6% delle importazioni complessive di gas in Italia e nei fatti costituiscono un'elusione del tetto alle importazioni di gas da parte di ciascuna impresa (ENI) posto dall'art. 19 comma 3 del decreto Letta. Dall'altro, le importazioni di gas dalla Libia tramite il gasdotto Greenstream realizzate da soggetti terzi rispetto ad ENI riguardano gas venduto da ENI in Libia. Tali importazioni riguardano il 12,5% delle importazioni complessive di gas in Italia. Ne deriva che la quota di importazioni di gas riconducibile ad ENI è pari a circa l'82% delle importazioni lorde complessive. Cfr. AEEG, "Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta", pagg. 120-124.

288. Posto che l'attività d'importazione di gas è realizzata prevalentemente attraverso contratti di approvvigionamento di lungo periodo¹²⁷, Eni risulta disporre della più ampia parte dei contratti di lungo periodo relativi a gas importato in Italia¹²⁸, che, pur prevedendo delle clausole *take or pay*, sono comunque caratterizzati da un certo grado di flessibilità.

289. In particolare, con riguardo alle flessibilità previste da tali contratti di approvvigionamento di lungo periodo, dalle risposte alle richieste di informazioni pervenute dagli operatori di vendita risulta che i contratti di Eni prevedono flessibilità nei ritiri, sia a livello giornaliero che a livello annuale, significativamente superiori rispetto a quelle dei propri concorrenti.

290. In media, Eni dispone di una MaxDCQ¹²⁹ - in termini di MaxDCQ/(ACQ/365) - di circa il [OMISSIS]%; di una MinDCQ - in termini di MinDCQ/MaxDCQ - dello [OMISSIS]%; e di una flessibilità media annuale nell'ordine del [10-20]% (*take or pay* sull'[80-90]% dell'ACQ¹³⁰ ovvero AMQ/ACQ= [80-90]%)¹³¹. I concorrenti, invece, come risulta dalla Tabella 31, anche laddove possano contare su delle importazioni flessibili, hanno in media una distanza molto minore tra il minimo e il massimo giornaliero che è loro consentito importare, nonché un livello molto più elevato della soglia di ritiri annuali al di sotto della quale scatta comunque l'obbligo di pagamento previsto dalla clausola *take or pay*.

	<i>Flessibilità dei contratti di approvvigionamento pluriennali</i>		
	AMQ/ACQ	MaxDCQ/(ACQ/365)	MinDCQ/(MaxDCQ)
Eni	[0,80-0,90]	[OMISSIS]	[OMISSIS]
Media pesata sul volume delle importazioni a dati 2007 dei principali altri operatori	[0,90-1]	[OMISSIS]	[OMISSIS]

Tabella 31

Fonte: risposte delle imprese di vendita alla richiesta di informazioni e AEEG.

291. Si ricorda inoltre che, stando ai dati acquisiti nel corso dell'indagine conoscitiva del 2004¹³², Eni si caratterizza per un costo medio di importazione di gas inferiore rispetto a quello dei concorrenti. Questo significa che il fatto di disporre di contratti più flessibili non penalizza Eni in termini di prezzo del gas. In prospettiva, tuttavia, posto che in generale sussiste, invece, un legame tra flessibilità contrattuale e prezzo contrattuale del gas, nuovi entranti che volessero stipulare contratti di importazione con un più elevato livello di flessibilità dovrebbero - ove contratti simili fossero effettivamente negoziabili - certamente scontare una ulteriore penalizzazione in termini di prezzo di acquisto del gas.

¹²⁷ ENI, in particolare, ha utilizzato quali fonti di approvvigionamento di gas, per l'[80-90]% dei volumi da contratti di approvvigionamento pluriennali dall'estero e per il [10-20]% la propria produzione nazionale, risultando quindi del tutto residuale sia gli approvvigionamenti in Italia che all'estero annuali e infrannuali.

¹²⁸ Assume, al riguardo, anche assoluto rilievo la circostanza che ENI controlli direttamente e/o gestisca i diritti di transito su tutte le infrastrutture per l'importazione di gas naturale in Italia (i gasdotti e l'unico terminale di rigassificazione di Gnl attualmente attivo, sito in Panigaglia).

¹²⁹ I parametri contrattuali ACQ, AMQ, MaxDCQ e MinDCQ sono già stati descritti in precedenza.

¹³⁰ ENI ha pubblicamente indicato di disporre di una flessibilità annuale sui propri contratti di approvvigionamento *take or pay* dall'estero di circa l'85%. Cfr. ENI, 2005, "Annual Report on Form 20-F, 2004", pag. 28 (www.eni.it).

¹³¹ ENI precisa, tra l'altro, che tali flessibilità medie non tengono tuttavia conto [OMISSIS].

¹³² Data la lunga durata dei contratti di importazione di gas stipulati da ENI, l'informazione relativa al 2004 è ancora in grado di fornire una buona rappresentazione della situazione esistente. Cfr. Indagine conoscitiva congiunta AEEG e AGCM (IC22), provvedimento AGCM n. 13267 del 17 giugno 2004 e deliberazione AEEG n. 90/04, adottata in pari data.

292. In conclusione, anche in considerazione della propria posizione dominante nel mercato dell'approvvigionamento di gas, Eni dispone della più ampia parte delle risorse di flessibilità connesse all'importazione di gas dall'estero, nonché di una flessibilità, giornaliera e annuale, nei contratti di approvvigionamento *take or pay* elevata ed, in ogni caso, superiore sia a quella dei propri concorrenti che a quella minima richiesta dalla normativa di settore¹³³. Eni dispone anche di ulteriori flessibilità derivanti dalla cessione di gas all'estero (in particolare vendite innovative) o sul territorio nazionale (prima e seconda *gas release*) con contratti pluriennali di gas, a valere sui propri contratti pluriennali di approvvigionamento di gas ma con flessibilità inferiori a quelle da essi previste.

293. La disponibilità di tali flessibilità, attraverso i contratti di importazione di gas, conferisce ad Eni uno strumento (e un vantaggio) che nessun concorrente, allo stato, è in grado di replicare sui mercati della vendita di gas. Eni pertanto non solo controlla la quota predominante di gas da importazione, ma dispone anche del maggior grado di flessibilità su tali importazioni, dalla stessa utilizzabile per il soddisfacimento delle esigenze di modulazione programmabile della domanda.

294. Le risposte pervenute dagli operatori di vendita confermano l'esistenza di una marcata asimmetria tra Eni ed i suoi concorrenti con riguardo alle fonti di approvvigionamento disponibili ed alle relative flessibilità. Con la sola eccezione dei pochi operatori che dispongono di contratti di approvvigionamento pluriennali dall'estero, sopra richiamati (di cui peraltro una cospicua parte del gas approvvigionato è riconducibile a vendite Eni oltre frontiera), le altre imprese hanno indicato di non disporre di alcuna forma di flessibilità contrattuale negli acquisti di gas, sia in Italia che all'estero fatti salvi i soli acquisti di gas da Eni relativi alla prima e seconda *gas release*. In particolare, come indicato anche da Eni, solo i contratti di approvvigionamento *take or pay* di lungo periodo dispongono di flessibilità nei ritiri – annuali e giornaliere, mentre tutte le altre forme di approvvigionamento di gas riguardano quantitativi fissi (non modulabili).

Lo scambio di flessibilità attraverso la compravendita di partite di gas all'ingrosso

295. Come visto, solo poche imprese sono in grado, attualmente, di approvvigionarsi ricorrendo direttamente a contratti pluriennali d'importazione dall'estero, che di solito contengono anche un certo grado di flessibilità (variabile da contratto a contratto). La maggior parte delle imprese attive nella vendita di gas a clienti finali acquista invece la materia prima all'ingrosso da fornitori nazionali.

296. Nella misura in cui queste forniture all'ingrosso (cd. mercato *spot*) possiedono qualche forma di articolazione nel tempo (ad esempio perché consentono una parziale, o totale, flessibilità nei ritiri di gas ovvero perché corrispondono a contratti di durata infrannuale) esse costituiscono, per gli acquirenti, una risorsa di flessibilità. Naturalmente, tutta la flessibilità che le imprese di vendita acquisiscono in questa maniera deve essere già presente all'interno del sistema e le compravendite di gas all'ingrosso possono comportare degli scambi di flessibilità tra gli operatori, ma non la creazione di flessibilità *ex novo*¹³⁴. Nondimeno, il ricorso al mercato all'ingrosso – ed in particolare agli acquisti *spot* infrannuali – è indicato da

¹³³ In base di quanto previsto dall'art. 3, co. 8, del D.Lgs. n. 164/00, i contratti di importazione di gas da paesi extra-UE devono consentire una modulazione stagionale in misura non inferiore al 10% (rispetto al valore medio giornaliero su base annua).

¹³⁴ Questo significa che, per poter cedere una fornitura che sia articolata nel tempo, gli offerenti sul mercato all'ingrosso devono anche disporre di flessibilità a livello primario, in quanto titolari di gas di stoccaggio o di flessibilità nelle importazioni di gas in eccesso rispetto alle proprie esigenze. D'altra parte, come si ricorderà, il ricorso al mercato *spot* non era incluso tra le risorse di flessibilità a livello di sistema analizzate nella prima parte del presente capitolo.

numerosi operatori, soprattutto quelli di piccole dimensioni, come la principale risorsa – oltre allo stoccaggio - cui attingere per far fronte alla modulazione della domanda¹³⁵.

297. Nel mercato all'ingrosso del gas sono attive, dal lato dell'offerta, principalmente le imprese che dispongono di gas importato dall'estero. I dati disponibili circa le vendite dei grossisti nel 2007, riportati nella Tabella 32, evidenziano il peso preponderante di Eni, con una quota di circa il 40% - e degli altri principali operatori che importano gas (Enel, A2A e Gaz de France-Suez). Tuttavia, i dati aggregati della Tabella 32 riguardano anche le cessioni di gas prive di flessibilità (forniture di gas “piatte” annuali o pluriennali sul territorio nazionale) e includono le rivendite all'ingrosso di gas a sua volta acquisito sul territorio nazionale da altri operatori. Tali dati, pertanto, non consentono di valutare l'effettiva quantità di risorse di flessibilità che può essere reperita sul mercato all'ingrosso dalle società di vendita.

<i>Vendite all'ingrosso anno 2007 (GSmc)</i>		
Società	Volumi scambiati (incluse le rivendite)	Quota percentuale sul totale
Eni	22,135	41%
A2A	7,869	15%
Enel	5,66	11%
GDF Suez	1,771	3%
Altri	16,196	30%
<i>Totale</i>	<i>53,631</i>	<i>100%</i>

Tabella 32

Fonte: Cfr. Relazione Annuale AEEG del 10 luglio 2008, pag. 141, Tav. 3.23.

298. In effetti, dalle informazioni disponibili risulta che gli acquisti di gas all'ingrosso sul territorio nazionale sono spesso realizzati con contratti privi di flessibilità nei ritiri giornalieri, mensili o annuali. Pertanto, una buona parte delle vendite all'ingrosso registrate nella Tabella 32 non fornisce alcun aiuto alle imprese che ricercano, oltre al mero approvvigionamento, anche delle fonti di flessibilità per far fronte alla modulazione – programmabile o di bilanciamento giornaliero – della propria domanda.

299. I contratti di compravendita all'ingrosso che attualmente, in Italia, comportano anche la cessione di flessibilità possono essere classificate nelle seguenti categorie:

- i due *gas release* realizzati da Eni in ossequio ad impegni presi con l'AGCM, i quali prevedono condizioni di flessibilità nei ritiri giornalieri, annuali e nelle nomine assimilabili a quelle dei contratti di approvvigionamento pluriennali dall'estero: le flessibilità previste dai *gas release* sono quindi utilizzabili solo per il soddisfacimento delle esigenze di modulazione programmabili;
- compravendite di gas che prevedono la copertura da parte del venditore delle esigenze di modulazione dei clienti finali dell'acquirente, in ciò assimilabili ad un contratto di somministrazione (contratti di somministrazione indiretta); in base alle risposte ricevute dalle imprese di vendita, nel sistema italiano, questa tipologia di contratto prevede prevalentemente la consegna del gas al REMI¹³⁶. Tale modalità di

¹³⁵ Tutte le imprese di vendita che si sono espresse sul punto concordano nel non considerare uno strumento di flessibilità l'eventuale disponibilità di contratti interrompibili con clienti industriali o termoelettrici, rilevando come la stessa è comunque molto limitata e costosa e risulta quindi una risorsa “di ultima istanza” attivabile in caso di grave emergenza del sistema piuttosto che come risorsa di flessibilità per il singolo operatore.

¹³⁶ La cabina REMI, ossia cabina di regolazione e misura, è sita in un punto il più vicino possibile alla presa sul metanodotto di Snam Rete Gas e prossima all'impianto che deve essere alimentato ed ha lo scopo di permettere il collegamento fisico tra il metanodotto di alimentazione e l'impianto di distribuzione che collega i clienti finali.

approvvigionamento all'ingrosso di gas è idonea a soddisfare sia le esigenze di modulazione programmabili sia quelle di bilanciamento giornaliero: si tratta infatti di acquisti che, incorporando già nella fornitura tutta la flessibilità necessaria all'impresa di vendita, sollevano quest'ultima anche da ogni preoccupazione in merito al bilanciamento giornaliero.

- compravendite di gas per periodi inferiori all'anno (compravendite *spot* infrannuali): esse consentono alle imprese di vendita di compensare la propria posizione di disponibilità di gas rispetto ai propri impegni di fornitura. In questa categoria rientrano anche parte delle cessioni obbligatorie al Punto di Scambio Virtuale (PSV)¹³⁷ imposte, dal d.l. n. 7/07, convertito con legge n. 40/07 agli importatori di gas da paesi extra-UE e ai produttori nazionali, di cui si dirà nel seguito; tale modalità di approvvigionamento è funzionale a soddisfare solo le esigenze di modulazione programmabili.

300. Le tre tipologie vengono brevemente analizzate nel seguito. Si forniranno, inoltre, alcune indicazioni sullo stadio di avanzamento del processo di costituzione di una borsa centralizzata del gas, che potrebbe costituire un forte incentivo per lo sviluppo del mercato all'ingrosso e dunque anche della compravendita di flessibilità collegata a quest'ultimo, nonché dell'effetto che potrebbe derivare dalla introduzione di un mercato del bilanciamento, strumento necessario accanto ad una corretta definizione e allocazione dei servizi di stoccaggio, per far fronte alle esigenze di bilanciamento giornaliero, operando le opportune compensazioni tra gli operatori.

I due gas release di ENI

301. Nell'ambito di due procedimenti condotti dall'AGCM¹³⁸, Eni si è impegnata a vendere sul mercato *spot* determinati quantitativi di gas (cd. *gas release*) con contratti pluriennali dotati di flessibilità. Il primo *gas release* comportava la vendita di 2,3 GSmc di gas all'anno per quattro anni a partire dall'a.t. 2004/05, in 23 lotti annuali da 100 milioni di Smc (con consegna al punto di ingresso alla rete nazionale di Tarvisio). Il secondo si riferiva alla vendita di 2 miliardi di metri cubi all'anno per due anni a partire dall'a.t. 2007/08, ripartiti in 50 lotti da 40 MSmc l'anno (con consegna al PSV). Le flessibilità nei ritiri previsti dai due *gas release* erano quelle riassunte nella seguente tabella, nella quale sono confrontate con la flessibilità media dei contratti di importazione di Eni.

	<i>Flessibilità dei contratti di Gas release Eni</i>		
	AMQ/ACQ	MaxDCQ/(ACQ/365)	DMQ/(MaxDCQ)
Eni	[0,80,-90]	[OMISSIS]	[OMISSIS]
Gas release 1 (2004/05-2007/08)	0,90	1,05	n.d.
Gas release 2 (2007/08-2008/09)	0,90	1,07	0,50

Tabella 33

302. I due *gas release* di Eni hanno comportato la messa a disposizione degli operatori di significativi quantitativi di gas, pari al 10% del totale delle vendite all'ingrosso di Eni (con una punta, nell'anno in cui i due programmi si sono sovrapposti - il 2007/08 - del 20%), dotati di una flessibilità nei ritiri che, benché

¹³⁷ Come meglio descritto in seguito, il PSV si sostanzia in una piattaforma informatica per la registrazione degli scambi di gas immesso nella rete nazionale di trasporto tra le imprese gli utenti della rete (o soggetti da questi garantiti).

¹³⁸ I dettagli sono inclusi nei provvedimenti di chiusura dei due procedimenti: provv. n. 13644 del 7 ottobre 2004, caso A329B - BLUGAS-SNAM, Boll. n. 41/2004; provv. n. 16530 del 6 marzo 2007, caso A371 - GESTIONE ED UTILIZZO DELLA CAPACITÀ DI RIGASSIFICAZIONE, Boll. n. 8/2007.

inferiore a quella di cui dispone la stessa Eni per i propri approvvigionamenti¹³⁹ (cfr. Tabella 33) è comparabile al livello medio di flessibilità dei contratti di importazione degli operatori diversi da Eni (cfr. Tabella 31 e Tabella 33). Questa fonte di flessibilità ha senz'altro contribuito alle esigenze dei numerosi operatori che hanno potuto aderire ai due programmi, ancorché le dimensioni dei lotti fossero limitate, soprattutto per il secondo *gas release*. Ad ogni modo, si tratta, di misure temporanee, che si concludono con l'a.t. 2008/09. Posto che Eni le ha adottate perché obbligata, è difficile pensare che in futuro continuerà a immettere gas e flessibilità sul mercato con le stesse modalità.

I contratti di somministrazione indiretta

303. Un elemento d'importanza cruciale per la comprensione dell'attuale struttura dei mercati della vendita di gas in Italia e del ruolo della flessibilità all'interno degli stessi, è costituito dai contratti di somministrazione indiretta, oggi conclusi prevalentemente al REMI. Con tali contratti, l'impresa di vendita che rifornisce il cliente finale si limita a prelevare dal grossista i quantitativi di volta in volta richiesti dalla propria clientela (in altri termini ribalta al grossista l'effetto del contratto di somministrazione sottoscritto con il cliente finale), lasciando in capo al grossista l'onere di far fronte alle esigenze di modulazione sia programmabili che di bilanciamento giornaliero.

304. Per questo motivo, in questi casi, i consumi dei clienti finali che danno titolo all'assegnazione prioritaria di capacità di stoccaggio (ossia i clienti con consumi annui inferiori ai 200.000 Smc) sono attribuiti al grossista e non all'impresa di vendita che rifornisce i clienti finali. Sarà il grossista, infatti, che utilizzerà lo stoccaggio per far fronte alla modulazione della domanda dei clienti finali.

305. In linea generale, la possibilità che si realizzi concorrenza al livello *retail* della vendita del gas ai clienti finali – in particolare sulla componente materia prima gas – dipende dalle condizioni di concorrenza nel mercato a monte. In un contesto, quale quello italiano, in cui, come visto, l'operatore *incumbent* continua a detenere una posizione di dominanza su tutta la filiera del gas ed anche a livello *retail*, le imprese che riescono maggiormente ad esercitare una pressione concorrenziale sono quelle che si disintermediano da Eni nell'approvvigionamento di gas o nel reperimento delle risorse per la modulazione dei propri clienti. Posto che i contratti di somministrazione indiretta non sono di per sé un fattore negativo, quanto piuttosto uno strumento di mercato disponibile in via generale a tutti gli operatori, nel contesto nazionale l'utilizzo di tale modalità di approvvigionamento da parte delle imprese di vendita *retail* non integrate verticalmente costituisce evidentemente una modalità “debole” di svolgimento dell'attività di vendita: le imprese che la intraprendono vengono a dipendere dal grossista sia per la fornitura del gas che per quella della flessibilità, e probabilmente si troveranno a dover sostenere elevati costi di approvvigionamento.

306. Le imprese di vendita che si approvvigionano - esclusivamente - con contratti di somministrazione indiretta non possono costituire delle concrete minacce concorrenziali per gli operatori integrati, e in particolare per Eni, dei quali sono quasi degli agenti di vendita. Tali imprese sono molto numerose e sono individuabili principalmente in piccole imprese di vendita, attive verso clienti di piccola dimensione

¹³⁹ La circostanza che le vendite di gas di ENI all'estero ai propri concorrenti, e le stesse vendite realizzate da ENI tramite i gas release, prevedano flessibilità contrattuali inferiori rispetto a quelle medie della società comporta anche, come già accennato, che il delta positivo tra flessibilità contrattuale disponibile ad ENI e flessibilità contrattuale ceduta a terzi incrementi ulteriormente le flessibilità contrattuali nella effettiva disponibilità di ENI.

allacciati agli impianti di distribuzione a livello locale e storicamente presenti sul territorio¹⁴⁰. Per la vendita ai clienti di maggiori dimensioni, industriali e termoelettrici, in relazione ai quali la competizione si basa principalmente sulla componente materia prima gas, l'attività di approvvigionamento del gas attraverso contratti di somministrazione indiretta risulta infatti ancora meno funzionale allo svolgimento di attività in concorrenza con operatori integrati.

307. In merito alla consistenza del fenomeno delle imprese che si approvvigionano con contratti di somministrazione indiretta - e agli effetti dello stesso sulla concorrenza e sulla struttura della vendita di gas - delle interessanti indicazioni vengono dalla successiva Tabella 34, nella quale viene riportato per quattro anni termici il contributo delle principali imprese di vendita al consumo di diverse tipologie di domanda.

308. I dati utilizzati per determinare le quote delle diversi componenti della domanda soddisfatte a livello di sistema e di singola impresa sono riferiti alle riconsegne del gas dalla rete di Snam rete gas rispettivamente a livello di sistema e per conto delle singole imprese utenti della rete indicate in tabella. Le quote riportate in questa tabella sono quindi al lordo degli autoconsumi (si pensi ad esempio ai rilevanti autoconsumi termoelettrici di Enel) e per quanto riguarda la *“domanda degli impianti di distribuzione”* includono, oltreché le vendite dirette ai clienti finali allacciati agli impianti di distribuzione, anche le vendite all'ingrosso al REMI.

¹⁴⁰ Si tratta generalmente di imprese di vendita costituite a seguito dell'applicazione degli obblighi di separazione societaria imposti alle imprese che - precedentemente al D.Lgs. n. 164/00 - svolgevano congiuntamente sia l'attività di distribuzione che quella di vendita di gas in regime di esclusiva a livello comunale. Il numero totale delle società di vendita era 232 nel 2007, 226 nel 2006, 258 nel 2005, 353 nel 2004, 432 nel 2003 e 504 nel 2002 (AEEG, Relazione Annuale 2008, p. 144).

		% domanda nazionale gas	% domanda industriale	% domanda termoelettrica	% domanda impianti di distribuzione	% altro (reti di terzi e consumi di sistema)
2004/05	TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	Eni	[60-65]%	[70-75]%	[70-75]%	[50-55]%	[30-35]%
	Enel	[10-15]%	[5-10]%	[15-20]%	[10-15]%	[1-5]%
	A2A	[10-15]%	[5-10]%	[10-15]%	[15-20]%	[20-25]%
	ALTRI	11,1%	14,6%	-1,7%	16,8%	42,8%
2005/06	TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	Eni	[60-65]%	[75-80]%	[70-75]%	[50-55]%	[25-30]%
	Enel	[10-15]%	[1-5]%	[10-15]%	[10-15]%	[1-5]%
	A2A	[10-15]%	[5-10]%	[10-15]%	[15-20]%	[25-30]%
	ALTRI	11,6%	12,4%	1,7%	16,9%	42,1%
2006/07	TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	Eni	[60-65]%	[70-75]%	[65-70]%	[55-60]%	[25-30]%
	Enel	[10-15]%	[1-5]%	[10-15]%	[10-15]%	[1-5]%
	A2A	[10-15]%	[1-5]%	[15-20]%	[10-15]%	[25-30]%
	ALTRI	11,2%	18,2%	1,8%	15,3%	37,9%
2007/08	TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
	Eni	[55-60]%	[60-65]%	[70-75]%	[40-45]%	[20-25]%
	Enel	[10-15]%	[5-10]%	[10-15]%	[10-15]%	[1-5]%
	A2A	[15-20]%	[5-10]%	[15-20]%	[15-20]%	[30-35]%
	ALTRI	17,9%	23,8%	1,5%	27,6%	38,7%

Tabella 34

*dati di domanda relativi alle riconsegne da rete Snam Rete Gas.

Fonte: Snam Rete Gas.

309. Come si è visto in precedenza (cfr. Tabella 25 e Tabella 26), dall'analisi delle sole vendite dirette, Eni risultava largamente predominante nelle vendite a clienti industriali e termoelettrici, ma manteneva una quota più limitata (intorno al 30%) nelle vendite ai clienti domestici e del commercio e servizi, e rispettava quindi, nell'aggregato, il tetto del 50% sul totale delle vendite ai clienti finali, imposto dal decreto Letta. La Tabella 34, che per i clienti allacciati agli impianti di distribuzione (principalmente domestici e commercio e servizi) imputa alle società sia le vendite dirette che quelle indirette (effettuate cioè tramite imprese di vendita rifornite al REMI), fa emergere invece che Eni detiene anche per questa tipologia di domanda una quota decisamente più elevata di quella dei principali concorrenti, che supera in tre anni termici su quattro il 50%.

310. Date le quote sul totale delle riconsegne registrate da Snam Rete Gas che, stando alla Tabella 34, afferiscono ad Eni (sempre intorno al 60%), una prima possibile lettura dei dati fin qui presentati è che Eni ha quote preponderanti nelle vendite a clienti termoelettrici ed industriali di grande dimensione allacciati alla rete di trasporto, ma non rinuncia a svolgere un ruolo significativo anche nelle vendite ai clienti di minori dimensioni allacciati agli impianti di distribuzione (prevalentemente domestici e del commercio e servizi). Tuttavia, essa riesce a rispettare il tetto alle vendite ai clienti finali imposto dal decreto Letta grazie

al fatto che per quasi una metà¹⁴¹ delle vendite ai clienti allacciati agli impianti di distribuzione essa delega l'ultimo segmento della filiera a delle imprese di vendita *retail* che rifornisce direttamente al REMI.

311. Come rilevato, le vendite effettuate con un contratto di somministrazione indiretto appaiono tuttavia poco efficaci quale stimolo al confronto concorrenziale nel mercato, ed hanno comunque la conseguenza, senz'altro utile per l'impresa dominante, di consentirle il rispetto del tetto alle vendite ai clienti finali imposto dal decreto Letta e di richiedere anche la capacità di stoccaggio destinata alla modulazione dei clienti finali in tal modo indirettamente forniti.

312. In conclusione, l'acquisto di flessibilità all'ingrosso attraverso le vendite – con contratti di somministrazione indiretta pur essendo tale da poter sopperire sia alle esigenze di modulazione programmabile che di bilanciamento delle imprese di vendita - non sembra costituire uno strumento che favorisce la concorrenza nel settore del gas, consentendo, piuttosto, all'impresa dominante, da un lato, di coltivare concorrenti ben poco indipendenti e, dall'altro, di ottenere quote di stoccaggio molto maggiori di quelle cui avrebbe diritto sulla base delle sole vendite dirette.

313. Giova osservare che la combinazione tra il tetto alle vendite ai clienti finali imposto dal Letta e la modalità di assegnazione della capacità di stoccaggio, legata alle vendite ai clienti di piccole dimensioni rende queste conclusioni ancor più significative, consentendo di fatto ad Eni di richiedere e ottenere quote di stoccaggio maggiori di quelle corrispondenti alle vendite dirette massime che la medesima potrebbe realizzare compatibilmente con il medesimo tetto. Anche sotto questo profilo, pertanto, la situazione attuale appare favorevole alla polarizzazione intorno ad Eni delle vendite ai clienti industriali e termoelettrici.

Le compravendite spot infrannuali

314. L'acquisto di partite di gas prive di flessibilità contrattuale può costituire una risorsa di flessibilità per le imprese di vendita al fine del soddisfacimento delle esigenze di modulazione programmabili - che si ricorda è quantitativamente rappresentata per la maggior parte dalla modulazione stagionale – nei limiti in cui è possibile acquisire e vendere partite di gas *spot*, di durata inferiore all'anno (giornaliere, settimanali, mensili etc.) per tarare la propria disponibilità di gas in relazione alle vendite attese. Ad esempio, un operatore che dispone di un contratto di approvvigionamento con fornitura di gas costante nel corso dell'anno può fare fronte alla modulazione stagionale dei consumi dei propri clienti acquisendo partite di gas *spot* infrannuali nel periodo invernale (quando i consumi attesi sono maggiori della propria disponibilità di gas costante) od anche cedendo partite di gas *spot* nei mesi estivi (quando i consumi attesi sono minori della propria disponibilità di gas costante). In termini generali la compravendita di gas *spot* infrannuale consente alle imprese di vendita di modificare il profilo, anche giornaliero, del gas nella loro disponibilità, tarandolo sui consumi attesi dei propri clienti.

315. Numerosi operatori hanno affermato di utilizzare gli acquisti *spot* infrannuali per integrare la propria dotazione di flessibilità, acquisendo partite di gas *spot* invernali all'ingrosso (con consegna al PSV o agli *entry point* della rete nazionale) per poter soddisfare la parte modulata del fabbisogno di gas dei propri

¹⁴¹ A titolo meramente indicativo, si può calcolare una stima della quota di ENI sulle riconsegne agli impianti di distribuzione nel 2007 utilizzando i dati degli a.t. 2006/07 e 2007/08 ponderati rispettivamente 0,75 e 0,25. Ne deriva una quota del [50-55]% delle forniture agli impianti di distribuzione, da confrontare con la quota delle vendite dirette a clienti finali domestici o del commercio per quell'anno che dalla Tabella 26 risulta di circa il 30%. La differenza tra le due quote dà un'idea del peso che ha per ENI la fornitura di gas già modulato al REMI alle piccole società di vendita.

clienti. Il mercato nazionale all'ingrosso del gas è tuttavia considerato, ad oggi, strutturalmente poco liquido e trasparente (non esiste una borsa gas e gli operatori attivi, soprattutto lato vendita, sono pochi). L'offerta di gas all'ingrosso è particolarmente scarsa nel periodo invernale (ed in caso di inverno rigido), e quindi il costo di acquisto di partite di gas *spot* invernali è elevato¹⁴², e significativamente più oneroso rispetto all'acquisto del gas con contratti di fornitura annuali o pluriennali.

316. Per migliorare la disponibilità di questa risorsa di flessibilità, diverse imprese vedono con favore la possibilità che si sviluppi un mercato all'ingrosso del gas organizzato trasparente e liquido (borsa del gas), nell'ambito del quale poter soddisfare le proprie esigenze di flessibilità, grazie anche alla possibilità di realizzare compravendite di partite di gas *spot* invernali. Una impresa ha rilevato come la stessa disponibilità di maggiori infrastrutture di stoccaggio potrebbe costituire un vantaggio per le imprese di vendita favorendo una maggiore liquidità e flessibilità delle forniture, anche nel mercato all'ingrosso.

317. In effetti, affinché possa svilupparsi un mercato all'ingrosso del gas sufficientemente liquido, in grado di soddisfare anche esigenze di modulazione programmabili, è necessario che il sistema nel suo complesso disponga di più che sufficienti risorse di flessibilità a monte (in termini di stoccaggio di gas e flessibilità nelle importazioni di gas). Tuttavia, l'avvio di un mercato organizzato del gas consente di ottimizzare l'incontro tra domanda e offerta di flessibilità, e quindi ridurre la domanda di flessibilità complessiva delle imprese rendendo più efficace il sistema di scambi di gas e di compensazione delle disponibilità di risorse di flessibilità tra gli operatori; sebbene, quindi, l'introduzione di una borsa del gas non sia in grado di per sé di creare ulteriore flessibilità per soddisfare la domanda espressa complessivamente dal sistema, essa rende tuttavia possibile lo sfruttamento più efficiente delle risorse esistenti e contribuisce ad evidenziarne in maniera più trasparente il valore di mercato¹⁴³.

318. In Italia, allo stato, non esiste un mercato organizzato per la compravendita all'ingrosso di gas, ovvero una borsa del gas, in grado di consentire l'incontro tra domanda e offerta di gas secondo meccanismi che assicurino efficienza degli scambi¹⁴⁴. L'AEEG ha tuttavia recentemente pubblicato il documento di consultazione DCO n. 21/08 che riguarda proprio *“L'introduzione di un mercato regolamentato del gas naturale e definizione delle modalità di offerta presso il medesimo mercato delle quote corrispondenti agli obblighi derivanti dalla normativa vigente (Piattaforma organizzata gas)”*.

319. Un primo passo verso la creazione di una borsa del gas è stato realizzato con l'introduzione, a partire dall'a.t. 2003/04, del c.d. Punto di Scambio Virtuale (PSV), il quale si sostanzia in una piattaforma informatica per la registrazione degli scambi di gas immesso nella rete nazionale di trasporto tra le imprese di vendita utenti della rete (o soggetti da questi garantiti)¹⁴⁵. Il PSV, pertanto, risulta essere uno strumento che consente alle imprese di vendita utenti della rete di scambiare il gas all'interno della rete nazionale di

¹⁴² Il costo dell'utilizzo di riserve di gas in strategico appare essere considerato, di fatto, come un prezzo di riferimento massimo nella compravendita del gas *spot*.

¹⁴³ Tali considerazioni, come si vedrà, sono valide anche con riguardo all'introduzione di un mercato del bilanciamento al fine dell'ottimizzazione dello scambio di risorse di flessibilità tra imprese per il soddisfacimento delle proprie esigenze di bilanciamento giornaliero.

¹⁴⁴ Grazie ad un sistema centralizzato degli scambi, con definizione del prezzo di equilibrio secondo regole predefinite, che preveda tipologie contrattuali standard che rispondano alle esigenze degli operatori, con sistemi di garanzia delle transazioni etc.

¹⁴⁵ La registrazione degli scambi di gas in rete consente la corretta imputazione del gas che transita nella rete di trasporto alle imprese di vendita utenti della rete in sede di determinazione, da parte di Snam Rete Gas, delle equazioni di bilancio del gas immesso/prelevato sulla rete nazionale dalle imprese medesime.

gasdotti – in questo senso è da intendersi il termine punto di scambio “virtuale”¹⁴⁶. Le condizioni economiche e contrattuali di scambio del gas sono ad ogni modo definite bilateralmente tra gli operatori in via del tutto indipendente dal sistema PSV e dal soggetto che ne realizza la gestione, Snam Rete Gas, in qualità di operatore maggiore di trasporto nazionale del gas¹⁴⁷.

320. Il sistema PSV prevede la possibilità di registrare transazioni di gas giornaliere – relative ad un solo giorno gas¹⁴⁸ – o multigiornaliere – relative a più giorni gas consecutivi fino a un massimo di 30, anche relative al medesimo giorno gas in cui si realizza la transazione¹⁴⁹.

321. La possibilità di realizzare transazioni a valere sul medesimo giorno gas in cui si realizza il consumo è stata prevista per consentire alle imprese di vendita di bilanciare tra loro la propria posizione sulla rete di trasporto anche al fine di annullare o quantomeno ridurre al minimo il proprio sbilancio (che come visto è imputato allo stoccaggio nella disponibilità dell’impresa oppure a stoccaggio strategico). Tuttavia, questa tipologia di scambio non si è sviluppata probabilmente anche in considerazione dell’attuale assetto del sistema, ivi compresa la difficoltà di stimare con un sufficiente grado di precisione la propria posizione in tempo reale sulla rete di trasporto.

322. Quindi, allo stato le compravendite di gas al PSV non costituiscono una risorsa per soddisfare *esigenze di bilanciamento giornaliero*, mentre, come già osservato, la possibilità di realizzare compravendite di gas *spot infrannuali* al PSV – ed in generale all’ingrosso tra imprese di vendita – può costituire una risorsa di flessibilità per le imprese di vendita ai fini del soddisfacimento delle *esigenze di modulazione programmabili*.

323. Premesso che non sono allo stato disponibili dati sulle sole transazione *spot infrannuali* di gas al PSV ed ai singoli *entry point* ed *exit point* della rete nazionale – e che quindi i dati aggregati considerati includono anche transazioni annuali o pluriennali costanti di gas sul territorio nazionale, del tutto prive di flessibilità – nel seguito si forniranno comunque alcuni dati circa la consistenza e la stagionalità delle transazioni al PSV, che si ritiene rappresenti il luogo virtuale nel quale si realizza comunque la maggiore parte delle transazioni *spot infrannuali*¹⁵⁰.

¹⁴⁶ Tale possibilità di scambio al PSV si aggiunge alla possibilità di realizzare scambi di gas ai punti di entrata e/o di uscita della rete nazionale di gasdotti, con necessità di realizzare transazioni (scambi o cessioni) di capacità in entrata ed in uscita dalla rete nazionale di gasdotti.

¹⁴⁷ Il PSV dispone anche di una c.d. “bacheca virtuale”, ovvero di una piattaforma informatica in cui gli operatori possono immettere le proprie offerte di acquisto e vendita, in termini di offerte di quantitativi di gas per uno o più giorni gas. Anche in tale caso le eventuali transazioni bilaterali che ne derivano sono negoziate al di fuori del sistema PSV. Le transazioni possono successivamente essere registrate nel sistema PSV, ai fini della modifica dei bilanci degli utenti e quindi della contabilizzazione dei flussi di gas in rete derivanti dalla transazione.

¹⁴⁸ Per giorno gas si intende il periodo di 24 ore consecutive che inizia alle 06.00 di ciascun giorno di calendario e termina alle 06.00 del giorno di calendario successivo.

¹⁴⁹ Sono previste 4 sessioni distinte per la registrazione delle transazioni. Le prime due sessioni riguardano la registrazione di transazioni giornaliere e multigiornaliere tra gli utenti della rete registrate, nel caso della prima sessione, in anticipo di almeno un giorno rispetto all’effettiva esecuzione dello scambio fisico (registrate in G-1 per il giorno successivo G, G+1 etc...); nel caso della seconda sessione, registrate e realizzate nel medesimo giorno gas (G). La terza e la quarta sessione sono limitate agli scambi tra gli operatori di terminali di rigassificazione e gli utenti dei medesimi, ai fini della riconsegna del gas al PSV dai primi ai secondi, sulla base dei contratti di rigassificazione in essere (terza sessione), e di realizzare transazioni volte a limitare le differenze tra i quantitativi di gas programmati in consegna dal terminale di rigassificazione e i quantitativi effettivamente consegnati (quarta sessione).

¹⁵⁰ Si consideri peraltro come nei primi mesi dell’a.t. 2007/08, sino a marzo 2008, le transazioni di gas presso il PSV (che non richiedono scambi o cessioni di capacità di trasporto) hanno rappresentato in termini di volumi poco più del 63% del totale movimentato (escluse le riconsegne di gas dal terminale di rigassificazione di Panigaglia).

324. I volumi di gas complessivamente scambiati al PSV hanno evidenziato un andamento crescente, in particolare negli ultimi anni termici, passando da circa 6,2 GSmc di gas nell'a.t. 2005/06 a circa 10,4 GSmc di gas nell'a.t. 2006/07. Tali volumi tuttavia, da un lato considerano la somma delle transazioni commerciali realizzate e quindi differiscono significativamente dai volumi fisici di gas effettivamente scambiati¹⁵¹, e dall'altro includono anche per costruzione le riconsegne in rete di gas dal terminale di rigassificazione di Panigaglia.

325. Con riguardo alla liquidità del mercato all'ingrosso del gas è infine opportuno ricordare che il ricorso al PSV è stato incrementato dalla legge n. 40/07, di conversione del d.l. n. 7/07, che ha introdotto all'art. 11:

- un obbligo di cessione al PSV, in capo ai titolari di concessioni di coltivazione di gas, di partite di gas per un quantitativo pari alle aliquote di gas prodotto sul territorio nazionale dovute allo Stato (7% dei volumi di gas estratti su base annua);
- un obbligo di offerta al PSV, in capo ai titolari di autorizzazioni all'importazione di gas rilasciate in seguito all'entrata in vigore del d.l. n. 7/07, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 26 del 10.2.2007, di una quota del gas importato.

326. I successivi DM 12 luglio 2007 e 19 marzo 2008 hanno definito, rispettivamente, le modalità di cessione al PSV delle aliquote di gas prodotto¹⁵² e di offerta delle quote di gas importato¹⁵³. L'AEEG è intervenuta in materia, per quanto di propria competenza, prima con la delibera n. 326/07, limitatamente alle aliquote di gas prodotto sul territorio nazionale dovute per il 2006), e successivamente con la delibera n. 112/08 del 4 agosto 2008, disciplinando le procedure concorsuali ad evidenza pubblica sia per la cessione al delle aliquote di gas prodotto che per l'offerta delle quote di gas importato presso il PSV¹⁵⁴.

327. Si deve evidenziare al riguardo come mentre nelle procedure concorsuali ad evidenza pubblica per la cessione delle aliquote di prodotto non vi è un prezzo minimo di offerta (il quale è infatti convenzionalmente fissato pari a zero), l'offerta delle quote di gas importato prevede invece la possibilità per gli importatori soggetti all'obbligo di applicare un prezzo minimo di vendita, dagli stessi determinato. Tale previsione deriva dalla diversa configurazione dell'obbligo prevista dal legislatore con la citata legge n. 40/07, di conversione del d.l. n. 7/07, la quale ha introdotto un obbligo "di cessione" nel primo caso ed un obbligo di mera "offerta" nel secondo caso. La scelta realizzata dal legislatore appare comunque coerente

¹⁵¹ Vale a dire che poiché la medesima partita di gas A può essere scambiata N volte all'ingrosso tra imprese di vendita, la somma dei volumi di gas oggetto di transazione sarà uguale ad (AxN) e dunque significativamente più elevata del volume fisico di gas (A) la cui disponibilità è in ultimo trasferita da una impresa ad un'altra.

¹⁵² Il DM 12 luglio 2007 ha previsto la cessione delle aliquote di gas prodotto sul territorio nazionale in quote mensili uguali decorrenti rispettivamente: a) dal mese di ottobre dell'anno di riferimento al mese di marzo dell'anno successivo (sei mesi), ove le aliquote siano superiori a 20 MSmc di gas naturale, ovvero b) dal mese di gennaio al mese di marzo dell'anno successivo a quello di riferimento (tre mesi), nel caso in cui le aliquote siano pari o inferiori a 20 MSmc e superiori a 5 MSmc di gas naturale.

¹⁵³ Il DM 19 marzo 2008 ha definito le quote del gas importato da cedere al PSV secondo i seguenti criteri: i) nel caso di importazioni effettuate con contratti pluriennali, relativi a gas prodotto in Paesi dai quali erano in corso importazioni all'entrata in vigore del D.Lgs. n. 164/00, il 10% del volume importato nel corso di ogni anno termico; ii) nel caso di importazioni effettuate con contratti pluriennali, relativi a gas prodotto in Paesi diversi da quelli dai quali erano in corso importazioni all'entrata in vigore del D.Lgs. n. 164/00, il 7% del volume importato nel corso di ogni anno termico; iii) nel caso di importazioni con contratti di durata non superiore ad un anno e relativi a un volume totale, sull'a.t., non inferiore a 100 MSmc, riferito alla somma dei volumi di tutti i contratti, il 5% del volume complessivamente importato.

¹⁵⁴ Tale delibera ha in particolare previsto: i) la divisione delle aliquote di prodotto gas in lotti mensili (con quantitativi giornalieri costanti); ii) la divisione delle quote da importazione in lotti mensili e annuali (con quantitativi giornalieri costanti) e la ripartizione delle quote tra gli stessi. In entrambi i casi l'allocazione avviene tramite procedure concorsuali, secondo l'ordine di merito delle offerte.

con la circostanza che, mentre nel caso dell'obbligo di cessione delle aliquote di prodotto, il destinatario degli introiti derivanti dalla vendita del gas in esito alle procedure concorsuali è lo Stato, con riguardo all'obbligo di offerta delle quote di importazione, il destinatario degli introiti – ed anche del rischio che gli stessi in assenza di un prezzo minimo siano inferiori al costo sostenuto per l'acquisto del gas – sono le imprese importatrici, ed in particolare quelle che hanno negoziato nuove importazioni di gas dall'estero ottenendo la relativa autorizzazione e successivamente all'entrata in vigore del d.l. n. 7/07.

328. Ne consegue comunque che l'obbligo di offerta in capo alle imprese importatrici potrebbe non portare ad effettive cessioni di gas al PSV ove il prezzo minimo di offerta fosse fissato dalle stesse ad un livello superiore a quello “di mercato” o comunque superiore ai corrispettivi offerti dai partecipanti alle procedure. L'effetto sulla liquidità del mercato all'ingrosso del gas dell'obbligo di offerta di quote di importazioni al PSV è quindi molto aleatorio e legato alla volontà delle medesime imprese di realizzare tali transazioni¹⁵⁵.

329. Il comportamento, ed il contributo, delle principali imprese agli scambi al PSV è sintetizzato nella successiva Tabella 35, nella quale è evidenziata la posizione di ognuna di esse (venditore o compratore netto) nelle due stagioni di ciascun anno termico. Nelle colonne sul saldo estivo e sul saldo invernale al PSV in tabella i dati con segno negativo indicano una posizione di venditore netto in quella stagione, mentre quelli con segno positivo indicano una posizione di acquirente netto¹⁵⁶.

¹⁵⁵ Tale circostanza attenua anche una criticità connessa alla previsione nella citata legge di un obbligo di offerta di aliquote di importazioni solo in capo ai soggetti titolari di nuove autorizzazioni all'importazione, che ne esclude quindi l'applicazione ai rilevanti contratti d'importazione di lungo periodo già autorizzati in capo all'incumbent Eni. La previsione di un obbligo di offerta, piuttosto che di cessione, appare infatti funzionale ad evitare l'esito, paradossale, di una vendita obbligata (con rischio prezzo) in capo ai soggetti nuovi entranti, che hanno minore disponibilità di gas e flessibilità, e che non incide ed anzi potrebbe incrementare la rilevante asimmetria esistente tra gli stessi ed Eni.

¹⁵⁶ I segni si giustificano in quanto i dati riportano le immissioni di gas in rete dal PSV (acquisti, con segno positivo) e le erogazioni di gas dalla rete per consegne al PSV (vendite, con segno negativo).

<i>a.t.</i>	<i>Impresa</i>	<i>Saldo al PSV a.t.</i>	<i>Saldo estivo al PSV</i>	<i>Saldo invernale al PSV</i>	<i>Comportamento al PSV</i>
2004/05	<i>TOTALE</i>	-	0,00	0,00	<i>Nr</i>
	Eni	[OMISSIS]	[OMISSIS]	[OMISSIS]	non attivo
	Enel	[OMISSIS]	[OMISSIS]	[OMISSIS]	vende d'estate < compra d'inverno
	A2A	[OMISSIS]	[OMISSIS]	[OMISSIS]	Compra d'estate > compra d'inverno
	ALTRI	-0,16	-0,06	-0,09	vende d'estate < vende d'inverno
2005/06	<i>TOTALE</i>	-	0,00	0,00	<i>Nr</i>
	Eni	[OMISSIS]	[OMISSIS]	[OMISSIS]	vende d'estate > vende d'inverno
	Enel	[OMISSIS]	[OMISSIS]	[OMISSIS]	vende d'estate < vende d'inverno
	A2A	[OMISSIS]	[OMISSIS]	[OMISSIS]	Compra d'estate < compra d'inverno
	ALTRI	0,38	0,24	0,14	Compra d'estate > compra d'inverno
2006/07	<i>TOTALE</i>	-	0,00	0,00	<i>Nr</i>
	Eni	[OMISSIS]	[OMISSIS]	[OMISSIS]	vende d'estate > vende d'inverno
	Enel	[OMISSIS]	[OMISSIS]	[OMISSIS]	Compra estate < compra d'inverno
	A2A	[OMISSIS]	[OMISSIS]	[OMISSIS]	Compra estate > compra d'inverno
	ALTRI	-0,05	0,05	-0,10	Compra d'estate < vende d'inverno
2007/08	<i>TOTALE</i>	-	0,00	0,00	<i>Nr</i>
	Eni	[OMISSIS]	[OMISSIS]	[OMISSIS]	vende d'estate > vende d'inverno
	Enel	[OMISSIS]	[OMISSIS]	[OMISSIS]	Compra estate < compra d'inverno
	A2A	[OMISSIS]	[OMISSIS]	[OMISSIS]	Compra estate > compra d'inverno
	ALTRI	2,80	1,65	1,15	Compra estate > compra d'inverno

Tabella 35

Fonte: elaborazioni su dati Snam Rete Gas.

330. Dalla Tabella 35 si evince, innanzitutto che la posizione di compratore o venditore netto è mantenuta da ciascun operatore nell'ambito di un intero anno termico, con due sole eccezioni (Enel 2004/05 e aggregato "altri" nel 2006/07). Nel corso degli anni, però, le imprese hanno avuto dei cambiamenti di ruolo. Eni non ha partecipato agli scambi al PSV nel 2004/05, e in quell'anno due società su tre¹⁵⁷ erano compratori netti e una (l'aggregato "altri") venditore. Lo scenario è progressivamente cambiato con l'ingresso (2005/06) del "grande venditore" Eni, che è poi sempre rimasto un venditore netto. Al PSV, attualmente, tutti tendono a comprare e solo Eni tende a vendere.

331. Ciononostante, Eni ha sempre venduto al PSV più d'estate che d'inverno. Per questo, partecipando al PSV Eni ha sempre acquisito flessibilità, più che cederla al sistema. Per quanto riguarda le altre società, le posizioni sono diversificate: Enel ha ceduto flessibilità finché è stato venditore netto (vendeva più d'inverno che d'estate) ma è passato ad acquisirla in qualità di acquirente netto (acquista più d'inverno che d'estate); Plurigas ha avuto un andamento ondeggiante, anche se sempre per piccoli valori; Edison è sempre stato un compratore netto, ma nei primi due anni ha acquisito flessibilità (comprando più d'inverno che d'estate) e negli ultimi due l'ha ceduta (comprando più d'estate che d'inverno): in particolare Edison ha comprato molto gas nell'estate dell'a.t. 2006/07, rilasciando una notevole quantità di flessibilità¹⁵⁸; la categoria residuale "altri", infine, ha sempre ceduto flessibilità, dal 2005/06 anche in qualità di compratore netto (compra più d'estate che d'inverno).

332. In conclusione, nel ricorso al PSV Eni ha trovato una risorsa di flessibilità, cedendo parte del surplus estivo della propria disponibilità di gas, mentre l'aggregato "altri" ha assorbito parte di queste maggiori vendite estive, rilasciando, corrispondentemente, flessibilità. In termini di saldo netto di flessibilità attraverso il PSV, Enel ed Edison si sono scambiate i ruoli (nel primo biennio Enel l'ha ceduta ed Edison l'ha acquisita, nel secondo è successo l'inverso). Per Plurigas non si rileva invece un *pattern* riconoscibile.

¹⁵⁷ Per semplicità si considera qui come un'unica società l'aggregato residuale "altri".

¹⁵⁸ [OMISSIS].

Osservazioni conclusive sulle compravendite all'ingrosso di gas come risorsa di flessibilità per le esigenze di modulazione programmabile

333. Delle tre tipologie di compravendite all'ingrosso considerate utilizzabili per il soddisfacimento delle esigenze di modulazione programmabile, una - il *gas release* Eni - è giunta ormai all'esaurimento del proprio programma e un'altra - l'acquisto di quantitativi *spot* - , da un lato, si trova ancora in una fase di sviluppo prematura, sia in termini di disponibilità di liquidità che di creazione del relativo *framework* istituzionale, e dall'altro, sconta il comportamento dell'*incumbent* ENI, il quale pur disponendo delle maggiori risorse di flessibilità attua una politica di compravendita del gas al PSV che sottrae, piuttosto che cedere, flessibilità agli altri operatori.

334. La modalità più diffusa per l'acquisizione all'ingrosso di flessibilità, da parte delle imprese di vendita *retail*, è dunque rappresentata dai contratti di somministrazione indiretta. Tuttavia, come detto, si tratta di una modalità che ha favorito il permanere di operatori di vendita locali di piccola dimensione, che non dispongono di fonti di approvvigionamento autonome, in particolare da Eni, e quindi scarsamente dinamiche sotto il profilo della promozione di mercati concorrenziali della vendita di gas.

335. In sintesi, nella misura in cui la carenza di risorse di flessibilità per le esigenze di modulazione programmabili costituisce un ostacolo per la diffusione della concorrenza nei mercati della vendita di gas a clienti finali, la possibilità di ottenere tali risorse attraverso la compravendita di gas all'ingrosso non appare essere, allo stato, uno strumento in grado di rimuovere significativamente tali ostacoli, ancorché sia suscettibile di diventarlo in prospettiva, soprattutto se sarà possibile sviluppare una borsa gas per lo scambio efficiente di gas e flessibilità tra imprese, nonché per l'evidenziazione del valore economico della stessa.

Osservazioni conclusive sulle compravendite all'ingrosso di gas come risorsa di flessibilità per le esigenze di bilanciamento giornaliero

336. Allo stato, come detto, l'unica compravendita all'ingrosso di gas idonea a soddisfare anche le esigenze di bilanciamento giornaliero risultano essere i contratti di somministrazione indiretta, i quali tuttavia come più volte argomentato costituiscono una risorsa che, ove intensivamente utilizzata dalle imprese come forma principale di approvvigionamento, non consente alle imprese di vendita – ed in particolare a quelle attive nei confronti dei clienti termoelettrici e industriali - di realizzare un sostanziale vincolo competitivo nei confronti di Eni.

337. Ne deriva che l'unica risorsa allo stato utilizzabile dalle imprese di vendita per soddisfare le esigenze di bilanciamento giornaliero dei propri clienti termoelettrici e industriali è in fatto costituita dallo stoccaggio di gas.

338. Come detto, tuttavia, lo stoccaggio di gas, stante l'attuale ordine di priorità in assegnazione e la scarsità relativa dello stesso (che non consente di soddisfare esigenze di modulazione ulteriori rispetto a quelle dei clienti finali con consumi inferiori ai 200.000 Smc di gas, e nemmeno queste per il caso di inverno rigido) risulta indisponibile per le imprese che non detengano nel proprio portafoglio anche clienti di piccola dimensione.

339. Per contro, l'operatore *incumbent* Eni risulta disporre, da un lato, nella sua qualità di principale operatore di coltivazione nazionale, di una quota maggioritaria dello stoccaggio minerario, dall'altro, lo stesso ha accesso a una quota significativa dello stoccaggio di modulazione, allocatogli con priorità in relazione sia alle proprie vendite dirette ai clienti di piccola dimensione sia alle vendite indirette agli stessi

tramite contratti di somministrazione al REMI, entrambi come detto utilizzabili ai fini di esigenze di bilanciamento giornaliero (oltreché per le esigenze di modulazione programmabili).

340. Lo stoccaggio costituisce una risorsa essenziale per le imprese di vendita attive nei confronti dei clienti termoelettrici e industriali, ai fini delle esigenze di bilanciamento giornaliero degli stessi, ma tali imprese allo stato non hanno la possibilità di avervi accesso. Al riguardo, la possibile evoluzione dei servizi di bilanciamento, con l'introduzione di un relativo mercato del bilanciamento per l'approvvigionamento delle risorse su base di merito economico, come delineato nel citato documento di consultazione AEEG n. DCO 10/08 del 10 aprile 2007, appare poter costituire – congiuntamente alla borsa del gas - uno strumento funzionale allo scambio tra imprese delle risorse – e nello specifico delle risorse di stoccaggio – necessarie alle imprese medesime per soddisfare le proprie esigenze di bilanciamento giornaliero e quindi a consentire lo sfruttamento più efficiente delle risorse esistenti e di evidenziarne in maniera più trasparente il valore di mercato.

341. Le esigenze di bilanciamento giornaliero richiedono, infatti, la disponibilità nel sistema non solo di risorse per la modulazione della domanda complessiva, costituite prevalentemente, come richiamato in precedenza, dallo stoccaggio, ma anche quella di strumenti che consentano a ciascun operatore di bilanciare la propria posizione; al fine di garantire l'efficienza del sistema e supportare lo sviluppo del mercato; alla seconda esigenza è necessario fare fronte sia attraverso la disponibilità di servizi che garantiscano agli operatori nel mercato un'adeguata disponibilità di risorse di flessibilità, sia di strumenti, rappresentati in particolare dal mercato del bilanciamento, che ne rendano possibile una efficiente “condivisione” o scambio tra gli operatori stessi. Tale affermazione è valida, per quanto detto sopra, in particolar modo per le esigenze di bilanciamento giornaliero; si pensi, ad esempio, ai sistemi elettrici nei quali gli impianti di produzione in grado di garantire flessibilità al sistema sono normalmente nelle mani di pochi operatori, ma l'organizzazione di mercati del bilanciamento consente il bilanciamento a condizioni di mercato per tutti gli operatori.

c. L'utilizzo delle risorse di flessibilità per le esigenze di modulazione programmabili

342. Una modalità per evidenziare la posizione dei diversi operatori con riguardo alla disponibilità e all'utilizzo di risorse di flessibilità per la modulazione programmabile è quella di guardare al contributo a consuntivo dei diversi operatori alla copertura dello *swing* della domanda complessiva di gas, come si è fatto nella successiva Tabella 36 con riferimento alle quattro principali imprese del settore (Eni, Enel, ed Edison e Plurigas appartenenti al gruppo A2A) più una categoria residuale che racchiude tutti gli altri operatori¹⁵⁹. Rispetto alla analisi aggregata, la principale differenza che si incontra nell'osservare le singole imprese consiste nel fatto che a livello micro è possibile tener conto anche del contributo in termini di flessibilità disponibile, degli scambi al PSV, i quali invece si annullano tra loro a livello di sistema. Pertanto, nella predetta Tabella 36 sono inclusi anche i movimenti effettuati da tali imprese al PSV.

¹⁵⁹ La tabella è stata costruita con i dati di Snam Rete Gas relativi alle immissioni e riconsegne in rete. Per i consumi domestici, le riconsegne sono quelle ai REMI. Quindi la tabella non tiene conto di tutti gli operatori di vendita che si approvvigionano al REMI e, pertanto, non considera questa modalità di acquisizione della flessibilità, che nei paragrafi precedenti era stata inclusa tra quelle possibili.

343. Guardando al complesso delle risorse di flessibilità utilizzate dagli operatori, dai dati di cui alla successiva Tabella 36 risulta che Eni ha soddisfatto, nei quattro anni termici considerati, la più ampia parte delle esigenze di modulazione stagionale (principalmente rappresentate dalle esigenze di modulazione programmabili) complessivamente espressa dalla domanda, in misura crescente nei primi tre a.t. considerati dal 2004/05 al 2006/07, passando dal [45-50]% nell'a.t. 2004/2005 ad addirittura il [60-65]% nel 2006/07 (cfr. Tabella 36), per poi ridimensionarsi drasticamente nell'ultimo a.t. 2007/08 ad un [45-50]%, in concomitanza ed in ragione di una riduzione della quota di Eni sulla domanda complessiva a livello di impianti di distribuzione, connessa, come visto, alla riduzione delle vendite all'ingrosso di Eni ai REMI, di cui già si è avuto modo di discutere. Emerge comunque come Eni, nei quattro anni considerati, abbia sempre fornito come minimo circa il 50% delle risorse globali necessarie al sistema per le esigenze di modulazione.

Contributo alla copertura dello swing della domanda nazionale di gas da parte di Eni e degli altri operatori e modalità di copertura del proprio swing della domanda da parte di ciascun operatore

a.t.	Impresa	Swing e % copertura dello swing complessivo della domanda		Contributo % di ogni risorsa alla copertura dello swing della domanda complessivo e di ciascun operatore				
		Swing della domanda (GSmc di gas)	% copertura swing domanda	di cui con importazioni via gasdotto	di cui con importazioni Panigaglia	di cui con produzione nazionale	di cui con stoccaggio	di cui con PSV
2004/05	TOTALE	20,17	100,0%	28,4%	-2,0%	0,31%	73,23%	0,00%
	Eni	[9-10]	[45-50]%	[40-45]%	[tra -5 e 0]%	[0-5]%	[55-60]%	[0-5]%
	Enel	[2-3]	[10-15]%	[15-20]%	[0-5]%	[0-5]%	[80-85]%	[0-5]%
	A2A	[4-5]	[20-25]%	[20-25]%	[0-5]%	[tra -5 e 0]%	[75-80]%	[tra -5 e 0]%
	ALTRI	3,01	14,9%	0,3%	-3,1%	0,44%	103,35%	-0,98%
2005/06	TOTALE	23,97	100,0%	26,8%	-0,4%	-0,12%	73,72%	0,00%
	Eni	[13-14]	[55-60]%	[35-40]%	[tra -5 e 0]%	[tra -5 e 0]%	[60-65]%	[0-5]%
	Enel	[2-3]	[5-10]%	[20-25]%	[tra -10 e -5]%	[0-5]%	[80-85]%	[tra -5 e 0]%
	A2A	[3-4]	[15-20]%	[5-10]%	[0-5]%	[0-5]%	[90-95]%	[0-5]%
	ALTRI	3,95	16,5%	15,1%	0,5%	0,72%	86,26%	-2,54%
2006/07	TOTALE	16,93	100,0%	57,7%	2,3%	2,80%	37,24%	0,00%
	Eni	[10-11]	[60-65]%	[70-75]%	[0-5]%	[5-10]%	[5-10]%	[10-15]
	Enel	[1-2]	[5-10]%	[25-30]%	[10-15]	[0-5]%	[55-60]%	[0-5]%
	A2A	[2-3]	[15-20]%	[50-55]%	[0-5]%	[tra -5 e 0]%	[95-100]%	[tra -50 e -45]%
	ALTRI	2,06	12,2%	-0,5%	2,0%	-2,79%	108,48%	-7,21%
2007/08	TOTALE	22,82	100,0%	47,9%	2,8%	0,41%	48,93%	0,00%
	Eni	[10-11]	[45-50]%	[60-65]%	[0-5]%	[tra -5 e 0]%	[30-35]%	[0-5]%
	Enel	[2-3]	[5-10]%	[10-15]%	[5-10]%	[0-5]%	[70-75]%	[0-5]%
	A2A	[4-5]	[15-20]%	[40-45]%	[0-5]%	[tra -5 e 0]%	[0-5]%	[tra -5 e 0]%
	ALTRI	5,37	23,5%	39,3%	-0,1%	2,59%	67,36%	-9,18%

Tabella 36

*dati relativi a immissioni e riconsegne da rete Snam Rete Gas.

Fonte: elaborazioni su dati Snam Rete Gas.

344. Lo *swing* complessivo della domanda, come visto anche nei paragrafi precedenti, risulta essere stato soddisfatto quasi integralmente dal ricorso allo *swing* da importazioni via gasdotto e dallo *swing* da stoccaggio, risultando residuale il contributo delle altre risorse (e, per definizione, nullo il contributo degli scambi al PSV che si annullano tra loro a livello di sistema).

345. Inoltre, lo *swing* complessivo della domanda risulta essere stato soddisfatto in misura via via crescente nel corso degli a.t. considerati dallo *swing* da importazioni di gas via gasdotto piuttosto che dal ricorso allo *swing* dello stoccaggio, anche con riguardo all'ultimo a.t. 2007/08 che, come detto ha presentato delle temperature – e dunque una modulazione della domanda ed uno *swing* – sostanzialmente in media con quelle che si verificano nel nostro paese.

346. Guardando ai dati dei singoli operatori, e confrontando gli stessi con quelli complessivi a livello di sistema¹⁶⁰, risulta che:

- anche i singoli operatori hanno soddisfatto lo *swing* della propria domanda ricorrendo principalmente allo *swing* da importazioni via gasdotto e da stoccaggio; ciononostante, e più significativamente a partire dall'a.t. 2006/07 alcuni operatori hanno utilizzato in misura non marginale ai fini della copertura dello *swing* anche le importazioni via Panigaglia ed il sistema di scambi al PSV, il quale tuttavia, dovendosi risolvere in un saldo pari a zero nell'aggregato, drena anche risorse di flessibilità da alcune imprese;
- nonostante la disponibilità da parte di Eni di risorse di flessibilità, in particolare da flessibilità nelle importazioni di gas, superiori rispetto a quelle dei concorrenti, il contributo alla copertura dello *swing* della domanda di Eni degli scambi al PSV risulta positivo, a partire dal 2005/06 (anno nel quale Eni ha iniziato a operare al PSV). Vale a dire che Eni, da venditore netto, acquisisce flessibilità al PSV vendendo più d'estate che d'inverno¹⁶¹;
- Eni ha fatto ricorso in misura molto più elevata (e via via tendenzialmente crescente) degli altri allo *swing* da importazioni via gasdotto piuttosto che allo *swing* da stoccaggio, sia rispetto ai dati di sistema, sia rispetto ai dati degli altri operatori suoi concorrenti.

¹⁶⁰ Riprendendo, in estrema sintesi, quanto già rilevato nei paragrafi precedenti a livello di sistema, si ricorda che negli a.t. 2004/05 e 2005/06, caratterizzati da carenza di risorse ai fini del soddisfacimento della modulazione invernale della domanda - con anche ricorso allo stoccaggio strategico di gas - risulta quantitativamente superiore il contributo del gas in stoccaggio rispetto alle importazioni via gasdotto (circa il 73,5% contro il 27,5%). Tale tendenza si inverte poi nell'a.t. 2006/07, in cui il basso ricorso allo stoccaggio (37,2%) rispetto alle importazioni via gasdotto (57,7%) appare tuttavia spiegabile anche in ragione della bassa modulazione dei consumi di gas per via delle temperature miti riscontratesi in inverno. L'ultimo a.t. 2007/08, che ha registrato temperature invernali sostanzialmente nella media, vede confermarsi tuttavia una tendenza all'aumento al ricorso allo *swing* da importazioni di gas rispetto allo stoccaggio ai fini del soddisfacimento della modulazione della domanda, registrando un contributo quasi paritetico delle due risorse (lo *swing* delle importazioni via gasdotto ha contribuito alla copertura dello *swing* della domanda per il 47,9% a fronte di un contributo dello *swing* da stoccaggio del 48,9%). Come si è già avuto modo di discutere, tale inversione di tendenza può essere quantomeno in parte spiegata dal miglioramento relativo delle condizioni di approvvigionamento di gas in inverno per il sistema, che ha evitato il ricorso allo stoccaggio strategico negli a.t. successivi al 2005/06, ed anche a misure che in fatto hanno inciso sull'utilizzo relativo delle importazioni e degli stoccaggi quali le misure di massimizzazione delle importazioni e la evidenziazione, a seguito dell'emergenza gas dell'a.t. 2005/06, di vincoli stringenti di destinazione della capacità di capacità di stoccaggio alle finalità di modulazione dei clienti di piccola dimensione (poi solo alleviata con la successiva delibera AEEG n. 303/07).

¹⁶¹ Si noti che questo risultato è reso più significativo se si considera che le vendite del secondo *gas release* (che ha una flessibilità nei ritiri esercitabile dagli acquirenti e dunque, presumibilmente, con maggiori ritiri in inverno rispetto all'estate) siano previste con consegna al PSV.

347. Tale ultimo aspetto, particolarmente significativo sotto il profilo quantitativo, evidenzia un utilizzo relativo di flessibilità nelle importazioni via gasdotto e stoccaggio da parte di Eni che si differenzia notevolmente rispetto a quanto fanno le imprese concorrenti. Queste ultime, infatti, ricorrono in maniera più marcata allo stoccaggio ai fini della copertura delle esigenze di modulazione stagionale, di quanto faccia Eni, la quale invece tende, soprattutto negli anni più recenti, a ricorrere alla flessibilità dei propri contratti di importazione. Ciò appare evidentemente connesso alla ripartizione fortemente asimmetrica delle risorse di flessibilità da importazioni di gas in favore dell'operatore *incumbent* Eni, a fronte invece della presenza di accesso regolato dei terzi alle risorse di stoccaggio, ed evidenza anche:

- una maggiore dipendenza dei concorrenti di Eni dallo stoccaggio ai fini di copertura delle esigenze di modulazione stagionali e, in linea generale, per le esigenze di modulazione programmabili dei propri clienti;
- il sottoutilizzo di Eni, rispetto ai propri concorrenti, della capacità di stoccaggio allocata a fini di modulazione .

348. Dall'analisi dello *swing ratio* delle risorse utilizzate da Eni e dai suoi concorrenti per soddisfare la modulazione dei consumi di gas dei propri clienti, di cui alla successiva Tabella 37, risulta poi che:

- le importazioni via gasdotto di Eni hanno sempre registrato uno *swing ratio* superiore a quello di sistema e, di norma, superiore anche a quello dei propri concorrenti, a conferma del fatto che Eni risulta disporre di contratti di importazione con maggiori flessibilità rispetto a quelli dei propri concorrenti e rispetto al dato di sistema;
- lo *swing ratio* delle importazioni via gasdotto di Eni è sostanzialmente cresciuto nel tempo, evidenziando quindi un utilizzo più marcato delle flessibilità disponibili nei propri contratti di importazione nel corso degli anni considerati;
- lo *swing ratio* dello stoccaggio utilizzato da Eni è stato superiore a quello di sistema, e quindi anche dei propri concorrenti, nei primi due a.t. considerati 2004/05 e 2005/06 (presumibilmente anche in ragione di un ricorso maggiore di Eni rispetto ai propri concorrenti anche allo stoccaggio strategico in tali anni); mentre è risultato marcatamente inferiore a quello di sistema e dei propri concorrenti nell'a.t. 2006/07 e di nuovo inferiore a quello di sistema e dei propri concorrenti nell'a.t. 2007/08.

349. Anche i dati relativi agli *swing ratio* confermano, nella sostanza, l'asimmetria tra Eni e i propri concorrenti nella disponibilità di importazioni di gas e flessibilità sulle medesime, e quindi evidenziano la minore necessità per Eni di fare ricorso allo stoccaggio, in particolare in situazioni in cui il sistema nel suo complesso non si è rivelato corto nella copertura della modulazione invernale della domanda di gas, come negli ultimi due a.t. 2006/07 e 2007/08. Per quanto il minore ricorso allo stoccaggio da parti di Eni rispetto ai propri concorrenti possa anche avere risentito delle misure di massimizzazione delle importazioni adottate in tutti gli anni termici considerati, si deve in ogni caso rilevare come un tale effetto - di una misura simmetrica - non fa che confermare l'asimmetria nella posizione di Eni rispetto ai propri concorrenti sul fronte dell'approvvigionamento di gas dall'estero e delle relative flessibilità.

Swing ratio della domanda e delle risorse complessivo e delle principali imprese di vendita [espresso in termini percentuali]

a.t.	Impresa	Swing ratio della domanda	Swing ratio delle importazioni via gasdotto	Swing ratio delle importazioni via Panigaglia	Swing ratio della produzione nazionale	Swing ratio dello stoccaggio	Swing ratio scambi al PSV*
2004/05	TOTALE	24	8	-16	1	209	-
	Eni	[15-20]%	[10-15]%	[tra -70 e -65]%	[0-5]%	[210-215]%	-
	Enel	[25-30]%	[0-5]%	[0-5]%		[195-200]%	-
	A2A	[35-40]%	[10-15]%	[5-10]%	[tra -5 e 0]%	[200-205]%	-
	ALTRI	32	0	-16	2	223	-
2005/06	TOTALE	28	9	-4	0	208	-
	Eni	[25-30]%	[10-15]%	[tra -5 e 0]%	[tra -5 e 0]%	[210-215]%	-
	Enel	[20-25]%	[5-10]%	[tra -15 e -20]%		[240-245]%	-
	A2A	[30-35]%	[0-5]%	[95-100]%	[0-5]%	[190-195]%	-
	ALTRI	39	7	33	4	191	-
2006/07	TOTALE	21	14	15	5	208	-
	Eni	[20-25]%	[15-20]%	[10-15]%	[5-10]%	[80-85]%	-
	Enel	[15-20]%	[5-10]%	[15-20]%		[240-245]%	-
	A2A	[20-25]%	[15-20]%		[0-5]%	[205-210]%	-
	ALTRI	23	0	87	-9	333	-
2007/08	TOTALE	26	14	36	1	206	-
	Eni	[20-25]%	[15-20]%	[90-95]%	[tra -5 e 0]%	[180-185]%	-
	Enel	[20-25]%	[0-5]%	[10-15]%		[200-205]%	-
	A2A	[30-35]%	[15-20]%	[95-100]%	[0-5]%	[200-205]%	-
	ALTRI	36	18	-100	24	228	-

Tabella 37

*Per quanto riguarda gli swing ratio al PSV, data la particolarità di tale risorsa rispetto alle altre, in quanto può assumere segno sia positivo che negativo sia nel periodo estivo che nel periodo invernale, non si è potuto procedere al calcolo dello swing ratio.

Fonte: elaborazioni su dati Snam Rete Gas.

Conclusioni

350. L'indagine conoscitiva ha consentito di fissare con una certa chiarezza alcuni risultati.

351. In primo luogo si è rilevato che, sebbene attenuati dal recente incremento di capacità di importazione, permangono gli aspetti di criticità del sistema che, negli anni scorsi, hanno reso necessari, per la sua salvaguardia, interventi di prevenzione da parte del Governo quali ad esempio l'obbligo di massimizzazione delle importazioni dal mese di novembre, e gli onerosi provvedimenti a riduzione dei consumi (in particolare l'obbligo di massimizzazione delle fonti alternative al gas naturale per la produzione di energia elettrica con deroghe alle norme in materia ambientale, e le disposizioni per il contenimento dei consumi dei clienti industriali). Infatti l'attuale disponibilità di capacità di stoccaggio, nel contesto della dotazione infrastrutturale del sistema, non è sufficiente a garantire la copertura della domanda di gas in condizioni anomale, ma possibili, sul lato della domanda o della disponibilità di gas. Ci si riferisce, in particolare, alla possibilità di soddisfare compiutamente la domanda giornaliera in caso di punte intense di freddo che si verifichino quando gli stoccaggi siano ad un grado avanzato di svuotamento. È evidente che tale situazione può essere aggravata o anticipata qualora una infrastruttura di importazione risulti indisponibile per una quota significativa della sua capacità. Il recente contenzioso fra Russia e Ucraina, durante il quale sono state interrotte le forniture di gas Russo per 15 giorni, avvenuto in concomitanza con la ridotta disponibilità del sistema di trasporto sottomarino per l'importazione dall'Algeria causata da un incidente che ne ha reso inutilizzabile una condotta, dimostra che questi eventi devono essere opportunamente considerati nel valutare il grado di sicurezza del sistema nazionale e per orientarne lo sviluppo. Un significativo rafforzamento della capacità di stoccaggio con particolare riferimento alla disponibilità di punta di erogazione, che dall'avvio della liberalizzazione è stata incrementata in misura assolutamente marginale, è un elemento essenziale per rafforzare il grado di sicurezza del sistema.

352. In secondo luogo si è evidenziata l'importanza della flessibilità come input per le attività di vendita di gas naturale. Infatti, la domanda di gas è modulata in vario modo mentre l'offerta tende ad essere piatta e, comunque, la quantità di gas prelevata è decisa dal cliente finale in maniera autonoma e non conoscibile con precisione in anticipo da parte dell'impresa di vendita. Quest'ultima deve pertanto essere pronta ad assicurare un flusso di gas commisurato ai prelievi, in ogni periodo temporale. In particolare, l'attuale regolazione prevede che il bilanciamento tra prelievi e immissioni di gas da parte delle imprese avvenga su base giornaliera.

353. Nell'attuale configurazione infrastrutturale del sistema nazionale del gas lo stoccaggio riveste un ruolo essenziale nel soddisfacimento delle esigenze complessive di modulazione stagionale e giornaliera dei consumi. Conseguentemente l'accesso allo stoccaggio rappresenta, allo stato lo strumento più efficace e diretto per assicurare la flessibilità necessaria a dare esecuzione ai contratti di somministrazione con i clienti finali - sia domestici e del commercio e servizi, sia termoelettrici ed industriali - senza rischiare di dover sostenere rilevanti oneri di bilanciamento, di cui oggi una parte rilevante è rappresentata dal potenziale utilizzo dello stoccaggio strategico. La regolazione in vigore prevede, infatti, che le differenze tra quantità di gas immessa in rete e quantità prelevata dai clienti possono essere coperte in tempo reale solo attingendo alle riserve stoccate del singolo operatore (o immettendo in stoccaggio l'eventuale *surplus*).

354. Sempre secondo l'attuale regolazione, tutti gli operatori del settore hanno parità di accesso allo stoccaggio e, nei limiti della disponibilità complessiva e del massimo quantitativo di stoccaggio che può

essere richiesto in relazione alle esigenze di modulazione da soddisfare, la decisione circa la capacità di stoccaggio cui far ricorso è legata alle scelte autonome e libere di ciascun operatore.

355. La capacità di stoccaggio nazionale non è sufficiente per la modulazione del settore domestico, per il quale la normativa di settore riconosce un accesso prioritario alla risorsa, e pertanto non è disponibile al settore dei clienti industriali e termoelettrici, per i quali la disponibilità di capacità di stoccaggio permetterebbe una notevole riduzione delle barriere all'accesso ai mercati della vendita, contribuendo - insieme ad altri fattori quali le modalità di approvvigionamento - a ridurre il livello di concentrazione che si riscontra in questi mercati. Il vero e proprio razionamento dello stoccaggio cui sono soggette le imprese che vendono - o vorrebbero vendere - gas, in particolare ai clienti industriali e termoelettrici, è uno dei nodi centrali, sotto il profilo concorrenziale, dell'analisi condotta nell'indagine conoscitiva. Le origini di questo razionamento sono state esaminate sotto il profilo:

- dei comportamenti delle imprese, ed in particolare di Eni, soggetto che domina l'intera filiera del gas;
- della scarsità complessiva di capacità di stoccaggio;
- della scarsità relativa dei servizi di stoccaggio, in particolare per le imprese che vendono a clienti termoelettrici e industriali.

356. Per incidere positivamente su tale situazione - a prescindere da ogni valutazione sulla sicurezza del sistema gas, che non rientra negli scopi della presente indagine - si ritiene si debba intervenire nel senso di eliminare le barriere e distorsioni allo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio e fare evolvere la regolazione del bilanciamento e dell'accesso e utilizzo della capacità di stoccaggio

357. È bene rimarcare che le misure proposte, ed in particolare quelle finalizzate a favorire lo sviluppo della capacità di stoccaggio in Italia, non contribuiscono solo al rafforzamento della concorrenza nei mercati del gas ma possono anche rappresentare un elemento di accrescimento della sicurezza dell'intero sistema del gas nazionale. Obiettivo la cui importanza è stata in ultimo messa in evidenza dalla recente crisi Russo-Ucraina.

I comportamenti delle imprese e la scarsità complessiva di capacità di stoccaggio

358. L'attività di stoccaggio non è un monopolio naturale, ma in Italia è attualmente un monopolio di fatto, dato che per il 97% è un'attività svolta da una società (Stogit) facente parte del gruppo Eni.

359. Dall'avvio della liberalizzazione del settore del gas ad oggi la capacità di stoccaggio è aumentata per effetto di potenziamenti dei campi in esercizio, principalmente ottenuti grazie alla loro ottimizzazione e regimazione. Nessun nuovo campo di stoccaggio è entrato in funzione. Gli elementi raccolti hanno evidenziato le carenze e i ritardi delle procedure che per legge devono essere seguite al fine di accrescere la capacità di stoccaggio disponibile per il sistema, che hanno contribuito a questo scarso sviluppo. Al tempo stesso è emerso che l'attuale carenza di stoccaggio, e i ritardi nello sviluppo di nuova capacità di stoccaggio, favoriscono Eni nella competizione sul mercato nazionale del gas in quanto dispone di strumenti di flessibilità alternativi di entità maggiore e costo inferiore rispetto ai propri concorrenti (in particolare la flessibilità associata ai contratti di importazione).

360. Stogit, ha realizzato, dalla sua costituzione ad oggi, incrementi di volumi pari a circa 2,5 miliardi di metri cubi, ottimizzando i campi inizialmente detenuti. Tuttavia, la società del gruppo Eni non ha portato a termine i progetti dei campi di Alfonsine (affidatole in concessione dal 1999) e Bordolano (affidatole dal

2001), che insieme avrebbero apportato oltre 3 GSmc di spazio di stoccaggio (il totale ad oggi disponibile è di circa 14 GSmc), sostenendo che ai relativi investimenti non sarebbe stata riconosciuta una redditività adeguata al rischio connesso: quasi quattro anni (dal 2002 al 2005) sono trascorsi nell'attesa, decisa da Stogit, dell'esito del contenzioso amministrativo con l'AEEG sull'adeguatezza delle tariffe di stoccaggio, poi conclusosi con la conferma della validità dell'impianto tariffario fissato dalla stessa AEEG. Nel periodo 1 novembre 2002 – 31 dicembre 2005 gli utili netti di Stogit sono stati pari a 900 Milioni di euro, distribuiti pressoché integralmente in dividendi per 896 milioni di euro. Solo nel 2006 Stogit ha definito un piano di sviluppo, pur limitato al solo campo di Bordolano.

361. Le procedure, aperte a tutti gli operatori, per l'avvio di nuovi campi di stoccaggio in giacimenti di coltivazione in via d'esaurimento hanno fin qui coinvolto campi secondari, a nessuno dei quali Stogit si è dichiarata interessata. Le due procedure indette dall'MSE (nel 2001 e nel 2006) hanno riguardato una decina di campi che, nel complesso e se interamente realizzati, apporteranno circa 4 GSmc di spazio di stoccaggio. Il processo di raccolta delle informazioni e di selezione dei giacimenti in via d'esaurimento convertibili in stoccaggio previste dal D.M. 27 marzo 2001, risulta infatti scontare delle inefficienze e non si è ancora concluso. Per evitare queste criticità occorre:

- non lasciare alcuna discrezionalità al titolare della concessione di coltivazione di un giacimento in via d'esaurimento – che nel processo fin qui compiuto è stato Eni - in merito alla valutazione della sua convertibilità a stoccaggio e, quindi, sulla trasmissione o meno delle informazioni rilevanti all'MSE;
- a sua volta l'MSE dovrebbe mettere a gara tutti i giacimenti dei quali ha ricevuto le informazioni previste ed idonei, sulla base di una valutazione di massima, sotto il profilo della sicurezza d'esercizio e della compatibilità ambientale.

362. Inoltre, con riferimento al processo di selezione delle offerte pervenute nell'ambito delle procedure concorsuali indette dall'MSE sarebbe utile:

- che la predisposizione del *data-room*, oggi lasciata al titolare della concessione di coltivazione, avvenga a cura dell'MSE, in modo da consentirgli di indicare in maniera univoca nel bando di selezione le caratteristiche del campo di stoccaggio da utilizzare ai fini della definizione dei progetti di conversione a stoccaggio oggetto di valutazione;
- la stessa selezione delle offerte compiuta dall'MSE non dovrebbe limitarsi all'uso dei criteri qualitativi elencati dall'art. 2.10 del DM 27 marzo 2001, essendo opportuno premiare chi attribuisce maggior valore alla concessione di stoccaggio ed è disponibile a offrire un corrispettivo commisurato all'ottenimento della medesima.

363. A valle del processo di selezione delle offerte, l'iter burocratico per l'ottenimento delle concessioni di stoccaggio si è dimostrato lungo, farraginoso e complesso, tanto che nessuno dei procedimenti in corso si è ancora concluso. Ciò a causa delle norme vigenti e della frammentazione delle competenze tra numerose amministrazioni dello Stato. Al riguardo si suggerisce che:

- al fine di ridurre i tempi di assegnazione delle concessioni, anche a valle della selezione operata dall'MSE, le procedure previste limitino all'essenziale il numero dei passaggi richiesti e dei soggetti coinvolti, e soprattutto che ogni ente preposto al rilascio del proprio parere o benestare sia tenuto a rispettare i tempi previsti per il suo pronunciamento, circostanza ad oggi largamente disattesa.

364. Al di fuori delle selezioni bandite dall'MSE, la possibilità di ampliare la capacità di stoccaggio disponibile in Italia è sostanzialmente legata, allo stato, a progetti particolarmente impegnativi come quello dell'acquifero di Rivara (per 3 GSmc) o quello della trasformazione in stoccaggio di giacimenti in via d'esaurimento *off-shore* recentemente ipotizzata da Eni, addirittura per circa 10 GSmc complessivi di spazio.

365. Eni non ha inserito questi giacimenti in via d'esaurimento *off-shore* tra quelli, segnalati all'MSE per la conversione a stoccaggio, che hanno dato origine alle citate procedure concorsuali di selezione del 2001 e del 2006.

366. Le considerazioni che precedono, tenuto anche conto della caratteristica dell'attività di stoccaggio di non presentare gli elementi propri di un monopolio naturale, consentono di formulare alcune osservazioni, più coerenti con lo sviluppo di un mercato dello stoccaggio. In questo quadro:

- potrebbe rivelarsi opportuna al fine di accelerare l'ingresso di nuovi operatori la cessione da parte di Eni a terzi di sottoinsiemi di *asset* (modello Genco nel settore elettrico). Tale misura avrebbe infatti una lunga serie di ricadute positive:
 - in primo luogo, la creazione di una o più imprese di stoccaggio indipendenti, avrebbero degli incentivi all'investimento in stoccaggio
 - in secondo luogo, Eni ridurrebbe la propria presenza nell'attività di stoccaggio, e potrebbe quindi più credibilmente sostenere che lo sviluppo di nuova capacità, attraverso la conversione dei campi *off-shore*, è idoneo a promuovere la concorrenza quantomeno nell'offerta dei servizi di stoccaggio, ed aspirare ad essere soggetta ad una regolazione diversa ed innovativa rispetto a quella attualmente applicata per la capacità di stoccaggio in esercizio;
 - se, poi, in tale scenario, Eni effettivamente realizzasse il predetto investimento, si avrebbero notevoli effetti positivi in termini di concorrenza, che rileva ai fini della presente indagine, oltre che ricadute positive sulla sicurezza del sistema. Da un lato, infatti, il mercato dello stoccaggio non sarebbe più un quasi monopolio, come adesso, bensì vedrebbe la presenza di due o più operatori di grandi dimensioni, oltre ad Edison Stoccaggio – già presente – e dei terzi nuovi entranti che hanno in corso procedure di realizzazione di nuovi campi di stoccaggio; dall'altro, la realizzazione della nuova capacità *off-shore*, in aggiunta, peraltro, ai nuovi investimenti stimolati dalla modifica degli incentivi di Stogit, incrementerebbe notevolmente la capacità di stoccaggio disponibile per il sistema, con evidente accrescimento della sicurezza;
 - infine, un contesto maggiormente concorrenziale nell'offerta dei servizi di stoccaggio incentiverebbe gli operatori ad offrire in maniera più efficiente i propri servizi, massimizzando ed ottimizzando le prestazioni dei campi di stoccaggio; esito questo altrimenti difficilmente perseguibile con il solo strumento regolatorio, data la rilevante asimmetria informativa dovuta alla natura e alla complessità tecnica della gestione e sviluppo degli stoccaggi.

I comportamenti d'impresa e le regole di bilanciamento del sistema e di accesso e utilizzo della capacità di stoccaggio

367. Nel contesto ricostruito nel corso dell'indagine, la carenza di stoccaggio per chi intenda accedere ai mercati della vendita di gas a clienti industriali o termoelettrici si è rivelata principalmente intrecciata con il vigente quadro di regole di bilanciamento del sistema e di accesso ed utilizzo della capacità di stoccaggio.

368. Innanzitutto, Eni dispone, in quanto principale produttore di gas nazionale, dello stoccaggio minerario, al quale hanno accesso solo gli altri concorrenti che svolgono attività di produzione come da decreto Letta. Inoltre, date le esistenti regole di allocazione della capacità di stoccaggio di modulazione (direttamente proporzionale ai consumi dei clienti domestici serviti), Eni, come gli altri operatori, può far conto anche sullo stoccaggio garantito dal portafoglio di clienti domestici di quelle imprese che rifornisce con contratti di somministrazione indiretta, facendosi carico della necessaria flessibilità della fornitura. I clienti così indirettamente serviti, pur dando titolo ad Eni di accedere allo stoccaggio, non risultano essere clienti finali di Eni. In questo modo, essi non contribuiscono alla quota delle vendite in capo ad Eni, che, per disposizione del decreto Letta, non può superare il 50% del totale. In altre parole Eni, grazie alla fornitura all'ingrosso di gas tramite i contratti di somministrazione indiretta, ha la possibilità di *i)* mantenere quote elevate nella vendita di gas ai clienti industriali e termoelettrici (più remunerativi), pur rispettando il tetto antitrust sulle vendite complessive di gas ai clienti finali; *ii)* mantenere, in fatto, una posizione rilevante anche nella vendita di gas ai clienti di piccola dimensione; *iii)* ottenere l'accesso prioritario allo stoccaggio di modulazione per i clienti finali in tal modo indirettamente forniti.

369. Sempre in materia di allocazione dello stoccaggio di modulazione, dalla elaborazione dei dati svolta nell'indagine emerge che Eni ha di recente aumentato la quota della capacità richiesta sul massimo cui ha diritto, passando dal [70-80%] del 2006/07 al [90-100%] nel 2007/08 e al [90-100%] nel 2008/09. Ciò significa che Eni negli ultimi due anni ha utilizzato maggiormente le potenzialità che la normativa le concede per ottenere l'allocazione pro-quota dello stoccaggio di modulazione, a svantaggio, ovviamente, degli altri richiedenti.

370. L'elevata disponibilità di stoccaggio di cui Eni viene così ad usufruire va ad aggiungersi alle risorse di flessibilità che Eni possiede in quanto titolare della maggior parte dei contratti di importazione, la cui flessibilità media è peraltro superiore a quella dei contratti dei concorrenti. In più, come visto, Eni riesce a vendere al PSV d'estate più gas di quanto venda d'inverno, acquisendo, pertanto, ulteriore modulazione stagionale per il proprio flusso di gas. Sempre con riferimento agli scambi di flessibilità associati alle compravendite di gas, si osserva che, tra le modalità di vendita di gas all'ingrosso che obbligavano senz'altro Eni a cedere flessibilità, la principale era costituita dai due *gas release* che la società si è impegnata a realizzare in esito a due procedimenti avviati dall'AGCM; tuttavia, col corrente anno termico 2008/09, questa modalità di vendita verrà a cessare.

371. In questo quadro, Eni si trova a disporre di più stoccaggio dei concorrenti, sia in quanto maggiore produttore nazionale che come conseguenza del portafoglio dei clienti serviti, mentre l'utilizzo relativo delle diverse risorse di flessibilità è diverso tra Eni e le altre imprese attive nei mercati della vendita di gas. Ciò appare evidentemente connesso alla ripartizione fortemente asimmetrica delle risorse di flessibilità da importazioni di gas in favore dell'operatore *incumbent* - a fronte invece di un accesso regolato alle risorse di stoccaggio sulla base dei consumi dei clienti domestici serviti - ed evidenzia anche una maggiore dipendenza dei concorrenti di Eni dalla risorsa di flessibilità rappresentata dallo stoccaggio.

372. Il complesso delle circostanze descritte, quali emergono dall'analisi condotta nell'indagine, porta quindi a concludere che la carenza di stoccaggio utilizzabile per la modulazione della domanda di clienti industriali e termoelettrici è almeno in parte dovuta al fatto che Eni, per le sue prerogative, dato l'attuale contesto regolatorio, riesce a condizionare l'accesso alla capacità di stoccaggio da parte degli altri operatori.

373. Quanto emerso dalla presente indagine fornisce alcuni interessanti spunti in merito ai positivi impatti che l'evoluzione della regolazione del servizio del bilanciamento e lo sviluppo di una piattaforma di mercato organizzata per lo scambio di gas potrebbe avere sulle problematiche e sulle criticità evidenziate nel presente documento, al fine di incrementare la competizione nei mercati a valle e lo sviluppo del mercato nazionale del gas, anche in una prospettiva di integrazione dei mercati energetici europei.

374. L'integrazione a livello europeo dei mercati energetici è difatti uno degli obiettivi principali della politica comunitaria che, con le misure legislative attualmente in discussione e con la promozione di iniziative di integrazione regionale, intende rimuovere le barriere che ne hanno ritardato lo sviluppo. È comunque un fatto che le dinamiche dei prezzi del gas e dell'energia elettrica delle borse europee incidono in maniera rilevante sul sistema del gas nazionale, dato il peso del gas nella produzione termoelettrica nazionale, senza peraltro che questo si traduca in una corrispondente e trasparente dinamica del prezzo del gas in Italia.

375. Riguardo all'evoluzione prospettica del mercato nazionale del gas l'AEEG, con i recenti documenti di consultazione richiamati nella presente relazione, ha posto all'ordine del giorno lo sviluppo di mercati centralizzati sia per lo scambio della *commodity* (borsa del gas) che per le risorse per il bilanciamento giornaliero del sistema (mercato del bilanciamento). Essi costituiscono i luoghi ove le imprese possono scambiare le proprie disponibilità, a valore di mercato, per far fronte alle proprie esigenze di modulazione e di bilanciamento della domanda e a quelle del sistema. Da questa prospettiva essi si pongono come "ulteriore" strumento di flessibilità, consentendo, tra l'altro, lo sfruttamento ottimale dei servizi di stoccaggio.

376. D'altra parte, lo sviluppo di mercati centralizzati della *commodity* e l'efficienza e la funzionalità del servizio di bilanciamento e, più in generale, del sistema gas possono essere favoriti da regole di allocazione delle capacità di stoccaggio che non siano basate su funzioni preordinate e relativi vincoli di utilizzo. Il superamento della parcellizzazione delle capacità di stoccaggio fra tipologie di utenti e funzioni può dare un impulso allo sviluppo efficiente del mercato del gas, consentendo di ottimizzare lo sfruttamento delle risorse e della relativa flessibilità considerando le esigenze complessive del sistema. Tuttavia, alcune delle possibili evoluzioni della regolazione del servizio di stoccaggio, finalizzate al raggiungimento degli obiettivi sopra richiamati, e, in particolar modo, quelle che prevedono l'adozione di strumenti di mercato per il conferimento dei medesimi servizi alle imprese, richiedono, per poter dispiegare efficacemente i propri effetti, che la disponibilità di risorse di stoccaggio venga adeguata attraverso lo sviluppo di nuova capacità e che vengano pienamente implementati i programmi di sviluppo presentati da Stogit.

377. Gli elementi emersi dalle analisi effettuate portano altresì a considerare alcune possibili evoluzioni del contesto normativo-regolamentare:

- lo stoccaggio minerario è una risorsa che, dal punto di vista quantitativo, va a beneficio soprattutto dell'impresa dominante, se la priorità prevista per i titolari di concessioni di coltivazione costituisce una scelta di politica economica a favore della produzione nazionale di gas, essa potrebbe essere diversamente declinata, ad esempio mediante incentivi mirati a beneficio dello sviluppo di campi di

produzione in situazione di marginalità economica, incrementando così la disponibilità dello stoccaggio per le esigenze di flessibilità (ottimizzandone anche, in tal modo, lo sfruttamento);

- l’allocazione delle capacità di stoccaggio con criteri di mercato, nell’ambito delle attuali priorità di accesso, ed in particolare con procedure di allocazione tramite asta, permetterebbe di superare o quanto meno mitigare alcune criticità, evidenziate nella presente istruttoria, che caratterizzano il sistema nazionale del gas naturale. Pur riconoscendo l’esigenza che tale evoluzione avvenga, come richiamato in precedenza, una volta pienamente implementati i programmi di sviluppo della capacità di stoccaggio presentati da Stogit e lasciando la materia ad ulteriori approfondimenti che considerino anche il punto di vista degli operatori, è bene evidenziare in questa sede alcuni vantaggi di questa proposta:
 - la capacità di stoccaggio sarebbe allocata agli operatori che vi attribuiscono maggiore valore in relazione alle proprie disponibilità ed esigenze (e che sono, quindi, presumibilmente in grado di utilizzarne la flessibilità con maggiore efficienza);
 - sarebbe possibile il superamento degli ostacoli sopra rappresentati circa l’ingresso di nuove imprese nei mercati della vendita a clienti termoelettrici ed industriali, anche a beneficio di una maggiore trasparenza nell’interrelazione tra il mercato del gas ed il mercato termoelettrico;
 - la riduzione dei costi amministrativi, sia per l’allocazione delle capacità di stoccaggio (che oggi comporta la trasmissione da parte dei richiedenti delle informazioni sui consumi serviti, con conseguente verifica da parte delle imprese di stoccaggio) che nella gestione del servizio, la quale prevede diverse regole di allocazione ed erogazione per le diverse tipologie di servizio;
 - la valorizzazione del servizio di stoccaggio con criteri di mercato, da una parte, farebbe emergere il valore della flessibilità e consentirebbe un confronto competitivo, anche a livello internazionale, con altre risorse di flessibilità alternative (quali ad esempio la flessibilità dei contratti di importazione); d’altra parte, fornirebbe un utile segnale per i soggetti che intendono sviluppare nuova capacità di stoccaggio circa la sua scarsità o abbondanza, potendo costituire un orientamento per la decisione di investimento, le scelte progettuali ed il regime regolatorio da adottare (regolato od esente da TPA);
 - la tutela dei clienti di piccole dimensioni (con consumi inferiori ai 200.000 Smc di gas/anno) potrebbe essere comunque garantita con strumenti alternativi all’accesso prioritario allo stoccaggio per i medesimi clienti, di cui beneficiano, in realtà, le imprese che li riforniscono direttamente o indirettamente; la disponibilità di gas per la modulazione dei consumi di detti clienti, in presenza di strumenti che ne permettano lo scambio, potrebbe, ad esempio, essere assicurata dalla presenza di obblighi di pubblico servizio in capo alla generalità degli utenti del servizio di stoccaggio (quali obblighi di giacenza minima), mentre il vantaggio economico derivante oggi ai predetti clienti di piccole dimensioni dalla disponibilità di risorse di stoccaggio ad un costo (dato dai corrispettivi definiti dall’AEEG), presumibilmente inferiore al valore di mercato delle medesime risorse, potrebbe essere, ad esempio, garantito attraverso la ripartizione fra detti clienti degli eventuali proventi dell’allocazione con criteri di mercato delle capacità di stoccaggio (derivanti appunto dalla differenza tra il valore di mercato pagato dagli utenti del servizio di stoccaggio in tal caso ed i corrispettivi regolati riconosciuti all’impresa di stoccaggio).