

SENATO DELLA REPUBBLICA

————— XVI LEGISLATURA —————

N. 213

ATTO DEL GOVERNO

SOTTOPOSTO A PARERE PARLAMENTARE

Schema di decreto legislativo recante misure per la maggior concorrenzialità nel mercato del gas naturale ed il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali

(Parere ai sensi dell'articolo 30, commi 6 e 7, della legge 23 luglio 2009, n. 99)

(Trasmesso alla Presidenza del Senato il 29 aprile 2010)



*Il Ministro
per i rapporti con il Parlamento*

DRP/I/XVI /D 123/10

Roma

29 APR. 2010

Caro Presidente,

Le trasmetto, al fine dell'espressione del parere da parte delle competenti Commissioni parlamentari, lo schema di decreto legislativo recante "Misure per la maggior concorrenzialità nel mercato del gas naturale ed il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali, a norma dell'articolo 30, commi 6 e 7 della legge 23 luglio 2009, n. 99", approvato in via preliminare dal Consiglio dei Ministri del 23 aprile 2010.

Con i miei saluti

Luca

Sen.

Renato Giuseppe SCHIFANI

Presidente del

Senato della Repubblica

R O M A

SCHEMA DI DECRETO LEGISLATIVO RECANTE MISURE PER LA MAGGIOR CONCORRENZIALITA' NEL MERCATO DEL GAS NATURALE ED IL TRASFERIMENTO DEI BENEFICI RISULTANTI AI CLIENTI FINALI, AI SENSI DELL'ARTICOLO 30, COMMI 6 E 7, DELLA LEGGE 23 LUGLIO 2009, n.99

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

Il presente schema di decreto legislativo, oggetto di esame preliminare, si colloca nell'ambito dell'attuazione dell'articolo 30, comma 6, della legge 23 luglio 2009, n.99/09. Tale disposizione delega il Governo ad adottare entro un anno dall'entrata in vigore della legge n.99/09(15 agosto 2010) un decreto legislativo che proceda:

- a) alla revisione dei cosiddetti "tetti gas" in scadenza alla fine dell'anno 2010 che erano stati posti dall'articolo 19 del D.Lgs 164/00 per il periodo 2000-2010 in maniere da rendere l'offerta del gas più concorrenziale;
- b) alla definizione di misure che trasferiscano i benefici della aumentata concorrenza nel mercato del gas ai clienti industriali italiani lato domanda, al fine di garantirne la competitività.

La ratio adottata nello schema per un'offerta di gas più concorrenziale è quella secondo cui per rendere più dinamica e concorrenziale l'offerta di gas, bisogna incrementarne la flessibilità. Per incrementare la flessibilità dell'offerta vi sono tre vie principali:

- I. Potenziare le infrastrutture di adduzione (rigassificatori e gasdotti) per generare un eccesso di gas e quindi promuovere la concorrenza
- II. Rinforzare le infrastrutture di stoccaggio che consentano di approvvigionarsi di gas nei periodi di prezzo conveniente (stagionalità, congiunture internazionali, partite di gas non convenzionale nel futuro) ed utilizzarlo negli altri periodi.
- III. Obbligare il/i soggetto/i dominante/i (*incumbent*), a trasferire tale beneficio, in parte, ai clienti finali (la cd. gas release già attuata lo scorso anno con il DL 78/09).

La ratio adottata nello schema per una domanda che partecipa agli investimenti si articola secondo:

- I. Un'organizzazione dei soggetti (clienti industriali) che facciano da interlocutori interessati nei confronti del soggetto incumbent
- II. Un reperimento delle adeguate forme di aggregazione anche per le PMI che, più volte, si sono lamentate dell'attenzione della politica energetica solo per i grandi consumatori.
- III. Un rimedio all'inevitabile periodo di tempo necessario all'approntamento delle nuove infrastrutture di stoccaggio, attraverso l'anticipazione degli effetti che ci sarebbero all'entrata in servizio delle infrastrutture.

Lo schema di decreto legislativo è costituito da 12 articoli illustrati nei capisaldi qui nel seguito.

Articolo 1 – Finalità ed oggetto

L'articolo individua, in attuazione delle disposizioni dell'articolo 30, comma 6 della legge 23 luglio 2009, n.99, nota come legge Sviluppo, le finalità del provvedimento, e cioè l'introduzione di maggior concorrenzialità nel mercato del gas e il trasferimento dei relativi



benefici ai clienti finali in generale e anticipazione degli stessi ai clienti finali industriali per garantirne la competitività.

Articolo 2 – Definizioni

In questo articolo si conferma la validità delle definizioni ad integrazione di quelle già in essere nella normativa di settore

Articolo 3 – Obblighi per i soggetti che immettono gas nella rete di trasporto e verifica degli obblighi

L'articolo individua l'obbligo per tutti i soggetti che immettono gas nella rete di trasporto di attestare annualmente (il primo anno entro due settimane dopo il primo mese di entrata in vigore del presente decreto) la propria quota di mercato all'ingrosso, secondo una metodologia definita in uno specifico decreto del Ministro dello sviluppo economico. Sono indicate le modalità per determinare i valori in assenza di dati effettivi.

Se con riferimento alle attestazioni viene individuato un superamento del valore soglia del 40%, il soggetto interessato è obbligato a svolgere procedure di cessione di gas, secondo quanto definito al successivo articolo 5. Se, alternativamente, il soggetto si impegna all'attuazione delle misure relative allo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio, il valore soglia è alzato al 60%

La vigilanza relativa all'attestazione è attribuita all'Autorità garante della concorrenza e del mercato, mentre la vigilanza sull'erogazione dei servizi previsti dal decreto, sugli adempimenti e sulle procedure è attribuita all'Autorità per l'energia elettrica ed il gas.

Articolo 4 – Sviluppo delle infrastrutture di stoccaggio

L'articolo 4 prevede che il Ministero dello sviluppo economico predisponga e pubblichi entro il 31 luglio di ogni anno un rapporto contenente indicazioni sui progetti di aumento di capacità di stoccaggio già oggetto di concessione e in concessioni di prossimo conferimento.

In tale rapporto sono indicate per ogni progetto le informazioni necessarie per consentire di valutare tempi e costi previsti per la sua realizzazione, o, nel caso di progetti volti all'aumento delle capacità esistenti, i costi incrementali per la loro realizzazione e i conseguenti passi autorizzativi.

Sulla base di tale rapporto i clienti industriali potranno decidere se chiedere ai soggetti che realizzeranno tali progetti un contratto di servizi di stoccaggio di durata pluriennale oppure di partecipare direttamente alla realizzazione di uno o più progetti, assumendone quote di partecipazione e quindi divenendo proprietari di una parte delle nuove infrastrutture di stoccaggio.

E' previsto che il rapporto possa contenere a titolo informativo informazioni relative a ulteriori progetti per cui non è ancora stato avviato l'iter autorizzativo.

Articolo 5 – Misure per la maggiore concorrenzialità nel mercato del gas

L'articolo disciplina gli adempimenti per i soggetti che intendono alzare il valore della soglia limite relativa alla loro quota di mercato all'ingrosso al 60% attraverso l'assunzione di impegni vincolanti per la realizzazione di nuove infrastrutture di stoccaggio, per volumi pari a 4 miliardi di metri cubi. Tali soggetti devono consentire la partecipazione di terzi allo sviluppo delle infrastrutture e si impegnano a partecipare, per un volume massimo pari ad 1 miliardo di metri cubi al meccanismo anticipatorio dei benefici verso i clienti finali industriali che partecipano quali investitori. In alternativa gli stessi soggetti concorrono alla



compensazione dell'onere relativo all'anticipazione dei benefici con un importo massimo pari, per ciascun anno termico, a 50 milioni di euro.

L'articolo prevede inoltre che le procedure di cessione di gas per il superamento del valore soglia (40% in assenza di realizzazione di nuova capacità di stoccaggio o 60% a fronte di realizzazione di stoccaggio) siano svolte secondo le modalità già definite con la legge 3 agosto 2009, n.102, per volumi non superiori a 4 miliardi di metri cubi definiti, insieme alla tempistica, con decreti del Ministro dello sviluppo economico.

Entro il 1 settembre di ciascun anno, i soggetti che si impegnano a realizzare le infrastrutture di stoccaggio comunicano al Ministero, all'Autorità garante e all'Autorità di regolazione un programma o un aggiornamento del programma relativo ai progetti individuati tra quelli pubblicati nel rapporto del Ministero dello sviluppo economico, o diversi, che dovranno essere valutati per l'approvazione del Ministero dello sviluppo economico. Il programma con l'approvazione da parte del Ministero dello sviluppo economico diviene vincolante.

La vigilanza sul rispetto del programma e sulle procedure di cessione di gas è affidata all'Autorità garante che può avviare un'istruttoria in esito alla quale può irrorare una sanzione amministrativa pecuniaria.

Articolo 6 – Partecipazione di soggetti investitori alle procedure

Vengono in questo articolo individuati i requisiti generali dei soggetti investitori nelle infrastrutture di stoccaggio come i clienti finali industriali caratterizzati da elevato prelievo di gas naturale definito secondo modalità fissate dal Ministero ed attestate dall'impresa di trasporto o da quella di distribuzione alla cui rete è allacciato il punto di prelievo del cliente finale; aventi centri di consumo in Italia nonché negli Stati membri che, in condizioni di reciprocità, ammettono l'accesso di clienti finali industriali italiani a misure analoghe a quelle di cui al presente decreto, attestate come tali con provvedimento del Ministro dello sviluppo economico; per una quota non superiore ai propri consumi nell'anno termico precedente lo svolgimento delle procedure cui è richiesta la partecipazione.

Oltre ai clienti finali di cui sopra, sono ammessi a partecipare anche i consorzi ed i mandatari dei clienti finali industriali con le caratteristiche sopra esposte, nonché aggregazioni di piccole e medie imprese che abbiano, in aggregato, le caratteristiche di cui sopra e, come mandatario dell'aggregazione, un cliente finale industriale. Tali aggregazioni, che possono concorrere per una volume corrispondente ad un terzo del volume definito dal Ministero per i soggetti investitori (art. 5, comma 1, lettera b)) della possono essere promosse anche dalle associazioni di categoria.

Viene previsto che i soggetti interessati ai progetti di sviluppo di capacità di stoccaggio come individuati dal programma approvato, entro l' 1 settembre di ogni anno, inviino al Ministero apposita comunicazione, con cui manifestano con effetti non vincolanti il proprio interesse e che il soggetto che aderisce alle misure di potenziamento stoccaggi indica direttamente o a mezzo di società controllate, controllanti o controllate da una medesima controllante una procedura concorsuale e non discriminatoria per la selezione dei soggetti investitori. La disciplina delle procedure concorsuali è definita dall'Autorità di regolazione che si conforma ai criteri ed agli indirizzi formulati del Ministero.

Articolo 7 – Diritti di utilizzo dei soggetti investitori delle infrastrutture di stoccaggio

In esito alle procedure di cui all'articolo 6 sono riconosciuti ai soggetti investitori diritti di utilizzazione dei servizi di stoccaggio in misura corrispondente alla quota per cui risultano assegnatari, mediante la richiesta del soggetto investitore di:



a) sottoscrivere un contratto di stoccaggio pluriennale a fronte di corrispettivi determinati dall'Autorità di regolazione con riferimento ai corrispondenti costi effettivi di realizzazione e gestione relativi ai progetti; ovvero

b) sottoscrivere un contratto che disciplina i diritti di utilizzo a fronte della partecipazione in forma di contitolarità in uno o più progetti di sviluppo di nuova capacità di stoccaggio di gas naturale in nuove concessioni di stoccaggio o in concessioni conferite ma non ancora operative alla data di entrata in vigore del presente decreto.

Le clausole relative all'accesso e all'utilizzo dello stoccaggio nei contratti che regolano i rapporti tra i soggetti che aderiscono alle misure ed i soggetti investitori sono sottoposti al Ministero per l'approvazione, sentita l'Autorità di regolazione. I rapporti di contitolarità in una concessione di stoccaggio sono regolati da un contratto tipo approvato dal Ministero.

E' prevista la possibilità di recesso dai contratti che regolano i rapporti tra i soggetti che sviluppano stoccaggi ed i soggetti investitori. Vengono altresì definite alcune condizioni per esercitare il recesso.

Articolo 8 – Disposizioni a favore di soggetti titolari di stoccaggio e degli enti locali

L'articolo 8 prevede che anche i soggetti che non ricadono negli obblighi di cui all'articolo 1, possano usufruire degli stessi meccanismi di incentivazione alla realizzazione dei loro progetti, per un volume complessivo non superiore a due miliardi di metri cubi di nuova capacità.

Essi potranno avvalersi delle seguenti opzioni:

- Proseguire nel loro programma attuale di realizzazione, mantenendo il diritto di chiedere per lo stoccaggio di nuova realizzazione l'esenzione dal diritto di accesso dei terzi ai sensi della legge n.239 del 2004, e, se ottenuta, attribuire in regime di esenzione ai futuri clienti la nuova capacità di stoccaggio dopo la sua realizzazione;
- Sottoscrivere un contratto con i soggetti importatori che sono interessati a realizzare il programma di 4 miliardi di metri cubi di nuova capacità, facendo valere la realizzazione del loro progetto ai fini dell'assolvimento del programma a carico di tali soggetti e quindi potendo ottenere un beneficio sia in termini economici o di finanziamento da parte di tale soggetti, sia contrattualizzando in anticipo la futura capacità di stoccaggio con clienti industriali, rendendo così bancabile il loro progetto;
- Usufruire direttamente delle nuove disposizioni, effettuando una procedura aperta ai clienti industriali al termine della quale sottoscrivere da subito contratti di stoccaggio pluriennali (possibilità attualmente non consentita dalle disposizioni previgenti) oppure facendo entrare gli stessi clienti nel loro progetto come finanziatori mediante una loro associazione in joint venture nella concessione e quindi consentendo ad essi di disporre direttamente della propria quota di stoccaggio.

I soggetti volontari possono offrire le loro capacità di stoccaggio anche in forma aggregata.

Saranno i clienti industriali a scegliere la tipologia di richiesta (contratto di stoccaggio a lungo termine oppure partecipazione in Joint venture nelle concessioni) e a chi rivolgersi (soggetti ricadenti nelle soglie di cui all'articolo 1 o soggetti che volontariamente aderiscono alle misure).

I corrispettivi relativi all'accesso e all'utilizzo di tale nuova capacità di stoccaggio è determinata in esito alle procedure concorsuali, prevedendo comunque in caso di mancata



assegnazione della nuova capacità di stoccaggio, il riconoscimento di corrispettivi commisurati ai soli costi per la realizzazione e la gestione delle infrastrutture determinati dall'Autorità di regolazione.

Lo stesso articolo prevede al comma 2 al fine di compensare i territori interessati dalla realizzazione dei nuovi progetti di stoccaggio per il mancato uso alternativo del territorio di rivedere l'assegnazione del contributo di cui all'articolo 1, comma 558, della legge 24 dicembre 2007, pari all'1% del valore della nuova capacità di stoccaggio di gas naturale effettivamente entrata in operatività unicamente nei confronti dei Comuni dove hanno sede i relativi impianti, correggendo la disposizione attuale che, pur dichiarata a compensazione del mancato uso del territorio, ripartisce in modo contraddittorio tale contributo anche ai comuni confinanti con quelli sede di impianti, che pertanto non hanno quella occupazione di territorio presupposto del contributo stesso.

Articolo 9 – Anticipazione degli effetti nel mercato dello sviluppo degli stoccaggi

Qualora rispetto alle assegnazioni ai soggetti investitori vi fossero quote residuali, anche per effetto delle rinunce o dei recessi, esse vengono offerte ai migliori offerenti in base a procedure concorsuali aperte a tutti i richiedenti secondo modalità ed a fronte di corrispettivi determinati sulla base di criteri dall'Autorità di regolazione, a fronte di indirizzi stabiliti dal Ministero, prevedendo il riconoscimento a favore di ciascun soggetto obbligato di corrispettivi commisurati ai soli costi per la realizzazione e la gestione delle infrastrutture.

L'Autorità di regolazione, conformandosi ad indirizzi del Ministero, disciplina misure che consentono ai soggetti investitori di ottenere anticipatamente, effetti equivalenti a quelli che avrebbero qualora la capacità di stoccaggio corrispondente alle quote assegnate fosse immediatamente operativa (fase virtuale).

Le misure virtuali prevedono la possibilità per i soggetti investitori che ne facciano richiesta di ottenere, fino alla progressiva entrata in esercizio delle nuove capacità di stoccaggio e per un periodo comunque non superiore a 5 anni, la disponibilità di nuovi servizi di stoccaggio definiti dall'Autorità di regolazione. Essi comprendono, per quantità massime corrispondenti alle quote della nuova capacità di stoccaggio non ancora entrata in esercizio e già assegnata, di stoccare il gas naturale nel periodo estivo per un suo utilizzo nel periodo invernale. Detti servizi sono forniti dal Gestore dei servizi energetici, che può avvalersi dell'impresa maggiore di trasporto. I soggetti investitori sono tenuti a riconoscere al Gestore dei servizi energetici corrispettivi determinati dall'Autorità di regolazione a sconto, in ragione dei minori servizi offerti, rispetto alle tariffe di stoccaggio.

Il Gestore dei servizi energetici fornisce i servizi aggregando le richieste dei soggetti investitori, ed ottimizza le operazioni di fornitura del servizio di stoccaggio di cui al medesimo comma, al fine di contenerne l'onere complessivo, avvalendosi della partecipazione (nell'erogazione dei servizi o tramite compensazione economica) dei soggetti obbligati allo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio.

Gli oneri relativi alla differenza tra il costo sostenuto dal Gestore dei servizi energetici per rendere disponibili i servizi per garantire l'anticipazione degli effetti correlati alla realizzazione degli stoccaggi prima che la nuova capacità di stoccaggio sia sviluppata ed i corrispettivi applicati per i medesimi servizi sono fatti valere sui i corrispettivi per i servizi di trasporto e bilanciamento applicati alla generalità dei clienti finali nel mercato del gas.



E' previsto che i diritti all'utilizzo della nuova capacità di stoccaggio in capo ai soggetti investitori che hanno avuto un'anticipazione degli effetti degli stoccaggi, siano ridotti di una quota pari al 10% a decorrere dall'entrata in esercizio della nuova capacità di stoccaggio per un periodo pari al doppio del periodo medio per cui il soggetto si è avvalso delle anticipazioni. I servizi corrispondenti a detta quota sono offerti per il medesimo periodo al mercato secondo modalità e a fronte di corrispettivi determinati dall'Autorità di regolazione. Il gettito derivante dall'applicazione di detti corrispettivi è destinato a copertura dei costi di distribuzione applicati ai clienti finali, le cui condizioni economiche per l'erogazione della fornitura prevedono l'applicazione di tariffe di distribuzione.

Le misure prevedono altresì la possibilità per i soggetti investitori e per i loro mandatari di consegnare il gas in mercati esteri precedentemente individuati dall'Autorità di regolazione sulla base di criteri stabiliti dal Ministero.

Articolo 10 – Norme transitorie

Durante la fase virtuale, le misure di cui all'articolo 9 che in luogo dei servizi "fisici" disciplinati dall'Autorità ai sensi dell'articolo 9, comma 3, si applicano in modo tale che possa essere riconosciuta la differenza, se positiva, tra le quotazioni del gas nel periodo invernale e nel periodo estivo come rilevata sulla base di metodologie e in mercati esteri determinati dall'Autorità di regolazione.

La determinazione degli importi da riconoscere ai soggetti investitori ai sensi del comma 1 nonché l'erogazione della differenza tra detti importi ed i corrispettivi determinati ai sensi del medesimo comma è affidata al Gestore dei servizi energetici. Il Gestore dei servizi energetici regola l'importo corrispondente alla suddetta differenza attraverso i corrispettivi per i servizi di trasporto e bilanciamento applicati alla generalità dei clienti finali nel mercato del gas.

Articolo 11 – Misure a favore della flessibilità dell'offerta nel mercato del gas naturale

Le misure di cui all'articolo 9, comma 2, prevedono l'obbligo per i soggetti investitori di offrire in vendita nei sistemi di negoziazioni gestiti dal Gestore dei mercati energetici i quantitativi di gas agli stessi resi disponibili nel periodo invernale attraverso i servizi di cui al comma 3 del medesimo articolo 9.

Inoltre, l'Autorità di regolazione definisce, entro sei mesi dall'entrata in vigore dello stesso, la disciplina del bilanciamento di merito economico nel mercato del gas naturale, nel rispetto di appositi indirizzi del Ministero.

Il sistema del gas naturale di cui all'articolo 2, comma 1, lettera ee) del decreto legislativo 23 maggio 2000, n.164 comprende le piattaforme di negoziazione e il mercato del gas gestiti dal soggetto di cui all'articolo 5, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79, al quale si applicano le disposizioni relative alle cessioni di gas destinato ad essere immesso direttamente nelle tubazioni delle reti di trasporto e di distribuzione per essere successivamente erogato.

Articolo 12 – Entrata in vigore

L'articolo prevede che sia i regolamenti previsti dal presente decreto sia il provvedimento stesso entrino in vigore il giorno successivo alla pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana.

Non è stata redatta la relazione tecnico-finanziaria in quanto il testo non comporta oneri aggiuntivi.



RELAZIONE TECNICO-NORMATIVA

1. Aspetti tecnico-normativi in senso stretto:

a) obiettivi e necessità dell'intervento normativo: Coerenza con il programma di Governo:

Il presente decreto legislativo è in adempimento alla delega contenuta nell'articolo 30, comma 6, della legge 23 luglio 2009, n. 99, recante "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia" (c.d. "legge sviluppo"). In particolare, nell'esercizio della predetta delega legislativa, il Governo provvede:

- alla revisione delle misure per una effettiva concorrenza nel mercato del gas naturale (limiti alle importazioni-produzioni e vendita di gas previsti dal Decreto legislativo n. 164/00 e validi per il periodo 2000-2010);
- alla definizione di misure che trasferiscano i benefici della aumentata concorrenza ai clienti industriali italiani al fine di garantirne la competitività.

b) analisi del quadro normativo nazionale:

Nel maggio 2000, l'Italia ha adottato le disposizioni nazionali di attuazione della direttiva 98/30/CE concernente norme comuni per il mercato interno di gas naturale, con il decreto legislativo 23 maggio 2000, n.164. Il decreto ha ridisegnato interamente la struttura del settore del gas in Italia, prevedendo che le attività di importazione, esportazione e vendita di gas naturale siano libere e aperte alla concorrenza, nei limiti previsti dal medesimo decreto. In particolare, l'articolo 19 del citato D.lgs. 164/00 prevede che a decorrere dal 1° gennaio 2003 e fino al 31 dicembre 2010, nessuna impresa del gas possa 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. A decorrere dal 1° gennaio 2002 e fino al 31 dicembre 2010, nessuna impresa del gas possa immettere gas importato o prodotto in Italia, nella rete nazionale, al fine della vendita in Italia, direttamente o a mezzo di società controllate, controllanti o controllate da una medesima controllante, per quantitativi superiori al 75% dei consumi nazionali di gas naturale su base annuale. La suddetta percentuale è ridotta di due punti percentuali per ciascun anno successivo al 2002 fino a raggiungere il 61%.

c) incidenza delle norme proposte sulle leggi e i regolamenti vigenti:

A distanza di circa dieci anni dalle prime norme a tutela della concorrenza nel settore del gas, si aggiorna la disciplina in materia coerentemente con l'assetto normativo e regolamentare stabilito da norme primarie e da atti dell'Autorità di settore.

d) analisi della compatibilità dell'intervento con l'ordinamento comunitario:

L'intervento segue l'evoluzione della normativa comunitaria, che prevede il mantenimento di norme asimmetriche per agevolare la completa liberalizzazione del settore.

e) analisi della compatibilità con le competenze delle regioni ordinarie ed a statuto speciale:

Nulla da rilevare.

f) verifica della coerenza con le fonti legislative primarie che dispongono il trasferimento di funzioni alle regioni ed agli enti locali:

Nulla da rilevare.

g) verifica dell'assenza di rilegificazioni e della piena utilizzazione delle possibilità di delegificazione:

Nel provvedimento non sono contenute norme di rilegificazione e non si è fatto ricorso alla delegificazione.



2. Elementi di drafting e linguaggio normativo:

a) individuazione delle nuove definizioni normative introdotte dal testo, della loro necessita', della coerenza con quelle gia' in uso:

Le definizioni normative richiamate sono quelle già consolidate nella normativa e nella prassi.

b) verifica della correttezza dei riferimenti normativi contenuti nel progetto, con particolare riguardo alle successive modificazioni ed integrazioni subite dai medesimi:

I riferimenti normativi previsti nel provvedimento sono corretti.

c) individuazione di effetti abrogativi impliciti di disposizioni dell'atto normativo e loro traduzione in norme abrogative espresse nel testo normativo:

Il provvedimento non comporta effetti abrogativi.

d) indicazioni delle linee prevalenti della giurisprudenza ovvero della pendenza di giudizi di costituzionalità sul medesimo o analogo oggetto:

Non risultano pendenti giudizi di costituzionalità sull'oggetto del presente decreto legislativo; trattandosi di una nuova disciplina antitrust su materia in evoluzione non si registrano linee giurisprudenziali.

e) verifica dell'esistenza di progetti di legge vertenti su materia analoga all'esame del Parlamento e relativo stato dell'iter:

Trattasi di attuazione di delega legislativa conferita dal Parlamento al Governo.

f) analisi della compatibilità dell'intervento con obblighi internazionali:

Il provvedimento non contrasta con obblighi internazionali.

g) verifica della presenza di deleghe aperte sul medesimo oggetto, anche a carattere integrativo o correttivo.

La materia non è oggetto di altre deleghe legislative.

h) individuazione di disposizioni dell'atto normativo aventi effetto retroattivo o di reviviscenza di norme precedentemente abrogate o di interpretazione autentica o derogatorie rispetto alla normativa vigente:

Il provvedimento non determina la reviviscenza di norme precedentemente abrogate.

i) individuazione degli eventuali atti successivi attuativi; verifica della congruenza dei termini previsti per la loro adozione:

Sono specificamente individuate le tipologie anche procedurali di atti attuativi con puntualizzazione dei termini di relativa adozione, congruenti rispetto alla pianificazione realizzativa del provvedimento.



A.I.R.

*(Analisi di impatto della regolamentazione redatta sulla base dell'Allegato A al D.P.C.M.
11.09.2008, n. 170)*

Titolo: SCHEMA DI DECRETO LEGISLATIVO RECANTE MISURE PER LA MAGGIOR CONCORRENZIALITA' NEL MERCATO DEL GAS NATURALE ED IL TRASFERIMENTO DEI BENEFICI RISULTANTI AI CLIENTI FINALI, AI SENSI DELL'ARTICOLO 30, COMMI 6 E 7, DELLA LEGGE 23 LUGLIO 2009, N. 99.

SEZIONE 1 - Contesto e obiettivi dell'intervento di regolamentazione

A) Sintetica descrizione del quadro normativo vigente.

L'articolo 30, comma 6, della legge 23 luglio 2009, n.99 ha delegato il Governo ad adottare misure per la revisione degli obblighi di cui all'articolo 19, commi 2 e 3, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n.164, che verranno a scadere entro il 2010.

Tali obblighi, stabiliti nel 2000 con le norme di attuazione della Direttiva 98/30/CE (prima direttiva per l'apertura del mercato del gas) erano stati introdotti con la finalità di ridurre il ruolo dominante dell'ENI sul mercato italiano del gas nazionale, e quindi di favorire l'instaurarsi di una concorrenza nell'approvvigionamento di gas verso il mercato italiano, stabilendo:

- a) un tetto massimo, decrescente dal 75% fino all'attuale 61% del volume di gas che ciascun operatore può immettere, come produzione nazionale e importazione, nel sistema italiano del gas;
- b) un tetto massimo del 50% per la quota di mercato finale per ogni operatore.

La delega pertanto prevede una revisione dei tetti, in funzione pro-concorrenziale, con un trasferimento dei benefici dell'aumentata concorrenzialità del mercato ai clienti finali, in particolare a quelli industriali caratterizzati da un elevato e costante utilizzo del gas naturale.

B) Illustrazione delle carenze e delle criticità constatate nella vigente situazione normativa.

Gli obblighi in scadenza al 2010 stabiliti dall'art.19 del D.Lgs. n.164 del 2000 hanno avuto una efficacia limitata nello sviluppo di una effettiva concorrenza, anche perché, come anche segnalato sia nelle indagini svolte dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato, sia dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sono state attuate dall'operatore dominante mediante vendite del gas da importare appena fuori della frontiera italiana ad altri operatori del mercato del gas senza una procedura pubblica e a condizioni tali da non permettere a questi ultimi di praticare forniture concorrenziali ai clienti finali.

C) Problemi da risolvere ed esigenze sociali considerate anche con riferimento al contesto internazionale ed europeo.

Dopo dieci anni dall'apertura alla concorrenza del settore del gas naturale, l'attività di stoccaggio ha di fatto mantenuto l'assetto monopolistico esistente nella fase iniziale, con uno sviluppo di capacità incrementale assolutamente marginale e non sufficiente né a garantire più sicurezza nel sistema energetico nazionale, né ad assicurare la necessaria



flessibilità agli operatori per competere efficacemente nel mercato liberalizzato, con le conseguenti positive ricadute in termini di prezzi per i clienti finali.

La capacità di stoccaggio attualmente disponibile, secondo i criteri di attribuzione ai richiedenti stabiliti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, soddisfa quasi esclusivamente le esigenze del mercato civile, caratterizzate da un ciclo di immissione e prelievi tipicamente stagionale, e non consente altri utilizzi, per il settore industriale e termoelettrico.

Inoltre, per sfruttare al meglio le opportunità di arbitraggio tra i prezzi offerti dal mercato del gas in evoluzione, è necessario introdurre strumenti di flessibilità, quale è appunto lo stoccaggio. Solo così i clienti potranno approvvigionarsi quando il prezzo del gas è più basso (tipicamente nei mesi estivi) per poterlo poi utilizzare quando il prezzo è più elevato (mesi invernali). Si tratta quindi di costruire stoccaggi di gas per sfruttare le forniture più convenienti, tra cui quelle del mercato spot, e diversificare anche le rotte di approvvigionamento. Lo sviluppo di infrastrutture di stoccaggio è inoltre anche necessario per consentire all'Italia di assumere il ruolo di hub del gas più volte auspicato per il nostro Paese.

Un livello di concorrenzialità ancora limitato nel mercato all'ingrosso, per effetto anche della previgente normativa che con l'introduzione di una misura "asimmetrica", quali i tetti, ha consentito l'affermazione di una pluralità di operatori, ma non un'effettiva concorrenza, ha limitato gli effetti positivi della liberalizzazione sui clienti finali.

Una congiuntura economica particolarmente difficile, come quella che si è verificata negli ultimi anni, ha pesantemente minato la competitività dei clienti industriali, che sopportano prezzi del gas più elevati che in altri Paesi.

D) Obiettivi da realizzare e indicatori che consentiranno di verificare il grado di raggiungimento.

Realizzazione capacità incrementale di stoccaggio e maggior concorrenzialità del mercato del gas; benefici per clienti finali industriali.

Il livello di realizzazione degli obiettivi sarà monitorato attraverso il controllo dell'esecuzione di un programma di infrastrutture di stoccaggio facenti parti di un elenco pubblicato dal Ministero dello sviluppo economico, secondo i tempi approvati.

Il controllo è effettuato dal Ministero dello sviluppo economico e dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato, ciascuno per gli aspetti di competenza.

Sono previste misure sanzionatorie in caso di omessa o ritardata attuazione del programma e degli adempimenti previsti dalla norma.

E) Soggetti destinatari dell'intervento regolatorio.

Sono destinatari dell'intervento i seguenti soggetti:

- a) Gli importatori che immettono gas nel sistema italiano al di sopra di determinati volumi, calcolati in funzione del volume totale immesso nella rete nazionale, che sono soggetti a misure di cessione di gas. I volumi soglia possono essere incrementati nel caso tali soggetti realizzino un piano di potenziamento delle capacità di stoccaggio per un volume complessivo di 4 miliardi di metri cubi
- b) I soggetti che attualmente sono titolari, o stanno per divenirlo, di concessioni di stoccaggio nelle quali siano previste nuove infrastrutture di stoccaggio o il potenziamento di quelle esistenti;



- c) I clienti finali industriali, o i loro consorzi, che intendano finanziare la realizzazione di tali nuovi stoccaggi, per poterli poi utilizzare per iniettarvi gas acquistato a prezzi favorevoli (ad esempio nelle borse europee a prezzi estivi) per rierogarlo nel corso dell'anno per i propri consumi;
- d) Il Ministero dello sviluppo economico, per l'emanazione di alcuni decreti attuativi, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, per gli aspetti legati alla concorrenzialità e alle verifiche di ottemperanza, e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, per le misure di carattere regolatorio dei servizi di stoccaggio.
- e) Il gestore dei servizi elettrici (GSE), come fornitore dei servizi che anticipano ai clienti industriali che partecipano ai finanziamenti dei nuovi stoccaggi i benefici di cui godranno in futuro, in parte mediante l'offerta di una quota degli stessi servizi da parte dei soggetti tenuti all'osservanza delle norme, e in parte mediante richiesta di tali servizi al mercato;

SEZIONE 2 - Procedure di consultazione precedenti l'intervento

La necessità di potenziare gli stoccaggi in funzione pro-concorrenziale è stata oggetto di segnalazioni da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e di indagine congiunta della stessa Autorità con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

Per la discussione dei possibili sviluppi del sistema italiano del gas in funzione di una maggiore concorrenza è stato attivato presso il Ministero dello sviluppo economico un tavolo con tutti gli operatori del sistema del gas, nel quale sono state illustrate e discusse le proposte degli operatori e le linee generali del provvedimento.

SEZIONE 3 - Valutazione dell'opzione di non intervento di regolamentazione (opzione zero)

Trattandosi di delega al Governo per l'emanazione di un decreto legislativo, l'opzione zero non risulta applicabile, in quanto avrebbe comportato la scadenza della delega nel mese di agosto 2010.

SEZIONE 4 - Valutazione di opzioni alternative all'intervento

Un diverso strumento di intervento è costituito dal recepimento della terza direttiva sul mercato interno del gas naturale, nel cui ambito attuare un intervento complessivo di riforma e adeguamento del sistema del gas. Tuttavia la legge comunitaria 2009 che contiene la delega al Governo per tale recepimento è tuttora all'esame del Parlamento e non vi è certezza che il decreto legislativo per l'esercizio della delega possa essere emanato ed entrare in vigore prima della fine del corrente anno, nel quale verranno a scadenza le misure di cui all'art.19 del D.lgs, n.164 del 2000.

SEZIONE 5 - Giustificazione dell'opzione regolatoria proposta

L'intervento normativo è necessario in quanto previsto espressamente da una delega parlamentare. In sua assenza gli attuali tetti all'immissione in rete di gas decadranno al 31



dicembre 2010, in una situazione di mercato ancora caratterizzata dopo 10 anni dalla sua apertura dalla presenza di un soggetto dominante.

A) Metodo di analisi applicato per la misurazione degli effetti.

Si sono utilizzati scenari di previsione della domanda di gas e di servizi di stoccaggio e si sono comparati con i possibili progetti di realizzazione di nuovi stoccaggi di gas e di potenziamento degli stoccaggi esistenti.

B) Svantaggi e vantaggi dell'opzione prescelta.

I vantaggi sono rappresentati dalla realizzazione di nuove infrastrutture di stoccaggio che avranno benefici strutturali sul sistema nazionale del gas relativamente alla sicurezza degli approvvigionamenti, alla diversificazione delle rotte di approvvigionamento, all'aumento di flessibilità sul mercato nazionale, alla messa a disposizione di capacità di stoccaggio a favore in primis del settore industriale, e successivamente a tutti gli altri clienti.

Gli svantaggi sono legati alla complessità di attuazione della norma e alla necessità di prevedere un sistema di anticipazione dei suoi effetti con effetti temporanei sulle tariffe di trasporto a carico di tutti gli utenti del sistema, successivamente compensate per i clienti civili mediante una riduzione futura delle tariffe di distribuzione.

C) Indicazione degli obblighi informativi a carico dei destinatari diretti ed indiretti.

Il Ministero dello sviluppo economico ha il compito di pubblicare un rapporto sui progetti di aumento della capacità di stoccaggio in via di realizzazione o fattibili nel corso di alcuni anni.

I soggetti che immettono gas in rete al di sopra dei valori soglia e che intendono sviluppare nuovi stoccaggi per usufruire di un livello di soglia più elevato pubblicano il loro piano di realizzazione di stoccaggi.

D) Eventuale comparazione con altre opzioni esaminate.

Le diverse soluzioni consistevano nell'obbligo di cessioni di gas importato sul mercato italiano o nel mantenimento o inasprimento dei tetti esistenti.

Le prime, nell'attuale situazione di mercato caratterizzato da un prevalere dell'offerta sulla domanda, avrebbero avuto un esito pro-concorrenziale incerto, mentre le seconde, come sopra detto, avrebbero potuto essere di fatto "aggirate" dai soggetti interessati.

E) Condizioni e fattori incidenti sui prevedibili effetti dell'intervento regolatorio.

L'andamento della domanda e dell'offerta di servizi di stoccaggio nei prossimi anni sarà comunque a favore della realizzazione di ulteriori capacità di stoccaggio, che doteranno l'Italia di un potenziale di mercato e di sistema di transito del gas con benefici di carattere strutturale. La domanda di stoccaggio da parte del settore industriale e termoelettrico è comunque consistente.

SEZIONE 6 – Incidenza sul corretto funzionamento concorrenziale del mercato e sulla competitività



L'intervento è finalizzato a aumentare la concorrenza nel mercato del gas aumentando la flessibilità del sistema e dando ai clienti finali la possibilità di approvvigionarsi di gas

all'estero a prezzi competitivi. Esso è in linea con le segnalazioni delle Autorità di regolazione e di tutela della concorrenza e del mercato.

SEZIONE 7 - *Modalità attuative dell'intervento di regolamentazione*

A. Responsabili dell'attuazione

Gli importatori che immettono gas nel sistema italiano al di sopra di determinati volumi e soggetti titolari di progetti di stoccaggio.

Il Ministero dello sviluppo economico, per l'emanazione di alcuni decreti attuativi, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, per gli aspetti legati alla concorrenzialità e alle verifiche di ottemperanza, e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, per le misure di carattere regolatorio dei servizi di stoccaggio.

Il gestore dei servizi elettrici (GSE), in quanto fornitore dei servizi che anticipano ai clienti industriali che partecipano ai finanziamenti dei nuovi stoccaggi i benefici di cui godranno in futuro.

B. Eventuali azioni per la pubblicità e per l'informazione dell'intervento.

Comunicazioni a mezzo stampa. Riunioni del tavolo di consultazione del settore per fornire ai soggetti interessati le informazioni sull'attuazione del provvedimento e sui relativi adempimenti.

C. Strumenti per il controllo ed il monitoraggio dell'intervento regolatorio.

Il controllo è effettuato dal Ministero dello sviluppo economico e dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato, ciascuno per gli aspetti di competenza. L'Autorità garante della concorrenza e del mercato interviene in caso di omessa o ritardata attuazione del programma e degli adempimenti previsti dalla norma.

D. Eventuali meccanismi per la revisione e l'adeguamento periodico della prevista regolamentazione e gli aspetti prioritari da sottoporre eventualmente a V.I.R.

Possibile affinamento, ove necessario, delle norme nel corso del recepimento della terza direttiva sul mercato interno del gas naturale.

Sarà redatta, a cura del Ministero dello sviluppo economico, la prescritta VIR, con scadenza biennale, nella quale saranno prioritariamente esaminati i benefici che si intendono conseguire con l'intervento normativo proposto. In particolare, i benefici attesi consistono nell'adeguato sviluppo delle infrastrutture necessarie allo stoccaggio del gas naturale e, conseguentemente, nel maggior grado di concorrenzialità del mercato del gas. All'esito della verifica dell'effettivo conseguimento dei suddetti benefici, si potrà poi determinare se e in quale misura siano necessari ulteriori interventi normativi, di correzione e/o integrazione del decreto legislativo de quo.



DECRETO LEGISLATIVO RECANTE MISURE PER LA MAGGIOR CONCORRENZIALITA' NEL MERCATO DEL GAS NATURALE ED IL TRASFERIMENTO DEI BENEFICI RISULTANTI AI CLIENTI FINALI, AI SENSI DELL'ARTICOLO 30, COMMI 6 E 7, DELLA LEGGE 23 LUGLIO 2009, N. 99

IL PRESIDENTE DELLA REPUBBLICA

VISTI gli articoli 76 e 87 della Costituzione;

VISTA la legge 23 luglio 2009, n. 99, recante *“Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia”* ed, in particolare, l'articolo 30, commi 6 e 7, della medesima legge;

VISTA la legge 23 agosto 1988, n. 400, recante *“Disciplina dell'attività di Governo e ordinamento della Presidenza del Consiglio dei Ministri”*, e successive modificazioni;

VISTA la legge 14 novembre 1995, n. 481, recante *“Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità”*;

VISTO il decreto legislativo 30 luglio 1999, n. 300, recante *“Riforma dell'organizzazione del Governo a norma dell'articolo 11 della legge 15 marzo 1997, n. 59”* e successive modificazioni;

VISTO il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;

VISTA la legge 23 agosto 2004, n. 239 recante *“Riordino del settore energetico nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia”*;

VISTO l'articolo 7 del decreto-legge 23 giugno 2008, n. 112, convertito con legge 6 agosto 2008, n. 133;

VISTI l'articolo 3, comma 10 *ter*, del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185 come convertito nella legge 28 gennaio 2009, n.2;

VISTO l'articolo 3, del decreto legge 1 luglio 2009, n. 78, come convertito nella legge 3 agosto 2009, n. 102, relativo a *“Riduzione del costo dell'energia per imprese e famiglie”*;

VISTA la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, dell'8 maggio 2009, VIS 51/09, relativa agli esiti dell'indagine conoscitiva riguardante il mercato dello stoccaggio di gas naturale, condotta congiuntamente dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas e l'Autorità garante della concorrenza ed il mercato;

VISTA la segnalazione al Ministro dello sviluppo economico dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas del 30 settembre 2009, PAS 18/09;

VISTA la segnalazione del 29 gennaio 2010, PAS 3/10, recante *“Relazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sullo stato del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale e sullo stato di utilizzo ed integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili”*;



VISTA la preliminare deliberazione del Consiglio dei Ministri, adottata nella seduta del

ACQUISITI i pareri delle competenti commissioni della Camera dei deputati e del Senato della Repubblica in data

VISTA la deliberazione del Consiglio dei Ministri, adottata nella riunione del

SULLA PROPOSTA del Ministro dello sviluppo economico:

Emana

il seguente decreto legislativo:

TITOLO I

(Disposizioni generali)

Articolo 1

(Finalità ed oggetto)

1. Il presente decreto legislativo è emanato in attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 30, comma 6, della legge 23 luglio 2009, n.99, al fine di procedere alla revisione delle norme previste ai commi 1 e 2 dell'articolo 19, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n.164, e di definire misure che promuovano l'incontro della domanda di gas dei clienti finali industriali e di loro aggregazioni con l'offerta.

Articolo 2

(Definizioni)

1. Ai fini del presente decreto valgono le definizioni di cui all'articolo 2 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n.164.

TITOLO II

(Revisione degli obblighi in funzione pro-concorrenziale)

Articolo 3

(Obblighi per i soggetti che immettono gas nella rete di trasporto e verifica degli obblighi)

1. Ciascun soggetto che immette gas naturale nella rete nazionale di trasporto italiana, direttamente o tramite società controllate, controllanti o controllate da una medesima controllante, attesta la propria quota di mercato all'ingrosso entro la fine di ogni anno convenzionale, intendendosi per anno convenzionale il periodo intercorrente tra il primo giorno



del mese successivo alla data di entrata in vigore del presente decreto ed il giorno antecedente la data omologa nell'anno solare successivo.

2. La quota di mercato all'ingrosso di ciascun soggetto è determinata secondo una metodologia definita con decreto del Ministro dello sviluppo economico a partire dal valore assunto dalla quota annua di immissione rispetto al volume di gas naturale destinato al mercato nazionale nel medesimo anno convenzionale, incrementata, al fine di tenere conto dell'eventuale aumento della posizione di mercato del soggetto, in ragione di acquisti e cessioni di gas all'ingrosso operate dal medesimo soggetto. L'attestazione è sottoscritta dal legale rappresentante ed è trasmessa al Ministero dello sviluppo economico, di seguito denominato Ministero, ed all'Autorità garante della concorrenza e del mercato, di seguito denominata Autorità garante.

3. Ai soli fini del calcolo per l'attestazione della quota annua di immissione di cui al comma 1, qualora non siano disponibili i dati effettivi, si assume che:

a) il volume di gas immesso dal singolo soggetto nelle ultime due settimane dell'anno convenzionale oggetto di attestazione sia convenzionalmente pari a quello effettivamente immesso nell'omologo periodo dell'anno precedente;

b) il volume di gas complessivamente destinato al mercato nazionale sia pari, su base annua, al quantitativo totale di gas immesso nella rete nazionale di trasporto, al netto dei quantitativi in transito verso mercati esteri, tenendo conto delle iniezioni nette negli stoccaggi nazionali ed adottando la convenzione di cui alla lettera a). Tale volume è reso noto dal Ministero su dati forniti dall'impresa maggiore di trasporto entro il termine di ciascun anno convenzionale.

4. Ciascun soggetto di cui al comma 1 che attesti una quota di mercato all'ingrosso superiore al valore soglia fissato all'articolo 3, comma 1, del decreto-legge 1 luglio 2009, n. 78, convertito con legge 3 agosto 2009, n. 102, eventualmente modificato ai sensi del comma 5, è tenuto ad attuare quanto previsto dall'articolo 5, comma 2.

5. Il valore soglia di cui al comma 3 è elevato al 60% per tutti gli anni convenzionali a partire da quello in cui il soggetto si impegna all'attuazione delle misure di cui all'articolo 5, comma 1.

6. Nel caso in cui il soggetto che immette gas nella rete di trasporto italiana omette di presentare nei termini l'attestazione di cui al comma 1 ovvero attesta, contrariamente al vero, una quota di mercato all'ingrosso inferiore al valore soglia di cui all'articolo 3, comma 1, del decreto legge 1 luglio 2009, n. 78, convertito con legge 3 agosto 2009, n. 102, eventualmente modificato ai sensi del comma 5, l'Autorità garante, con le modalità di cui alla legge 10 ottobre 1990 n. 287, infligge al medesimo soggetto una sanzione amministrativa pecuniaria fino all'uno per cento del fatturato dell'anno precedente a quello in cui doveva essere effettuata o è stata effettuata l'attestazione.

7. La vigilanza sull'erogazione dei servizi di cui al presente decreto legislativo, sugli adempimenti e sulle procedure poste in essere ai sensi degli articoli 6, 7, 9, 10 e 11 è attribuita all'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, di seguito denominata Autorità di regolazione.



TITOLO III

(Incremento dell'offerta di servizi di stoccaggio di gas naturale)

Articolo 4

(Sviluppo delle infrastrutture di stoccaggio di gas naturale)

1. Il Ministero redige e pubblica sul proprio sito internet, in prima applicazione entro 15 giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto e successivamente entro il 31 luglio di ogni anno un rapporto che contiene indicazioni su:
 - a) le infrastrutture di stoccaggio di gas naturale oggetto di concessione, sia in terraferma che nel mare territoriale e nella piattaforma continentale, per le quali sia stato già presentato da parte del titolare un progetto per lo sviluppo di nuova capacità o l'aumento delle capacità esistenti, e per le quali non sia stata rilasciata la relativa autorizzazione all'esercizio definitivo alla data di entrata in vigore del presente decreto;
 - b) le infrastrutture di stoccaggio di gas naturale per le quali sia stata già presentata istanza di concessione di stoccaggio e per il cui progetto sia stata già effettuata positivamente la valutazione di impatto ambientale da parte delle autorità competenti;
2. I titolari delle infrastrutture ovvero i proponenti i progetti di cui al comma 1, su richiesta del Ministero, comunicano le informazioni necessarie alla redazione del rapporto di cui al medesimo comma.
3. Il rapporto di cui al comma 1 contiene, per ciascun progetto, informazioni che consentano ai soggetti interessati di valutare tempi e costi previsti per la realizzazione, ovvero, nel caso di progetti volti all'aumento delle capacità esistenti, esclusivamente i costi incrementali per la realizzazione del progetto, le caratteristiche prestazionali del progetto, nonché di rendere noti i titoli autorizzativi necessari all'esercizio come stoccaggi di gas naturale, unitamente allo stato delle procedure di rilascio dei medesimi titoli.
4. Il rapporto di cui al comma 1 può contenere a titolo indicativo informazioni relative a ulteriori progetti, non rientranti tra quelli di cui al comma 1, per cui i promotori abbiano comunicato al Ministero le informazioni relative.

Articolo 5

(Misure per la maggior concorrenzialità nel mercato del gas)

1. Il soggetto che aderisce all'attuazione delle misure disciplinate al presente comma:
 - a) assume, nel rispetto della normativa vigente e mediante stipula di appositi contratti anche con società controllate, controllanti o controllate da una medesima controllante, in cui si definiscono i casi di inadempimento e le adeguate forme di garanzia, impegni vincolanti in termini di caratteristiche prestazionali e tempi di realizzazione, per lo sviluppo di nuove infrastrutture di stoccaggio di gas naturale o al potenziamento di quelle esistenti, nell'ambito



delle iniziative contenute nel rapporto di cui all'articolo 4, commi 1 e 3 ovvero di quelle determinate ai sensi del comma 7, che rendano disponibile nuova capacità di stoccaggio. Tali impegni riguardano volumi complessivamente pari a 4 miliardi di metri cubi;

b) consente la partecipazione di soggetti terzi alle iniziative di sviluppo infrastrutturale di cui alla lettera a) selezionati sulla base delle procedure di cui all'articolo 6, per un volume minimo determinato con decreto di natura non regolamentare del Ministro dello sviluppo economico, indicandone la quota non superiore ad un terzo da riservare alle aggregazioni di piccole e medie imprese di cui all'articolo 6 comma 2.

c) si impegna a fornire i servizi relativi alle misure di cui all'articolo 9, comma 2, a condizioni economiche e per volumi determinati con decreto del Ministro dello sviluppo economico su proposta dell'Autorità di regolazione, per un volume complessivo comunque non superiore a 1 miliardo di metri cubi, fissato in ragione delle condizioni di mercato che si verificano in ciascun periodo intercorrente tra l'1 ottobre di un anno ed il 30 settembre dell'anno successivo (di seguito: anno termico). Tali condizioni economiche prevedono corrispettivi non superiori a corrispettivi massimi determinati con riferimento alle quotazioni del gas all'ingrosso nei diversi periodi dell'anno e rilevabili nei mercati europei rilevanti. In alternativa all'erogazione dei servizi alle predette condizioni, il medesimo soggetto corrisponde, per ciascun anno termico, al Gestore dei servizi energetici un importo pari a 50 milioni di euro a titolo di compensazione del maggior onere sostenuto da quest'ultimo per l'attuazione delle misure di cui all'articolo 9, comma 3. Tale importo, definito dal Ministro dello sviluppo economico con il decreto di cui sopra, in ciascun anno termico è progressivamente ridotto in ragione della realizzazione delle infrastrutture di cui alla lettera a).

2. Il soggetto per cui ricorrono le condizioni di superamento del valore soglia di cui all'articolo 3, comma 4, ovvero, ove applicabile, del valore soglia di cui all'articolo 3, comma 5, svolge, per l'anno termico successivo, procedure di cessione di gas con le modalità di cui all'articolo 3, commi 1 e 2, del decreto-legge 1 luglio 2009, n. 78, convertito con legge 3 agosto 2009, n.102, per volumi complessivamente non superiori a 4 miliardi di metri cubi da offrire e secondo tempi determinati con decreti del Ministro dello sviluppo economico in ragione del superamento, da parte del medesimo soggetto, del relativo valore soglia e delle condizioni di mercato.

3. Il soggetto si impegna ad attuare le misure di cui al comma 1 trasmettendo al Ministero, all'Autorità garante ed all'Autorità di regolazione entro l'1 settembre di ciascun anno un programma o un aggiornamento del programma in essere per l'attuazione delle misure di cui al comma 1 comprensivo dei tempi di realizzazione, volto alla realizzare la nuova capacità di stoccaggio secondo criteri di efficacia, celerità ed efficienza.

4. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, sentite l'Autorità garante e l'Autorità di regolazione, è approvato il programma o il relativo aggiornamento di cui al comma 3, fermo restando l'obbligo per il soggetto che attua le misure di cui al comma 1 di richiedere le ulteriori necessarie autorizzazioni. Nell'approvazione del programma si tiene preferenzialmente conto dei progetti caratterizzati dal minor costo e dei minori tempi di realizzazione.



5. La vigilanza sul rispetto del programma approvato di cui al comma 4 ovvero delle procedure di cessione di gas di cui al comma 2 è attribuita all'Autorità garante la quale, nei casi di omesso, ritardato, parziale od inesatto adempimento, avvia un'istruttoria con le modalità ed i poteri di cui al Titolo II, Capo II della legge 10 ottobre 1990 n. 287, all'esito della quale, sentito il Ministero, irroga una sanzione amministrativa pecuniaria fino al 10 per cento del fatturato dell'anno precedente.

6. Il soggetto che attua le misure di cui al comma 1, qualora intenda sviluppare infrastrutture di stoccaggio diverse da quelle indicate nel rapporto di cui all'articolo 4, di cui ai commi 1 e 3, è tenuto a produrre al Ministero idonea documentazione con un contenuto informativo sufficiente a consentire le valutazioni di cui all'articolo 4, comma 3 ai fini della sua pubblicazione.

7. In caso di valutazione positiva da parte del Ministero la realizzazione delle infrastrutture di stoccaggio di cui al comma 6 è inserita nel programma vincolante di cui al comma 3.

Articolo 6

(Partecipazione di soggetti investitori alle procedure)

1. Sono ammessi a partecipare soggetti terzi in qualità di soggetti investitori (di seguito: soggetti investitori) alla realizzazione dei progetti di sviluppo di capacità di stoccaggio come individuati dal programma approvato di cui all'articolo 5, comma 4, i clienti finali industriali caratterizzati:

a) da elevato prelievo di gas naturale definito secondo modalità fissate dal Ministero e attestate dall'impresa di trasporto o da quella di distribuzione alla cui rete è allacciato il punto di prelievo del cliente finale;

b) aventi centri di consumo in Italia nonché negli Stati membri che, in condizioni di reciprocità, ammettono l'accesso di clienti finali industriali italiani a misure analoghe a quelle di cui al presente decreto, attestate come tali con provvedimento del Ministro dello sviluppo economico, con riferimento alle capacità di stoccaggio realizzate negli stessi Stati;

c) per una quota non superiore ai propri consumi nell'anno termico precedente lo svolgimento delle procedure richiesta di partecipazione.

2. Sono altresì ammessi a partecipare i consorzi ed i mandatari dei clienti finali industriali con le caratteristiche di cui al comma 1, lettera a) e b) nei limiti di cui alla lettera c), nonché aggregazioni di piccole e medie imprese, anche promosse dalle relative associazioni di categoria, che abbiano:

a) in termini di consumo complessivo, le caratteristiche di cui al comma 1;

b) come mandatario dell'aggregazione un cliente finale industriale di cui al comma 1.

3. I soggetti di cui ai commi 1 e 2 possono altresì affidare mandato a soggetti operanti nel mercato del gas, per quanto riguarda la loro partecipazione secondo modalità di cui all'articolo 7, comma 1, e previa comunicazione all'Autorità garante che ne valuta le relative posizioni sul mercato del gas naturale.



4. I soggetti interessati a concorrere al supporto dei progetti di sviluppo di capacità di stoccaggio come individuati dal programma approvato di cui all'articolo 5, comma 4, entro l'1 settembre di ogni anno, inviano al Ministero apposita comunicazione, con cui manifestano con effetti non vincolanti il proprio interesse.

5. Successivamente alla approvazione del programma il soggetto che aderisce alle misure dell'articolo 5, comma 1, indice direttamente o a mezzo di società controllate, controllanti o controllate da una medesima controllante una procedura concorsuale e non discriminatoria per la selezione dei soggetti investitori, a cui sono ammessi a partecipare i soggetti investitori che ai sensi del comma 4 hanno manifestato il proprio interesse e attestano il possesso dei requisiti di cui al comma 1 od al comma 2.

6. Su indirizzo del Ministero, l'Autorità di regolazione disciplina le procedure che devono essere adottate per l'attuazione di quanto previsto dal comma 5.

Articolo 7

(Diritti di utilizzo dei soggetti investitori delle infrastrutture di stoccaggio)

1. I diritti di utilizzazione dei servizi di stoccaggio, riconosciuti ai soggetti investitori secondo le procedure di cui all'articolo 6, si realizzano in misura corrispondente alla quota per cui risultano assegnarsi mediante una delle seguenti modalità:

a) sottoscrizione un contratto di stoccaggio pluriennale, di durata non inferiore ad anni cinque, rinnovabili, per la fornitura di un servizio di stoccaggio, anche di tipo aciclico, a fronte di corrispettivi determinati dall'Autorità di regolazione con riferimento ai corrispondenti costi effettivi di realizzazione e gestione relativi ai progetti; ovvero

b) sottoscrizione un contratto che disciplina i diritti di utilizzo per una capacità di stoccaggio corrispondente alle quote di partecipazione in forma di contitolarità in uno o più progetti di sviluppo di nuova capacità di stoccaggio di gas naturale in nuove concessioni di stoccaggio o in concessioni conferite ma non ancora operative alla data di entrata in vigore del presente decreto.

2. Le clausole relative all'accesso e all'utilizzo dello stoccaggio nei contratti che regolano i rapporti tra i soggetti che aderiscono alle misure di cui all'articolo 5, comma 1, ed i soggetti investitori, ivi compresi quelli regolanti i diritti di cui al comma 1, sono sottoposte dai soggetti che aderiscono alle misure di cui all'articolo 5, comma 1 al Ministero per l'approvazione, sentita l'Autorità di regolazione. I rapporti di contitolarità in una concessione di stoccaggio di cui al comma 1 lettera b) sono regolati da un contratto tipo approvato dal Ministero.

3. I contratti di cui al comma 1, nonché le obbligazioni da essi derivanti possono essere ceduti dai soggetti investitori a soggetti con i requisiti di cui ai commi 1 e 2 dell'articolo 6, solo a partire dall'entrata in esercizio delle capacità di stoccaggio ad essi relative.

4. I contratti che regolano i rapporti tra i soggetti che aderiscono alle misure di cui all'articolo 5, comma 1 ed i soggetti investitori, ivi compresi quelli regolanti i diritti di cui al comma 1,



prevedono la possibilità per il soggetto investitore di recedere senza oneri dall'impegno assunto almeno nei seguenti casi, in quanto rilevanti:

- a) qualora la nuova capacità di stoccaggio non entri in operatività entro il termine massimo di un anno rispetto a quanto previsto dal programma approvato da apposito decreto, di cui al comma 4 dell'articolo 5;
- b) nei casi di cui al comma 1 lettera b) entro un termine di 3 mesi dal momento in cui il soggetto titolare alla realizzazione della nuova capacità di stoccaggio comunichi i costi effettivi connessi allo sviluppo di detta capacità e/o i corrispettivi relativi ai diritti di cui al comma 1 nella misura in cui dipendano dal valore assunto da detti costi;
- c) nei casi di cui al comma lettera b) qualora i costi di cui alla medesima lettera b) in corso di progetto vengano rettificati per importi superiori al 20% rispetto a quanto comunicato ai sensi della lettera a).

Articolo 8

(Disposizioni a favore di soggetti titolari di stoccaggio e degli enti locali)

1. Al fine di incentivare la realizzazione di ulteriore capacità di stoccaggio per una maggiore concorrenzialità e sicurezza del mercato del gas naturale nonché di tutelare le iniziative di stoccaggio già intraprese, i soggetti diversi da quelli che aderiscono alle misure di cui all'articolo 5 comma 1, e che sono titolari delle infrastrutture di stoccaggio o dei progetti di cui all'articolo 4, commi 1 e 3, possono avvalersi delle disposizioni di cui agli articoli 6, 7, 9, 10 e 11 secondo modalità tecnico-operative definite dal Ministro con decreto di natura non regolamentare, al fine di sviluppare le stesse capacità di stoccaggio, previa approvazione del Ministero che assume carattere vincolante, per capacità incrementali di stoccaggio complessivamente non superiori a 2 miliardi di mc.
2. In alternativa a quanto previsto dal comma 1, resta ferma la possibilità per gli stessi soggetti di avvalersi delle stesse disposizioni in materia di esenzione dall'accesso dei terzi relative a nuove capacità di stoccaggio di cui alla legge 23 agosto 2004, n.239.
3. I contratti per l'accesso e l'utilizzo dello stoccaggio tra i soggetti di cui al comma 1 ed i clienti industriali di cui all'articolo 6, commi 1 e 2, prevedono corrispettivi determinati in esito alle procedure concorsuali di selezione dei soggetti finanziatori, prevedendo comunque in caso di mancata assegnazione della nuova capacità di stoccaggio, il riconoscimento di corrispettivi commisurati ai soli costi per la realizzazione e la gestione delle infrastrutture determinati dall'Autorità di regolazione.
4. Ai fini di favorire la realizzazione dei progetti di infrastrutture di stoccaggio di cui al presente decreto, il contributo compensativo per il mancato uso alternativo del territorio di cui all'articolo 2, comma 558, della legge 24 dicembre 2007 n. 244, è stabilito pari all'1% del valore della nuova capacità di stoccaggio di gas naturale effettivamente entrata in operatività ed è



corrisposto unicamente ai Comuni dove hanno sede i relativi stabilimenti che lo destinano, per almeno il 60%, a favore delle persone residenti e delle imprese aventi sedi operative nei Comuni.

TITOLO IV

(Effetti immediati della concorrenzialità nel mercato del gas)

Articolo 9

(Anticipazione degli effetti nel mercato dello sviluppo degli stoccaggi)

1. Nell'ambito della realizzazione di nuova capacità di stoccaggio, la quota residuale rispetto a quella assegnata ai soggetti investitori ai sensi dell'articolo 7 è offerta al mercato in base a procedure concorsuali aperte a tutti i richiedenti secondo modalità ed a fronte di corrispettivi determinati sulla base di criteri stabiliti dall'Autorità di regolazione, a fronte di indirizzi stabiliti dal Ministero, prevedendo il riconoscimento a favore di ciascun soggetto obbligato di corrispettivi commisurati ai soli costi per la realizzazione e la gestione delle infrastrutture.
2. L'Autorità di regolazione, entro 60 giorni dall'entrata in vigore del presente decreto legislativo, su indirizzi del Ministero, disciplina misure che consentono ai soggetti investitori di cui all'articolo 6 di ottenere anticipatamente, effetti equivalenti a quelli che avrebbero qualora la capacità di stoccaggio corrispondente alle quote assegnate fosse immediatamente operativa.
3. Le misure di cui al comma 2 prevedono la possibilità per i soggetti investitori che ne facciano richiesta di ottenere, fino alla progressiva entrata in esercizio delle nuove capacità di stoccaggio e per un periodo comunque non superiore a 5 anni, la disponibilità di servizi definiti dall'Autorità di regolazione che comprendano, almeno, la possibilità, per quantità massime corrispondenti alle quote della nuova capacità di stoccaggio non ancora entrata in esercizio e loro assegnata ai sensi dell'articolo 7, di stoccare il gas naturale nel periodo estivo per un suo utilizzo nel periodo invernale. Detti servizi sono forniti dal Gestore dei servizi energetici, che può avvalersi dell'impresa maggiore di trasporto. A fronte di detti servizi, i soggetti investitori sono tenuti, oltre a quanto previsto al comma 7, a riconoscere al Gestore dei servizi energetici corrispettivi determinati dall'Autorità di regolazione a sconto, in ragione dei minori servizi offerti, rispetto alle tariffe di stoccaggio.
4. Il Gestore dei servizi energetici fornisce i servizi di cui al comma 3 aggregando le richieste dei soggetti investitori, ed ottimizza le operazioni di fornitura del servizio di stoccaggio di cui al medesimo comma, al fine di contenerne l'onere complessivo, avvalendosi anche di quanto disposto all'articolo 5, comma 1, lettera c), a carico dei soggetti di cui al medesimo comma.
5. Gli oneri relativi alla differenza tra il costo sostenuto dal Gestore dei servizi energetici per rendere disponibili i servizi di cui al comma 3 ed i corrispettivi applicati per i medesimi servizi sono fatti valere sui corrispettivi per i servizi di trasporto e bilanciamento applicati alla generalità dei clienti finali nel mercato del gas.
6. Qualora un soggetto investitore intenda avvalersi delle misure di cui al comma 2, i diritti detenuti dallo stesso soggetto ai sensi dell'articolo 7, comma 1, sono ridotti di una quota pari al



10% a decorrere dall'entrata in esercizio della nuova capacità di stoccaggio per un periodo pari al doppio del periodo medio per cui il soggetto si è avvalso delle misure di cui al comma 2; i servizi corrispondenti a detta quota sono offerti per il medesimo periodo al mercato secondo modalità e a fronte di corrispettivi determinati dall'Autorità di regolazione. Il gettito derivante dall'applicazione di detti corrispettivi è destinato a copertura dei costi di distribuzione applicati ai clienti finali, le cui condizioni economiche per l'erogazione della fornitura prevedono l'applicazione di tariffe di distribuzione.

7. Le misure di cui al comma 2 prevedono altresì la possibilità per i soggetti investitori e per i loro mandatari di consegnare il gas in mercati esteri precedentemente individuati dall'Autorità di regolazione sulla base di criteri stabiliti dal Ministero. In tal caso i soggetti investitori selezionati sono tenuti a riconoscere al Gestore dei servizi energetici corrispettivi specifici appositamente determinati dall'Autorità di regolazione ed ulteriori rispetto a quelli dalla stessa determinati ai sensi del comma 3.

Articolo 10

(Norme transitorie)

1. Le misure di cui all'articolo 9, comma 2, prevedono che in luogo dei servizi disciplinati dall'Autorità ai sensi dell'articolo 9, comma 3, ed a fronte dei medesimi corrispettivi, ai soggetti investitori che abbiano fatto richiesta di avvalersi di dette misure possa essere riconosciuta la differenza, se positiva, tra le quotazioni del gas nel periodo invernale e nel periodo estivo come rilevata sulla base di metodologie e in mercati esteri determinati dall'Autorità di regolazione. La presente disposizione si applica per il primo anno termico successivo alla data di entrata in vigore del presente provvedimento e termina comunque con l'avvio operativo delle misure di cui all'articolo 9 comma 3.

2. La determinazione degli importi da riconoscere ai soggetti investitori ai sensi del comma 1 nonché l'erogazione della differenza tra detti importi ed i corrispettivi determinati ai sensi del medesimo comma è affidata al Gestore dei servizi energetici. Il Gestore dei servizi energetici regola l'importo corrispondente alla suddetta differenza attraverso i corrispettivi per i servizi di trasporto e bilanciamento applicati alla generalità dei clienti finali nel mercato del gas.

Articolo 11

(Misure a favore della flessibilità dell'offerta nel mercato del gas naturale)

1. Al fine di promuovere la liquidità del mercato all'ingrosso del gas, le misure di cui all'articolo 9, comma 2, prevedono l'obbligo per i soggetti investitori che si avvalgano di dette misure di offrire in vendita nei sistemi di negoziazioni gestiti dal Gestore dei mercati energetici i quantitativi di gas agli stessi resi disponibili nel periodo invernale attraverso i servizi di cui al comma 3 del medesimo articolo 9.



2. Al fine di consentire che i clienti finali del mercato del gas possano compiutamente beneficiare della maggiore flessibilità dell'offerta nel mercato all'ingrosso del gas a seguito delle implementazione delle misure di cui al presente decreto, l'Autorità di regolazione definisce, entro sei mesi dall'entrata in vigore dello stesso, la disciplina del bilanciamento di merito economico nel mercato del gas naturale, nel rispetto di appositi indirizzi del Ministero.

3. Il sistema del gas naturale di cui all'articolo 2, comma 1, lettera ee) del decreto legislativo 23 maggio 2000, n.164 comprende le piattaforme di negoziazione e il mercato del gas gestiti dal soggetto di cui all'articolo 5, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79, al quale si applicano le disposizioni relative alle cessioni di gas destinato ad essere immesso direttamente nelle tubazioni delle reti di trasporto e di distribuzione per essere successivamente erogato.

Articolo 12

(Entrata in vigore)

1. I regolamenti previsti dal presente decreto entrano in vigore il giorno successivo alla pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana.

2. Il presente provvedimento entra in vigore il giorno successivo alla pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana.



*Autorità Garante
della Concorrenza e del Mercato*



*Autorità per
l'energia elettrica e il gas*

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).

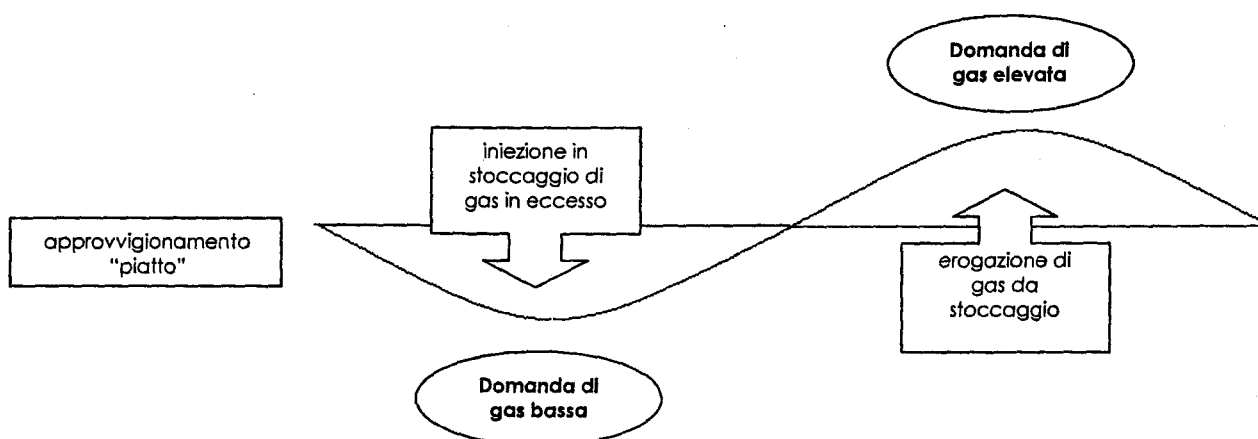


Figura 1

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

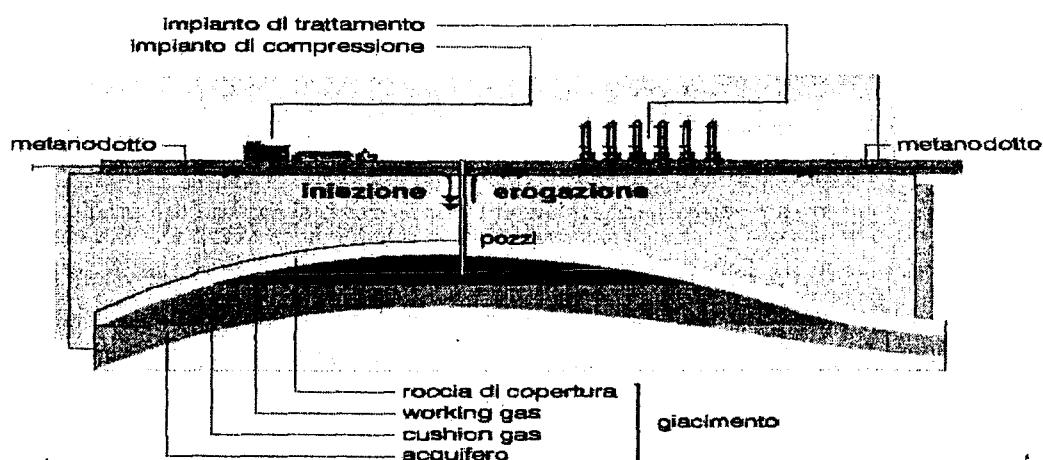


Figura 2

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, de 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 imporle 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 inevasa 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 svasso 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 svasso. 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 sostituti, 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				
	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
<i>WGe / Spazio</i>					
Totale di sistema:	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
Totale Stogit:	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
Totale Edison Stoccaggio	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
Totale di sistema:	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								
Concessione	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09
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]
Sergnano	[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>	11437	12412	12212	12362	12402	12813	12813	12997
<i>B - Capacità offerta in conferimento</i>	11400 ⁴⁷	12150	12150	12550	12550	13082	13541	13523 ⁴⁸
<i>Differenza (A-B)</i>	37	262	62	-188	-148	-269	-728	-526

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>ME</i>	<i>% Pi*</i>		<i>Anno</i>
				[OMISSIS]			
				[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>ME</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].

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

Concessione	Decreto di conferimento	Decorrenza	Durata (anni)	Scadenza
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>ME</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 valutazioni"⁵¹ 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	ME
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	ME
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, Cornegliano, 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 inviate 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.

Campo	Società richiedente	WGe	CG	PEmax	Costi investimento (escluso CG)
		Msmc	Msmc	Msmc/g	ME
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 nei 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 difformi 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'impresе 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

	Potenziamento campi esistenti ⁶⁶		Nuovi campi ⁶⁷		Totale	
	<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 WGe e somma di WG e CG</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 CG⁷³ 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 sopportare *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 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).

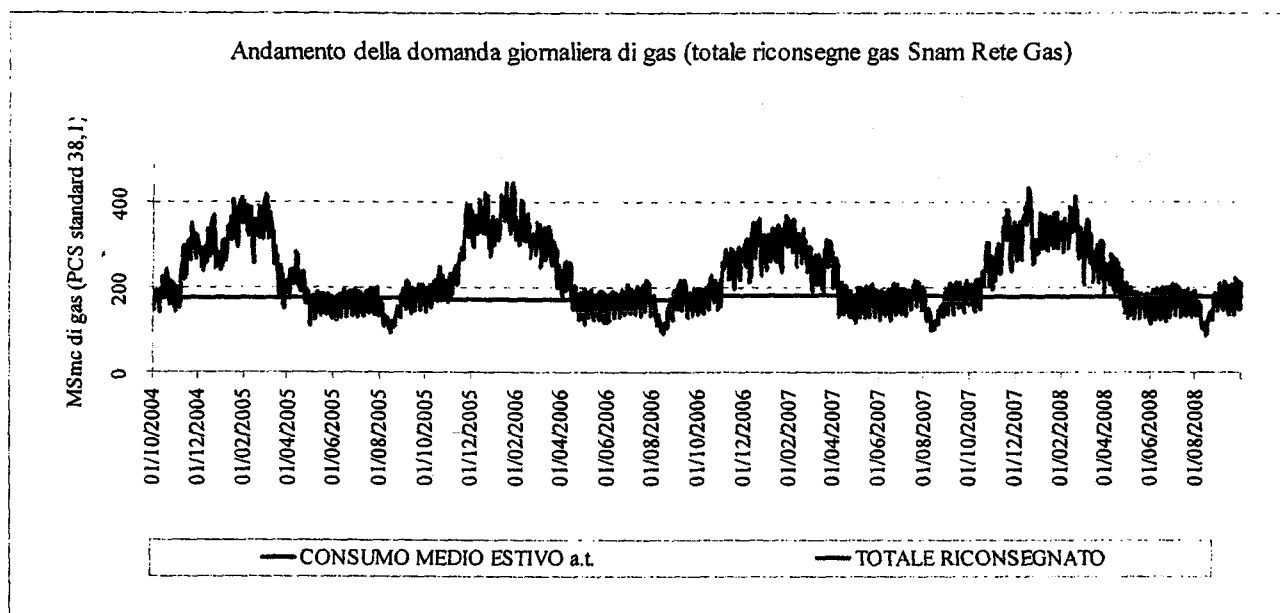


Figura 3

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).

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).

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

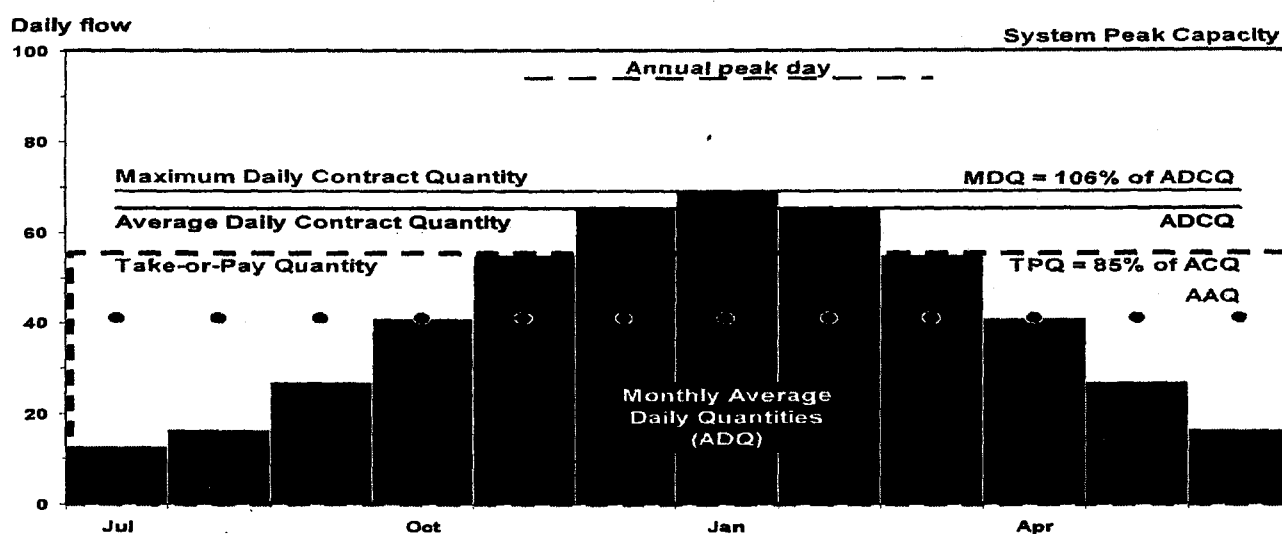


Figura 5
Fonte: Economics Consulting Associated Limiting¹⁰¹.

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.

<i>Media pesata sul volume delle importazioni a dati 2007 dei principali operatori</i>		
<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.

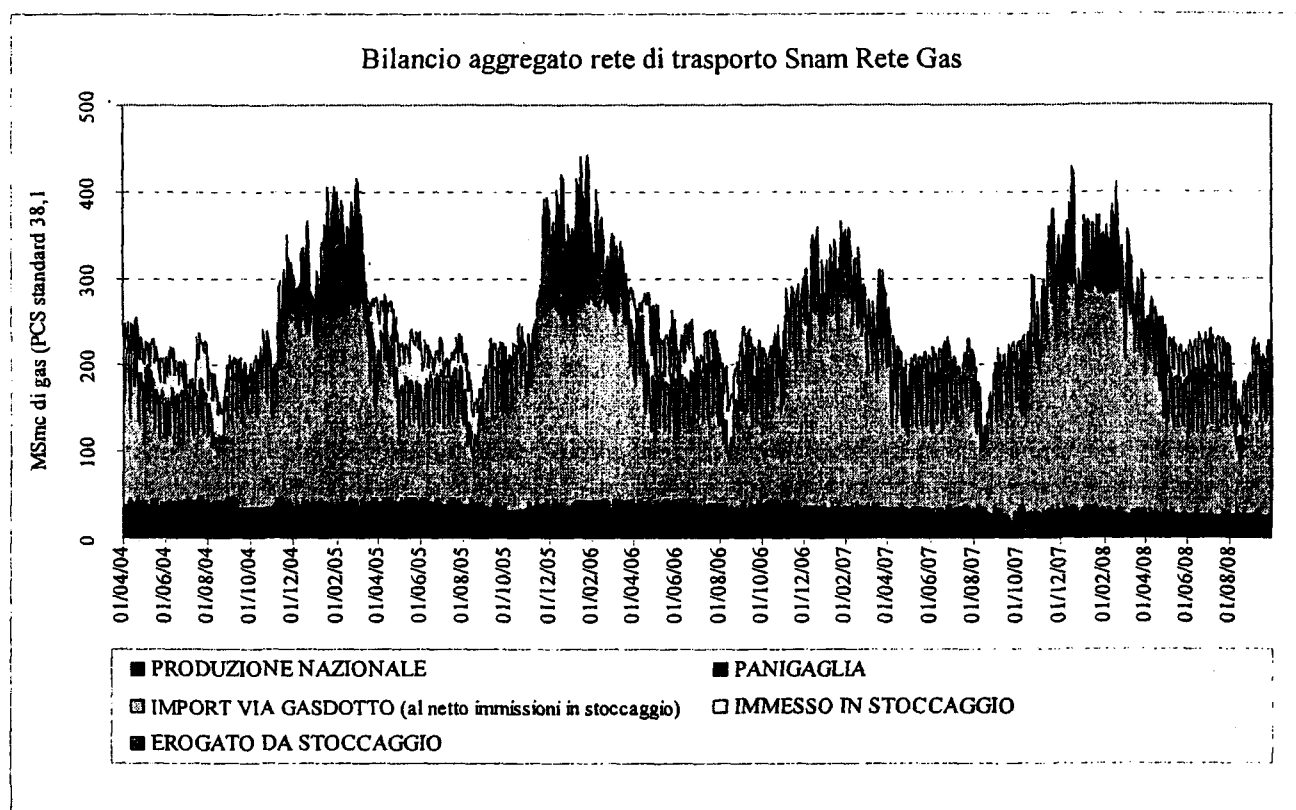


Figura 6

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.

<i>Swing (GSmc di gas) e swing ratio della domanda nazionale di gas e delle risorse utilizzate per soddisfare lo swing della domanda*</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>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>					
<i>Anno termico</i>	<i>2004/05</i>	<i>2005/06</i>	<i>2006/07</i>	<i>2007/08</i>	<i>Media</i>
% 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.

<i>Dati sull'utilizzo della capacità di stoccaggio</i>				
<i>Anno termico</i>	<i>2004/05</i>	<i>2005/06</i>	<i>2006/07</i>	<i>2007/08</i>
% 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.

<i>Dati sull'utilizzo della capacità continua* ai punti di entrata della rete nazionale da gasdotti di importazione in GSmc di gas</i>					
<i>Anno termico</i>	<i>2004/05</i>	<i>2005/06</i>	<i>2006/07</i>	<i>2007/08</i>	<i>MEDIA</i>
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.

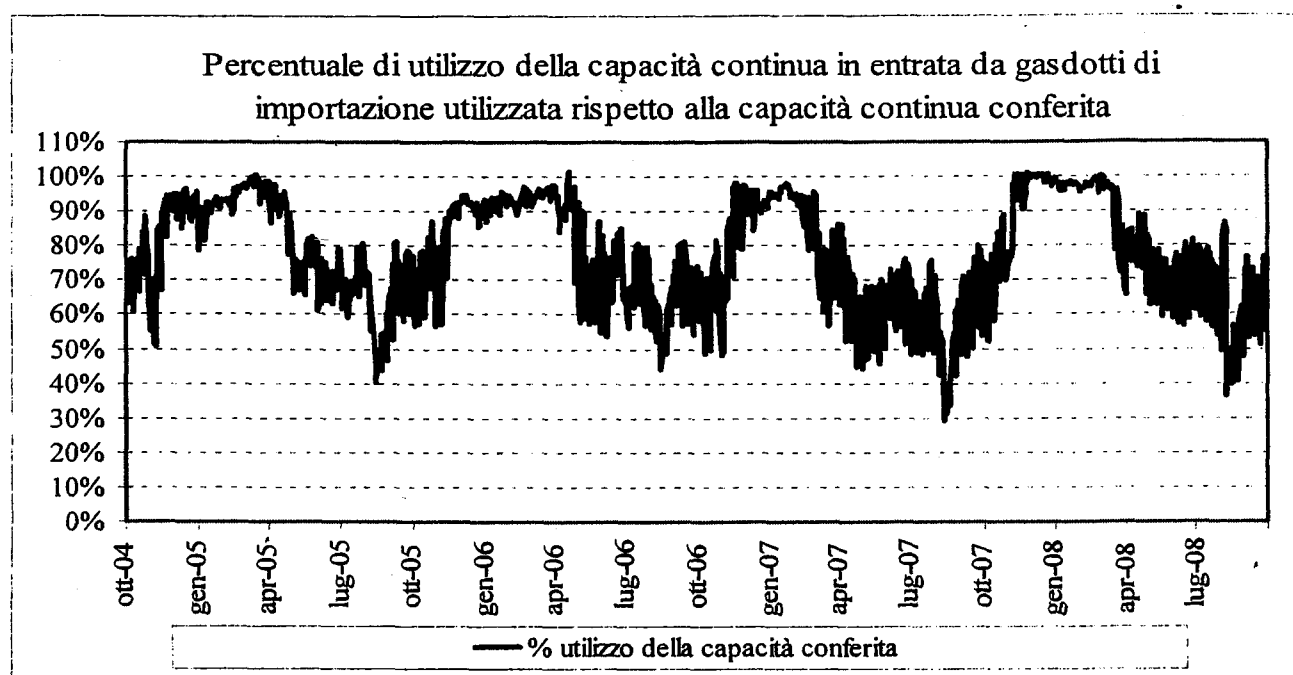


Figura 7

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 sovra-capacità 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 paramtrate 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.

<i>Primi venti gruppi per vendite al mercato finale – 2007</i>				
<i>GRUPPO</i>	<i>Dati da Rel. Ann. AEEG con autoconsumi Enel</i>		<i>Dati rielaborati senza autoconsumi Enel</i>	
	<i>VOLUME (MSmc)</i>	<i>QUOTA %</i>	<i>VOLUME (MSmc)</i>	<i>QUOTA %</i>
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					
	<i>STOGIT - Spazio per stoccaggio minerario richiesto e conferito</i>					
	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 tenderà 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.

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

<i>Capacità di modulazione conferita rispetto alla MRA</i>									
	2006/07			2007/08			2008/09		
	Totale	Medio rigido	Rigido	Totale	Medio rigido	Rigido	Totale	Medio rigido	Rigido
Eni Gas & Power	[50-60]%	[70-80]%	0%	[70-80]%	[80-90]%	0%	[60-70]%	[80-90]%	0%
Altri (dato medio)	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 Sorigenia (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 Sorigenia) 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 $\text{MaxDCQ}/(\text{ACQ}/365)$ - di circa il [OMISSIS]%; di una MinDCQ - in termini di $\text{MinDCQ}/\text{MaxDCQ}$ - dello [OMISSIS]%; e di una flessibilità media annuale nell'ordine del [10-20]% (*take or pay* sull'[80-90]% dell'ACQ¹³⁰ ovvero $\text{AMQ}/\text{ACQ} = [80-90]\%$)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 giornalieri, 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.

Vendite all'ingrosso anno 2007 (GSmc)		
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).

*Peso delle imprese di vendita in termini di quota sulla domanda complessiva di gas e sulle sue diverse componenti**

		% 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 transazioni *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).

a.t.	Impresa	Saldo al PSV a.t.	Saldo estivo al PSV	Saldo invernale al PSV	Comportamento al PSV
2004/05	TOTALE	-	0,00	0,00	Nr
	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	TOTALE	-	0,00	0,00	Nr
	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	TOTALE	-	0,00	0,00	Nr
	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	TOTALE	-	0,00	0,00	Nr
	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 importazione 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.

<i>Swing ratio della domanda e delle risorse complessivo e delle principali imprese di vendita [espresso in termini percentuali]</i>							
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 forniscono 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).

PAS 3/10

**RELAZIONE DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS
SULLO STATO DEL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS
NATURALE E SULLO STATO DI UTILIZZO ED INTEGRAZIONE DEGLI
IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI**

**RELAZIONE REDATTA AI SENSI DELL'ARTICOLO 28, COMMA 2 DELLA LEGGE 23
LUGLIO 2009, N. 99 RECANTE "DISPOSIZIONI PER LO SVILUPPO E L'INTERNAZIONA-
LIZZAZIONE DELLE IMPRESE, NONCHÉ IN MATERIA DI ENERGIA"**

29 gennaio 2010

INDICE

Premessa	pag. 3
Stato del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale	pag. 4
Mercato dell'energia elettrica	pag. 10
Mercato del gas naturale	pag. 21
Tutela dei consumatori e agevolazioni speciali	pag. 29
Stato di utilizzo e integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili	pag. 41

PREMESSA

La presente relazione è formulata ai sensi dell'articolo 28, comma 2, della Legge 23 luglio 2009 n. 99, recante "*Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia*", pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* n. 176 del 31 luglio 2009, che recita:

All'articolo 1, comma 3, della Legge 23 agosto 2004, n. 239, è aggiunto, in fine, il seguente periodo: "L'Autorità per l'energia elettrica e il gas riferisce, anche in relazione alle lettere c) ed i) del comma 3, entro il 30 gennaio di ogni anno alle Commissioni parlamentari competenti sullo stato del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale e sullo stato di utilizzo ed integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili".

Le citate lettere c) ed i) del comma 3 della Legge 23 agosto 2004, n. 239, fanno riferimento rispettivamente alla necessità di:

- c) assicurare l'economicità dell'energia offerta ai clienti finali e le condizioni di non discriminazione degli operatori nel territorio nazionale, anche al fine di promuovere la competitività del sistema economico del Paese nel contesto europeo e internazionale;*
- i) tutelare gli utenti-consumatori, con particolare riferimento alle famiglie che versano in condizioni economiche disagiate.*

Nella redazione della presente relazione, ove opportuno, si è fatto riferimento (per aspetti di funzionamento dei mercati, problematiche e proposte relative) al testo della recente segnalazione 30 settembre 2009 al Ministro dello Sviluppo Economico, a sua volta formulata ai sensi dell'articolo 3, comma 10 ter, del Decreto Legge 29 novembre 2008, n. 185, come convertito nella Legge 28 gennaio 2009 n. 2, ove previsto che: "*A decorrere dall'anno 2009, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas invia al Ministro dello Sviluppo Economico, entro il 30 settembre di ogni anno, una segnalazione sul funzionamento dei mercati dell'energia, che è resa pubblica [...]*".

Tale segnalazione, del 30 settembre 2009, di cui si riconferma rilevanza ed attualità, è disponibile sul sito dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (www.autorita.energia.it), così come altra documentazione od informazione via via citata nel testo a seguire, utile per eventuali approfondimenti.

STATO DEL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE

SCENARIO INTERNAZIONALE

I mercati energetici stanno ancora subendo pesanti riflessi della crisi internazionale esplosa nel 2008 e di cui pure il settore energetico è stato un'importante concausa.

Infatti, negli Stati Uniti la crisi è emersa negli ultimi mesi del 2008, anche in conseguenza del rilevante impatto degli incrementi del prezzo dei prodotti petroliferi sul reddito disponibile delle classi meno abbienti; ciò ha influito anche sulla capacità di onorare i debiti contratti (mutui *subprime*) innescando problemi finanziari di eccezionale portata che hanno messo a nudo tutte le fragilità del sistema economico finanziario e non hanno risparmiato alcun continente.

L'interdipendenza economica e industriale globale, unita a modelli finanziari e ai quadri normativi e regolatori relativi, dimostratisi non in grado di prevenire il dispiegarsi della crisi, ha contribuito a rendere velocissima la sua diffusione e penetrazione nelle strutture più profonde dell'economia mondiale.

Colpiscono, nell'osservare le cause della crisi, le analogie tra il settore finanziario e quello degli idrocarburi. In entrambi, infatti, si riscontra una simile assenza o inadeguatezza dei sistemi di regolazione, di monitoraggio, di controllo e di intervento da parte delle Istituzioni. Quanto avvenuto tra il 2008 e il 2009 ha reso di assoluta evidenza la pericolosità di prodotti (specie finanziari), transazioni, rapporti commerciali, meccanismi di scambio non trasparenti e non affidati a "mercati veri", mercati, cioè, in cui mantenga un peso consistente ed adeguato lo scambio di beni reali, rispetto alla loro astrazione finanziaria; mercati che siano adeguatamente regolati e monitorati; che non siano caratterizzati da opacità, cartelli o speculazioni, persistenti ad esempio nel settore petrolifero.

Al contempo, la stessa "esperienza crisi" ha evidenziato come alcune politiche economiche, sociali, energetiche e di tutela ambientale necessitano, a livello globale, di più efficaci meccanismi di *governance* o quanto meno di più efficiente coordinamento.

Il prezzo del petrolio, dopo i picchi del luglio 2008, ancora nei primi mesi del 2009 oscillava intorno ai 45 dollari a barile; successivamente, in parallelo con i primi segnali di recupero sullo scenario internazionale, il prezzo, dopo aver ripreso un percorso di risalita, si è stabilizzato da circa 3 mesi tra i 70 e gli 80 dollari al barile. I prezzi sembrano reggersi dunque su un equilibrio nuovo, ma ancora bisognoso di iniziative, anche a valenza internazionale, mirate a renderlo meno incerto, più trasparente, più prevedibile, meno esposto alla speculazione, meno sfavorevole per i consumatori e per gli investimenti.

Proprio per offrire un seppur parziale contributo alla ricerca di una qualche certezza sui prezzi del petrolio e promuovere un contenimento della loro volatilità, l'Autorità, in accordo con il Ministero dello Sviluppo Economico, sta tentando di elaborare una proposta per promuovere una Borsa europea del petrolio, che contrasti le permanenti incertezze che si riflettono pesantemente anche su nuovi possibili investimenti settoriali; questi rimangono comunque indispensabili anche per potenziare ed ammodernare le infrastrutture, per

rendere i mercati più concorrenziali ed affidabili, per offrire servizi più competitivi in termini di qualità e prezzi.

I mercati internazionali di tutte le fonti di energia hanno risentito pesantemente sia della fase di picco dei prezzi del petrolio, sia della successiva crisi. Persino il mercato del carbone ha visto triplicare i prezzi tra gennaio 2007 e luglio 2008, per poi ritornare sostanzialmente sui livelli precedenti.

Per quanto riguarda l'energia elettrica l'impatto è stato differenziato in funzione del *mix* delle fonti primarie dei singoli Paesi. Schematicamente: dove è superiore il peso delle fonti ad alti costi fissi e bassi costi variabili (nucleare, fonti rinnovabili e carbone), le variazioni dei prezzi sono state più contenute rispetto ai Paesi dove gli idrocarburi contribuiscono in misura significativa alla produzione elettrica.

Per il gas naturale, agli effetti del picco petrolifero e della successiva crisi si sono sommati anche quelli connessi agli assetti contrattuali (molto diversi nel Nord America da quelli europei) e alla forte crescita della produzione di gas naturale non convenzionale negli Stati Uniti (produzione da scisti, da sabbie compatte e da gas associato ai livelli di carbone, che, già nel 2008, hanno superato la metà della domanda totale di gas in quel paese, superando i 300 Gm3)

Fino al picco del luglio 2008 i prezzi del gas hanno seguito quelli del petrolio, sia pure con una sfasatura temporale, più evidente in Europa. Con il crollo dei prezzi del petrolio tale sfasatura (connessa principalmente alla struttura dei contratti di lungo termine stipulati con i Paesi produttori) ha creato in Europa per alcuni mesi una situazione di estrema anomalia. Il prezzo del gas, infatti, era superiore anche di tre volte rispetto a quello degli oli combustibili, pur a parità di potere energetico di questi idrocarburi. Tale situazione è progressivamente rientrata nel corso della primavera del 2009 fino alla situazione attuale che vede i prezzi del metano collocati a valori pari a circa 2/3 di quelli degli oli combustibili.

Negli Stati Uniti i prezzi del gas hanno invece seguito più fedelmente la discesa dei prezzi petroliferi. In seguito, al contrario, la forte crescita dell'offerta di gas non convenzionale, unita al contenimento della domanda per effetto della crisi economica, ha impedito che i prezzi continuassero a seguire quelli petroliferi nella più recente fase di risalita. L'effetto complessivo è stato quello di annullare sostanzialmente le importazioni di GNL (Gas Naturale Liquefatto) e di contribuire a creare in Europa una situazione contingente di eccesso di offerta che ha determinato una forte differenziazione tra i *prezzi spot*, molto bassi, ed i prezzi dei contratti di lungo termine, ancorati in gran parte a panieri di prodotti petroliferi e spesso soggetti a clausole di *take or pay*.

La crisi ha infine certamente influito anche sul sostanziale insuccesso dei tentativi di pervenire ad un accordo mondiale sulla limitazione delle emissioni di gas serra. Anche in questo caso appare necessario ricercare nuovi modelli, maggiormente basati su strumenti di mercato, che attribuiscono un valore ai beni e servizi prodotti con basse emissioni di gas serra a prescindere dal Paese in cui essi vengono realizzati. Ciò consentirebbe di superare i problemi legati ai processi di delocalizzazione produttiva verso i Paesi che non adottano politiche di contenimento delle emissioni e di rispettare il diritto dei Paesi in via di sviluppo a non veder penalizzata la crescita dei consumi interni.

SCENARIO EUROPEO

Un'attenta analisi dello scenario europeo, con riferimento ai mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, è fornita dal rapporto aggiornato al 2009 sullo Stato della liberalizzazione e della implementazione del quadro energetico regolatorio nell'Unione Europea redatto da CEER/ERGEG (il Consiglio europeo dei Regolatori dell'energia, di cui pure l'Autorità italiana fa parte).

Secondo i Regolatori europei i mercati nazionali all'ingrosso dell'energia elettrica sono ancora altamente concentrati: nei mercati elettrici all'ingrosso continuano ad osservarsi significative differenze nei *prezzi spot* tra le diverse aree, come ad esempio il prezzo che si realizza nell'area *Nordic* (Sistema di prezzo *Nord Pool Spot*) e nell'area tedesca (*EEX – Phelix base day ahead*). Tali differenze appaiono dovute sia alla differente composizione del *mix* dei combustibili sia ad indisponibilità infrastrutturali che hanno portato al *market splitting*. Invece mercati più integrati come Francia-Belgio-Olanda hanno sperimentato positivamente il *price coupling*.

Il rimedio più efficace, individuato per superare tale concentrazione e per conseguire una maggiore convergenza di prezzi, è l'integrazione dei mercati, perseguibile attraverso l'aumento delle interconnessioni e da una più estesa applicazione del *market coupling*.

Nel mercato all'ingrosso del gas naturale i Regolatori europei registrano due fenomeni:

- da un lato, i mercati nazionali all'ingrosso risultano essere ancora altamente concentrati;
- dall'altro, l'andamento dei prezzi del gas ha creato una situazione difficile per molti importatori, dal momento che il prezzo del gas naturale sul *mercato a pronti* è stato molto inferiore a quello del gas importato in base a contratti di lungo termine, legati al prezzo del petrolio. L'andamento per i prezzi del gas a breve termine potrebbe peraltro sostenere lo sviluppo di scambi più liquidi nei prossimi anni.

La liquidità degli scambi è considerata la *conditio sine qua non* perché i mercati funzionino in modo efficiente. Tuttavia gli attuali meccanismi regolatori di trasporto costituiscono, a causa delle loro rigidità, un ostacolo alla liquidità degli scambi in Europa: soprattutto l'accesso alla capacità di trasporto nel breve termine su basi certe sembra essere l'elemento chiave che stenta a funzionare adeguatamente.

Per quanto riguarda la sicurezza degli approvvigionamenti e le infrastrutture, nel settore elettrico i regolatori europei temono che la crisi finanziaria possa rallentare i necessari investimenti previsti in infrastrutture, per due fattori principali: i costi per finanziare questi progetti potrebbero aumentare e le previsioni della domanda di energia sono diventate più incerte. Si sottolinea, quindi, l'importanza dello sviluppo degli investimenti in reti sia per l'integrazione delle fonti rinnovabili sia per accrescere le integrazioni dei mercati nazionali.

Nel settore del gas naturale i Regolatori sottolineano che col crescere della dipendenza europea dalle importazioni, aumentano anche i rischi legati alle forniture: la crisi del gas dell'inverno 2008-2009 ha mostrato che il taglio di circa il 30% delle importazioni verso

L'UE ha avuto effetti immediati in quasi tutti i Paesi europei. Le sospensioni di fornitura di gas, mai verificatesi prima in Europa, sono diventate invece una variabile realistica con cui dover fare i conti, dimostrando in toto le debolezze dei sistemi di approvvigionamento gas dei Paesi UE.

I rischi di sospensione di fornitura del gas evidenziano l'importanza della flessibilità e la necessità di: maggiori investimenti in stoccaggi; diversificazione con GNL; attrezzature tecniche per invertire i flussi e le interconnessioni tra Stati Membri e non.

Secondo i Regolatori europei, la crisi del gas ha dimostrato che gli attuali standard di sicurezza degli approvvigionamenti e i piani di emergenza non sono sufficientemente precisi ed efficaci, evidenziando anche la necessità di maggiore coordinamento europeo ed internazionale. La crisi del gas ha messo in risalto, inoltre, la necessità di concentrarsi non solo sulla diversificazione dei Paesi fornitori ma anche sulla diversificazione delle rotte o dei mezzi di trasporto.

Infine, riguardo l'*unbundling* delle infrastrutture a rete, i Regolatori europei ricordano come i risultati di un'istruttoria di settore della Commissione Europea abbiano identificato nell'integrazione verticale, specialmente tra le attività di approvvigionamento e di rete, una delle cause principali per il fallimento del funzionamento del mercato. Essi attribuiscono quindi significativa rilevanza agli accordi *anti-trust* conclusi dalla Commissione con società verticalmente integrate con conseguenti impegni per importanti rimedi strutturali che avranno, tra gli altri effetti positivi, quelli della separazione della rete dalle attività di fornitura.

In Europa, l'evento più significativo del 2009 è stato, per i mercati energetici, il cosiddetto *Terzo Pacchetto Energia*, formalmente adottato dal Consiglio e dal Parlamento europei il 13 luglio 2009. Esso si compone di due Direttive e tre Regolamenti: la Direttiva 2009/72/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica; la Direttiva 2009/73/CE relativa a norme comuni per il mercato del gas naturale; il Regolamento 713/2009 che istituisce una Agenzia per la cooperazione tra i Regolatori nazionali dell'energia, il Regolamento 714/2009 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica e il Regolamento 715/2009 relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale.

Il *corpus* normativo, molto complesso, presenta cinque principali linee di intervento.

- La prima opera in materia di *unbundling*, istituto necessario per rimuovere gli ostacoli agli investimenti nelle infrastrutture di rete e risolvere i conflitti di interesse con riguardo alle compagnie verticalmente integrate. Sono rimesse ai Paesi membri tre possibili opzioni di implementazione, valide sia per il settore elettrico che per quello gas: la separazione proprietaria (*ownership unbundling*), considerata la soluzione più efficace dalla Commissione e dai Regolatori, l'istituzione di un Gestore di sistema indipendente (ISO), soluzione già negativamente sperimentata e già superata nel settore elettrico italiano, e l'istituzione di un Gestore di trasmissione indipendente (ITO).

- La seconda linea di intervento prevede un generale rafforzamento e un'armonizzazione, in termini di indipendenza, competenze e poteri, delle varie Autorità di regolazione nazionali.
- La terza comporta l'istituzione di una Agenzia europea per la cooperazione dei Regolatori dell'energia (ACER) con l'obiettivo primario di armonizzare la regolazione a livello transfrontaliero e di rimuovere conseguentemente uno dei principali ostacoli all'integrazione dei mercati nazionali ed alla creazione di un mercato europeo integrato.
- La quarta linea di intervento opera in materia di Codici di rete europei per la disciplina delle interconnessioni. E' prevista l'istituzione di ENTSO (*European Network Transmission System Operators*) sia per il settore gas che per quello elettrico, tra i cui compiti primari, oltre a quello generale di garantire la gestione delle reti europee in sicurezza, vi è quello di definire sia dei Codici di rete sia un piano decennale di investimenti.
- Da ultimo, la quinta linea di intervento comporta un generale rafforzamento delle tutele per i consumatori.

Il *Terzo Pacchetto Energia*, costituito in parte da disposizioni già direttamente applicabili e in parte da previsioni che dovranno essere implementate dai Legislatori nazionali, coinvolge profondamente le Autorità nazionali, che saranno impegnate tra l'altro in attività di coordinamento, monitoraggio e supporto consultivo. In esito al *Terzo Pacchetto Energia* le Autorità sono chiamate a svolgere un ruolo primario sulle problematiche sia di natura ambientale che di sicurezza degli approvvigionamenti ed a creare, attraverso una regolazione condivisa, forte e stabile, le condizioni affinché, una volta superata la crisi economica, i mercati possano riprendere a dispiegare al massimo le proprie potenzialità, prevenendo ed evitando gli errori e le criticità del passato.

SCENARIO NAZIONALE

Lo scenario nazionale risulta ancora fortemente caratterizzato ed influenzato dalla grave crisi ricordata. Dopo i segnali di ripresa che si sono registrati nel secondo semestre del 2009, appare necessario mettere in sicurezza il recupero avviato, attraverso percorsi affidabili e sostenibili, anche nella dinamica, fortemente interconnessa, del contesto europeo ed internazionale. In questo recupero il settore energia è chiamato a svolgere un ruolo di rilievo. D'altra parte, fin dal manifestarsi della crisi, questo comparto ha già evidenziato una "tenuta" superiore a quella di altri settori. Gli andamenti economico-finanziari delle aziende regolate dei comparti elettricità e gas hanno dimostrato una stabilità sconosciuta in altri contesti, mentre la qualità tecnico-commerciale dei servizi regolati non solo non è arretrata, ma ha mantenuto una progressione in positivo. Ora, le aziende operanti nel campo dell'elettricità e del gas stanno seguendo un *trend* di recupero e sviluppo (specie infrastrutturale) migliore di altri ambiti economico-industriali nazionali. È, questo, un modello che può essere replicato anche in altri settori ad alta intensità infrastrutturale ed per altri servizi a rete.

Nell'energia, il *trend*, per quanto positivo, va comunque sostenuto, anche con ulteriori interventi che consentano di perseguire: un *mix* di coperture meno petrolio-dipendente e più competitivo; mercati ed utilizzi energetici sempre più efficienti; più avanzate adeguatezza e sicurezza infrastrutturali; un contenimento degli oneri fiscali o parafiscali (quali gli *oneri di sistema* elettrico) a carico dei consumatori; un continuo miglioramento, quindi, dell'economicità e della qualità dei servizi elettricità e gas.

Analizzando l'organizzazione ed il funzionamento dei mercati, con particolare riferimento ai profili della loro concorrenzialità ed efficienza, si registrano ancora forti ed importanti asimmetrie tra il settore elettrico, che sicuramente vive una fase più avanzata, e quello del gas, il cui assetto competitivo non risulta ancora sufficientemente sviluppato e che ancora richiede importanti interventi infrastrutturali, di liberalizzazione e regolazione procompetitivi.

In tale direzione, rilevanti disposizioni di riforma sono state previste dalla più recente normativa primaria di riferimento; esse impegneranno la stessa Autorità nelle conseguenti e necessarie attività di implementazione.

MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

MERCATO ALL'INGROSSO

Nel settore della generazione elettrica esistono ormai numerosi produttori di dimensione efficiente ed il peso dell'operatore maggiore, l'Enel, è ridotto a meno del 30% del totale della produzione. Tuttavia in alcune zone geografiche del Paese e per alcuni servizi di dispacciamento (riserva di potenza, bilanciamento etc.), il mercato all'ingrosso è ancora lontano da quello proprio di mercati concorrenziali.

In particolare, in alcune delle zone geografiche si riscontra un livello di competizione piuttosto scarso, dovuto principalmente ad insufficienze di tipo infrastrutturale. Le situazioni più critiche si registrano nelle zone Sicilia e Sardegna (Isole), dovute principalmente alla inadeguatezza delle interconnessioni tra il sistema elettrico delle Isole e quello dell'Italia peninsulare (Continente).

L'andamento dei *prezzi zonali* di vendita nel *mercato del giorno prima* (MGP) dal 2005 al 2009 testimonia tali differenze strutturali. Infatti, l'analisi dei dati rivela - dal 2005 al 2008 - una crescita sostenuta dei prezzi in tutte le zone ma con un *trend* assai più marcato in Sicilia (+91% in Sicilia rispetto ad un incremento compreso fra il 44% e il 52% nelle altre zone); il 2009 registra un brusco calo dei prezzi ma in misura nettamente inferiore in Sardegna rispetto alle altre zone (-11% in Sardegna rispetto ad una diminuzione compresa fra il 26% e il 32% nelle altre zone). L'andamento degli ultimi anni sembra così consolidare il divario fra i prezzi nelle Isole e nel Continente. Assumendo a riferimento i livelli dei prezzi del 2005, nel 2009 i prezzi nel Continente sono aumentati - a seconda della zona - fra lo zero e il 5% mentre i prezzi in Sicilia e Sardegna sono aumentati rispettivamente del 40% e del 36%.

Particolarmente critica è la situazione del *mercato dei servizi di dispacciamento* (MSD), mercato nel quale il gestore della rete di trasmissione nazionale (Terna) si approvvigiona delle risorse necessarie per assicurare l'esercizio in sicurezza del sistema, che per sua natura è caratterizzato da una struttura dell'offerta più concentrata di quella propria del mercato all'ingrosso propriamente detto. Al MSD, infatti, possono partecipare solo gli impianti di produzione che, per le loro dimensioni e per le loro prestazioni tecniche, possono essere efficacemente ed efficientemente chiamati da Terna a eseguire le azioni che di volta in volta si rendono necessarie per mantenere, in sicurezza, l'equilibrio tra immissioni e prelievi.

Di grande rilevanza appaiono le novità introdotte dall'art. 3, comma 10, del Decreto Legge n. 185/08 (c.d. "D.L. Anticrisi"), convertito nella Legge n. 2/09, che contiene le indicazioni per una riforma organica del mercato elettrico. Le principali novità della riforma, la cui implementazione è rimessa a decreti attuativi ed a provvedimenti dell'Autorità, consistono nella istituzione di un nuovo *mercato infragiornaliero* dell'energia, al posto dell'attuale *mercato di aggiustamento*, nella riforma del mercato dei servizi di dispacciamento, nella nuova disciplina degli impianti essenziali e, in prospettiva, nel superamento del criterio dell'offerta marginale per la determinazione dei prezzi.

Il Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009 ha provveduto a dare attuazione alla riforma prevista dalla Legge 28 gennaio 2009, n. 2, mentre l'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 52/09 ha introdotto la nuova disciplina degli *impianti essenziali* (ovvero gli impianti nella disponibilità di un medesimo produttore ed in assenza dei quali Terna non riesce a garantire il soddisfacimento della domanda in sicurezza). Questa nuova disciplina degli impianti essenziali, i cui effetti dovrebbero manifestarsi già a partire dall'anno in corso, consente di risolvere gran parte delle criticità derivanti dall'elevatissima concentrazione dell'offerta propria del MSD.

La nuova disciplina adottata dall'Autorità introduce meccanismi volti ad assicurare la minimizzazione degli oneri per il sistema e un'equa remunerazione dei produttori, prevenendo, tra l'altro, anche la possibilità per i produttori stessi di scegliere tra diverse forme di regolazione.

Di fatto la quasi totalità dei produttori interessati dalla disciplina degli impianti essenziali ha scelto la forma di regolazione che prevede la contrattualizzazione da parte di Terna a condizioni stabilite dall'Autorità (con riferimento ai costi che caratterizzano un impianto termoelettrico turbogas) della capacità produttiva essenziale nella loro disponibilità. L'adesione dei principali operatori ha consentito a Terna di contrattualizzare circa 1900 MW di riserva di *potenza a salire* e poco meno di 500 MW di riserva di *potenza a scendere* con differenti profili orari di impegno.

Un ulteriore miglioramento per l'efficienza del MSD dovrebbe prodursi, a partire dall'anno in corso, con la riforma del mercato che Terna sta implementando nel rispetto dei principi delineati nel Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009, che dà attuazione alle disposizioni di cui all'articolo 3, comma 10, lettera d), del Decreto Legge n. 185/08 convertito nella Legge n. 2/09.

Con riferimento al mercato all'ingrosso propriamente detto, le situazioni più critiche si registrano, come accennato in precedenza, nelle zone Sicilia e Sardegna.

Le situazioni di Sicilia e Sardegna destano particolare preoccupazione in quanto caratterizzate dalla compresenza di due operatori (o raggruppamenti di operatori nel caso della Sicilia) entrambi dotati di un notevole potere di mercato unilaterale. Esso è misurato dalla indispensabilità (cosiddetta *pivotalità*) della capacità produttiva riferibile ad un medesimo operatore (o raggruppamento di operatori) ai fini del soddisfacimento del fabbisogno di energia e di riserva di potenza (necessaria a Terna per garantire la sicurezza del sistema).

In ambo i casi, il quadro peggiora drasticamente se si considera l'indispensabilità di detti operatori nel soddisfare il fabbisogno complessivo di potenza (ovvero la somma del fabbisogno di energia e del fabbisogno di riserva di potenza) così da tenere in considerazione il potere di mercato unilaterale esercitabile anche in MSD. La situazione del mercato all'ingrosso è ancora più critica se si considera il rischio di collusione – anche tacita – fra i diversi produttori, stante l'estrema facilità, in mercati geograficamente così ristretti e con un'interazione continua, di verificare le reciproche strategie.

Del resto, le Isole, come già evidenziato, sono strutturalmente caratterizzate da livelli di prezzo sensibilmente superiori a quelli delle altre aree del Paese. Dette differenze nei livelli dei prezzi non sono riconducibili interamente a differenze nella struttura di costo del ri-

spettivo parco produttivo quanto, piuttosto, al potere di mercato unilaterale di cui godono i produttori in Sardegna e Sicilia, come evidenziato dagli esiti dell'istruttoria conoscitiva, avviata dall'Autorità con la deliberazione VIS 3/09, volta a valutare le dinamiche di formazione dei prezzi nel mercato dell'energia elettrica in Sicilia e nelle zone ad essa interconnesse, nel periodo compreso tra novembre 2008 e gennaio 2009.

Con riferimento alla Sicilia, gli esiti dell'istruttoria hanno altresì evidenziato come detto potere di mercato trovi la sua ragione anche e soprattutto nella preoccupante criticità del sistema elettrico dell'isola in termini di adeguatezza; nel periodo oggetto di indagine, non è trascurabile la frequenza relativa dei casi in cui la Sicilia si è trovata in condizioni prossime a quelle che costringerebbero Terna all'attivazione del Piano di emergenza per la sicurezza del sistema elettrico (PESSE).

Queste situazioni di criticità sono chiaramente condizionate dal basso grado di interconnessione tra le Isole e il continente. La piena entrata in operatività del SAPEI – la nuova infrastruttura di collegamento tra la Sardegna e il Lazio – attesa progressivamente in esercizio fra l'anno in corso e il 2012 – dovrebbe migliorare la concorrenza in Sardegna. Assumendo a riferimento i livelli di capacità di interconnessione del 2009, la capacità di importazione dal Continente aumenterà di 120 MW nell'anno in corso e di 500 MW entro il 2012 mentre la capacità di esportazione verso il Continente aumenterà di 150 MW nell'anno in corso e di 800 MW nel 2011. Ancora più critica appare la situazione in Sicilia a causa dei tempi per la realizzazione delle necessarie infrastrutture di collegamento con la Calabria: l'entrata in operatività è infatti prevista solo dopo l'anno 2012 (i lavori sono comunque già stati avviati); l'incremento di capacità dovrebbe essere estremamente rilevante: +1000 MW di capacità di importazione dal Continente e +900 MW di capacità di esportazione verso il Continente. Queste problematiche relative alla sicurezza degli approvvigionamenti di energia elettrica hanno portato, nel corso degli anni, non solo a fenomeni di temporanei black out ma anche a forti oscillazioni del prezzo dell'energia elettrica.

Per tutte queste ragioni (esigenze di sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale sulle isole maggiori), il Consiglio dei Ministri ha approvato il Decreto Legge 22 gennaio 2010, n. 3. Le ragioni d'urgenza poste alla base del Decreto Legge traggono fondamento dall'aggravarsi delle criticità segnalate sia a causa dei ritardi nella messa in esercizio delle infrastrutture di rete programmate sia per la riduzione dei margini di riserva, intesi come differenza, in alcune ore particolarmente critiche, tra disponibilità di produzione o importazione di energia elettrica sull'Isola (offerta) e fabbisogno di energia (domanda).

Terna, tramite una comunicazione inviata al Ministero dello Sviluppo Economico ed all'Autorità per l'energia individua:

a) in Sicilia, margini di esercizio molto ridotti a causa:

- dell'andamento del fabbisogno di potenza in aumento;
- della capacità produttiva installata sostanzialmente invariata;
- del tasso di indisponibilità per accidentalità di produzione superiori alla media;
- degli interventi di manutenzione straordinaria e di lunga durata dei gruppi di produzione di grande taglia;

b) in Sardegna, condizioni di esercizio critiche che possono compromettere la sicurezza e la continuità del servizio elettrico a causa:

- dei sistemi di difesa che si basano sulla capacità di interrompere il carico senza preavviso a fronte di eventi rilevanti legati alla perdita di capacità di produzione (scatto dei gruppi di produzione); essi risultano essere di grande taglia e di affidabilità molto più limitata rispetto a quella statistica;
- delle limitazioni e vincoli di immissione in rete;
- dei margini di esercizio particolarmente esigui.

Per fronteggiare le suddette situazioni di rischio, il Decreto Legge prevede l'istituzione di un nuovo servizio volto a garantire, con la massima disponibilità, affidabilità e continuità, la possibilità di riduzione istantanea dei prelievi dalla rete, operata da soggetti titolari di centri di consumo, da attuare secondo le istruzioni impartite da Terna.

MERCATI A TERMINE

Lo sviluppo dei mercati regolamentati a termine è uno degli obiettivi della Legge n. 2/09; ed anche per tale finalità il GME sta completando una modifica della propria disciplina, prevedendo l'allungamento dell'orizzonte temporale dei prodotti a termine negoziabili nel mercato a termine fisico (MTE), come disposto dal Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009, in attuazione delle disposizioni di Legge.

Con riguardo alla liquidità dei mercati, si deve sottolineare che, a fronte di un *mercato spot* caratterizzato da un'estrema liquidità, i *mercati a termine*, soprattutto quelli regolamentati, sono ancor oggi, a più di 5 anni dall'avvio della Borsa dell'energia, caratterizzati da una bassa liquidità. Un certo grado di liquidità si sta sviluppando solo nelle transazioni negoziate su piattaforme non regolamentate (OTC) e, comunque, per prodotti con orizzonti temporali raramente superiori all'anno. Ciò rappresenta un elemento di forte criticità, in considerazione dell'impossibilità per i consumatori di disporre di informazioni adeguate nel mercato dei contratti bilaterali.

Lo sviluppo di mercati a termine è stato del resto a lungo caldeggiato dall'Autorità che, tra l'altro, ha sottolineato nel documento di consultazione DCO 27/08 come, al fine di promuovere gli investimenti in impianti caratterizzati da elevati costi fissi, sia opportuno abbinare allo sviluppo dei mercati a termine misure innovative volte ad agevolare la negoziazione di contratti di copertura di lungo periodo nel mercato elettrico.

Lo sviluppo di mercati a termine di lungo periodo è, infatti, un elemento fondamentale per aumentare la contendibilità e quindi la concorrenza nel mercato all'ingrosso, in quanto tali mercati consentirebbero di fornire sia segnali di prezzo che possibilità di copertura ai nuovi entranti rispetto ai rischi delle future evoluzioni del mercato spot.

Al tempo stesso, si deve considerare che gli investimenti in impianti di generazione caratterizzati da elevati costi fissi e bassi costi variabili (ovvero gli impianti di base, quali quelli con generazione di energia elettrica da fonte nucleare, da carbone "pulito", da carbone con

tecnologie avanzate di recupero dei gas serra, o da alcune fonti rinnovabili) sono particolarmente esposti al rischio che i prezzi che si realizzeranno nel mercato all'ingrosso nel futuro non siano sufficientemente maggiori dei costi variabili da consentire di remunerare adeguatamente i costi fissi (rischio mercato). Ciò anche perché gli impianti di base sono spesso caratterizzati da:

- bassa flessibilità tecnica (che può costringerli a produrre anche quando il prezzo di mercato è inferiore al loro costo variabile);
- scarsa correlazione tra il loro costo variabile ed il prezzo di mercato nelle ore più "pregiate", generalmente ore di punta. In queste ore il prezzo di mercato è invece correlato al costo del combustibile degli impianti meno efficienti.

La disponibilità di strumenti di copertura dal rischio mercato (quali i contratti di lungo periodo) consente quindi di ridurre la rischiosità e, quindi, il costo dei nuovi investimenti in capacità produttiva di base.

Inoltre va sottolineato come sia opportuno, al fine di consentire alla concorrenza di produrre i suoi effetti, continuare, in linea con quanto previsto nella Legge n. 2/09, ad aumentare il grado di trasparenza dei mercati, pur evitando la facilitazione di comportamenti collusivi taciti. La scarsa trasparenza sulle scelte del periodo di manutenzione dei propri concorrenti ha verosimilmente condizionato la scelta di molti operatori di pianificare per il mese di agosto del 2009 le manutenzioni dei propri impianti non potendo valutare adeguatamente il livello dell'offerta. Gli uffici dell'Autorità hanno in corso un'attività di analisi sull'elevato livello dei prezzi registrato nel mese di agosto 2009 e la sua relazione con la manutenzione degli impianti di produzione e delle linee di interconnessione con l'estero.

INTEGRAZIONE DEI MERCATI REGIONALI EUROPEI DELL'ENERGIA ELETTRICA

Per facilitare il processo di armonizzazione e di integrazione dei mercati elettrici nazionali è stato avviato da ERGEG (Organismo dei Regolatori europei consultivo della Commissione europea) il processo "Iniziativa Regionali" allo scopo di costruire dei mercati fortemente integrati a livello "regionale", come fase intermedia di spinta verso la realizzazione di un vero mercato unico europeo. Pur rappresentando un pregevole tentativo di favorire una reale integrazione dei mercati nazionali, le "Iniziativa Regionali" europee – su cui il *terzo pacchetto* pone particolari aspettative – devono essere sostenute in maniera tale da scongiurare il rischio che l'armonizzazione abbia luogo tramite l'adozione di modelli di mercato che avvenga al ribasso, favorendo Paesi, in taluni casi, particolarmente in ritardo in termini di apertura e liberalizzazione.

Appare quindi particolarmente delicata, nonché degna di sostegno governativo, la rappresentanza degli interessi dell'Italia sia nella Regione elettrica Centro-Sud (di cui l'Autorità italiana è leader) sia, più in generale, in ambito ERGEG al fine di evitare che sia imposta l'implementazione, su scala regionale o dell'intera UE, di modelli di mercato che, non tenendo in debito conto le caratteristiche di certi sistemi elettrici, come quello italiano, possano ingenerare degli extra-oneri su detti sistemi, sia nel breve che nel lungo periodo.

Tale criticità è particolarmente rilevante nel caso del mercato elettrico. E' evidente, infatti, che Paesi (non l'Italia) in cui permane un operatore (quasi) monopolista, che assicura la fornitura della quasi totalità dell'energia elettrica e dei servizi di dispacciamento (riserva di potenza attiva, regolazione di tensione, risoluzione di congestione etc.), possono permettersi di farsi promotori di architetture di mercato relativamente "rozze" facendo leva sulla *moral suasion* verso il loro operatore dominante, ovvero imponendogli implicitamente ulteriori obblighi operativi.

Laddove invece, come in Italia, il sistema sia caratterizzato da una pluralità di produttori in concorrenza fra loro, è più forte l'esigenza di meccanismi e regole di mercato idonee a fare emergere appieno le economie insite sia nell'esercizio coordinato degli impianti di produzione e degli elementi di rete, sia nella programmazione coordinata degli investimenti a lungo termine in generazione e trasmissione effettuati da una pluralità di soggetti. Ciò richiede tipicamente, come è testimoniato anche dall'evoluzione dei sistemi elettrici del Nord-Est degli Stati Uniti, l'adozione di architetture di mercato più avanzate che producano segnali trasparenti e non distorti circa il valore dei diversi servizi (energia elettrica, riserva di potenza attiva, regolazione di tensione, risoluzione delle congestioni etc.); ciò nei vari nodi/zona della rete di trasmissione, sia nel breve che nel lungo termine.

Fermo restando l'obiettivo principale di conseguire la piena convergenza dei mercati nazionali ai fini della creazione del *mercato europeo dell'energia*, occorre intanto attuare una maggiore e più intensa partecipazione a livello europeo anche nello sviluppare progetti specifici come il *market coupling* – che già sarà operativo dal 2010 con la Slovenia - con gli altri Paesi europei (ovvero dei progetti che ricerchino maggiore coordinamento degli esiti dei mercati europei e che tengano conto dell'effettivo impatto degli esiti di ciascun mercato sugli altri, date le effettive possibilità di scambi transfrontalieri). Progetti in grado di aumentare anche sensibilmente l'efficienza degli scambi transfrontalieri ma che, se non ben concepiti, potrebbero costringere l'Italia ad adattare la propria architettura di mercato a quella di Paesi con caratteristiche molto differenti e, peraltro, meno avanzati ed efficienti.

Infine, e con particolare riferimento agli interessi italiani ed al settore elettrico, resta urgente la conclusione dei negoziati con la Svizzera per fissare sollecitamente accordi vincolanti che consentano un sostanziale sviluppo in termini di integrazione dei mercati e degli scambi a livello regionale ed europeo, nonché procedure che assicurino l'interoperabilità, la sicurezza e l'affidabilità dei sistemi interconnessi.

In questo senso, il recepimento del *Terzo Pacchetto Energia*, che dovrà avvenire entro il 3 marzo 2011, potrebbe essere l'occasione per sviluppare in maniera più sinergica e coordinata gli interventi di sviluppo delle reti di elettricità e gas che saranno proposti dai TSO (gestori delle reti di trasmissione di energia elettrica e trasporto gas) e sottoposti non solo al vaglio dei Paesi membri ma anche della Commissione e della costituenda Agenzia europea per la cooperazione fra i Regolatori nazionali dell'energia (ACER), ai fini della verifica di compatibilità con le esigenze del mercato unico.

L'Autorità conferma la piena disponibilità e l'interesse ad una interlocuzione istituzionale sempre più approfondita, anche sviluppando analisi e proposte circa gli assetti organizzativi, i mercati e lo sviluppo infrastrutturale energetici, continentali europei, mediterranei, medio-orientali ed intercontinentali, aventi comunque impatti sui sistemi energetici na-

zionale e della UE. Tutto ciò sulla base dell'esperienza e della responsabilità che l'Autorità sta sviluppando nell'ambito degli organismi e delle iniziative (regionali all'interno della UE e nei Balcani; per il Mediterraneo; gemellaggi e formazione) tese a promuovere sempre più utili e necessarie collaborazioni o cooperazioni internazionali fra Regolatori di settore, nonché sulla base della partecipazione alla suddetta ACER e dell'ICER (confederazione mondiale dei Regolatori, recentemente attivata).

MERCATO AL DETTAGLIO

Come è noto, il mercato al dettaglio dell'energia elettrica è libero dal luglio del 2007. Permangono tuttavia differenze tra le varie categorie di clienti, in termini di forza contrattuale ed entità dei consumi, che si traducono poi in differenti possibilità di trarre vantaggio dai meccanismi di mercato. Per questo, il Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito nella Legge 3 agosto 2007, n. 125 è intervenuto prevedendo, all'art. 3, che "l'Autorità per l'energia elettrica e il gas indica le condizioni standard di erogazione del servizio e definisce, in base ai costi effettivi del servizio, prezzi di riferimento per le forniture di energia elettrica ai clienti in regime di maggior tutela e per le forniture di gas naturale ai clienti domestici, che le imprese di distribuzione o di vendita sono tenute ad inserire nelle proprie offerte commerciali".

L'Autorità dunque, in forza di tale Decreto, aggiorna trimestralmente i prezzi di riferimento destinati ai clienti in regime di *maggior tutela*, i clienti cioè che non hanno ancora optato per il mercato libero. Tale aggiornamento avviene sulla base dell'andamento atteso del costo di approvvigionamento da parte dell'Acquirente unico, il quale stima il quantitativo di energia elettrica all'ingrosso necessaria a coprire il fabbisogno dei clienti serviti in regime di *maggior tutela*, e indice delle aste per approvvigionarsi di tali quantitativi.

In base ai costi consuntivi, ai pre-consuntivi e al ripiano delle differenze tra quanto stimato e quanto realizzatosi, l'Autorità calcola il prezzo medio che l'esercente la *maggior tutela* applica ai clienti finali.

Il prezzo così determinato, riflette dunque i costi formati nel mercato, permettendo quindi agli operatori presenti sul mercato di proporre offerte concorrenziali (processo che l'Autorità, da un lato, incoraggia, dall'altro sorveglia).

I clienti domestici passati al mercato libero nel periodo 1 luglio 2007 - 30 settembre 2009 sono l'8,2% del totale, mentre per quanto riguarda le piccole imprese, ad oggi circa il 30% sono servite a condizioni di libero mercato. I tassi di *switching* superiori al settore domestico si spiegano sia per una maggiore maturità di tale segmento (che è *idoneo* da più tempo, dal 2004) sia per una maggiore facilità di indirizzare l'azione commerciale da parte dei fornitori.

ONERI DI SISTEMA

Gli *oneri di sistema* non sono dei veri e propri costi inerenti il mercato, trattandosi appunto di *oneri*, fissati per Legge e destinati alla copertura di diverse voci di spesa (di seguito det-

tagliate), pagati in *bolletta* da tutti i clienti finali. Essi tuttavia, rappresentando circa l'8% del costo totale di una *bolletta tipo* (dato primo trimestre 2010), incidono significativamente sul costo dell'energia elettrica e, per questo, influenzano direttamente la competitività del mercato elettrico nel nostro Paese.

In particolare, gli oneri generali di sistema sono oggi rappresentati da:

- incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate (componente A3, pari a circa il 68,4% degli *oneri di sistema* - questi incentivi verranno esaminati in dettaglio nel capitolo successivo, "Stato di utilizzo ed integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili");
- regimi tariffari speciali per aziende energivore (componente A4, pari a circa il 5,6%);
- oneri per il *decommissioning* nucleare e compensazioni territoriali (componente A2 e MCT, pari a circa il 17,4%);
- compensazioni per le imprese elettriche minori (componente UC4, pari al 2,3%);
- sostegno alla *ricerca di sistema* (A5 pari a circa l'1,8%);
- *bonus elettrico* (4,5%)¹.

Come si può notare, l'incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate costituisce la voce di spesa di gran lunga più rilevante tra quelle finanziate attraverso gli *oneri generali di sistema*.

Altre problematiche relative agli oneri generali di sistema sono legate a:

- profili di iniquità redistributiva: i consumi di energia elettrica non sono proporzionali ai redditi, sia con riferimento alle persone fisiche che alle imprese; ne deriva che una famiglia a basso reddito ma ad alti consumi (ad esempio una famiglia numerosa) è chiamata a contribuire alla copertura degli oneri dell'incentivazione delle fonti rinnovabili in misura superiore ad un single benestante; allo stesso modo un'impresa ad alti consumi elettrici ma con modesti utili contribuisce più di un'impresa con utili elevati e bassi consumi;
- doppia fiscalità: gli oneri generali di sistema, pur essendo, in sostanza, dei prelievi parafiscali, sono ugualmente assoggettati, come tutto il resto della *bolletta* elettrica, all'imposta sul valore aggiunto (I.V.A.); peraltro, il fatto che tali oneri non sono direttamente riconducibili ad alcuna prestazione, rende difficilmente giustificabile tale assoggettamento, che peraltro incide in maniera molto consistente sui costi per utenti finali, con un impatto complessivo di oltre 500 M€ l'anno;
- destinazione di alcuni prelievi al Bilancio pubblico; gli articoli 1, comma 298 della Legge 30 dicembre 2004, n. 311 "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (Legge Finanziaria 2005)" e 1, comma 493 della Legge 23 dicembre 2005, n. 266 "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e plu-

¹ Questi valori, sono riferiti al I° trimestre del 2010 per l'utente di tipo domestico, in '*regime di maggior tutela*', ovvero che usufruisce delle '*condizioni economiche*' fissate dall'Autorità per l'energia, ovvero le famiglie che non hanno ancora scelto di cambiare fornitore.

riennale dello Stato (Legge Finanziaria 2006)", dispongono un prelievo di 135 milioni di euro complessivi dalle componenti tariffarie A2 e MCT a favore del bilancio dello Stato, introducendo quindi sulle *bollette* elettriche, accanto ad una componente parafiscale (quella degli oneri di sistema), un vero e proprio prelievo di tipo fiscale, destinando una parte del gettito proveniente dalla tariffa elettrica al generale finanziamento del bilancio dello Stato; si tratta di un prelievo fiscale non trasparente, poiché non realizzato attraverso un provvedimento di carattere esplicitamente tributario, ma agganciando una parte del gettito dovuto al bilancio ad un prelievo di altra natura.

POSSIBILI INTERVENTI VOLTI A RIDURRE LE CRITICITÀ NEL MERCATO ELETTRICO

Gli interventi da mettere in atto al fine di migliorare l'efficienza e la competitività del mercato nel settore elettrico dovrebbero concentrarsi sugli aspetti illustrati di seguito.

a) Potenziamento delle reti di trasporto

La tempestiva realizzazione delle infrastrutture di rete previste dal piano di sviluppo della rete di trasmissione di Terna - specialmente le infrastrutture di interconnessione fra il Continente e le Isole (Sardegna e Sicilia) e, all'interno del Continente, fra la zona Sud e la zona Centro-Sud - permetterebbe di incrementare significativamente il grado di concorrenza e di adeguatezza in molte zone del mercato elettrico nonché di ridurre in misura sostanziale gli oneri di dispacciamento per la risoluzione delle congestioni intrazonali. Pertanto è essenziale porre in essere, a tutti i livelli, ogni azione utile ad assicurare la realizzazione nei tempi previsti delle suddette infrastrutture. In tal senso, sono da giudicare positivamente alcuni recenti interventi legislativi - ad esempio quanto disposto all'articolo 27, comma 24, della Legge n. 99/09 - volti ad accelerare la realizzazione delle infrastrutture di rete.

b) Obbligo di cessione di *Virtual Power Plant* nelle Isole

Fino alla piena entrata in esercizio delle nuove interconnessioni tra ciascuna delle due Isole e il Continente (analisi precedente), e pur a valle del Decreto Legge 23 gennaio 2010, n. 3, potrebbe rendersi opportuno imporre, su ciascuno degli operatori che detenga potere di mercato, l'obbligo di cedere la disponibilità di parte della propria capacità produttiva attraverso lo strumento dei *Virtual Power Plant* (VPP), definito nella Direttiva 2009/72/CE come una misura atta a "promuovere una concorrenza effettiva e garantire un buon funzionamento del mercato"². La cessione di VPP da parte di Enel ed E.ON con riferimento alla zona Sardegna è già prevista dalla deliberazione ARG/elt 115/09 che l'Autorità ha assunto nel rispetto degli indirizzi del Ministro dello Sviluppo Economico di cui all'articolo 30, comma 9, della Legge n. 99/09. Misure analoghe non sono tuttavia previste per la Sicilia³. Ciò è particolarmente preoccupante in quanto le attuali condizioni di mercato della Sicilia sono caratterizzate da un elevatissimo grado di concentrazione sia sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica che sul mercato per il servizio di dispacciamento. Il qua-

² Considerando n. 37 della Direttiva citata.

³ Con il termine Sicilia si fa riferimento alla macrozona Sicilia composta dalla zona Sicilia e dal polo di produzione limitata di Priolo.

dro è reso più critico dalla potenziale inadeguatezza del sistema elettrico in Sicilia in un limitato ma non trascurabile numero di ore dell'anno, anch'essa, come visto, tra le ragioni del citato Decreto Legge n. 3/10

c) Realizzazione di un nuovo meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva

La pur rilevante nuova capacità produttiva attivata nell'ultimo quinquennio non è riuscita né ad assicurare l'adeguatezza del sistema elettrico né ad incrementare in misura corrispondente il grado di concorrenza del mercato elettrico. Ciò è verosimilmente dovuto all'assenza di coordinamento tra sviluppo della rete di trasmissione da una parte e localizzazione e dimensionamento degli investimenti in capacità produttiva dall'altra. Al fine di porre rimedio a tale imperfezione del disegno di mercato e in conformità a quanto previsto dal Decreto Legislativo 379/03, l'Autorità ha già proposto, con il documento di consultazione n. 10/09, una nuova disciplina di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva. Tale disciplina prevede che Terna, attraverso strumenti di mercato, si approvvigiona di disponibilità di capacità produttiva - su un orizzonte temporale pluriennale e per le diverse zone del mercato elettrico - sufficiente a garantire l'adeguatezza dell'intero sistema. Tale meccanismo consentirebbe di indirizzare le nuove realizzazioni di capacità produttiva nelle aree del Paese in cui è massima la loro utilità, sia ai fini dell'adeguatezza del sistema che a fini concorrenziali. Il meccanismo proposto promuoverebbe contestualmente la concorrenza a lungo termine ed aumenterebbe la contendibilità del mercato.

d) Completamento dei mercati a termine

Lo sviluppo di mercati a termine di lungo periodo è un elemento fondamentale per aumentare la contendibilità e la concorrenza nel mercato all'ingrosso. La disponibilità di strumenti di copertura contro il rischio mercato consente altresì di ridurre il costo dei nuovi investimenti in capacità produttiva di base. D'altra parte, uno degli ostacoli allo sviluppo di mercati a termine di lungo periodo liquidi è rappresentato dagli elevati costi di transazione e in particolare quelli relativi al costo delle garanzie. Sulla rimozione di tali ostacoli, l'Autorità, come si è detto in precedenza, ha proposto l'introduzione di meccanismi che riducono i costi di transazione connessi alla sottoscrizione di contratti di lungo periodo standardizzati.

e) Efficienza degli impianti di generazione

Il divario tra la capacità di generazione elettrica installata e censita come efficiente dal Gestore della rete e la potenza che risulta poi effettivamente disponibile per le diverse destinazioni consentite, specie alla punta della domanda è un elemento essenziale ai fini della sicurezza, ma anche dell'economicità del sistema elettrico. Per questo, l'articolo 1-quinquies, comma 1, della Legge n. 290/03 prevede che "gli impianti di generazione di energia elettrica di potenza nominale maggiore di 10 MVA sono mantenuti in stato di perfetta efficienza dai proprietari o dai titolari dell'autorizzazione e possono essere messi definitivamente fuori servizio secondo termini e modalità autorizzati dall'amministrazione competente, su conforme parere del Ministero delle Attività Produttive, espresso sentito il Gestore della rete di trasmissione nazionale in merito al programma temporale di messa fuori servizio". È essenziale dunque che venga emanato al più presto il Decreto previsto

dalla norma citata con cui verranno definiti gli *standard* di efficienza degli impianti e le relative modalità di verifica. A tal fine, l'Autorità già a suo tempo ha formulato adeguate proposte in merito.

MERCATO DEL GAS NATURALE

Sotto il profilo della concorrenzialità, il mercato del gas presenta ancora oggi livelli di per sé bassi e di certo molto inferiori rispetto a quelli propri del settore elettrico. Basti rilevare che, a quasi dieci anni dall'apertura dei mercati, Eni rappresenta ancora circa il 70% delle disponibilità nazionali (importazioni nette più produzione nazionale), includendo le cessioni alla frontiera (le cosiddette vendite innovative). Del restante 30%, i principali concorrenti, Enel ed Edison, coprono rispettivamente percentuali pari all'11% e all'8%. Se dalle disponibilità dei concorrenti di Eni si escludono i volumi di gas direttamente destinati agli autoconsumi della produzione elettrica, la quota di gas finalizzata alla commercializzazione, per questi soggetti, scende dal 30% a circa il 15%.

Centrali rimangono inoltre le tematiche relative alla situazione proprietaria delle infrastrutture di importazione, stoccaggio e trasporto (oggi ancora sotto il controllo del Gruppo Eni, operatore dominante) e ad una loro possibile gestione terza ed indipendente.

La stessa Eni: è proprietaria della massima parte della produzione nazionale; controlla il maggior operatore della rete nazionale di trasporto (Snam Rete Gas); detiene o controlla tutte le infrastrutture di approvvigionamento (metanodotti ed il rigassificatore di Panigaglia), ad eccezione del solo terminale di rigassificazione di Rovigo; detiene o controlla la quasi totalità delle infrastrutture di stoccaggio e dei campi di produzione riconvertibili a stoccaggio; assicura (attraverso una società controllata) la gestione del servizio di dispacciamento.

Nonostante la realizzazione di alcuni potenziamenti dei gasdotti di importazione e l'entrata in servizio del rigassificatore di Rovigo, la dotazione infrastrutturale (rigassificatori, gasdotti, stoccaggi) del Paese rimane insufficiente sia ai fini dello sviluppo della competizione sia ai fini di una gestione in sicurezza dei rischi connessi ad un eventuale inverno particolarmente rigido o ad eventuali temporanee interruzioni, anche accidentali, di anche uno solo dei maggiori gasdotti di importazione.

Le criticità legate alle carenze infrastrutturali sono state evidenziate con nettezza nel recente passato dalle gravi crisi di approvvigionamento, costate oltre 100 milioni di euro ai consumatori italiani, innescate o da picchi di domanda invernale (crisi del 2004-2005 e del 2005-2006) o da temporanee indisponibilità di importazioni (crisi Ucraina-Russia del 2009); perfino a fronte dell'attuale congiunturale eccesso di offerta, derivante dalla crisi economica, tali criticità determinano il persistere di un elevato divario tra prezzi registrati nei principali mercati europei e quelli prevalenti nelle negoziazioni al *Punto di scambio virtuale* (PSV) nazionale.

La crisi ha pure messo ancor più in evidenza l'incapacità del sistema infrastrutturale, ed in particolare del sistema di stoccaggio, di approfittare delle favorevoli situazioni di *prezzi spot* largamente inferiori a quelli dei contratti di lungo termine.

Per valutare le criticità del sistema gas è necessario analizzare il bilanciamento della domanda e dell'offerta non a livello annuale (come impropriamente viene spesso proposto) ma a livello giornaliero, in quanto la domanda di gas naturale è molto variabile in funzione delle esigenze di riscaldamento civile.

Il fatto che la capacità annuale di importazione e produzione superi la domanda annuale non è il sintomo di una situazione di eccesso di offerta; è solo un requisito, necessario e non sufficiente, per soddisfare la domanda tenendo conto del suo profilo stagionale.

Una più corretta valutazione⁴ porta a ritenere che in Italia un sistema del gas adeguato alla attuale domanda, in grado di fronteggiare anche interruzioni invernali prolungate di una delle principali fonti di approvvigionamento, dovrebbe disporre di almeno 80 Mmc/g aggiuntivi di offerta; questo è un valore molto rilevante se confrontato con gli investimenti in corso. Basti considerare che il rigassificatore di Rovigo ha apportato appena 25 Mmc/g aggiuntivi.

La situazione di deficit infrastrutturale è quindi con tutta evidenza grave e duratura, visto che altre realizzazioni (nuovi stoccaggi, rigassificatori e nuovi metanodotti) sono attualmente incerte e comunque differite nel tempo; si registrano difficoltà e ritardi nello sviluppo delle infrastrutture sia di stoccaggio (l'ultimo potenziamento dello stoccaggio risale a due anni fa e si tratta di un mero miglioramento tecnico della capacità già esistente) che di adduzione (gasdotti, impianti di rigassificazione).

Nei prossimi anni è quindi possibile che, in caso di problemi su uno dei principali metanodotti di importazione, occorra, ancora una volta, assumere, come da tre anni a questa parte, misure tempestive atte a mettere al riparo il sistema e gli utenti finali da rischi immediati⁵.

⁴ L'offerta massima a livello giornaliero è pari alla somma delle capacità di importazione e di produzione nazionale, nel complesso circa 330 milioni di metri cubi al giorno (Mmc/g), inclusi il rigassificatore di Rovigo e i recenti potenziamenti dei metanodotti da Russia e Algeria, nonché della capacità tecnica di erogazione dello stoccaggio, circa 270 Mmc/g. Tuttavia tale offerta massima, pari quindi a circa 600 Mmc/g, si realizza solo nel momento in cui gli stoccaggi sono completamente pieni. Infatti l'offerta del sistema degli stoccaggi declina rapidamente in funzione del grado di utilizzo degli stoccaggi stessi.

Poiché in inverno la domanda di gas naturale nei giorni feriali (nei quali è più elevato il consumo del settore elettrico e dell'industria) è mediamente superiore alla attuale capacità di produzione e importazione, il ricorso agli stoccaggi è indispensabile in modo sistematico e non occasionale, e quindi al termine di un inverno mediamente freddo l'offerta da stoccaggi si riduce a circa 120 Mmc/g. Complessivamente quindi l'offerta massima a fine inverno può scendere ai 450 Mmc/g, mentre la domanda può ancora raggiungere punte superiori a tale livello in caso di freddo particolarmente intenso.

Appare quindi evidente che, in caso di punte di freddo intenso alla fine della stagione invernale, l'attuale sistema dell'offerta non è in grado di fronteggiare compiutamente la domanda. Altrettanto evidente è che in questa situazione, se ai rischi del clima si sommassero altre cause di riduzione dell'offerta invernale, quale ad esempio l'interruzione accidentale delle importazioni da uno dei principali metanodotti (che hanno capacità dell'ordine degli 80 Mmc/g), il sistema potrebbe non essere in grado di far fronte alla domanda.

⁵ In tale situazione il Governo ha dovuto intervenire negli anni scorsi con misure urgenti ed eccezionali per far fronte alle emergenze e ai rischi di black-out. Peraltro, superata l'emergenza, tende anche a smarrirsi la generale percezione dell'onerosità, in termini ambientali ed economici, delle misure stagionali adottate. Negli scorsi anni, per garantire la copertura del fabbisogno, sono stati adottati provvedimenti finalizzati a contenere i consumi di gas: massimizzando l'utilizzo dell'olio combustibile nelle centrali termoelettriche anche con deroghe ai limiti di emissione previsti dalla nor-

Per assicurare al sistema produttivo e agli utenti finali un mercato del gas in grado di garantire sia la continuità che l'economicità delle forniture, è necessario un livello di offerta capace non solo di seguire la dinamica della domanda, ma di anticiparla proattivamente con un "fisiologico" eccesso di offerta; eccesso presente in tutti i settori veramente competitivi, e senza il quale nessun mercato può definirsi concorrenziale ed espletare la propria funzione calmierante sui prezzi. E' infatti evidente che solo una situazione infrastrutturale di piena sicurezza può supportare lo sviluppo di un compiuto mercato concorrenziale. Tale situazione condiziona peraltro sempre più anche il settore elettrico, posto che oltre il 55% di energia elettrica è prodotta utilizzando gas naturale.

MERCATO ALL'INGROSSO

L'assenza di mercati liquidi e della disponibilità, a costi ragionevoli, dei necessari strumenti di flessibilità continuano a condizionare fortemente gli esiti del mercato all'ingrosso, il grado di integrazione verticale del settore (in ciò comprendendo anche i rapporti contrattuali di medio-lungo periodo tra soggetti distinti) e, quindi, il grado di concorrenza nel mercato al dettaglio.

L'assenza di una borsa liquida del gas comporta innanzitutto che le condizioni prevalenti nei contratti di fornitura continuano a rispecchiare la struttura di costo propria dei contratti *take or pay* di lungo periodo dell'operatore dominante; a tale effetto va però aggiunto quello – non meno rilevante – di un notevole aumento dei costi di transazione e del rischio che si trova a sostenere un nuovo entrante (operante tanto all'ingrosso che al dettaglio), il quale non abbia precedentemente negoziato accordi (o preaccordi) commerciali per la cessione o (rispettivamente) l'acquisto della materia prima all'ingrosso e dei necessari strumenti di flessibilità.

Alcuni recenti interventi legislativi hanno cercato di dare risposta, almeno in parte, alle criticità sopra evidenziate: in particolare l'articolo 30 della Legge n. 99/09 dispone che il Gestore del mercato elettrico (GME) organizzi e gestisca la Borsa del gas e che, in particolare, il GME, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della medesima Legge, assuma la gestione delle offerte di acquisto e di vendita del gas naturale e di tutti i servizi connessi secondo criteri di merito economico.

Sebbene l'avvio della Borsa del gas non garantisca di per sé la nascita di un mercato regolamentato davvero liquido, si tratta di un primo importante passo in tale direzione. La presenza di una Borsa del gas potrà contribuire a superare alcune delle difficoltà oggi osservate nello sviluppo della concorrenza nel mercato al dettaglio, ancora fortemente carat-

mativa ambientale; riducendo le temperature ed i periodi di riscaldamento nelle abitazioni; attivando contratti di fornitura interrompibile con conseguenti ulteriori costi per la collettività. A titolo di esempio si consideri che, durante l'ultima emergenza gas, 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.

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.

terizzato da un'elevata discriminazione di prezzi non giustificabili sulla sola base delle diverse caratteristiche del prelievo.

È importante sottolineare che la presenza di una struttura di offerta sufficientemente concorrenziale o, almeno, di misure che inducano un comportamento di offerta concorrenziale è una condizione fondamentale perché la Borsa del gas possa produrre i suoi benefici effetti. Diversamente, i segnali di prezzo prodotti resteranno non solo fortemente distorti, ma anche facilmente (e senza costo rilevante) condizionabili, per non dire governabili, da parte dell'operatore dominante Eni; ciò che finirebbe per svuotare di significato detti segnali di prezzo.

Considerazioni analoghe valgono con riferimento al ruolo che potrebbe assumere l'Acquirente unico nel mercato del gas naturale. In presenza di una struttura di offerta sufficientemente concorrenziale, o di operatori lato offerta che agiscano come se si trovassero in un contesto di forte concorrenza, l'Acquirente unico potrebbe, così come nel settore dell'energia elettrica, approvvigionarsi sul mercato del gas naturale destinato ai clienti finali di minori dimensioni serviti nell'ambito dei meccanismi di tutela cui vengono applicati i prezzi di riferimento. Prezzi di riferimento che sarebbero quindi determinati sulla base dei prezzi pagati da Acquirente unico sul mercato, dacché i prezzi di mercato rifletterebbero dinamiche concorrenziali. Nell'attuale contesto di mercato, invece, tali prezzi rifletterebbero, verosimilmente, l'esercizio di potere di mercato dell'operatore dominante.

I recenti interventi legislativi sul mercato all'ingrosso del gas, di cui ai commi 1 e 2 dell'articolo 3 del Decreto Legge 1 luglio 2009, n. 78, convertito nella Legge 3 agosto 2009, n. 102, che hanno imposto all'operatore dominante un obbligo di offerta (*gas release*) a condizioni predefinite, non potevano dare piena soluzione all'assenza di una struttura concorrenziale nell'offerta; ciò a causa della episodicità della misura prevista, del particolare momento dell'anno in cui essa è entrata in vigore, della sostanziale impossibilità di accesso diretto o indiretto dei consumatori di piccola dimensione (famiglie e PMI) e della ridotta dimensione, sia in termini quantitativi che di estensione temporale, che hanno caratterizzato l'obbligo di offerta.

Ciononostante, la *gas release* ha avuto l'indubbio beneficio di rendere disponibile un segnale di prezzo trasparente, che consente a tutti i clienti finali di poter valutare più correttamente le condizioni economiche previste nelle proprie forniture.

Analoghe considerazioni valgono con riferimento alle disposizioni di cui al comma 3, articolo 3, del Decreto Legge 78/09 convertito nella Legge n. 102/09, che sono volte appunto a rendere disponibili al mercato le necessarie risorse di flessibilità sia con riferimento ai servizi di bilanciamento che di stoccaggio, nel rispetto dei vigenti livelli di sicurezza degli approvvigionamenti e delle forniture. La disponibilità per il mercato di tali strumenti è necessaria, tra l'altro, per ridurre i rischi e i costi di transazione connessi all'acquisizione dei clienti nel corso dell'anno termico e, in generale, per gestire efficientemente le variazioni nei profili di prelievo dei clienti finali e nelle condizioni economiche e tecniche che caratterizzano gli approvvigionamenti a monte.

Sulla base delle disposizioni di cui all'articolo 3 del Decreto Legge 78/09 convertito nella Legge n.102/09, l'Autorità ha già posto in atto una serie di interventi volti ad aumentare la flessibilità dei servizi di stoccaggio e bilanciamento.

MERCATO AL DETTAGLIO

Nel settore gas, la completa liberalizzazione del mercato e la connessa possibilità, anche per i clienti finali domestici, di scegliere un venditore sul mercato libero è avvenuta a partire dal 1° gennaio 2003; tuttavia, come visto anche nel settore elettrico, il Legislatore ha voluto garantire una particolare tutela per i clienti finali dotati di minore potere contrattuale (famiglie ed utenti di minori dimensioni)⁶. L'Autorità, dunque, continua a fissare le condizioni economiche che gli esercenti la vendita sono tenuti ad inserire tra quelle da loro liberamente offerte a detti clienti. Ciò, attraverso *prezzi di riferimento*, aggiornati trimestralmente per tenere conto dell'evoluzione dei prezzi della materia prima all'ingrosso; questi, come già illustrato, sono fortemente legati agli andamenti dei mercati internazionali del petrolio e dei prodotti petroliferi e al rapporto di cambio dollaro/euro. L'aggiornamento avviene sulla base delle quotazioni medie dei nove mesi precedenti, così da garantire una certa stabilità delle condizioni economiche di fornitura, diluendo gli effetti dei periodi di picco, sia in aumento che in diminuzione, e minimizzando le variazioni da trasferire sul prezzo finale.

Con riferimento allo stato generale della concorrenza nel mercato al dettaglio, al 30 settembre 2009 la percentuale dei clienti, domestici e non domestici, che risultano essere transitati nel mercato libero è pari a circa il 7%.

Si tratta di numeri molto bassi, a sette anni dall'apertura del mercato finale del gas naturale e specie se confrontati con il settore elettrico; essi dipendono essenzialmente da:

- un esiguo grado di concorrenzialità che caratterizza il mercato all'ingrosso;
- un forte grado di integrazione verticale che ancora caratterizza l'attività di vendita al dettaglio;
- la relazione/integrazione verticale tra le società di distribuzione, cui le procedure di *switch* prevedono l'invio delle relative richieste, e il venditore *incumbent* nell'area; quest'ultimo può avvantaggiarsi di informazioni privilegiate facilmente reperibili per mettere in atto strategie volte a contenere la perdita di clienti;
- l'esistenza di centinaia di imprese di distribuzione e la conseguente necessità, per i venditori che vogliono espandere la propria azione sul territorio, di moltiplicare le relazioni e gli scambi di dati necessari alla gestione dei contratti di trasporto e di-

⁶ Sotto il profilo normativo, la forma di tutela oggi vigente per questi clienti (famiglie e PMI) era stata introdotta, nell'imminenza della completa liberalizzazione del comparto (1° gennaio 2003), dal DPCM 31 ottobre 2002, emanato sulla base di quanto previsto dall'art. 1 del Decreto Legge 4 settembre 2002, n. 193, poi convertito dalla Legge 28 ottobre 2002, n. 238. Tale Decreto, finalizzato a realizzare un "*ordinato e graduale passaggio al mercato liberalizzato da parte degli utenti finali*" che si trovavano, sino a quel momento, nella condizione di *cliente vincolato*, attribuiva all'Autorità il compito di definire criteri di calcolo e aggiornamento delle tariffe e dei prezzi relativi all'elettricità e al gas, integrativi rispetto a quelli previsti dall'art. 3, commi 2 e 5, della Legge 14 novembre 1995, n. 481, "*anche successivamente all'apertura dei mercati*". Detto quadro normativo è stato successivamente completato da quanto previsto dall'art. 3 del Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito nella Legge 3 agosto 2007, n. 125, che, nell'estendere al settore dell'energia elettrica il potere dell'AEEG di definire i *prezzi di riferimento* anche successivamente all'apertura dei mercati, ha confermato a livello di legislazione primaria quanto già previsto, per il settore gas, dal DPCM 31 ottobre 2002.

stribuzione, con costi gestionali sostenuti e conseguente minore spinta verso nuovi clienti;

- l'ancor insufficiente grado di informazione dei clienti finali e la loro capacità di esprimere una domanda largamente consapevole.

L'Autorità ha già allo studio una riforma organica di tutta la disciplina dello *switch* per limitare il più possibile gli ostacoli di tipo operativo che, aumentando i costi e le asimmetrie informative, creano barriere all'ingresso di nuovi operatori; tuttavia, per consentire di raggiungere un sufficiente grado di competizione nel mercato al dettaglio appaiono necessari ulteriori interventi nel comparto della distribuzione del gas.

AMBITI TERRITORIALI

Il settore del gas, presenta ancora margini di ottimizzazione al fine di ridurre ulteriormente il costo del servizio per i clienti finali. In particolare la distribuzione del gas presenta un assetto molto frammentato sia dal punto di vista delle responsabilità amministrative (6500 concessioni sono oggi poste in capo ai singoli Comuni), sia dal punto di vista del numero di operatori (circa 350); tale assetto non è ottimale né dal punto di vista del perseguimento delle economie di scala, né dal punto di vista della concorrenza sul versante della vendita, rappresentando l'eccessivo numero di interlocutori una barriera all'ingresso di nuovi operatori.

In più circostanze, l'Autorità ha auspicato che si pervenisse ad un assetto delle concessioni di distribuzione che aggregasse le località territoriali in modo tale da ridurre sensibilmente gli ambiti di concessione, al fine di adottare strumenti di *governance* adeguati e idonei a sviluppare il servizio in modo efficiente, sicuro e affidabile.

Il recente schema di Decreto interministeriale, cui l'Autorità ha dato il proprio parere favorevole (deliberazione PAS 2/10), prevede un numero di ambiti di concessione che, sebbene sia superiore a quanto a suo tempo indicato dall'Autorità, consente in ogni caso di porre in atto un certo riordino verso un assetto ottimale, che potrà essere perseguito in futuro anche attraverso gli strumenti incentivanti previsti dal Decreto medesimo.

POSSIBILI INTERVENTI ATTI A RIDURRE LE CRITICITÀ NEL SETTORE GAS

Gli interventi, possibili e necessari al fine di migliorare l'efficienza e la competitività del mercato nel gas naturale, dovrebbero concentrarsi sugli aspetti illustrati di seguito.

MISURE AD EFFETTO IMMEDIATO

a) Gas release e Borsa del gas

Al fine di ridurre l'elevatissima concentrazione dell'offerta nel mercato all'ingrosso del gas naturale, ostacolo allo sviluppo di una vera e propria Borsa del gas, si potrebbero introdurre,

per via legislativa, obblighi all'operatore dominante di offerta a condizioni predefinite e per volumi di gas sensibilmente superiori a quelli che hanno caratterizzato la recente *gas release*; un'offerta a cui possa accedere tutta la domanda, con un orizzonte pluriennale coerente con lo sviluppo delle infrastrutture di stoccaggio.

b) Interventi nella distribuzione

Per le concessioni di distribuzione gas, è essenziale che vengano tempestivamente emanate regole certe per la definizione di bandi e criteri di gara, entrambi peraltro propedeutici alla riduzione del numero dei bacini di utenza. Tutto ciò può ridurre i costi di transazione, favorire l'entrata di nuovi operatori e in definitiva offrire al cliente finale nuove possibilità di fruire di un servizio efficiente a condizioni economiche sempre migliori.

MISURE STRUTTURALI CON EFFETTI ATTESI NEL MEDIO PERIODO

a) Separazione proprietaria delle attività di trasporto

Il dispacciamento fisico del gas, che comporta interventi correttivi dell'esito del mercato, normalmente legati alle modalità di gestione della rete e degli stoccaggi, deve essere svolto da un soggetto terzo rispetto al mercato. Ne consegue la necessità e l'urgenza di separare proprietariamente le attività di trasporto e di dispacciamento, come peraltro già legislativamente previsto in Italia fin dalla Legge 27 ottobre 2003 n. 290 (sollecitata nel 2006 con voto biparte dalla X Commissione della Camera) ed ancora in attesa del DPCM di attuazione. L'attuazione delle leggi già esistenti si rende ancor più urgente e necessaria alla luce della recente approvazione, avvenuta il 13 luglio 2009, del c.d. *Terzo pacchetto* di direttive e regolamenti comunitari in tema di energia, in vigore dal 3 settembre 2009 e che fissa al 3 marzo 2011 il termine entro il quale gli Stati membri devono adeguarsi alle nuove disposizioni.

b) Attribuzione al gestore indipendente del trasporto dei diritti di trasporto sui metanodotti internazionali di adduzione in Italia, detenuti dall'operatore dominante

Lo sviluppo di un mercato competitivo richiede pure il trasferimento a Snam Rete Gas, una volta resa terza dall'Eni, dei diritti sul trasporto internazionale, specie quelli precedenti le normative di liberalizzazione del sistema. Di fatto l'esistenza di un operatore indipendente che disponesse anche dei diritti di trasporto internazionali consentirebbe allo stesso di partecipare, in modo più proattivo e più orientato al mercato, alle iniziative di sviluppo dei gasdotti transfrontalieri, nonché alla creazione di un *hub* italiano per il Sud Europa.

c) Separazione proprietaria delle attività di stoccaggio

Appare oggi necessario e urgente che le aziende a cui sono affidati importanti monopoli tecnici regolati come lo stoccaggio (con ricavi assicurati da tariffe e rischio di impresa molto contenuto) garantiscano, accanto ad una soddisfacente tutela degli interessi degli azionisti, anche progressi continui in termini di sviluppo infrastrutturale e di economicità, qualità, adeguatezza e sicurezza dei servizi. Non diversamente dal trasporto dunque, l'indipendenza e terzietà nella gestione e proprietà degli stoccaggi può far recuperare il ritardo nello sviluppo di nuova capacità, presupposto necessario per un'evoluzione in senso concorrenziale dei servizi di stoccaggio e della loro regolazione.

d) Obbligo di cessione per l'operatore dominante di una significativa quota della produzione nazionale, con particolare riferimento ai campi riconvertibili a stoccaggio

Ai fini di accelerare l'emergere di competitori attivi sul mercato italiano sarebbe certamente opportuna la cessione da parte di Eni a terzi di sottoinsiemi di *asset* di produzione (modello Genco già sperimentato nel settore elettrico). Tale misura non dovrebbe riguardare solo i campi di produzione nazionale ma anche i giacimenti nazionali esauriti o in via di esaurimento nella disponibilità dell'Eni; la misura dovrebbe comprendere i campi *off-shore*.

e) Tetti antitrust

L'imposizione di tetti massimi per le importazioni e le vendite sul mercato finale del gas naturale da parte di un singolo operatore (75% delle importazioni nel 2002, che si riduce fino al 61% nel 2010) non ha dato gli effetti sperati in quanto finora Eni ha sostanzialmente eluso tali vincoli attraverso il ricorso alla cessione, pre-frontiera nazionale, del gas. Appare, dunque, necessario prevedere una riformulazione ed estensione del limite citato tale da consentire di abbassare progressivamente la percentuale fino al valore già applicato per il settore elettrico (50%) in tempi certi (ad es. entro al 31 dicembre 2015). Il vincolo antitrust dovrebbe, dopo tale transitorio, rimanere al 50 % senza alcuna scadenza temporale, come per il settore elettrico. La riformulazione dovrebbe impedire di eludere il vincolo stesso mediante le cosiddette *vendite innovative* pre-confine italiano.

TUTELA DEI CONSUMATORI ED AGEVOLAZIONI SPECIALI

TUTELA DEGLI UTENTI CONSUMATORI NEL SETTORE ELETTRICO E NEL GAS

L'Autorità per l'energia, nel pieno rispetto delle finalità istitutive e degli indirizzi di politica energetica contenuti nelle leggi di settore, ha sempre operato per promuovere la concorrenza e al contempo tutelare il consumatore. Tale azione si è concretizzata nelle misure adottate nel campo delle tariffe, della qualità del servizio, della promozione della competitività, della trasparenza dei comportamenti commerciali, oltre che negli interventi volti ad incentivare l'efficienza energetica. Attraverso la regolazione, i clienti finali hanno recuperato tutele, diritti e potere contrattuale.

Nello specifico, le linee di intervento più direttamente riconducibili alla tutela dei consumatori in senso stretto – oltre quindi alla regolazione delle condizioni economiche dei servizi e agli interventi più focalizzati sulla promozione della concorrenza – si possono raggruppare in:

- interventi che hanno inciso sulla qualità del servizio;
- interventi che hanno migliorato l'informazione a disposizione dei clienti finali;
- interventi che hanno rafforzato la tutela individuale.

QUALITÀ COMMERCIALE E TECNICA

L'obiettivo del miglioramento della qualità del servizio elettrico e gas è stato perseguito attraverso obblighi di servizio, standard specifici e generali di qualità commerciale e meccanismi incentivanti orientati a migliorare la continuità del servizio elettrico e la sicurezza del servizio gas; ciò ha consentito di assicurare al consumatore italiano una qualità certa, progressivamente uniforme (per quanto riguarda la continuità del servizio) ed in continuo miglioramento sul territorio. Nel settore elettrico, il numero e la durata delle interruzioni senza preavviso hanno registrato un trend di miglioramento sostanzialmente ininterrotto (70% per la durata e 45% per il numero) dal 2000, anno di prima introduzione della regolazione incentivante della continuità del servizio per le imprese di distribuzione. Questo miglioramento nella durata delle interruzioni è stato ottenuto grazie al sistema di incentivi e penalità che l'Autorità ha applicato ai distributori di energia elettrica a partire dal 2000. Tale sistema colloca l'Italia fra gli Stati europei più virtuosi in termini complessivi di continuità del servizio e ha inoltre permesso di ridurre sensibilmente i differenziali di continuità del servizio elettrico tra Nord e Sud del Paese, con beneficio non solo per le famiglie ma anche per la competitività dei settori produttivi. Il meccanismo introdotto dall'Autorità prevede che le imprese distributrici siano soggette a incentivi e penalità riferiti non solo alla durata delle interruzioni, ma anche, per la prima volta in Europa, al miglioramento del numero delle interruzioni lunghe e brevi, cioè tutte quelle di durata superiore a un secondo.

Sono risultati inoltre particolarmente efficaci gli standard di qualità unici nazionali relativi al servizio di distribuzione (tempi per attivazioni o disattivazioni, per preventivazione od esecuzione lavori) con indennizzi automatici a favore dei clienti finali nel caso di mancato

rispetto degli standard stessi per causa degli operatori. Il meccanismo è stato introdotto in sostituzione della precedente disciplina della *Carta dei servizi* ed i risultati ottenuti sono di indubbio rilievo. Di fatto dal 2000 sono stati pagati, ad esempio, ai soli consumatori elettrici circa 27 milioni di euro di indennizzi e da gennaio 2009 gli indennizzi a favore dei clienti vengono anche raddoppiati o triplicati a seconda del ritardo nella esecuzione della prestazione. Da luglio 2009 sono stati infine introdotti nuovi indennizzi a favore dei clienti nel caso in cui il venditore non abbia provveduto tempestivamente alla rettifica di fatture non corrette, per i casi di doppia fatturazione o qualora non abbia risposto in modo completo ad un reclamo entro quaranta giorni solari dal ricevimento.

Con riferimento alla sicurezza del servizio gas, si può innanzi tutto confermare un progressivo miglioramento degli aspetti della sicurezza promossi dai meccanismi incentivanti e dall'attività di vigilanza dell'Autorità; la percentuale della rete ispezionata ha superato di oltre il 45% le percentuali minime obbligatorie. Complessivamente, le ispezioni effettuate per l'intero settore gas rispettano ampiamente gli obblighi di servizio fissati dalla delibera n. 168/04. In riferimento ai livelli minimi individuati dall'Autorità (20% per la bassa pressione e 30% per la media e alta pressione) i valori riscontrati si attestano intorno al 50%.

Per quanto riguarda le chiamate di pronto intervento, il tempo medio effettivo di arrivo sul luogo di chiamata si attesta su valori nettamente inferiori al tempo massimo previsto dalla delibera n. 168/04, pari a 60 minuti. A fronte di un aumento in valore assoluto del numero di chiamate di pronto intervento sull'impianto di distribuzione, il tempo di arrivo sul luogo di chiamata è progressivamente diminuito fino al valore medio nazionale di 33 minuti.

L'incidenza delle dispersioni a seguito di segnalazione di terzi rimane pressoché invariata sia a livello del totale nazionale, sia della tipologia dimensionale dei distributori. Più nel dettaglio, per i grandi distributori si è rilevato che il numero di dispersioni localizzate per kilometro di rete è diminuito.

L'Autorità ha inoltre introdotto alcune novità riguardo ai *call center* commerciali dei venditori, fissando obblighi di servizio minimi a partire dal 1° gennaio 2008, che riguardano la semplicità del risponditore automatico, l'orario di apertura, la gratuità delle chiamate per il cliente, almeno da rete fissa e l'informazione ai clienti con la pubblicazione su internet e sulle bollette del numero telefonico del *call center*, degli orari e del tipo di chiamate abilitate. Sono stati inoltre fissati livelli standard per l'accessibilità al *call center*, per il tempo medio di attesa e per il livello di servizio (percentuale di chiamate andate a buon fine) con l'obiettivo di limitare code di attesa troppo elevate e ridurre il fenomeno delle linee occupate. L'Autorità provvede a pubblicare una "graduatoria" della qualità dei *call center*, con aggiornamenti semestrali. La pubblicazione comparativa persegue il fine di migliorare la qualità delle risposte e di avviare un confronto virtuoso fra gli operatori.

Oltre all'impegno volto a garantire la qualità dei servizi commerciali, l'Autorità ha continuato a sostenere una intensa attività per migliorare la qualità tecnica (continuità del servizio elettrico, sicurezza del servizio gas).

La regolazione della qualità commerciale, della continuità e della sicurezza interessa indistintamente i clienti che scelgono condizioni economiche e contrattuali regolate ed i clienti del mercato libero alimentati in bassa e media tensione o per i clienti gas in bassa pressione.

MISURE PER I MERCATI LIBERALIZZATI

La completa liberalizzazione del mercato della vendita dell'energia elettrica e del gas ha posto l'Autorità di fronte alla necessità di individuare strumenti ulteriori atti a:

- promuovere la concorrenza aumentando la fiducia dei clienti nel mercato della vendita, tramite regole di correttezza e trasparenza per lo svolgimento dell'attività commerciale dei venditori (Codice di condotta commerciale);
- consentire ai clienti finali di svolgere un ruolo attivo: fornendo loro gli strumenti per il confronto delle offerte disponibili, permettendo agli stessi di verificare la corretta applicazione delle condizioni contrattuali sottoscritte a mezzo di schede di confrontabilità, mettendo a disposizione uno strumento che consente di trovare le offerte più convenienti nel mercato (*Trova offerte*), facendo emettere bollette più trasparenti;
- mantenere un adeguato livello di tutela per i clienti che si affacciano sul mercato libero, dove le condizioni economiche e contrattuali non siano regolate dall'Autorità, ma siano negoziate tra le parti;
- mantenere un adeguato livello di tutela per i clienti più vulnerabili.

CODICE DI CONDOTTA COMMERCIALE

Il Codice di condotta commerciale (del. n. 126/04 e del. n. 105/06) si applica nei rapporti tra venditori e clienti finali alimentati in bassa tensione per il settore elettrico e clienti con consumi non superiori a 200.000 Smc anno per i clienti di gas naturale. Esso fissa regole di correttezza e trasparenza che i venditori devono applicare nelle fasi di promozione delle offerte, di conclusione del contratto e di modifica del contratto già stipulato. L'obiettivo è quello di garantire al cliente la piena informazione e la possibilità di confrontare i prezzi delle diverse offerte ricevute, e permettere così allo stesso di trarre vantaggi dal mercato scegliendo tra diverse offerte in modo consapevole ed informato.

In particolare, il Codice stabilisce: che nello svolgimento delle attività di commercializzazione, qualunque sia la tecnica utilizzata, i venditori devono fornire in modo trasparente tutte le informazioni relative alle offerte; che i contratti devono essere leggibili e comprensibili per tutti i clienti e che il venditore non possa unilateralmente modificare le condizioni contrattuali senza informare con adeguato anticipo il cliente finale, che può eventualmente recedere senza oneri.

Sono stati anche introdotti obblighi specifici (del. n. 272/07) per gli esercenti elettrici che svolgono congiuntamente il servizio di maggior tutela e la vendita al mercato libero per consentire al cliente finale di comprendere con maggior chiarezza in quale contesto avvie-

ne il contatto. Gli obblighi introdotti riguardano *call center*, punti di contatto sul territorio e contratti di fornitura.

L'Autorità ha anche stabilito che, per poter meglio confrontare le proposte ricevute dai venditori, al cliente elettrico debba essere consegnata una scheda (del. n. 110/07), redatta secondo uno schema uniforme predisposto dall'Autorità, che riepiloga le condizioni economiche proposte dal venditore e dettagliate nel contratto e che, nel caso dei clienti domestici, riporta un riquadro contenente il calcolo a preventivo della spesa annua escluse le imposte che il cliente sosterebbe aderendo all'offerta proposta comparata con la spesa che lo stesso cliente sosterebbe aderendo alle condizioni economiche regolate (servizio di maggior tutela).

IL TROVA OFFERTE E L' ELENCO VENDITORI DI ENERGIA ELETTRICA

Il *Trova offerte* è uno strumento semplice, reso disponibile dall'Autorità per l'energia sul proprio sito (www.autorita.energia.it) per mettere a confronto le offerte di numerose società di vendita.

Il *Trova offerte* è un sistema di ricerca che consente al cliente finale, inserendo alcune informazioni che sono presenti nella sua *bolletta*, di individuare e confrontare le proposte di fornitura di energia elettrica. L'adesione dei venditori al *Trova offerte* è volontaria e fra aprile (mese di pubblicazione dello strumento) e dicembre 2009 hanno aderito 23 venditori, tra cui tutti quelli che operano sull'intero territorio nazionale.

A tutela dei consumatori, l'Autorità ha stabilito che per poter aderire al *Trova offerte* le imprese di vendita devono essere state preventivamente ammesse all'*Elenco dei fornitori di energia elettrica* (venditori) che soddisfano alcuni requisiti di affidabilità stabiliti dalla stessa Autorità (l'elenco, ugualmente ad iscrizione volontaria, è consultabile sempre sul sito internet dell'Autorità).

Lo strumento *Trova offerte* è basato su una piattaforma informatica e potrà essere via via aggiornato per migliorarne con continuità il funzionamento anche per tener conto delle tipologie di eventuali nuove offerte presentate sul mercato o di nuove avvertite dai consumatori. Nel corso del 2010 il *Trova offerte* verrà potenziato per contenere anche le offerte gas, le offerte dual fuel, nonché le offerte rivolte ai clienti non domestici.

LA BOLLETTA

La *bolletta* costituisce un fondamentale canale di comunicazione tra fornitori e consumatori, oltre ad essere il principale strumento di verifica dei dati di consumo e della spesa sostenuta. La *bolletta*, arricchita e resa più leggibile, può così costituire, per il consumatore, una base di informazione utile per confrontare le offerte economiche.

In particolare, dopo l'intervento portato a termine sulla *bolletta* elettrica nel 2006 (del. n. 152/06), nel corso del 2009 è stato portato a termine un articolato processo di consultazione secondo la metodologia dell'analisi di impatto della regolazione (A.I.R) che ha portato all'adozione di una nuova direttiva sulla trasparenza delle *bollette* elettrica e gas. La nuova

direttiva (del. ARG/com 202/09) ha unificato la disciplina della trasparenza nei due settori e ha introdotto condizioni minime di trasparenza che devono essere seguite da tutte le imprese di vendita che forniscono clienti alimentati in bassa tensione o clienti del mercato gas con consumi annui non superiori a 200.000 Smc. La nuova *bolletta*, a cui le società di vendita dovranno adeguarsi a partire dal 1° gennaio 2011, fornisce al cliente informazioni sui prelievi di energia e sul loro andamento nel tempo, sia per una migliore valutazione delle offerte presentate dai nuovi venditori sia per consentire al cliente stesso di razionalizzare i propri consumi. Essa fornisce inoltre alcune informazioni aggiuntive per agevolare il cliente nel rapporto con il fornitore (ad esempio, un recapito per inoltrare reclami scritti o richieste di informazioni, le procedure in caso di tardivo o mancato pagamento della *bolletta*), prevedendo, tra l'altro, uno "spazio" per le comunicazioni dell'Autorità ai clienti. Periodicamente, come previsto dal Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 31 luglio 2009, a mezzo della *bolletta* dovranno essere trasmesse inoltre informazioni sul mix di fonti.

MODALITÀ E TEMPISTICHE PER IL RECESSO

Accanto alle definizioni delle procedure che regolano la tempistica e le modalità con cui procedere al cambio fornitore, l'Autorità ha regolato le modalità e tempistiche per il recesso (del. n. 144/07) dei clienti domestici e non domestici dai contratti di vendita (limitatamente ai clienti alimentati in BT o con consumi annui di gas non superiori a 200.000 Smc). Il cliente finale domestico ha diritto di recedere dal contratto, anche se di fornitura congiunta, in qualsiasi momento con un preavviso non superiore a un mese, mentre per il cliente non domestico il preavviso non può essere superiore a tre mesi.

Inoltre, per tutelare il cliente contro comportamenti dilatori e poco trasparenti del fornitore, è stato stabilito che qualora il cliente finale, anziché un contratto di fornitura, sottoscrivere una proposta contrattuale, il venditore deve confermare l'accettazione della stessa proposta entro un termine massimo di 45 giorni; in caso contrario, la proposta si intende revocata, lasciando libero il cliente di ricercare una nuova offerta.

Infine qualora il consumatore domestico eserciti il diritto di cambiare fornitore, sarà il nuovo venditore a dover direttamente inoltrare il recesso al vecchio venditore, semplificando quindi al consumatore la procedura ed evitando eventuali equivoci o contrattempi per la continuità tecnica e commerciale del servizio.

Per quanto riguarda i contratti di fornitura alcune delle previsioni in vigore solo per i clienti elettrici che scelgono le condizioni economiche e contrattuali fissate dall'Autorità, già fissate nel 1999, sono state estese ai clienti del mercato libero con riferimento nello specifico alle previsioni in tema di morosità (del. ARG/elt 04/08). In particolare, sono state migliorate le modalità con cui il cliente deve essere preavvisato; è stato reso obbligatorio un periodo di riduzione della potenza (ridotta al 15% della potenza disponibile) prima della sospensione per i clienti già dotati di misuratori elettronici messi in servizio; si sono esclusi dal distacco i clienti non disalimentabili individuati come:

- i clienti finali identificati ai sensi del Piano di emergenza per la sicurezza del servizio elettrico della delibera CIPE n.9 del 6 novembre 1979 e s.m.i;

- i clienti in gravi condizioni di salute a cui è stata riconosciuta la compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica (bonus sociale);
- i clienti finali diversi da quelli precedentemente identificati per i quali, sino a quando sono rimasti serviti dall'impresa distributrice, non è stata prevista da parte della medesima la sospensione della fornitura in relazione alle funzioni di pubblica utilità svolta dai medesimi.

RECLAMI

L'Autorità ha posto tra le proprie attività strategiche anche quella di rafforzare la capacità di rispondere alle richieste di tutela da parte di singoli consumatori. Sulla base delle prime evidenze nel nostro Paese e più in generale dell'esperienza già maturata in altri Paesi (quale ad esempio il Regno Unito), è stato chiaro fin dai primi mesi del 2007 come la liberalizzazione dei mercati elettrico e gas, con particolare riferimento alla clientela domestica, avrebbe comportato sia la necessità di una maggiore informazione sugli effetti dell'apertura dei mercati al fine di coglierne le opportunità sia, al contempo, un significativo incremento del contenzioso tra clienti finali e fornitori del servizio.

Alla luce di tali circostanze l'Autorità ha rinnovato nel corso del 2009 il Protocollo di intesa con il Consiglio Nazionale dei Consumatori ed Utenti perseguendo i seguenti obiettivi:

- migliorare l'informazione nella disponibilità dei clienti finali attraverso la diffusione delle informazioni utili per la comprensione del nuovo assetto dei mercati energetici;
- promuovere l'educazione al consumo attraverso attività orientate a favorire la consapevolezza dei clienti finali relativamente ai propri diritti e ad un uso consapevole dell'energia;
- formare il personale delle Associazioni dei consumatori attraverso attività di aggiornamento periodico;
- potenziare l'accesso dei consumatori a forme stragiudiziali di risoluzione delle controversie.

SPORTELLO PER IL CONSUMATORE

Con l'istituzione dello *Sportello per il Consumatore* (del. GOP 28/08 e 41/09) e la sua gestione mediante avvalimento di Acquirente unico ai sensi della Legge n. 99/09, l'Autorità ha risposto in particolare alle esigenze di:

- assicurare una tempestiva risposta alle segnalazioni e ai reclami scritti inviati dai consumatori in un contesto che ne vede aumentare in modo significativo la numerosità;
- assicurare un facile accesso a tutte le informazioni relative ai mercati liberalizzati dell'energia che consentano al consumatore di conoscere i propri diritti e di provvedere ad una scelta consapevole del proprio fornitore.

Lo *Sportello* costituisce un punto di contatto unificato per il consumatore, attraverso i seguenti canali:

- un *call center*, dotato di numero verde e caratterizzato da livelli effettivi di qualità almeno pari agli standard fissati dall'Autorità per i *call center* dei venditori, con la deliberazione 19 giugno 2007, n. 139/07;
- una *Unità reclami*, che sulla base di un Regolamento approvato dall'Autorità, gestisce, applicando la regolazione vigente, i reclami e le segnalazioni dei clienti finali relativamente alla qualità dei servizi e agli aspetti contrattuali.

ATLANTE DEI DIRITTI DEL CONSUMATORE

Sempre al fine di promuovere il rispetto delle tutele già stabilite per il cliente finale di energia, l'Autorità ha pubblicato l'*Atlante dei diritti del consumatore domestico di energia elettrica e di gas*: uno strumento, aggiornato e di agevole consultazione, per verificare le regole previste dall'Autorità ed i conseguenti diritti da far valere. L'*Atlante* vuole anche essere un mezzo utile alle Associazioni dei consumatori per fornire indicazioni, circa le diverse forme di tutela definite dall'Autorità, ai cittadini che si rivolgono ad Esse: dell'attivazione di una nuova fornitura, della stipula di un contratto, del cambio di fornitore, del pagamento delle bollette, dei servizi post fornitura. La prima edizione dell'*Atlante* tiene conto della regolazione emanata dall'Autorità fino al 15 gennaio 2010 e verrà aggiornata periodicamente con successive pubblicazioni sul sito dell'Autorità stessa.

IL BONUS PER LA FORNITURA DI ENERGIA ELETTRICA

Il Decreto interministeriale 28 dicembre 2007 ha istituito una riduzione della spesa per le forniture di energia elettrica (*bonus elettrico*) da riconoscere alle famiglie in disagio economico ed in stato di disagio fisico, demandando all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas la fase attuativa di tale agevolazione sociale.

Ai sensi del succitato Decreto, e del successivo Decreto Legge 185/08 come convertito con Legge 2/09, le famiglie in disagio economico sono state individuate nei nuclei famigliari con limite ISEE di 7.500 euro per la generalità dei casi e con limite di 20.000 euro per i nuclei famigliari con più di 3 figli a carico.

La deliberazione dell'Autorità ARG/elt 117/08 prevede, inoltre, che il diritto al *bonus elettrico* sia concesso per le forniture elettriche ad uso domestico con potenza impegnata fino a 3 kW, per un numero di persone residenti fino a quattro e fino a 4,5 kW, se il numero di persone residenti è superiore a quattro.

Coerentemente con le disposizioni del Decreto interministeriale 28 dicembre 2007, l'ammontare del *bonus* per disagio economico, differenziato in base al numero dei componenti della famiglia, è stato fissato dall'Autorità in modo tale da determinare una riduzione della spesa per la fornitura dell'energia elettrica dell'utente tipo⁷, al netto delle imposte, di circa il 20 per cento.

⁷ L'utente tipo di energia elettrica è quello che consuma, con riferimento all'abitazione di residenza, 2700 kWh all'anno ed impegna 3 kW di potenza.

Indipendentemente dal livello ISEE, le famiglie possono ottenere il bonus sociale anche nel caso in cui attestino, tramite un certificato rilasciato dall'ASL (o un'autocertificazione se il loro punto di fornitura è compreso come punto non interrompibile negli elenchi PESSE dell'impresa di distribuzione della loro zona), che presso di loro vive un soggetto che necessita di apparecchiature elettromedicali per il mantenimento in vita.

Il Decreto 28 dicembre 2007 individua nel Comune di residenza il soggetto deputato a raccogliere ed ammettere le istanze, mentre demanda all'Autorità l'individuazione del soggetto materialmente titolato all'erogazione del bonus.

Operativamente, il cittadino, provvisto di attestazione ISEE o di certificazione ASL, presenta istanza di *bonus* al proprio Comune di residenza che ammette la domanda ed inoltra i dati essenziali al distributore di energia elettrica competente per territorio; questo è il soggetto individuato dall'Autorità come titolato ad erogare il beneficio a valere sulle *bollette* elettriche.

Per assicurare la corretta gestione dei flussi informativi del sistema - processo che vede coinvolti circa 8100 comuni e 150 imprese di distribuzione di energia elettrica - e garantire l'automatizzazione dei principali controlli sulla correttezza e sulla validità delle istanze, è stata realizzata, su indicazione dell'Autorità, una piattaforma informatica centralizzata chiamata SGATE (Sistema per la Gestione delle Tariffe Elettriche). Tale sistema è stato sviluppato da ANCI (Associazione Nazionale Comuni Italiani), attraverso la propria struttura operativa ANCITEL S.p.A..

Il sistema è operativo dall'inizio dell'anno 2009. Per le istanze presentate entro il 30 giugno 2009, inoltre, era previsto il diritto al godimento del bonus retroattivamente per tutto l'anno 2008.

Le domande presentate alla fine dell'anno 2009 erano oltre 1.300.000; quelle già in fase di erogazione da parte delle imprese distributrici di energia elettrica oltre 1.000.000.

Per la copertura degli oneri è stata introdotta una nuova componente tariffaria (denominata As) che viene applicata alla generalità dei clienti (domestici e non) ad esclusione dei soggetti che godono del *bonus*; tale componente, per un utente tipo non agevolato, è pari a circa 1,5 euro nell'anno 2010. Il *bonus* rappresenta quindi un valido strumento di solidarietà tra consumatori, offrendo un apprezzabile beneficio ai bisognosi con un modestissimo onere per tutti gli altri consumatori.

Il *bonus elettrico* ed il *bonus gas* (trattato di seguito) sono cumulabili.

Il sistema SGATE rappresenta un sistema informatico altamente innovativo per le funzionalità svolte, per la tipologia dei dati trattati, nonché per l'ampiezza della copertura territoriale. La pluralità di soggetti coinvolti (comuni, province, unioni di comuni, CAF, imprese di distribuzione, cittadini) ha richiesto l'elaborazione di sofisticati strumenti di gestione,

la cui realizzazione ha impegnato significative risorse, sia in fase di analisi e progettazione che in fase di sviluppo applicativo del sistema.

Le evoluzioni del quadro normativo, inoltre, hanno comportato, e comportano tuttora, la necessità di continui sviluppi delle funzionalità del sistema (quali ad esempio l'estensione del *bonus* alle famiglie numerose e l'automatismo di accesso al *bonus elettrico* per i beneficiari della Carta acquisti di cui al Decreto Legge 112/08).

Gli oneri per la realizzazione del progetto SGATE comprendono anche attività relative alla formazione diretta per il personale dei Comuni e quelle relative al *call center* per l'assistenza ai Comuni ed alle imprese di distribuzione di energia elettrica.

La creazione, lo sviluppo e la manutenzione della piattaforma informatica SGATE per il periodo 2008 - 2010 si basa su una convenzione stipulata tra l' ANCI e l'Autorità con deliberazione dell'Autorità 2 ottobre 2008, GOP 45/08. Tale convenzione fissa in 7 milioni di euro (più IVA) gli oneri necessari alla realizzazione del progetto nel suddetto periodo.

L'articolo 2, comma 5 del Decreto interministeriale 28 dicembre 2007 prevede che i maggiori oneri sostenuti dai Comuni per l'espletamento delle attività previste dal medesimo Decreto, ivi inclusi gli oneri relativi alla realizzazione, allo sviluppo ed alla manutenzione di SGATE trovino copertura finanziaria nelle disponibilità del Fondo di cui al comma 362 della Legge 27 dicembre 2006, n. 296. Tali somme è previsto che siano rese disponibili attraverso un apposito Decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze di concerto con il Ministro dello Sviluppo Economico. In attesa della messa a disposizione dei suddetti fondi, l'Autorità ha anticipato ad ANCITEL gli importi dovuti per lo sviluppo di SGATE, come previsto dalla convenzione (il 50% dell'onere complessivo al completamento dell'avvio del sistema e di tutte le attività previste per l'anno 2008) attingendo dal conto As.

IL BONUS PER LA FORNITURA DI GAS

Il Decreto Legge n. 185/08, come convertito con Legge n. 2/09, ha esteso il diritto, già previsto per i clienti del settore elettrico, alla riduzione della spesa per la fornitura di gas naturale, a far data dal 1 gennaio 2009; *bonus* riservato alle famiglie economicamente svantaggiate, ivi compresi i nuclei familiari con almeno quattro figli a carico, aventi diritto all'applicazione delle tariffe agevolate per la fornitura di energia elettrica.

Con deliberazione 6 luglio 2009, ARG/gas 88/09 e successive modifiche ed integrazioni, l'Autorità ha dato attuazione operativa al sistema di riduzione della spesa, in coerenza con le disposizioni dello stesso Decreto Legge n. 185/08; si tratta di una riduzione della spesa, differenziata per zone climatiche onde tener conto delle diverse esigenze di riscaldamento, parametrata al numero dei componenti della famiglia, e differenziata in base al tipo di utilizzo del gas (cottura cibi, acqua calda sanitaria, riscaldamento) in modo tale da determinare una riduzione media della spesa dell'utente tipo⁸, al netto delle imposte, di circa il 15 per cento.

⁸ L'utente tipo di gas naturale ha riscaldamento autonomo e consuma 1.400 metri cubi all'anno per l'abitazione.

Ai fini dell'erogazione del *bonus gas*, l'Autorità ha distinto due diverse categorie di clienti: quelli diretti e quelli indiretti: i primi sono intestatari di un contratto di fornitura di gas individuale; i clienti indiretti, invece, sono quelli che, utilizzando impianti condominiali centralizzati, non sono intestatari di un contratto di fornitura di gas.

Operativamente, quindi, il cittadino, provvisto di attestazione ISEE presenta istanza di *bonus gas* al proprio Comune di residenza. Il soggetto individuato dall'Autorità per l'erogazione del *bonus* è il distributore gas a valere sulle *bollette* gas. Nel caso dei clienti indiretti, invece, il *bonus* viene erogato *una tantum* mediante lo strumento del bonifico domiciliato attraverso Poste Italiane.

I soggetti coinvolti nella gestione del *bonus* (Comuni, distributori gas e Poste Italiane) scambiano i dati, necessari alle verifiche sulla validità delle istanze ed all'erogazione dei *bonus*, tramite SGATE, il sistema informatico già realizzato per la gestione del *bonus elettrico* che è stato e verrà ulteriormente arricchito di funzionalità, trasformandosi in un sistema informatico integrato che gestisce le agevolazioni sia con riferimento all'energia elettrica che al gas.

Il sistema è operativo dal 15 dicembre 2009. Per le istanze che verranno presentate entro il 30 aprile 2010 è previsto il godimento del *bonus* retroattivamente per tutto l'anno 2009.

Considerati i necessari processi di verifica e validazione della singola domanda, i primi *bonus gas* verranno erogati a partire dalla primavera 2010. E' previsto inoltre che i soggetti che godranno della retroattività, indipendentemente dal fatto che siano o meno intestatari di un contratto di fornitura, ricevano la quota di *bonus* relativa all'anno 2009 in un'unica soluzione tramite bonifico domiciliato di Poste Italiane. Il *bonus gas* ed il *bonus elettrico* sono cumulabili.

L'integrazione di SGATE per la gestione del *bonus gas* per il periodo 2009 - 2012 si basa su una integrazione alla succitata convenzione stipulata tra l'ANCI e l'Autorità con deliberazione GOP 45/08. L'integrazione alla convenzione fissa in 6,540 milioni di euro (più IVA) gli oneri necessari alla realizzazione del progetto. E' previsto inoltre che negli anni 2011 e 2012 la piattaforma SGATE gestisca il *bonus elettrico* e il *bonus gas* in maniera completamente integrata.

Per la copertura degli oneri derivanti dal *bonus gas*, inclusi i costi di integrazione del sistema SGATE, è stata introdotta una nuova componente tariffaria (denominata G_s) che viene applicata alla generalità dei clienti non domestici. Parte dell'onere, tuttavia, è previsto che sia coperto da fondi stanziati con Decreto Legislativo n. 26/07 per l'anno 2009 e dalle leggi finanziarie per gli anni successivi. Per l'anno 2009 i fondi stanziati ammontano a 49,5 milioni di euro.

AGEVOLAZIONI TARIFFARIE PER LE POPOLAZIONI DELL'ABRUZZO COLPITE DAL SISMA

In attuazione di quanto disposto dal Decreto 12 ottobre 2009 del Commissario per l'emergenza terremoto in Abruzzo, al fine di garantire un risparmio nella spesa energetica

alla popolazione dei comuni colpiti dal sisma del 6 aprile 2009, l'Autorità, con la deliberazione 1 dicembre 2009, ARG/com 185/09, ha previsto agevolazioni tariffarie per le forniture di energia elettrica, di gas naturale e di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate.

Tali agevolazioni riguardano le componenti tariffarie a copertura dei servizi regolati; non riguardano le componenti dei prezzi di energia elettrica e gas a remunerazione delle attività in concorrenza.

Le agevolazioni, valide per un periodo di 36 mesi, a decorrere dal 6 aprile 2009, sono riconosciute a tutti gli utenti che, alla data del 5 aprile, erano titolari nei Comuni terremotati di un contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas, anche nel caso in cui, a seguito del sisma, siano stati costretti a spostare la propria fornitura in Comuni diversi da quelli ove risiedevano prima del sisma.

In particolare per le forniture di energia elettrica, è previsto l'azzeramento di tutti gli *oneri di sistema* e la riduzione (nella misura del 100% per le famiglie e del 50% per le altre utenze diverse dalle famiglie e dall'illuminazione pubblica), delle componenti tariffarie a copertura dei costi dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura. Per un utente tipo l'agevolazione consentirà un risparmio medio di circa 100 euro/anno per la fornitura di energia elettrica.

Per il gas è prevista una riduzione (100% per le destinazioni d'uso domestico e del 50% per le altre destinazioni) delle componenti tariffarie destinate alla copertura dei costi del servizio di distribuzione e misura. Per un utente tipo l'azzeramento di tali componenti tariffarie consentirà un risparmio medio tendenziale di ulteriori circa 140 euro/anno per la fornitura di gas.

Per le utenze domestiche è previsto anche l'azzeramento dei costi per i nuovi allacci nei complessi abitativi individuati dal Commissario per l'emergenza terremoto in Abruzzo, ovvero per le attivazioni, volture o subentri che si dovessero rendere necessari a seguito della chiusura della precedente fornitura non più utilizzabile a causa dei danni subiti.

I minori ricavi alle imprese distributrici, derivanti dalle suddette agevolazioni, è previsto che vengano compensati dalla *Cassa conguaglio per il settore elettrico* nell'ambito dei meccanismi di perequazione generale. In particolare gli oneri derivanti dalle agevolazioni riguardanti il settore elettrico, stimabili in circa 20 milioni di euro, sono posti a carico della componente tariffaria UC3; quelli relativi al gas (sia gas naturale che gas diversi) stimabili in circa 10 milioni di euro, sono posti a carico della componente tariffaria UG1.

Sempre in osservanza delle disposizioni del Decreto 12 ottobre 2009 del Commissario per l'emergenza terremoto in Abruzzo, l'Autorità ha previsto che, con riferimento agli importi relativi alle fatture per consumi di energia elettrica e gas, i cui termini di pagamento sono stati sospesi ai sensi dell'articolo 9 dell'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri del 9 aprile 2009, n. 03754, come modificata dall'articolo 5 dell'ordinanza del 17 giugno, n. 3782, sia prevista la possibilità di rateizzazione fino ad un periodo di 24 mesi, senza il pagamento di interessi a carico dei clienti finali.

Le nuove agevolazioni sono inoltre cumulabili, per chi ne avesse diritto, con i *bonus elettrico e gas*, già fissati dall'Autorità a favore delle famiglie in condizioni di disagio economico o fisico e delle famiglie numerose.

Sempre con riferimento al tema *bonus*, la deliberazione ARG/com 185/09 prevede la possibilità che i soggetti già aventi diritto al *bonus* elettrico possano continuare a percepirlo anche nel caso in cui la fornitura nell'originaria abitazione di residenza risulti sospesa a causa dell'evento sismico.

STATO DI UTILIZZO E INTEGRAZIONE DEGLI IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI

Le fonti rinnovabili sono oggetto di notevole attenzione anche a livello europeo e mondiale. Negli ultimi anni si sta sviluppando sempre più largamente l'utilizzo delle fonti eolica, idrica (anche tramite impianti mini-idroelettrici), solare e biomassa.

A livello mondiale, dal 2004 al 2008, la potenza installata da impianti eolici è aumentata del 250%, raggiungendo 121 GW complessivi nel 2008; la potenza installata da impianti fotovoltaici si è moltiplicata per un fattore sei, raggiungendo i 16 GW; la potenza totale installata da "nuove" fonti rinnovabili (escludendo cioè i grandi impianti idroelettrici) è aumentata del 75% raggiungendo 280 GW; la potenza totale installata da tutte le fonti rinnovabili, includendo i grandi impianti idroelettrici ha raggiunto 1140 GW.

Anche in Italia l'utilizzo delle fonti rinnovabili sta diventando sempre più rilevante. I primi dati disponibili per il 2009 evidenziano una maggior produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili del 13% rispetto al 2008 (da 58,16 TWh nel 2008 a circa 66 TWh stimati per il 2009).

In particolare, l'energia elettrica prodotta da fonte eolica è aumentata da 4.861 GWh del 2008 a circa 6.600 GWh del 2009 (+ 35%); l'energia elettrica prodotta da biomasse è aumentata da 5.966 GWh del 2008 a circa 6.500 GWh del 2009 (+10%); la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici è passata da 193 GWh del 2008 a circa 1.000 GWh del 2009, con un incremento superiore al 400%. Accanto alle "nuove" fonti rinnovabili rimane determinante l'apporto degli impianti idroelettrici che hanno registrato un aumento della produzione del 13%, da 41.623 GWh del 2008 a circa 47.000 GWh nel 2009: ciò per effetto della buona disponibilità di acqua nel 2009 e degli interventi di rifacimento e potenziamento degli impianti esistenti.

Tali incrementi e la riduzione dei consumi di energia elettrica hanno fatto sì che la produzione da fonti rinnovabili abbia coperto, nel 2009, circa il 20% del consumo interno lordo italiano di energia elettrica, rispetto al 16,5% del 2008.

In Italia le fonti energetiche rinnovabili sono definite nel Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, di recepimento della Direttiva europea 2001/77/CE. In particolare, le fonti rinnovabili sono le fonti eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas.

Nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, le leggi vigenti prevedono semplificazioni e incentivi, come verrà più dettagliatamente esposto nel seguito. In generale è possibile articolare il quadro normativo/regolatorio su tre differenti macro-livelli:

- il primo relativo alla regolazione dell'accesso ai servizi di sistema (intesi come connessione alle reti elettriche, trasporto dell'energia elettrica e dispacciamento);
- il secondo relativo alle modalità di cessione dell'energia elettrica prodotta;
- il terzo relativo ai regimi di incentivazione.

A seguito dei cambiamenti introdotti negli ultimi anni dalle normative europee e nazionali, l'Autorità ha avviato un processo di riforma e di aggiornamento del quadro regolatorio relativo. Ciò anche attraverso un confronto ricco e continuo con gli operatori del settore e l'emanazione di provvedimenti in materia di: connessione alla rete; di integrazione nel mercato dell'energia prodotta (regimi di *ritiro dedicato* e di *scambio sul posto*); razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica.

CONNESSIONE ALLA RETE

Con l'adozione del Testo Integrato per le Connessioni Attive (delibera ARG/elt 99/08), vigente dall'1 gennaio 2009, l'Autorità ha definito un quadro di regole riguardanti la connessione alla rete degli impianti di produzione di energia elettrica. Tali regole prevedono procedure e tempistiche predefinite e, solo nel caso di fonti rinnovabili e cogenerazione ad alto rendimento, un calcolo standardizzato del corrispettivo di connessione.

Le nuove regole, che tengono anche conto delle indicazioni contenute nella Legge Finanziaria del 2008, hanno l'obiettivo di evitare che gli effetti delle scelte operate dai distributori nella configurazione dei collegamenti si ripercuotano negativamente sui produttori. Al riguardo, si sottolineano la previsione di nuovi indennizzi automatici verso il produttore in caso di ritardi da parte dei distributori e la possibilità di intervento diretto dell'Autorità nel processo di definizione della connessione in caso di inerzia dei gestori di rete.

Si evidenzia tuttavia che i problemi relativi alla connessione degli impianti di produzione alla rete elettrica sono lungi dall'essere risolti. In particolare, in alcune zone nel sud dell'Italia, sono state presentate richieste di connessione per oltre 70000 MW alla rete di trasmissione nazionale e richieste per circa 28000 MW alle reti di distribuzione. Appare impossibile che vengano effettivamente realizzati impianti per potenze complessive così elevate. Tale situazione da una parte è un chiaro sintomo di un livello eccessivamente elevato delle incentivazioni, dall'altra parte evidenzia una diffusa difficoltà nelle procedure autorizzative che porta gli operatori a "tentare" la procedura su una molteplicità di siti.

Pertanto, oltre ad un necessario intervento di razionalizzazione delle incentivazioni, su cui si ritornerà nel seguito, sono indispensabili più linee di intervento.

Occorre prevedere strumenti, di carattere normativo e quindi regolatorio, finalizzati a rendere più certe e più omogenee sul territorio nazionale le procedure autorizzative e ad utilizzare nel modo più efficiente possibile la capacità di rete disponibile prevedendo, ad esempio, interventi tecnici di ottimizzazione della rete e dei suoi componenti, oltre ad interventi finalizzati ad annullare la capacità di rete "prenotata" nei casi in cui all'accettazione del preventivo non faccia effettivamente seguito la concreta realizzazione dell'impianto di produzione.

Occorre sviluppare le reti elettriche di distribuzione e di trasmissione per far fronte al progressivo sviluppo delle fonti rinnovabili, a partire dalle zone d'Italia ove tali fonti sono maggiormente disponibili.

Nel medio termine, per consentire la gestione in sicurezza del sistema a fronte di un incremento di capacità produttiva da fonti rinnovabili quale quello previsto per rispettare gli obiettivi comunitari al 2020, è necessario procedere ad investimenti in nuova capacità di modulazione e stoccaggio (quale quella fornita dagli impianti di pompaggio).

REGIMI DI RITIRO

L'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile può accedere al mercato con diverse modalità: mediante un accesso diretto (attraverso la borsa elettrica o la cessione diretta ai *traders*), oppure mediante un accesso indiretto attraverso il regime di *ritiro dedicato*, o, per gli impianti fino a 200 kW, attraverso lo *scambio sul posto*. Qualunque sia la modalità di accesso, l'Autorità ha, comunque, da sempre provveduto, mediante la definizione delle condizioni per il servizio di dispacciamento attuate da Terna, ad assicurare la "priorità di dispacciamento" delle fonti rinnovabili, vale a dire l'utilizzo prioritario delle fonti rinnovabili per la copertura del fabbisogno nazionale, compatibilmente con la sicurezza del sistema elettrico.

Ritiro dedicato

Il ritiro dedicato, istituito con il Decreto Legislativo n. 387/03, è stato profondamente riformato, con delibera n. 280/07 dall'Autorità, disciplinando e semplificando le procedure. In particolare, a partire dal 1° gennaio 2008, il ritiro non è più gestito a livello locale dai distributori, bensì dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE), che riveste il ruolo di intermediatore commerciale tra i produttori ed il sistema elettrico, con regole trasparenti ed uniformi su tutto il territorio nazionale.

In tal modo l'iter per la cessione dell'energia elettrica è notevolmente semplificato, essendo il GSE l'unico soggetto al quale i produttori si rivolgono per stipulare la convenzione che regola il ritiro commerciale dell'energia, sostituendo ogni altro adempimento contrattuale (il produttore non dovrà, quindi, sottostare alle procedure per l'accesso alla borsa ed al trasporto dell'energia immessa).

Le nuove regole non solo semplificano le procedure ma consentono, altresì, una migliore programmazione della produzione e più efficaci meccanismi di controllo. Nel 2008, la quantità di energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del *ritiro dedicato* è stata pari a circa 8 TWh e ha comportato un onere residuo in capo alla componente tariffaria A3 pari a circa 40 milioni di euro. Si stima che tali valori si siano mantenuti costanti anche per il 2009.

Scambio sul posto

L'Autorità ha provveduto a rivedere le modalità e le condizioni economiche per lo *scambio sul posto*, che si applica nel caso di piccoli impianti alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento installati presso i siti di consumo di clienti finali (delibera ARG/elt 74/08, vigente dall'1 gennaio 2009). Tale revisione si è resa necessaria a seguito

dell'estensione dello scambio sul posto a impianti di potenza fino a 200 kW, al fine di consentirne l'integrazione nell'attuale sistema di mercato dell'energia elettrica.

Il Testo integrato dello *scambio sul posto* disciplina un meccanismo che consente di operare una compensazione economica (non più fisica) tra il valore dell'energia elettrica immessa e il valore dell'energia elettrica prelevata e che, al tempo stesso, prevede la restituzione delle componenti tariffarie relative all'utilizzo della rete per la quantità di energia elettrica scambiata. In pratica, è come se la rete venisse utilizzata per immagazzinare l'energia immessa quando non ci sono necessità di consumo, prelevandola poi quando serve tenendo conto dell'effettivo valore dell'energia elettrica nel tempo. Se il valore dell'energia immessa supera il valore dell'energia prelevata, viene maturato un credito che può essere utilizzato negli anni successivi oppure può essere erogato dal GSE al termine dell'anno. Soggetto erogatore del servizio non sono i distributori ma il Gestore dei Servizi Energetici che gestisce il servizio attraverso un portale informatico secondo modalità uniformi per l'intero sistema nazionale.

A seguito dell'entrata in vigore della Legge n. 99/09, l'Autorità ha provveduto a modificare le modalità e le condizioni economiche per lo scambio sul posto, definendo le modalità secondo cui i Comuni con popolazione fino a 20000 residenti e il Ministero della Difesa possano usufruire del servizio di scambio sul posto, per gli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili di cui sono proprietari, senza tener conto dell'obbligo di coincidenza tra il punto di immissione e il punto di prelievo dell'energia scambiata con la rete, fermo restando il pagamento degli oneri di rete. Come previsto dalla Legge n. 99/09, nel caso del Ministero della Difesa non si applica il limite di 200 kW, normalmente applicato in tutti gli altri casi, ai fini dell'accesso allo scambio sul posto.

Nel 2009 lo *scambio sul posto* ha interessato più di 56.000 impianti (di cui 40 cogenerativi e 35 alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte solare) e si stima che comporti un onere complessivo in capo ai clienti finali, tramite la componente tariffaria A3, inferiore a 10 milioni di euro.

SVILUPPO DI GENERAZIONE DISTRIBUITA E PICCOLA GENERAZIONE

Per il periodo compreso tra il 2008 e il 2011, l'Autorità ha definito una nuova regolamentazione tariffaria volta a promuovere gli investimenti in sistemi di automazione, protezione e controllo delle *reti attive* (con la possibilità di coinvolgere l'utenza con interventi di efficientamento della domanda) e, quindi, consentire un più ampio sviluppo della generazione distribuita e piccola generazione.

Lo sviluppo di reti attive, inoltre, potrà avere effetti positivi sull'intero sistema elettrico:

- riducendo le perdite di trasporto sulle reti elettriche (meno costi per i consumatori);
- consentendo un forte sviluppo della generazione distribuita e della piccola generazione e, in ultima istanza, delle fonti rinnovabili.

Per effetto della Legge n. 239/04, l'Autorità effettua annualmente il monitoraggio dello sviluppo degli impianti di piccola generazione e di microgenerazione e invia una relazione,

sugli effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico, al Parlamento, al Ministro dello Sviluppo Economico, al Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, al Ministro dell'Interno ed alla Conferenza unificata (per l'anno 2009, delibera ARG/elt 25/09).

MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI

In Italia ed in Europa, a seguito della liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, nuovi meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili si sono affiancati, ed in alcuni casi sovrapposti, a quelli preesistenti.

I molteplici regimi di sostegno esistenti possono essere divisi quindi in due categorie principali:

1. regimi di mercato (metodi di quantità - certificati verdi);
2. regimi amministrati (metodi di prezzo - *feed-in tariffs* - conti energia, incentivi conto capitale, incentivi fiscali).

In Italia convivono di fatto quasi tutti i meccanismi di incentivazione, di entrambe le categorie. In particolare:

- tariffe incentivate (CIP 6) per fonti rinnovabili e assimilate;
- sistema dei certificati verdi (CV) per le fonti rinnovabili;
- sistema di *feed-in tariffs* per impianti da fonte rinnovabile, ad esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, di potenza inferiore ad 1 MW (200 kW per l'eolico);
- sistema di conto energia per impianti da fonte solare ed in particolare per l'energia fotovoltaica;
- contributi a fondo perduto (a livello locale) per alcune fonti rinnovabili.

Gli effetti economici dei meccanismi d'incentivazione menzionati possono essere schematizzati secondo la seguente suddivisione.

PROVVEDIMENTO CIP 6/92

Nell'anno 2009 l'obbligo di ritiro posto in capo al Gestore dei Servizi Energetici (GSE) che rivende poi al mercato l'energia elettrica ritirata in base ad un prezzo fissato di anno in anno con Decreto ministeriale, ha generato un onere pari a 4,1 miliardi di Euro e un ricavo pari a 2,3 miliardi di Euro, con costo netto per il sistema pari a 1,8 miliardi di Euro ⁹.

⁹ In termini unitari, l'onere medio della produzione Cip n. 6/92 è stato, nel 2009, pari a circa 51 €/MWh per ogni MWh prodotto (circa 125 €/MWh per le fonti rinnovabili; circa 33 €/MWh per le fonti assimilate). Tale costo si ripercuote sui clienti finali per circa 6 €/MWh per ogni MWh prelevato dalla rete (di cui poco meno di 3 €/MWh sono riferibili alle fonti rinnovabili).

Dati relativi all'applicazione del provvedimento Cip n. 6/92 nell'anno 2009

		Fonti rinnovabili		Fonti assimilate		Totale
			[%]		[%]	
Numero di convenzioni in essere al 31 dic. 2009	[Numero]	237	88,1%	32	11,9%	269
Potenza convenzionata al 31 dic. 2009	[MW]	1.732	28,1%	4.433	71,9%	6.165
Energia elettrica ritirata	[TWh]	6,9	19,2%	29,1	80,8%	36,0
Costi per il ritiro dell'energia elettrica	[Miliardi di euro]	1,3	31,7%	2,8	68,3%	4,1
Ricavi associati alla rivendita dell'energia elettrica	[Miliardi di euro]	0,44	19,2%	1,84	80,8%	2,3
Impatto sulla componente tariffaria A3	[Miliardi di euro]	0,86	47,4%	0,96	52,6%	1,8

I dati riportati nella presente tabella sono stime. In particolare, potrebbero essere oggetto di ulteriore revisione a seguito della determinazione del valore di conguaglio del costo evitato di combustibile (CEC).

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE all'Autorità

L'impatto sulla componente tariffaria A3 della bolletta evidenziato nella precedente tabella è attribuibile ai prezzi di ritiro dell'energia elettrica ai sensi del provvedimento CIP 6/92, maggiori rispetto ai prezzi di mercato, a cui si deve sommare il minor prezzo di vendita dell'energia elettrica ritirata dal GSE venduta a prezzi inferiori rispetto a quelli di mercato (aumentando quindi la differenza in capo alla componente tariffaria A3), secondo modalità definite annualmente dal Ministro dello Sviluppo Economico. Per l'anno 2009 si stima che poco più di 1,7 miliardi di euro siano attribuibili alla differenza tra i prezzi CIP 6/92 e i prezzi di mercato, mentre i restanti 80 milioni di euro siano attribuibili ai prezzi di rivendita dell'energia CIP 6/92 inferiori rispetto ai prezzi di mercato. Va peraltro rilevato che i costi a carico dei clienti del sistema elettrico sono stati sensibilmente ridotti per effetto della revisione, operata dall'Autorità, dei criteri di aggiornamento della componente CEC (costo evitato di combustibile) del prezzo di ritiro dell'energia. Per effetto della Legge n. 99/09, a decorrere dall'anno 2009, l'aggiornamento del CEC viene effettuato dal Ministero dello Sviluppo Economico previa proposta dell'Autorità.

Agli oneri diretti citati in precedenza, occorre tuttavia aggiungere ulteriori oneri previsti dalla normativa CIP6¹⁰ secondo cui i prezzi di cessione dell'energia elettrica CIP6 vengono aggiornati a seguito di modifiche normative che comportino maggiori costi o costi aggiuntivi. In particolare:

- per i produttori da fonti assimilate che cedono l'energia elettrica al GSE ai sensi del provvedimento CIP 6/92 e che sono assoggettati all'obbligo di acquisto dei CV (certificati verdi) (oneri stimabili in circa 50 milioni di euro da riconoscere nell'anno 2010 con riferimento alle produzioni dell'anno 2007);
- per il possesso di permessi di emissione, secondo la direttiva 2003/87/CE (oneri pari a circa 100 milioni di euro l'anno per l'intero periodo 2005-2007, pari a poco meno di 450 milioni di euro per l'anno 2008 e stimabili pari a circa 300 milioni di euro per l'anno 2009).

Gli oneri annuali del provvedimento CIP 6/92 per gli anni a venire, intesi come costi netti a carico dei clienti del settore elettrico, considerando solo gli impianti attualmente oggetto dell'incentivazione sono destinati ad esaurirsi progressivamente. Tuttavia è possibile che tali oneri annuali aumentino per effetto della possibile entrata in esercizio degli impianti

¹⁰ Derivanti dagli effetti del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento CIP 6/92.

alimentati da rifiuti (da realizzarsi nell'ambito, appunto, dell'emergenza rifiuti), ammessi a godere (da leggi anche molto recenti) dell'incentivazione CIP 6/92.

RISOLUZIONE CONVENZIONI CIP6

L'onere in capo alla componente tariffaria A3 derivante dal provvedimento CIP 6/92 potrebbe essere ridotto per effetto dell'applicazione di quanto previsto dalla Legge n. 99/09 in merito alla risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6/92 nel caso di impianti alimentati da fonti assimilate. Al riguardo, in applicazione dell'articolo 30, comma 20, della Legge n. 99/09, l'Autorità ha proposto al Ministro dello Sviluppo Economico i criteri per il calcolo degli oneri da liquidare ai produttori aderenti alla risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6/92. Tali criteri sono stati definiti in modo da garantire che gli oneri da liquidare siano mediamente inferiori a quelli che si realizzerebbero nei casi in cui non si risolvano le convenzioni. Tale proposta (delibera PAS 22/09) è alla base del Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico in data 2 dicembre 2009. A seguito del Decreto sono pervenute al GSE trenta comunicazioni di manifestazione di interesse alla risoluzione delle convenzioni a fronte dei trentuno impianti rientranti nell'ambito di applicazioni del Decreto. Allo stato non è ancora possibile stimare l'effetto della finale applicazione del Decreto.

CERTIFICATI VERDI

L'onere complessivo del programma di incentivazione è pari alla somma di due componenti: una prima componente, posta indirettamente a carico dei clienti finali nei prezzi dell'energia elettrica, che può solo essere stimata e pari, per il 2008, a circa 600 milioni di Euro; una seconda componente, generatasi in misura significativa a partire dal 2008 a causa dell'eccesso di offerta, posta a carico del GSE e quindi della componente tariffaria A3, che risulta pari a 630 milioni di Euro per la competenza dello stesso anno 2008. Nelle tabelle che seguono, riguardanti i primi anni di funzionamento, sono riportati i dati inerenti l'offerta di certificati verdi e le stime degli oneri indotti sui prezzi.

Applicazione dell'obbligo di acquisto dei certificati verdi in Italia: quantità

Anno	Energia elettrica soggetta all'obbligo [TWh]	Quota di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema [%]	Obbligo: quantità di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema nel corso dell'anno successivo									
			Anno d'obbligo	Domanda di certificati verdi [TWh]	Offerta							
					Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR negoziati		Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR scambiati infragruppo (dato stimato)		Certificati verdi autoprodotti nella titolarità di produttori IAFR		Certificati verdi nella titolarità del GSE venduti per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta	
[TWh]	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]
2001	161,6	2	2002	3,23	0,47	14,5%	0,30	9,3%	0,12	3,7%	2,34	72,5%
2002	180,6	2	2003	3,61	0,60	16,6%	0,68	18,8%	0,21	6,0%	2,05	56,8%
2003	201,1	2	2004	4,02	1,22	30,3%	1,08	26,9%	0,59	14,7%	1,03	25,6%
2004	193,8	2,35	2005	4,48	2,38	52,7%	0,33	7,4%	1,52	33,9%	0,14	3,1%
2005	222,2	2,70	2006	6,00	3,32	55,3%	0,50	8,3%	1,97	32,8%	0,01	0,2%
2006	188,9	3,05	2007	5,84	2,05	34,8%	0,50	8,6%	3,25	55,7%	0,01	0,2%
2008	167,8	4,55	2009	8,50								

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE.

Note: La presente tabella non evidenzia i soggetti inadempienti all'obbligo, nei confronti dei quali sono in corso le istruttorie formali. Pertanto, per alcuni anni la somma delle offerte è minore della domanda complessiva di certificati verdi. I dati relativi all'obbligo dell'anno 2009 sono stimati: infatti tale obbligo termina il 31 marzo 2010. I dati riportati possono subire piccole modifiche per effetto dei controlli tecnici effettuati sugli impianti.

Applicazione dell'obbligo di acquisto dei certificati verdi in Italia: oneri al netto dei costi di acquisto dei CV invenduti da parte del GSE

Obbligo: quantità di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema nel corso dell'anno successivo										Stima dei costi del meccanismo dei certificati verdi		
Anno d'obbligo	Domanda di certificati verdi	Offerta								Oneri sostenuti indirettamente dai clienti nei prezzi dell'energia elettrica	di cui a beneficio dei produttori IAFR	di cui a riduzione del fabbisogno del conto alimentato dalla comp. A3
		Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR negoziati		Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR scambiati infra-gruppo (dato stimato)		Certificati verdi autoprodotti nella titolarità di produttori IAFR		Certificati verdi nella titolarità del GSE				
	[TWh]	[TWh]	[€/MWh]	[TWh]	[€/MWh]	[TWh]	[€/MWh]	[TWh]	[€/MWh]			
2002	3.23	0.47	80.0	0.30	30.0	0.12	30.0	2.34	84.18	247	50	197
2003	3.61	0.60	78.3	0.68	30.0	0.21	30.0	2.05	82.40	243	74	169
2004	4.02	1.22	92.5	1.08	30.0	0.59	30.0	1.03	97.39	263	163	100
2005	4.48	2.36	106.9	0.33	35.0	1.52	35.0	0.14	108.92	332	317	15
2006	6.00	3.32	120.6	0.50	35.0	1.97	35.0	0.01	125.26	488	487	1
2007	5.8	2.5	85	0.50	35.0	1.25	35.0	0.01	125	306	305	1

I valori annuali dei certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR e negoziati è stato stimato pari al 95% del valore massimo per il medesimo anno. A partire dal 2005, tali valori sono stati assunti pari ai prezzi medi di negoziazione presso la sede del GME.

I valori annuali dei certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR scambiati infra-gruppo o autoprodotti è stato stimato pari a 30 - 35 €/MWh utilizzando il criterio del costo opportunità. Tale valore è stato stimato pari a circa 23 €/MWh per l'anno 2008 poiché tale anno è stato caratterizzato da un elevato prezzo medio di mercato dell'energia elettrica.

I valori annuali dei certificati verdi nella titolarità del GSE sono pari al valore massimo per il medesimo anno. Per l'anno 2008 è stato considerato un valore pari al prezzo di vendita dell'anno 2009 dei certificati verdi nella titolarità del GSE poiché tali certificati sono stati tutti venduti in sessioni speciali organizzate dal GSE nel mese di aprile 2009.

I dati relativi all'obbligo dell'anno 2009 non sono disponibili poiché tale obbligo termina il 31 marzo 2010.

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE.

Degli oneri sostenuti indirettamente dai clienti nei prezzi dell'energia elettrica una parte, come evidenziato in tabella, va direttamente a beneficio dei produttori IAFR e l'altra, determinata dalla vendita dei certificati verdi da parte del GSE in presenza di offerta insufficiente da parte dei medesimi produttori, va a riduzione della componente A3.

Per quanto concerne gli oneri a valere sulla componente tariffaria A3, essi derivano dall'obbligo di acquisto, previsto dalla Legge Finanziaria per il 2008 in capo al GSE, dei CV scaduti (cioè dei CV emessi da tre anni e invenduti). Il DM 18 dicembre 2008, che ha attuato La legge Finanziaria 2008, ha anche aggiunto una disposizione transitoria, secondo cui il GSE nel periodo 2009 - 2011 deve ritirare i CV invenduti e riferiti agli anni fino al 2010 al prezzo medio ponderato delle contrattazioni di CV registrate sul Mercato organizzato dal Gestore dei Mercati Energetici (GME).

L'effetto delle predette disposizioni è l'originarsi di un costo aggiuntivo, in capo alla componente tariffaria A3 e quindi sostenuto direttamente dai clienti finali.

Con riferimento all'obbligo dell'anno 2008 (aprile 2008-marzo 2009) si evidenzia, inoltre, la presenza di una anomalia di funzionamento del meccanismo dei CV. Infatti, per tale anno in applicazione delle leggi vigenti, i soggetti all'obbligo potevano acquistare i CV nella titolarità del GSE a un prezzo pari a 88,66 euro/MWh, mentre il GSE doveva ritirare i CV invenduti (ivi inclusi quelli non ancora scaduti, previa richiesta da parte dei produttori) a un prezzo pari a 98 euro MWh.

Ciò ha chiaramente comportato una radicale alterazione al normale funzionamento del sistema dei CV che si è manifestata in una drastica riduzione del numero dei CV "autopro-

dotti" rispetto agli anni precedenti mentre è notevolmente aumentato il numero dei CV acquistati dal GSE.

Nell'anno 2009, con riferimento all'obbligo 2008, il GSE ha sostenuto un costo pari a circa 1010 milioni di euro per il ritiro dei CV invenduti, che al netto del ricavo pari a circa 380 milioni di euro per la contestuale cessione di CV – determinata dall'anomalia sopra richiamata – ha determinato un onere netto aggiuntivo pari appunto a circa 630 milioni di euro che rimane in capo ai clienti finali tramite la componente tariffaria A3.

Per l'obbligo dell'anno 2009, che si concluderà nell'anno 2010, non si dovrebbe ripetere l'anomalia sopra evidenziata in quanto il prezzo di vendita, da parte del GSE, dei CV nella propria titolarità è superiore al prezzo di ritiro, da parte del GSE, dei CV invenduti. Pertanto, nell'anno 2010, si stima che il costo che rimane in capo ai clienti finali tramite la componente tariffaria A3 per effetto dell'acquisto da parte del GSE dei CV invenduti sia pari a circa 540 milioni di euro, ciò anche per effetto dell'eccesso di offerta di certificati verdi che si sta registrando. Solo a titolo di esempio, la produzione a consuntivo dell'anno 2008 che ha ottenuto i certificati verdi è stata pari a circa 10,5 TWh: con riferimento ad essa sono stati emessi certificati verdi per circa 10,8 TWh equivalenti, a fronte di una domanda di certificati verdi pari a circa 7,10 TWh.

Per quanto riguarda gli oneri dei *certificati verdi* (CV) negli anni a venire occorre tener conto che, in base alla legge finanziaria 2008, il costo stimato a carico dei clienti finali è atteso in aumento¹¹ in quanto: associa un diverso numero di CV a ciascuna fonte; ha fissato a 0,75 punti percentuali l'aumento annuo (per il periodo 2007 – 2012) della domanda obbligatoria di CV per i produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili (la percentuale è il 5,3% nel 2009, il 6,05% nel 2010 e crescente fino al 7,55% nel 2012).

SPOSTAMENTO DELL'OBBLIGO DI CV IN CAPO AI VENDITORI

La logica del sistema dei CV è quella di porre un vincolo percentuale come quota da fonti rinnovabili nuove nella copertura del fabbisogno complessivo di energia elettrica e di consentire di soddisfare tale vincolo non solo tramite la realizzazione diretta di impianti rinnovabili da parte dei produttori e importatori da fonti convenzionali ma anche tramite l'acquisto di "certificati verdi" (CV) rilasciati da altri produttori da fonti rinnovabili, sotto il controllo delle autorità competenti. L'obbligo di acquisto dell'energia da fonti rinnovabili è stato inizialmente posto in capo ai produttori e importatori da fonti convenzionali, anziché a carico dei clienti (come in altre applicazioni internazionali), con i vantaggi di:

- maggiore controllabilità del sistema (i produttori sono assai meno numerosi dei clienti);
- maggiore aggregazione della domanda di fonti rinnovabili (per un produttore rinnovabile sarebbe un problema commercializzare i certificati verdi presso una molteplicità di clienti).

¹¹ Tale considerazione ha validità generale, fatta salva l'anomalia di funzionamento del meccanismo dei CV per l'obbligo dell'anno 2008 descritta in precedenza.

Tuttavia, la Legge n. 99/09 ha previsto che l'obbligo di acquisto dei certificati verdi sia trasferito dai produttori ai "soggetti che concludono con la società Terna Spa uno o più contratti di dispacciamento di energia elettrica in prelievo", ossia tutti i venditori di energia elettrica. Il trasferimento dell'obbligo in capo ai venditori è stato inizialmente previsto a decorrere dall'anno 2011 sulla base dell'energia elettrica prelevata nell'anno precedente; successivamente è stato differito di un anno dalla Legge n. 166/09.

Questa nuova disciplina di fatto altera il meccanismo e la ratio stessa dei CV - che è quella di promuovere la realizzazione di nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili - disperdendo i destinatari dell'obbligo su una platea ampia, frammentata e difficilmente controllabile.

Verrebbe così intaccato l'obiettivo principale dei CV, che è quello di indurre la produzione di energia da fonti "verdi", cosa che i produttori (dotati anche di maggiori capacità di investimento) hanno scelto di fare principalmente in proprio. Inoltre i CV si trasformerebbero sempre più da meccanismo di mercato (e quindi autocalmierante) in mezzo amministrato.

ALTRE FORME DI INCENTIVAZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI

Per quanto riguarda altre forme d'incentivazioni alle fonti rinnovabili è possibile evidenziare quanto segue.

TARIFFA FISSA ONNICOMPENSIVA E SOLARE TERMODINAMICO

- Gli impatti economici dei meccanismi di incentivazione a tariffa fissa onnicompensiva e per il solare termico possono essere così sintetizzati: per gli impianti di potenza nominale inferiore a 1 MW (per la sola fonte eolica la soglia di impianto è pari a 200 kW), gli incentivi a tariffa fissa¹², previsti dalla Legge Finanziaria 2008, hanno apportato un onere, posto interamente a carico della componente A3 della bolletta, stimato pari a 70 milioni di euro per l'anno 2009 a fronte di una quantità di energia elettrica incentivata pari a circa 0,4 TWh¹³;
- per il solare termodinamico le prime valutazioni del rendimento atteso da impianti solari termodinamici portano a valutare l'onere per i clienti finali, sempre a valere sulla componente A3 (nell'ipotesi di pieno sfruttamento del programma di incentivazione), pari a circa 110 milioni di euro all'anno, per un totale di 2,8 miliardi di euro in 25 anni.

FOTOVOLTAICO

L'incentivazione del fotovoltaico in Italia è oggi una delle più profittevoli al mondo.

¹² Tale tariffa ha la durata di 15 anni dall'entrata in esercizio dell'impianto ed è differenziata per fonte, secondo valori che vanno da un massimo di 340 a un minimo di 180 €/MWh.

¹³ Tale onere è previsto in forte crescita negli anni successivi.

Essa è regolata dal Decreto ministeriale 19 febbraio 2007 che ha modificato la disciplina di incentivazione precedente¹⁴ introducendovi modifiche significative. In particolare:

- si è previsto che l'acquisizione del diritto all'incentivo fosse concessa solo in seguito all'effettiva realizzazione dell'impianto;
- si è determinata una differenziazione, ma sempre su livelli molto elevati, del valore delle tariffe tra impianti integrati (impianti in cui il pannello solare è parte integrante del tetto dell'edificio), parzialmente integrati e non integrati;
- è venuta meno la soglia limite di 1 MW entro la quale dovevano essere costruiti gli impianti per beneficiare dell'incentivazione.

Per quanto concerne la valutazione dell'impatto sui clienti finali del sistema di incentivazione della produzione fotovoltaica, detto onere è stato pari, nel 2008, a circa 110 milioni di euro; nel 2009 è stimato pari a circa 344 milioni di euro.

Senza altri interventi di incentivazione, a regime (vale a dire al completamento previsto dallo stesso Decreto dei 1200 MW da installare entro il 31 dicembre 2010), il costo è previsto salire a circa 1 miliardo di euro/anno per un totale di 20 miliardi di euro in 20 anni; ciò a fronte di una produzione attesa inferiore allo 0,5% della domanda nazionale. L'onere del programma di incentivazione è posto interamente a carico della componente A3 della bolletta elettrica.

A tali oneri vanno sommati quelli connessi agli attesi nuovi provvedimenti di incentivazione per gli anni successivi al 2010.

Se l'attuale livello di incentivazione venisse mantenuto negli anni successivi al 2010, per incentivare ad esempio ulteriori 7000 MW l'esborso salirebbe a regime a 5 miliardi di Euro all'anno, per complessivi 100 miliardi di euro in venti anni, molto superiore a quello sopportato per il CIP6.

Anche tenendo conto dell'ipotesi che vengano estesi gli attuali incentivi mantenendo le medesime caratteristiche ma con livelli di incentivo decrescenti linearmente fino a ridursi al 50% per gli impianti che entrino in esercizio nel 2020, ci si attende che la spesa per la produzione fotovoltaica si assesterà comunque a più 3,5 miliardi di Euro all'anno.

In realtà, l'effettivo costo degli impianti, i progressi nell'evoluzione tecnologica, unitamente all'andamento dei prezzi di mercato, sono tali da far ritenere che la differenza sfavorevole tra il costo di produzione dell'energia generata in questi impianti e il prezzo di mercato (determinato essenzialmente da produzioni da idrocarburi, oggi più economici) si possa ridurre fino ad annullarsi nell'arco di circa 10 anni, raggiungendo la cosiddetta Grid Parity; sarebbe perciò coerente con tali ipotesi intervenire al fine di allineare progressivamente gli eventuali incentivi con i reali costi del settore.

¹⁴ In attuazione di quanto previsto dal Decreto legislativo n. 387/03, il Decreto ministeriale del 28 luglio 2005 aveva introdotto il cosiddetto "conto energia fotovoltaico" che prevedeva tariffe incentivanti omnnicomprensive di durata ventennale per la produzione appunto di energia elettrica da fonte fotovoltaica.

POSSIBILI INTERVENTI PER LE FONTI RINNOVABILI

E' stimabile che il costo totale per l'incentivazione delle sole fonti rinnovabili (escluse quindi le *assimilate*) abbia superato i 2 miliardi di euro nel 2009. Una stima dello sviluppo di tale costo - legata all' eventuale raggiungimento degli obiettivi europei attribuiti ai vari Stati membri per il 2020 ed elaborata dall'Autorità tenendo conto di alcune ipotesi pure ragionevolmente ottimistiche (quali il raggiungimento del potenziale massimo teorico di realizzazione delle rinnovabili o una incentivazione decrescente nel tempo) - porta a ipotizzare che la spesa possa aumentare a circa 3 miliardi di euro/anno nel 2010, a più di 5 miliardi di euro/anno nel 2015 e a circa 7 miliardi di euro/anno nel 2020 (di cui oltre 3,5 miliardi di euro per l'incentivazione di 10 TWh di energia elettrica da impianti fotovoltaici).

Rischiano dunque di emergere, nel medio termine, evidenti problemi di sostenibilità economica degli attuali meccanismi di incentivazione posti a carico dei consumatori; ciò suggerisce una necessaria rivisitazione dal complesso degli stessi meccanismi.

Al fine di attenuare l'impatto che gli *oneri generali di sistema* determinano sulle *bollette* di famiglie ed imprese e rendere le incentivazioni maggiormente efficienti, appare opportuno:

- dare attuazione a quanto già previsto dalla Legge n. 99/09 in materia di meccanismi volontari di risoluzione anticipata da parte dei produttori delle convenzioni CIP-6 oggi in essere; allo stesso tempo dovrebbero essere riviste le normative primarie che consentono l'accesso al meccanismo del CIP 6 di nuovi impianti, ed in particolare di quelli di recupero energetico da rifiuti, per evitare sia sovraremunerazioni di tali impianti sia il prolungamento temporale del meccanismo oltre il già lungo arco temporale previsto dalle convenzioni in essere;
- rivedere il livello e la durata delle incentivazioni concesse alle fonti rinnovabili, con particolare riferimento al solare fotovoltaico;
- ridurre tendenzialmente gli oneri sui clienti finali generati dal meccanismo dei certificati verdi (CV) riducendo nel tempo il valore del CV; ciò trova ragionevolezza alla luce dell'evoluzione tecnologica, grazie alla quale il costo di produzione da fonti rinnovabili dovrebbe ridursi nel tempo riducendosi quindi anche la necessità di incentivo;
- evitare il malfunzionamento del mercato dei CV, connesso ad anomale differenze tra prezzi di cessione e ritiro del GSE, di cui si è detto in precedenza; tale condizione può essere ottenuta modificando le modalità di fissazione del prezzo di ritiro da parte del GSE dei CV in scadenza, imponendo che tale valore sia inferiore al valore del prezzo di cessione dei CV nel medesimo anno;
- spostare una parte significativa degli oneri legati all'incentivazione delle fonti rinnovabili dalla *bolletta* energetica alla fiscalità generale, in modo da garantire criteri di progressività e proporzionalità nel finanziamento delle spese pubbliche; ciò in coerenza con gli aspetti e le proposte già descritte a proposito della componente *oneri di sistema* della *bolletta* elettrica.

PAS 18/09

SEGNALAZIONE
AL MINISTRO DELLO SVILUPPO ECONOMICO
AI SENSI DELL'ART. 3, COMMA 10 *TER*
DEL DECRETO LEGGE 29 NOVEMBRE 2008, N. 185
COME CONVERTITO NELLA LEGGE 28 GENNAIO 2009, N. 2

30 settembre 2009

INDICE

Premessa	3
1) Mercato del gas naturale	4
Analisi	4
Mercato all'ingrosso	4
Mercato al dettaglio	8
Distribuzione	10
Proposte	12
Misure di effetto immediato	13
Misure strutturali con effetti attesi nel medio periodo	15
2) Mercato dell'energia elettrica	20
Analisi	20
Mercato all'ingrosso	20
Mercato al dettaglio	25
Oneri di sistema	27
Proposte	34
3) Integrazione dei mercati regionali europei dell'energia elettrica	40

Premessa

La presente segnalazione è formulata ai sensi dell'articolo 3, comma 10 ter, del Decreto Legge 29 novembre 2008, n. 185, come convertito nella Legge 28 gennaio 2009 n. 2, dove è previsto che: *“A decorrere dall'anno 2009, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas invia al Ministro dello sviluppo economico, entro il 30 settembre di ogni anno, una segnalazione sul funzionamento dei mercati dell'energia, che è resa pubblica. La segnalazione può contenere, altresì, proposte finalizzate all'adozione di misure per migliorare l'organizzazione dei mercati, attraverso interventi sui meccanismi di formazione del prezzo, per promuovere la concorrenza e rimuovere eventuali anomalie del mercato. Il Ministro dello sviluppo economico, entro il mese di gennaio dell'anno successivo, può adottare uno o più decreti sulla base delle predette proposte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. A tale riguardo, potranno essere in particolare adottate misure con riferimento ai seguenti aspetti: a) promozione dell'integrazione dei mercati regionali europei dell'energia elettrica, anche attraverso l'implementazione di piattaforme comuni per la negoziazione dell'energia elettrica e l'allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera con i Paesi limitrofi; b) sviluppo dei mercati a termine fisici e finanziari dell'energia con lo sviluppo di nuovi prodotti, anche di lungo termine, al fine di garantire un'ampia partecipazione degli operatori, un'adeguata liquidità e un corretto grado di integrazione con i mercati sottostanti.”*

Come già segnalato nella *“Informativa sulle misure adottate dall'Autorità ai sensi dell'articolo 3 comma 8 della Legge 28 gennaio 2009 n. 2 e proposte urgenti ai sensi del medesimo provvedimento”*, i mercati dell'energia presentano ancora oggi rilevanti criticità strutturali, più marcate nel settore gas. Permangono infatti carenze nello sviluppo delle infrastrutture nonché posizioni di elevata concentrazione dell'offerta, particolarmente pesanti nel mercato gas che pure molto incide, nel caso italiano, su quello elettrico. Tali carenze e posizioni non consentono di conseguire, e di trasferire pienamente ai clienti finali, i benefici realizzabili attraverso un compiuto processo di liberalizzazione dei mercati energetici.

Nel seguito e con riferimento al sistema energetico nazionale, si evidenzieranno, separatamente per il mercato del gas e dell'energia elettrica, le principali criticità che caratterizzano ciascun settore e si formuleranno proposte tese a: migliorare il funzionamento dei mercati; promuovere la concorrenza; rimuovere alcune anomalie.

1. MERCATO DEL GAS NATURALE

ANALISI

Mercato all'ingrosso

- 1.1 Il mercato all'ingrosso del gas naturale presenta due ordini di criticità:
 - a) criticità legate alla concentrazione dell'offerta e alle carenze infrastrutturali;
 - b) criticità legate all'assenza di mercati regolamentati liquidi, sia spot che a termine.
- 1.2 Le criticità legate alla concentrazione dell'offerta sono rese evidenti dal fatto che, a quasi dieci anni dall'apertura dei mercati, Eni rappresenta ancora il 66,9% delle disponibilità nazionali (importazioni nette più produzione nazionale), includendo le cessioni alla frontiera - le cosiddette vendite innovative. Del restante 33,1%, i principali concorrenti, Enel ed Edison, coprono rispettivamente percentuali pari al 12,3% e al 10,1% (dati 2008). Se dalle disponibilità dei concorrenti di Eni si escludono i volumi di gas direttamente destinati agli autoconsumi della produzione elettrica, la quota di gas finalizzata alla commercializzazione, per questi soggetti, dal 33,1% scende al 15,8%.
- 1.3 La stessa Eni è anche proprietaria della massima parte della produzione nazionale, controlla il maggior operatore della rete nazionale di trasporto (Snam Rete Gas), è proprietario o controlla tutte le infrastrutture di approvvigionamento (metanodotti ed il rigassificatore di Panigaglia), ad eccezione del terminale di rigassificazione di Rovigo (la cui entrata in esercizio è prevista nelle prossime settimane), ed infine è proprietario o controlla la quasi totalità delle infrastrutture di stoccaggio e dei campi di produzione riconvertibili a stoccaggio.
- 1.4 Le criticità legate alle carenze infrastrutturali, dovute essenzialmente a evidenti ritardi nello sviluppo proattivo di necessari investimenti, sono state evidenziate con nettezza nel recente passato dalle gravi crisi di approvvigionamento, costate oltre 100 milioni di euro ai consumatori italiani, innescate o da picchi di domanda invernale (crisi del 2004-2005 e del 2005-2006) o da temporanee indisponibilità di importazioni (crisi Ucraina-Russia del 2009).
- 1.5 Nonostante la realizzazione di alcuni potenziamenti dei gasdotti di importazione e l'entrata in servizio del rigassificatore di Rovigo, la dotazione infrastrutturale (rigassificatori, gasdotti, stoccaggi) del Paese rimane insufficiente sia ai fini dello sviluppo della competizione sia ai fini di una gestione in sicurezza dei rischi connessi ad un eventuale inverno particolarmente rigido o ad eventuali temporanee interruzioni, anche accidentali, di anche uno solo dei maggiori gasdotti di importazione. Il grave deficit di capacità di offerta e di stoccaggio, evidenziato nelle crisi recenti, potrebbe quindi ripetersi, nonostante l'attuale basso livello di domanda con rischi immediati per il sistema e gli utenti finali.

- 1.6 Per valutare tali criticità è necessario analizzare il bilanciamento della domanda e dell'offerta non solo a livello annuale (come impropriamente viene spesso proposto) ma anche a livello giornaliero, in quanto la domanda di gas naturale è molto variabile in funzione delle esigenze di riscaldamento civile e dei consumi per la produzione elettrica.
- 1.7 Tale valutazione¹ porta a ritenere che un sistema gas adeguato alla attuale domanda, in grado di fronteggiare anche interruzioni invernali prolungate di una delle principali fonti di approvvigionamento, dovrebbe disporre di almeno 80 Mmc/g aggiuntivi di offerta; questo è un valore molto rilevante se confrontato con gli investimenti in corso. Basti considerare che il rigassificatore di Rovigo apporterà solo 25 Mmc/g aggiuntivi.
- 1.8 La situazione di deficit infrastrutturale è quindi con tutta evidenza grave e duratura, visto che altre realizzazioni (nuovi stoccaggi, rigassificatori e nuovi metanodotti) sono attualmente incerte e comunque lontane nel tempo; si registrano difficoltà e ritardi nello sviluppo delle infrastrutture sia di stoccaggio (l'ultimo potenziamento dello stoccaggio risale a due anni fa e si tratta di un mero miglioramento tecnico della capacità già esistente) che di adduzione (gasdotti, impianti di rigassificazione); mentre è previsto che la domanda di punta, superata l'attuale congiuntura economica sfavorevole, ritorni a crescere ad un ritmo di almeno 10 Mmc/g all'anno.
- 1.9 Nei prossimi anni è quindi possibile che, in caso di problemi su uno dei principali metanodotti di importazione, occorra, ancora una volta, assumere, come da tre anni a questa parte, misure tempestive, ancorché onerose, atte a mettere al riparo il sistema e gli utenti finali da rischi immediati².

¹ L'offerta massima a livello giornaliero è pari alla somma delle capacità di importazione e di produzione nazionale, nel complesso circa 330 milioni di metri cubi al giorno (Mmc/g), inclusi il rigassificatore di Rovigo e i recenti potenziamenti dei metanodotti da Russia e Algeria, nonché della capacità tecnica di erogazione dello stoccaggio, circa 270 Mmc/g. Tuttavia tale offerta massima, pari quindi a circa 600 Mmc/g, si realizza solo nel momento in cui gli stoccaggi sono completamente pieni. Infatti l'offerta del sistema degli stoccaggi declina rapidamente in funzione del grado di utilizzo degli stoccaggi stessi. Poiché in inverno la domanda di gas naturale nei giorni feriali (nei quali è più elevato il consumo del settore elettrico e dell'industria) è mediamente superiore alla attuale capacità di produzione e importazione, il ricorso agli stoccaggi è indispensabile in modo sistematico e non occasionale, e quindi al termine di un inverno mediamente freddo l'offerta da stoccaggi si riduce a circa 120 Mmc/g. Complessivamente quindi l'offerta massima a fine inverno può scendere ai 450 Mmc/g, mentre la domanda può ancora raggiungere punte superiori a tale livello in caso di freddo particolarmente intenso. Appare quindi evidente che, in caso di punte di freddo intenso alla fine della stagione invernale, l'attuale sistema dell'offerta non è in grado di fronteggiare compiutamente la domanda. Ma è altrettanto evidente che in questa situazione se ai rischi del clima si sommassero altre cause di riduzione dell'offerta invernale, quale ad esempio l'interruzione accidentale delle importazioni da uno dei principali metanodotti (che hanno capacità dell'ordine degli 80 Mmc/g), il sistema potrebbe non essere in grado di far fronte alla domanda.

² In tale situazione il Governo ha dovuto intervenire negli anni scorsi con misure urgenti ed eccezionali per far fronte alle emergenze e ai rischi di black-out. Peraltro, superata l'emergenza, tende anche a smarrirsi la generale percezione dell'onerosità, in termini ambientali ed economici, delle misure stagionali adottate. Negli scorsi anni, per garantire la copertura del fabbisogno, sono stati adottati provvedimenti finalizzati a contenere i consumi di gas: massimizzando l'utilizzo dell'olio combustibile nelle centrali termoelettriche anche con deroghe ai limiti di emissione previsti dalla normativa ambientale; riducendo le temperature ed i periodi di riscaldamento nelle abitazioni; attivando contratti di fornitura interrompibile con conseguenti ulteriori costi per la collettività. A titolo di esempio si consideri che, durante l'ultima emergenza gas, sono stati riconosciuti alla sola Enel circa 66 milioni di euro a titolo

- 1.10 Per assicurare al sistema produttivo e agli utenti finali un mercato del gas in grado di garantire sia la continuità che l'economicità delle forniture, è necessario un livello di offerta capace non solo di seguire la dinamica della domanda, ma di anticiparla proattivamente con un "fisiologico" eccesso di capacità di offerta; eccesso, la cui dimensione ottima è funzione della concentrazione dell'offerta, presente in tutti i settori veramente competitivi, e senza il quale nessun mercato può definirsi concorrenziale ed espletare la propria funzione calmierante sui prezzi. E' infatti evidente che solo una situazione infrastrutturale di piena sicurezza può supportare lo sviluppo di un compiuto mercato concorrenziale. Tale situazione condiziona peraltro sempre più anche il settore elettrico, posto che oltre il 55% di energia elettrica è prodotta utilizzando gas naturale, e rende difficile immaginare di candidare l'Italia anche come un auspicabile e conveniente *hub* energetico nel Sud-Europa.
- 1.11 L'assenza di mercati liquidi e della disponibilità, a costi ragionevoli, dei necessari strumenti di flessibilità continuano a condizionare fortemente non solo gli esiti del mercato all'ingrosso, ma anche il grado di integrazione verticale del settore (in ciò comprendendo anche i rapporti contrattuali di medio – lungo periodo tra soggetti distinti) e, quindi, il grado di concorrenza nel mercato al dettaglio.
- 1.12 L'assenza di una Borsa liquida del gas comporta innanzitutto che le condizioni prevalenti nei contratti di fornitura continuano a rispecchiare la struttura di costo propria dei contratti *take or pay* di lungo periodo dell'operatore dominante; a tale effetto va aggiunto quello – non meno rilevante - di un notevole aumento dei costi di transazione e del rischio che si trova a sostenere un nuovo entrante (operante all'ingrosso o al dettaglio), il quale non abbia precedentemente negoziato accordi (o pre-accordi) commerciali per la cessione o (rispettivamente) l'acquisto della materia prima all'ingrosso e dei necessari strumenti di flessibilità.
- 1.13 A fronte di tutte le sopraelencate criticità, alcuni recenti interventi legislativi hanno cercato di introdurre strumenti per dare un impulso allo sviluppo del mercato: in particolare l'articolo 30 della Legge n. 99/09 dispone che il Gestore del mercato elettrico (GME) organizzi e gestisca la Borsa del gas e che, in particolare, il GME, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della medesima Legge, assuma la gestione delle offerte di acquisto e di vendita del gas naturale e di tutti i servizi connessi secondo criteri di merito economico.
- 1.14 Sebbene l'avvio della Borsa del gas non garantisca di per sé la nascita di un mercato regolamentato davvero liquido, si tratta di un primo importante passo in tale direzione. La presenza di una Borsa del gas potrà contribuire a superare alcune delle difficoltà oggi osservate nello sviluppo della concorrenza nel mercato al dettaglio, ancora fortemente caratterizzato da un'elevata discriminazione di prezzi non giustificabili sulla sola base delle diverse caratteristiche del prelievo.

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.

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.

- 1.15 È importante sottolineare che la presenza di una struttura di offerta sufficientemente concorrenziale o, almeno, di misure che inducano un comportamento di offerta concorrenziale è una condizione fondamentale perché la Borsa del gas possa produrre i suoi benefici effetti. Diversamente, i segnali di prezzo prodotti resteranno non solo fortemente distorti ma anche facilmente (e senza costo rilevante) condizionabili, per non dire governabili, da parte dell'operatore dominante, ENI; ciò che finirebbe per svuotare di significato detti segnali di prezzo.
- 1.16 Considerazioni analoghe valgono con riferimento al ruolo che potrebbe assumere l'Acquirente unico nel mercato del gas naturale. In presenza di una struttura di offerta sufficientemente concorrenziale, o di operatori lato offerta che agiscano come se si trovassero in un contesto di forte concorrenza, l'Acquirente unico potrebbe, così come nel settore dell'energia elettrica, approvvigionarsi sul mercato del gas naturale destinato ai clienti finali di minori dimensioni, serviti nell'ambito dei meccanismi di tutela cui vengono applicati i prezzi di riferimento. Prezzi di riferimento che sarebbero quindi determinati sulla base dei prezzi pagati da Acquirente unico sul mercato, dacché i prezzi di mercato rifletterebbero dinamiche concorrenziali. Nell'attuale contesto di mercato, invece, tali prezzi rifletterebbero verosimilmente, l'esercizio di potere di mercato dell'operatore dominante.
- 1.17 I recenti interventi legislativi sul mercato all'ingrosso del gas, di cui ai commi 1 e 2 dell'articolo 3 del Decreto Legge 1 luglio 2009 n. 78 convertito nella Legge 3 agosto 2009 n. 102, che hanno imposto un obbligo di offerta (*gas release*) a condizioni predefinite sull'operatore dominante, costituiscono un primo banco di prova per interventi di questo tipo; tali interventi non potevano, tuttavia, dare piena soluzione all'assenza di una struttura concorrenziale nell'offerta; ciò a causa della episodicità della misura prevista, del particolare momento dell'anno in cui essa è entrata in vigore, della sostanziale impossibilità di accesso diretto o indiretto dei consumatori di piccola dimensione (famiglie e PMI) e della ridotta dimensione, sia in termini quantitativi che di estensione temporale, che hanno caratterizzato l'obbligo di offerta.
- 1.18 In particolare lo svolgimento della *gas release* è avvenuto troppo a ridosso del periodo di consegna dei prodotti negoziati. La negoziazione di prodotti a termine fisici, infatti, è funzionale alla cessione degli stessi ai clienti finali e/o alla composizione del portafoglio approvvigionamenti dei venditori (o degli *shipper*); l'anticipo tipico, rispetto al periodo di consegna, proprio sia della sottoscrizione dei contratti con i clienti finali che delle decisioni sulla composizione dei portafogli di approvvigionamento degli *shipper*, è sensibilmente maggiore rispetto a quello consentito dalla Legge n. 102/09 (nei mercati organizzati i prodotti annuali vengono negoziati a partire da 12-18 mesi prima dell'inizio del periodo di consegna); questo insufficiente anticipo ha comportato che, da un lato, gran parte dei clienti finali avesse già sottoscritto i contratti di approvvigionamento per l'anno termico successivo (né si poteva immaginare di intervenire sui contratti già sottoscritti liberamente) e, dall'altro, che, essendo i portafogli di approvvigionamento degli *shipper* già chiusi, per di più in un mercato congiunturalmente molto "lungo" (a causa della riduzione delle attività industriali determinata dalla crisi economica internazionale), le opportunità di sostituire il gas già approvvigionato con quello della *gas release* fossero poche e, in genere, a prezzi molto bassi.

- 1.19 Ciononostante, la *gas release* ha avuto l'indubbio beneficio di rendere disponibile un segnale di prezzo trasparente di prodotti liquidi che consente a tutti i clienti finali di poter valutare più correttamente le condizioni economiche previste nelle proprie forniture.
- 1.20 Analoghe considerazioni valgono con riferimento alle disposizioni di cui al comma 3, articolo 3, del Decreto Legge n. 78/09 convertito nella Legge n. 102/09, che sono volte appunto a rendere disponibili al mercato le necessarie risorse di flessibilità sia con riferimento ai servizi di bilanciamento che di stoccaggio, nel rispetto dei vigenti livelli di sicurezza degli approvvigionamenti e delle forniture. La disponibilità per il mercato di tali strumenti è necessaria, tra l'altro, per ridurre i rischi ed i costi di transazione connessi all'acquisizione dei clienti nel corso dell'anno termico e, in generale, per gestire efficientemente le variazioni nei profili di prelievo dei clienti finali e nelle condizioni economiche e tecniche che caratterizzano gli approvvigionamenti a monte.
- 1.21 Sulla base delle disposizioni di cui all'articolo 3 del Decreto Legge n. 78/09 convertito nella Legge n. 102/09, l'Autorità ha già proposto, con il documento di consultazione 5 agosto 2009, DCO 28/09, una serie di interventi volti ad aumentare la flessibilità dei servizi di stoccaggio e bilanciamento.

Mercato al dettaglio

- 1.22 Nel settore gas, la completa liberalizzazione del mercato e la connessa possibilità, anche per i clienti finali domestici, di scegliere un venditore sul mercato libero è avvenuta a partire dal 1° gennaio 2003; tuttavia, al fine di garantire una particolare tutela per i clienti finali dotati di minore potere contrattuale (famiglie ed utenti di minori dimensioni), l'Autorità continua a fissare le condizioni economiche che gli esercenti la vendita sono tenuti ad inserire tra quelle da loro liberamente offerte a detti clienti.
- 1.23 La previsione di particolari meccanismi di tutela per i clienti di minori dimensioni trova ampia giustificazione nella particolare vulnerabilità di questi clienti all'eventuale esercizio di potere di mercato da parte degli esercenti la vendita *incumbent*.
- 1.24 Infatti, non solo i clienti finali sono – *ceteris paribus* - meno propensi al cambio del fornitore a causa dei maggiori costi (in termini percentuali sul costo della fornitura) di ricerca dei fornitori alternativi e di “cambio fornitore” (o *switch*), ma la stessa offerta potenziale che si rivolge ai clienti di minori dimensioni è inferiore; ciò a causa delle maggiori dimensioni di scala (in termini di clienti serviti) richieste agli esercenti la vendita per essere competitivi su questo segmento di mercato.
- 1.25 Sotto il profilo normativo, la forma di tutela oggi vigente per questi clienti (famiglie e PMI) era stata introdotta, nell'imminenza della completa liberalizzazione del comparto (1° gennaio 2003), dal DPCM 31 ottobre 2002, emanato sulla base di quanto previsto dall'art. 1 del Decreto Legge 4 settembre 2002, n. 193, poi convertito dalla Legge 28 ottobre 2002, n. 238. Tale decreto, finalizzato a realizzare un “*ordinato e graduale passaggio al mercato liberalizzato da parte degli utenti finali*” che si trovavano, sino a quel momento, nella condizione di *cliente vincolato*, attribuiva all'Autorità il compito di definire criteri di calcolo e aggiornamento delle tariffe e dei prezzi relativi all'elettricità e

al gas, integrativi rispetto a quelli previsti dall'art. 3, commi 2 e 5, della Legge 14 novembre 1995, n. 481, "anche successivamente all'apertura dei mercati".

- 1.26 Detto quadro normativo è stato successivamente completato da quanto previsto dall'art. 3 del Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito nella Legge 3 agosto 2007, n. 125, che, nell'estendere al settore dell'energia elettrica il potere dell'AEEG di definire i *prezzi di riferimento* anche successivamente all'apertura dei mercati, ha confermato a livello di legislazione primaria quanto già previsto, per il settore gas, dal DPCM 31 ottobre 2002.
- 1.27 I *prezzi di riferimento* sono aggiornati trimestralmente da parte dell'Autorità per tenere conto dell'evoluzione dei prezzi della materia prima all'ingrosso che sono determinati a partire dalla struttura di costo di approvvigionamento; struttura di costo che è fortemente legata agli andamenti dei mercati internazionali del petrolio e dei prodotti petroliferi e al rapporto di cambio dollaro/euro.
- 1.28 Infatti, i costi di approvvigionamento del gas naturale variano in relazione alle fluttuazioni dei mercati energetici e sono normalmente indicizzati, nei contratti internazionali, a indicatori costituiti dal mercato del greggio, del gasolio e degli oli combustibili. L'attuale metodologia di determinazione dei *prezzi di riferimento* prevede inoltre che sia garantita una certa stabilità delle condizioni economiche di fornitura, diluendo gli effetti dei periodi di picco, sia in aumento che in diminuzione, e minimizzando le variazioni da trasferire sul prezzo finale. Il corrispettivo applicato in ciascun trimestre è cioè funzione delle quotazioni medie dei nove mesi precedenti l'aggiornamento.
- 1.29 Tuttavia, la fissazione di condizioni economiche di fornitura rispetto ad un costo efficiente rimane particolarmente difficile in un contesto come quello italiano, in cui l'offerta sul mercato finale del gas è approvvigionata in larghissima misura da parte dell'operatore dominante attraverso l'utilizzo prevalente di contratti *take or pay* di lungo periodo.
- 1.30 Con riferimento allo stato generale della concorrenza nel mercato al dettaglio i dati del 2008 hanno evidenziato un tasso di *switch* del settore domestico di poco superiore all'1% e, nel settore delle imprese, limitando l'analisi a quelle con consumi di gas inferiori a 200.000 Smc/anno, di poco superiore al 3%.
- 1.31 In questo quadro emergono chiaramente le ragioni per cui gli incentivi alla competizione nel mercato della vendita al dettaglio siano fortemente limitati dall'esiguo grado di concorrenzialità che caratterizza il mercato all'ingrosso da un lato e, dall'altro, dal forte grado di integrazione verticale che ancora caratterizza l'attività di vendita al dettaglio.
- 1.32 Soprattutto, a quasi sette anni dall'apertura a valle del mercato del gas naturale, risulta evidente come gli strumenti di tutela dei clienti di piccole dimensioni contro l'esercizio del potere di mercato da parte dei soggetti che operano nella vendita, che si sostanziano nelle condizioni economiche di fornitura, risultino ormai poco efficaci a contrastare l'esercizio del potere nel mercato all'ingrosso di cui gli stessi esercenti la vendita sono talvolta vittime e i cui effetti inevitabilmente acuiscono la scarsa contendibilità del mercato al dettaglio.
- 1.33 Un altro elemento di forte criticità è costituito dalla relazione/integrazione verticale tra le società di distribuzione, cui le procedure di *switch* prevedono l'invio delle relative richieste, e il venditore *incumbent* nell'area; quest'ultimo

può avvantaggiarsi di informazioni privilegiate facilmente reperibili per mettere in atto strategie volte a contenere la perdita di clienti.

- 1.34 L'esistenza di centinaia di imprese di distribuzione comporta, per i venditori che vogliano espandere la propria azione sul territorio, la necessità di moltiplicare le relazioni e gli scambi di dati necessari alla gestione dei contratti di trasporto e distribuzione. Ciò rende necessaria una regolazione ed una standardizzazione molto spinta e porta i venditori a limitare l'espansione dell'attività di vendita a quelle zone e quei territori dove sufficienti economie di scala giustificano i costi gestionali sostenuti.
- 1.35 L'Autorità ha già allo studio una riforma organica di tutta la disciplina dello *switch* per limitare il più possibile gli ostacoli di tipo operativo che, aumentando i costi e le asimmetrie informative, creano barriere all'ingresso di nuovi operatori; tuttavia, per consentire di raggiungere un sufficiente grado di competizione nel mercato al dettaglio appaiono necessari ulteriori interventi nel comparto della distribuzione del gas come meglio illustrato nel seguito.
- 1.36 Infine, a completamento del quadro del mercato al dettaglio, si osserva la necessità sempre attuale e urgente di intervenire quanto più possibile per migliorare il grado di informazione dei clienti finali, anche attraverso le relative associazioni, e la loro capacità di esprimere una domanda consapevole. Infatti si ritiene che la pressione competitiva che i clienti possono mettere ai fornitori con la loro propensione allo *switch* sia un fattore chiave di successo della liberalizzazione, importante quanto la concorrenza all'ingrosso ed anzi, là dove questa si esprime in una forma parziale ed imperfetta, anche in una certa misura sostitutiva di essa.

Distribuzione

- 1.37 L'articolo 23-bis del Decreto Legge 25 giugno 2008, convertito nella Legge 6 agosto 2008, n. 133, come modificato, da ultimo, dall'articolo 30, comma 26, della Legge 23 luglio 2009, n. 99, prevede che gli ambiti territoriali minimi di cui al comma 2, dell'articolo 46-bis del Decreto Legge 1 ottobre 2007, n. 159, convertito nella Legge 29 novembre 2007, n. 222 e modificato dalla Legge 24 dicembre 2007, n. 244, sono determinati dal Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro per i rapporti con le regioni, sentite la Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del Decreto Legislativo 28 agosto 1997, n. 281, e successive modificazioni, e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, tenendo anche conto delle interconnessioni degli impianti di distribuzione e con riferimento alle specificità territoriali e al numero dei clienti finali. In ogni caso l'ambito non può essere inferiore al territorio comunale.
- 1.38 In merito, l'Autorità ha diffuso, in data 3 giugno 2008, un proprio documento per la consultazione contenente ipotesi per la formulazione di proposte in materia di individuazione di bacini ottimali d'utenza.
- 1.39 L'Autorità, in coerenza con la propria missione istituzionale, ritiene che la definizione dei bacini ottimali d'utenza debba essere effettuata al fine di garantire uno sviluppo efficiente del servizio a vantaggio dei clienti finali, avendo presenti i seguenti obiettivi specifici:

- razionalizzazione ed efficientamento del servizio di distribuzione del gas naturale;
 - promozione della concorrenza.
- 1.40 Il primo dei due obiettivi richiamati è stato oggetto delle analisi sviluppate nel documento per la consultazione, dove le prime indicazioni circa la dimensione ottima dei bacini d'utenza sono state fornite sulla base di un'analisi economica volta ad accertare la presenza di potenziali economie di scala nella produzione del servizio e sulla base di considerazioni di tipo tecnico, legate alle realtà impiantistica presente nel paese.
- 1.41 L'analisi, svolta dall'Autorità, degli studi disponibili e l'analisi su dati dell'anno 2006, relativi a un significativo campione di imprese di distribuzione, hanno confermato che il servizio di distribuzione del gas naturale è caratterizzato dalla presenza di economie di scala. Forti nel caso di imprese di piccole dimensioni, deboli per imprese medio-grandi.
- 1.42 La presenza di economie di scala implica che al crescere della dimensione diminuisca il costo medio unitario di produzione. Quindi, qualora venisse unicamente perseguito l'obiettivo di minimizzazione del costo di produzione del servizio, ciò potrebbe portare, in un'ipotesi estrema, al disegno di un sistema con un solo operatore. Tale ipotesi non appare però né auspicabile sul piano regolatorio, né praticabile sul piano pratico. In un settore come quello della distribuzione del gas, caratterizzato dalla presenza di condizioni di monopolio, l'Autorità ritiene che il mantenimento di una pluralità di operatori possa innanzitutto consentire uno sviluppo della cosiddetta "concorrenza per il mercato" e dall'altro possa favorire il compito del regolatore per la regolazione tariffaria del servizio grazie alla maggiore disponibilità di elementi informativi in merito ai costi efficienti delle singole attività del servizio.
- 1.43 In questo contesto si ritiene che la riduzione del numero dei bacini di utenza, adeguatamente supportato sul piano della normativa secondaria dalla introduzione di regole certe per la definizione di bandi e criteri di gara, possa avere benefici effetti anche in termini di sviluppo concorrenziale dell'attività di vendita gas.
- 1.44 L'Autorità, con la propria riforma tariffaria del servizio di distribuzione operata per il terzo periodo di regolazione, ritiene di aver già agito in un'ottica pro-concorrenziale, definendo un numero di ambiti tariffari molto limitato, semplificando così la vera e propria giungla tariffaria, con oltre 2000 ambiti, ciascuno caratterizzato da tariffe diverse.
- 1.45 L'odierna situazione di frammentazione della distribuzione rende molto onerosa l'attività delle imprese di vendita che devono impiegare significative risorse per identificare le imprese distributrici e gestire con esse i rapporti commerciali, i flussi di dati relativi alle variazioni anagrafiche dei propri clienti, i flussi di fatturazione e i flussi relativi alle misure rilevate.

Con la tavola seguente si intende evidenziare, molto sinteticamente, alcune asimmetrie ed alcuni elementi per un sommario confronto fra gli assetti ed i livelli di concentrazione mercati, per l'energia elettrica e il gas.

ASSETTI, LIVELLI DI CONCENTRAZIONE ED ASIMMETRIE DEI MERCATI

	Gas	Energia elettrica
Peso dell'operatore dominante (produzione + importazione)	63,4% (66,9% incluse le vendite innovative)	28,4%
Cessione di Asset dell'operatore dominante	no	si 3 Genco
Terzietà della proprietà rete	No Snam Rete Gas (eni)	Si Terna
Terzietà dei servizi a rete (dispacciamento)	No Snam Rete Gas (eni)	Si Terna
Tetti all'operatore dominante	Si 61% (netto autoconsumi) Solo fino al 2010	Si 50% per sempre
Esistenza di mercati regolati	No Esiste solo un punto di scambio virtuale gestito da Snam Rete Gas (Eni) ²	Si Mercato del giorno prima Mercato di aggiustamento Mercato servizi dispacciamento Mercato infragiornaliero Mercato fisico a termine Mercato finanziario (derivati) ¹
Numero distributori	278 (ancora eccessivamente elevato)	150 (numero contenuto ed ulteriormente ottimizzabile)
Numero dei punti di prelievo serviti dai primi dieci esercenti della distribuzione	60% (alta frammentazione)	97% (dimensioni aziendali a più alta economia di scala)
Concessioni	Assegnate dai comuni/onerose	Nazionali/gratuite
Tasso di <i>switching</i> (clienti domestici e PMI)	Meno del 7% in più di sette anni (1/1/2003)	Più dell'8,8% in meno di due anni (1/7/2007)
Livello della concorrenza	Inadeguato e a sviluppo frenato	Non del tutto soddisfacente, ma in progresso

(alcuni elementi di sommario confronto tra i settori elettricità e gas)

¹ Ulteriori novità sono previste dal Decreto Legge n. 185/08 (Art. 3 commi 10 – 13), convertito nella Legge n. 2/09, contenente indicazioni per una riforma organica del mercato elettrico. Il prezzo dell'energia sarà determinato in base al criterio del Pay as Bid e verrà riformato anche il mercato dei servizi di dispacciamento.

² Novità normative, ancora in corso di implementazione, sono contenute nella Legge n.99/09 (Art. 30, commi 1-5) La gestione economica del mercato sarà affidata al GME. Viene esteso il ruolo dell'AU anche al settore gas.

PROPOSTE

- 1.46 Per superare le numerose e forti criticità del mercato del gas naturale si propone di operare attraverso due insiemi di misure. Le prime, con effetti più immediati, non richiedono sensibili modifiche di carattere strutturale. Le seconde hanno invece carattere strutturale e sono volte a consentire alle forze di mercato di raggiungere "autonomamente" equilibri concorrenziali, pur nell'ambito del necessario quadro regolatorio.

Misure di effetto immediato

Le misure capaci di produrre benefici effetti sul mercato del gas già nell'arco di alcuni mesi sono essenzialmente tre:

- a) *Gas release e Borsa del gas*
- b) *Servizi di flessibilità*
- c) *Interventi nella distribuzione*

a) Gas release e Borsa del gas

1.47 Come già evidenziato, una delle principali criticità del settore del gas naturale è la presenza, nel mercato all'ingrosso, di una struttura dell'offerta estremamente concentrata.

1.48 Al fine di anticipare, con soluzioni temporanee di transizione, la realizzazione di equilibri concorrenziali nel mercato all'ingrosso, si propone di introdurre, per via legislativa, obblighi di offerta a condizioni predefinite sull'operatore dominante, come già segnalato dall'Autorità nella Segnalazione PAS 3/09 del 27 febbraio 2009 contenente "Informativa sulle misure adottate e proposte urgenti ai sensi dell'articolo 3 comma 8 della Legge 28 gennaio 2009 n. 2" e, in parte ed in via sperimentale, disposto dalla Legge n. 102/09 per l'anno termico 2009/2010.

1.49 Si sottolinea, tuttavia, che, per consentire che tali disposizioni abbiano piena efficacia e producano gli esiti attesi, devono essere soddisfatte almeno le seguenti condizioni:

- le quantità che devono essere offerte in vendita in ciascun anno devono essere anche sensibilmente superiori a quelle che hanno caratterizzato la recente gas release ed essere tali per cui l'operatore dominante a) non sia più in grado di determinare – almeno unilateralmente – il prezzo della domanda residua (cioè al netto di tali quantità) ovvero b) non abbia interesse a farlo, preferendo aumentare la propria quota di mercato, piuttosto che mantenere elevati i prezzi a costo di una forte contrazione della propria quota di mercato;
- tutta la domanda, inclusi anche i clienti di minore dimensione quali il settore domestico, il commercio, l'artigianato e in generale le piccole e medie imprese, deve avere accesso, sia pure attraverso una opportuna intermediazione, alle procedure di gas release;
- gli obblighi di offerta devono avere un orizzonte pluriennale coerente con un adeguato sviluppo delle infrastrutture di stoccaggio e di adduzione e tale da consentire una struttura dell'offerta concorrenziale;
- le procedure di offerta devono essere svolte con adeguato anticipo rispetto all'inizio del relativo di consegna, secondo un calendario certo e secondo regole rese pubbliche con largo anticipo rispetto al momento in cui le *gas release* sono svolte.

1.50 Una *gas release* pluriennale con le caratteristiche sopra delineate consentirebbe il rapido avvio di una Borsa del gas i cui esiti siano sufficientemente concorrenziale o almeno non del tutto condizionabili dall'operatore dominante.

Tale Borsa certamente non risolverebbe del tutto i problemi di accesso al mercato posto che, come si evidenzierà nel seguito, l'assenza di un dispacciatore indipendente mina alla base gli esiti della Borsa stessa, ma indubbiamente consentirebbe di migliorare la trasparenza del mercato e di disporre di adeguati segnali di prezzo.

- 1.51 La liquidità della futura Borsa del gas potrà essere facilitata anche da altre misure quali, ad esempio, gli obblighi di offerta di gas al mercato del tipo di quelli oggi previsti in capo agli importatori (per quote del gas importato nell'anno termico precedente) ed ai produttori di gas nazionale (per le quantità corrispondenti alle *royalties*).
- 1.52 In presenza di operatori lato offerta che agiscano come se si trovassero in un contesto di concorrenza, in presenza delle misure sopra richiamate, sarebbe anche possibile fare assumere all'Acquirente unico un ruolo analogo a quello oggi svolto nel caso dell'energia elettrica. I *prezzi di riferimento*, cioè, potrebbero essere determinati sulla base dei prezzi pagati dall' Acquirente unico sul mercato. Ciò che, tra l'altro, garantirebbe anche una maggior aderenza dei *prezzi di riferimento* alle evoluzioni, anche congiunturali, del mercato.

b) Servizi di flessibilità

- 1.53 Nelle more della necessaria revisione della normativa primaria che disciplina l'attività di stoccaggio di gas naturale, l'Autorità ha già avviato, sulla base di molteplici istanze e delle disposizioni dalla Legge n. 102/09, un procedimento volto a definire nuovi servizi che, compatibilmente con la sicurezza del sistema, aumentino le flessibilità a disposizione degli operatori:
- da un lato, agevolando lo scambio di risorse di bilanciamento tra gli operatori su base settimanale, all'interno di una piattaforma centralizzata gestita dalla società Snam Rete Gas;
 - dall'altro definendo, in termini di spazio disponibile e di punta di iniezione e di erogazione, un servizio di modulazione settimanale che consenta il prelievo e l'iniezione di gas in stoccaggio in momenti diversi di ciascuna settimana, garantendo l'azzeramento della posizione in stoccaggio al termine della stessa settimana.

c) Interventi nella distribuzione

- 1.54 Nel comparto della distribuzione del gas, le azioni che possono essere messe in atto a breve termine riguardano:
- tempestiva emanazione di regole certe per la definizione di bandi e criteri di gara, entrambi peraltro propedeutici a
 - riduzione del numero dei bacini di utenza;
- 1.55 La riduzione del numero delle stazioni appaltanti dovrebbe anche coincidere con l'aumento della specializzazione e della capacità delle medesime stazioni appaltanti nel definire aste il più possibile efficienti. Oggi la gestione delle aste è affidata ai comuni, anche piccoli, che spesso non sono dotati delle necessarie competenze.

- 1.56 Il miglioramento della qualità del processo selettivo dovrebbe favorire il crearsi di un ambiente autenticamente competitivo in cui un numero limitato di imprese aventi dimensione adeguata e le professionalità tecniche, organizzative e commerciali, necessarie per operare sul mercato interno del gas naturale, si contendano i vari bacini di gara.
- 1.57 La riduzione del numero di ambiti per l'affidamento del servizio, risolverebbe anche molte delle criticità precedentemente evidenziate, relative all'onerosità dell'attività delle imprese di vendita:
- riduzione dei rapporti contrattuali con le imprese distributrici;
 - riduzione del numero di interfacce che le medesime imprese di vendita devono sviluppare con le imprese distributrici.
- 1.58 Tutto ciò dovrebbe ridurre i costi di transazione, favorire l'entrata e in definitiva offrire al cliente finale nuove possibilità di fruire di un servizio efficiente a condizioni economiche sempre migliori.

Misure strutturali con effetti attesi nel medio periodo

Per far fronte in modo strutturale alle criticità del settore del gas naturale è invece necessario un intervento veramente risolutivo riguardante quanto segue:

- a) Separazione proprietaria delle attività di trasporto;*
- b) Attribuzione al gestore indipendente del trasporto dei diritti di trasporto sui metanodotti internazionali di adduzione in Italia detenuti dall'operatore dominante;*
- c) Separazione proprietaria delle attività di stoccaggio ;*
- d) Obbligo di cessione per l'operatore dominante di una significativa quota della produzione nazionale, con particolare riferimento ai campi riconvertibili a stoccaggio;*
- e) Teti antitrust*

a) Separazione proprietaria delle attività di trasporto

- 1.59 Un operatore nuovo entrante che volesse accedere al mercato attraverso la realizzazione di un nuovo rigassificatore, o semplicemente attraverso l'importazione via metanodotto, si scontra oggi non solo con un soggetto dominante, l'ENI, ma soprattutto con l'impossibilità di vendere in un mercato organizzato, liquido, trasparente e con bassi costi di transazione (ovvero una borsa che consente, come nel settore elettrico, di vendere all'ingrosso in competizione sul prezzo con altri operatori). Come già accennato, oggi esiste infatti solo un Punto di Scambio Virtuale (PSV) gestito da Snam Rete Gas che consente solo di bilanciare le posizioni dei diversi operatori sul mercato; infatti non si forma alcun prezzo esplicito e quindi non esiste una valorizzazione trasparente del gas.
- 1.60 Tuttavia il problema di creare una Borsa del gas che non solo consenta la formazione di prezzi concorrenziali ma dia garanzie di accesso al mercato non è certo quello di realizzare la piattaforma informatica (come quella gestita dal

Gestore del Mercato Elettrico) bensì quello di dare seguito imparziale agli esisti del mercato, ovvero quello di avere un soggetto indipendente che svolge il dispacciamento (l'attività svolta da Terna nel settore elettrico). Non è infatti ragionevole che il dispacciamento fisico, che comporta anche interventi correttivi dell'esito del mercato, determinati normalmente dalle modalità di gestione ordinaria e straordinaria della rete e degli stoccaggi, sia svolto da uno dei concorrenti sul mercato, per di più quello dominante.

- 1.61 Ne consegue la necessità e l'urgenza di separare propriamente le attività di trasporto e di dispacciamento e di definire un assetto concessorio per le reti di trasporto gas che attribuisca precise responsabilità su dispacciamento, bilanciamento, sviluppo rete e sicurezza (così come già per il settore elettrico, con Terna). D'altra parte un monopolio tecnico-naturale, che obbligatoriamente deve essere utilizzato da tutti gli operatori, in concorrenza fra loro, non può restare nelle mani di uno solo di loro e, pure, il dominante.
- 1.62 La necessità di garantire un utilizzo neutrale delle infrastrutture di trasporto attraverso la separazione proprietaria delle medesime dall'operatore dominante, è, peraltro, già legislativamente prevista in Italia fin dalla Legge 27 ottobre 2003 n. 290, sollecitata con voto biparte dalla X Commissione della Camera (2006) ed ancora in attesa del DPCM di attuazione. Si tratta di una soluzione che determinerebbe inoltre non un indebolimento dell'Eni ma, attraverso una cessione ovviamente remunerata di Snam Rete Gas (che rappresenta meno del 2% del fatturato di Gruppo) un rafforzamento della sua proiezione internazionale; ciò è stato già sperimentato con l'operazione Terna, felicemente attuata per il parallelo settore elettrico.
- 1.63 Non vi è dubbio che i provvedimenti attuativi, oltre alla normativa primaria, possano e debbano impedire che la proprietà della rete di trasporto possa essere ceduta a soggetti, italiani o esteri, che abbiano interessi in ogni altra attività della filiera del gas naturale. Ciò appare conseguibile con varie misure, non ultima attraverso il mantenimento in ambito pubblico, così come per Terna nel settore elettrico, di una significativa partecipazione pubblica diretta o intermediata da soggetti estranei al settore del gas naturale.
- 1.64 L'attuazione delle leggi già esistenti si rende ancor più urgente e necessaria alla luce della recente approvazione, avvenuta il 13 luglio 2009, del c.d. "terzo pacchetto" di direttive e regolamenti comunitari in tema di energia, che entreranno definitivamente in vigore il 3 marzo 2011. In particolare la direttiva 2009/73/CE ("Norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE") prevede, all'art. 9, una nuova disciplina comunitaria in tema di "Separazione dei sistemi di trasporto e dei gestori dei sistemi di trasporto", cui lo Stato italiano è tenuto ad adeguarsi; in ciò facilitato dalle scelte già legificate a favore della soluzione (unbundling proprietario) che, fra quelle offerte dalla stessa Direttiva, viene ritenuta dalla Commissione e viene citata nelle stesse premesse della Direttiva come la migliore. D'altra parte il tipo di opportune e possibili "blindature", di cui al punto 1.56, sarebbero facilitate dalle stesse nuove norme UE che appunto prevedono misure privilegiate per la "separazione proprietaria", rispetto alle alternative di "compromesso", ITO od ISO, decisamente inadeguate per un prospettico sistema di reti europeo integrato, efficace ed efficiente.

1.65 Occorre peraltro rilevare che laddove la separazione proprietaria è stata attuata la rete ha potuto beneficiare di investimenti significativi a supporto del mercato. E' importante rimarcare che invece, nel caso di soggetti verticalmente integrati, anche a fronte di ingenti investimenti non è escluso che gli operatori dominanti possano dare priorità a quegli investimenti che non garantiscono un accesso dei terzi, ostacolando di fatto lo sviluppo proconcorrenziale del mercato e riducendo la sicurezza negli approvvigionamenti di gas.

1.66 La separazione proprietaria della rete di trasporto favorirebbe inoltre il ruolo che l'Italia potrebbe giocare per quanto riguarda la possibilità di sviluppare un proprio *hub* energetico internazionale. Al contrario, l'assenza di una gestione terza e indipendente del trasporto, di fatto, limita notevolmente l'interesse degli operatori nazionali e internazionali ad investire in costosi progetti d'importazione, alimentando il rischio che il mercato italiano possa poi essere sempre più escluso dalle logiche competitive che invece già regolano i mercati europei, con conseguenti impatti negativi sulla competitività del sistema perdendo altresì l'occasione che il nostro paese possa divenire un *hub* a tutti gli effetti.

b) Attribuzione al gestore indipendente del trasporto dei diritti di trasporto sui metanodotti internazionali di adduzione in Italia detenuti dall'operatore dominante.

1.67 Sempre in tema di accesso al mercato, è determinante incidere sulla attuale situazione che vede l'ENI proprietaria di tutti i diritti di trasporto internazionali delle infrastrutture di accesso all'Italia (metanodotti e rigassificatore di Panigaglia).

1.68 Per consentire lo sviluppo di un mercato competitivo e prezzi tendenzialmente più bassi, è opportuno trasferire a Snam Rete Gas, una volta resa terza dall'ENI, i diritti sul trasporto internazionale, specie quelli precedenti le normative di liberalizzazione del sistema. In quest'ottica, il Governo italiano potrebbe pure condurre direttamente la negoziazione in corso con il Governo tunisino per il prolungamento dei diritti di trasporto TTPC in capo a Snam Rete Gas.

1.69 Di fatto l'esistenza di un operatore indipendente (Snam Rete Gas resa terza) che disponesse anche dei diritti di trasporto internazionali consentirebbe di partecipare, in modo più proattivo e più orientato al mercato, alle iniziative di sviluppo per i gasdotti transfrontalieri (ad es. con la Libia; la Grecia, IGI; l'Algeria, Galsi; l'Austria, Tag; la Turchia, dal Caspio ecc) e di assumere nuove iniziative a livello internazionale per l'approvvigionamento dell'Italia e dell'Europa (metanodotti, impianti di rigassificazione e di liquefazione, investimenti in stoccaggi anche in Paesi limitrofi).

d) Separazione proprietaria delle attività di stoccaggio

1.70 Per gli stessi motivi, l'indipendenza e terzietà nella gestione e proprietà degli stoccaggi potrà contribuire a dare fiducia agli investitori. Uno degli aspetti cruciali, per incrementare gli effetti positivi dell'apertura dei mercati, infatti, è la sollecita disponibilità di adeguate infrastrutture di stoccaggio. Ciò richiede investimenti rilevanti da parte di operatori proattivi, efficienti, di solida capacità

finanziaria e focalizzati su programmi che consentano un rapido recupero di ritardi accumulati.

- 1.71 Sul punto occorre ricordare come l'Autorità, da alcuni anni, ha posto in atto numerosi provvedimenti tariffari tesi a remunerare e incentivare adeguatamente i nuovi investimenti in capacità di stoccaggio. Tuttavia la politica di destinazione degli utili e di remunerazione del capitale di rischio della società Stogit, rischia di non essere sufficientemente orientata a sostenere lo sforzo necessario. Per Stogit è infatti molto evidente un orientamento complessivamente assai generoso nei confronti degli azionisti e meno attento a coniugare sviluppo degli investimenti e contenimento dell'indebitamento: nel triennio 2006-2008, il rapporto medio tra i dividendi (ordinari e straordinari) e gli utili societari è stato ben superiore al 100%. Anche operando un confronto tra i bilanci di vari operatori di rete europei, i rapporti "dividendi/utili" delle aziende straniere indipendenti appaiono molto più equilibrati di quelli italiani. Ad esempio, nel 2008 tali rapporti erano: National Grid 91%, Red electrica de Espana 80%, Enagas 60%.
- 1.72 A fronte di questa politica di destinazione degli utili particolarmente favorevole per l'azionista, la perdurante scarsità di investimenti di Stogit ha comportato che nell'anno termico 2007/2008, prima del calo dei consumi imputabile alla crisi economica internazionale, sia rimasta insoddisfatta una domanda di stoccaggio, per la "modulazione" dei clienti civili, pari a circa il 31% della capacità disponibile e un'ulteriore domanda, per la "modulazione" di clienti diversi da quelli civili, pari a circa il 32% della capacità disponibile. Gli stessi ritardi negli investimenti hanno reso necessarie misure, onerose per i consumatori, finalizzate a prevenire ed attenuare le crisi di copertura della domanda durante gli inverni 2005-2006 e 2006-2007.
- 1.73 Nel difficile scenario corrente per il sistema energetico nazionale, appare oggi ancor più necessario e urgente che le aziende a cui sono affidati importanti monopoli tecnici regolati (con ricavi assicurati da tariffe e rischio di impresa molto contenuto) garantiscano, accanto ad una giusta e soddisfacente tutela degli interessi degli azionisti, anche progressi continui in termini di sviluppo infrastrutturale e di economicità, qualità, adeguatezza e sicurezza dei servizi.
- 1.74 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 come quelle vigenti. 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, come chiarito nell'indagine conoscitiva congiunta dell'Autorità e dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato sull'attività di stoccaggio nel settore del gas naturale (delibera VIS 51/09), 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. Solo con questo ineludibile presupposto è possibile far evolvere la regolazione dell'accesso e utilizzo della capacità di stoccaggio (e del bilanciamento) in un direzione più coerente con il necessario sviluppo di un mercato dello stoccaggio.

c) *Obbligo di cessione per l'operatore dominante di una significativa quota della produzione nazionale, con particolare riferimento ai campi riconvertibili a stoccaggio;*

1.75. Ai fini di accelerare l'emergere di competitori attivi sul mercato italiano sarebbe certamente opportuna la cessione da parte di Eni a terzi di sottoinsiemi di *asset* (modello Genco già sperimentato nel settore elettrico) di produzione, come peraltro la stessa Eni sembra, sia pure in misura assai limitata, intenzionata a fare. Tale misura non dovrebbe riguardare solo i campi di produzione ma anche i giacimenti esauriti o in via di esaurimento nella disponibilità dell'Eni; in particolare la misura dovrebbe comprendere i campi off-shore, sebbene Eni non ritenga soggetti alla disciplina che già attualmente impone di rilasciare i giacimenti depleti per la successiva procedura di gara gestita dal ministero dello sviluppo economico. La misura avrebbe una lunga serie di ricadute positive tra cui la creazione di più imprese di stoccaggio indipendenti, che avrebbero maggiore propensione all'investimento.

e) *Tetti antitrust*

1.76. Il Decreto Legislativo n. 164/2000 ha previsto, tra le altre misure, l'imposizione di tetti massimi per le importazioni e le vendite sul mercato finale del gas naturale da parte di un singolo operatore (75% delle importazioni nel 2002, che si riduce fino al 61% nel 2010), con l'obiettivo di determinare le condizioni per l'ingresso sul mercato di gas importato da soggetti diversi da Eni e dagli altri due soggetti storicamente presenti, sia pure con quote modeste, nell'importazione di gas (Enel ed Edison).

1.77. Tuttavia, il controllo che Eni esercita su tutte le infrastrutture d'importazione di gas verso il nostro Paese – di cui si è parlato in precedenza - continua a porre forti condizionamenti all'intera filiera del gas, tanto è vero che i suddetti tetti, come anche accertato dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato³, sono stati sostanzialmente elusi attraverso il ricorso alla cessione all'estero del gas mediante le cosiddette "vendite innovative" che, pertanto, non hanno

³ Si vedano a tal proposito le audizioni dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato del 12 novembre 2008, dinnanzi alla X Commissione "Industria, commercio e turismo del Senato", nell'ambito dell' "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" e quella del 19 gennaio 2006, presso la X Commissione "Attività produttive, commercio e turismo" della Camera dei Deputati, nell'ambito dell' "Indagine conoscitiva sulle prospettive degli assetti proprietari delle imprese energetiche e sui prezzi dell'energia in Italia".

Si veda inoltre l'audizione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 12 novembre 2008, dinnanzi alla X Commissione "Industria, commercio e turismo del Senato", nell'ambito dell' "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".

consentito la creazione dello spazio di mercato (e della necessaria capacità sulle infrastrutture) per l'ingresso di operatori effettivamente indipendenti da Eni nell'approvvigionamento. In sostanza il quadro attuale non differisce in modo significativo da quello che ha originato la necessità di imporre il tetto massimo all'import di un singolo operatore.

- 1.78. Pertanto, tenuto anche conto del contesto del mercato internazionale e dei tempi necessari per la realizzazione di nuove infrastrutture, il venir meno, nel 2010, del limite quantitativo posto alle importazioni di gas impedirebbe al sistema nazionale di poter disporre di un sufficiente eccesso di offerta per assicurare un mercato concorrenziale. Appare, dunque, necessario prevedere una riformulazione ed estensione del limite citato. L'estensione dovrebbe essere tale da consentire di abbassare progressivamente la percentuale fino al valore già applicato per il settore elettrico (50%) in tempi certi (ad es. entro al 31 dicembre 2015). Il vincolo antitrust dovrebbe, dopo tale transitorio, rimanere al 50 % senza alcuna scadenza temporale, come per il settore elettrico. La riformulazione dovrebbe impedire di eludere il vincolo stesso mediante le cosiddette "vendite innovative".

2. MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

ANALISI

Mercato all'ingrosso

- 2.1 Anche il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica presenta un grado di concentrazione dell'offerta che, sebbene in linea generale inferiore a quello che caratterizza il mercato del gas naturale (nel settore elettrico esistono infatti ormai numerosi produttori di dimensione efficiente ed il peso dell'operatore maggiore, l'Enel, è ridotto a meno di un terzo del totale della produzione) è, almeno in alcune parti del Paese e in alcuni mercati, ancora lontano da quello proprio di mercati caratterizzati da equilibri concorrenziali.
- 2.2 In alcune zone dell'Italia, in particolare, si riscontra infatti un livello di concorrenza piuttosto scarso, dovuto principalmente ad insufficienze di tipo infrastrutturale: le situazioni più critiche, dovute principalmente alla mancanza di collegamenti tra isole e continente, si registrano, come meglio si dirà in seguito, nelle zone Sicilia e Sardegna.
- 2.3 La situazione è dunque particolarmente critica sia con riferimento alla struttura dell'offerta presente nel mercato dei servizi di dispacciamento (di seguito: MSD) che a specifiche zone geografiche del mercato all'ingrosso propriamente detto.
- 2.4 Il MSD, mercato nel quale il gestore della rete (Terna) si approvvigiona delle risorse necessarie per assicurare l'esercizio in sicurezza del sistema, è un mercato per sua natura con un'offerta più ristretta di quella disponibile nel mercato all'ingrosso propriamente detto.

- 2.5 Al MSD, infatti, possono partecipare solo gli impianti di produzione che, per le loro dimensioni e per le loro caratteristiche tecniche, possono essere efficacemente ed efficientemente chiamati da Terna a eseguire le azioni che di volta in volta si rendono necessarie per mantenere, in sicurezza, l'equilibrio tra immissioni e prelievi.
- 2.6 Di grande rilevanza appaiono le novità introdotte dall'art. 3, comma 10, del Decreto Legge n. 185/08 (c.d. "D.L. Anticrisi"), convertito nella Legge n. 2/09. 2, che contiene le indicazioni legislative per una riforma organica del mercato elettrico. Le principali novità della riforma, la cui implementazione è rimessa a decreti attuativi ed a provvedimenti dell'Autorità, consistono nella:
- adozione del criterio del "Pay as Bid" per la determinazione del prezzo dell'energia: sul nuovo mercato, al termine di un percorso strutturato, il prezzo dovrà essere determinato in base ai diversi prezzi di vendita offerti sul mercato, in modo vincolante, da ciascuna azienda produttrice e accettati dal GME con precedenza per le forniture offerte ai prezzi più bassi;
 - istituzione di un nuovo mercato infragiornaliero dell'energia, al posto dell'attuale mercato di aggiustamento, al fine di favorire, attraverso un meccanismo di negoziazione continua delle risorse necessarie, una maggiore flessibilità operativa ed economicità del sistema;
 - la riforma del mercato dei servizi di dispacciamento al fine di realizzare una maggiore trasparenza ed efficienza del mercato, minimizzando gli oneri complessivi per il sistema;
 - nuova disciplina degli impianti essenziali per il fabbisogno dei servizi di dispacciamento, volta alla minimizzazione degli oneri a carico dei consumatori finali nel rispetto di un'equa remunerazione dei produttori.
- 2.7 Come meglio di seguito illustrato, il Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009 ha quindi provveduto a dare attuazione alla riforma prevista dalla Legge n. 2/09 mentre l'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 52/09 ha introdotto la nuova disciplina degli impianti essenziali.
- 2.8 Con riferimento alle criticità legate alle situazioni di potere di mercato, detenuto da alcuni operatori o, in alcuni casi, anche solo da singoli impianti, che caratterizza il MSD, l'Autorità è già intervenuta con la deliberazione ARG/elt 52/09, che disciplina gli impianti essenziali per il dispacciamento dell'energia elettrica, adottata sulla base delle disposizioni di cui all'articolo 3, comma 11, lettera a), della Legge n. 2/09 ed i cui effetti dovrebbero manifestarsi già a partire dall'inizio del prossimo anno.
- 2.9 Le criticità del MSD, tuttavia, non si limitano a quelle che derivano dalla concentrazione della struttura dell'offerta. Il MSD, infatti, è un mercato che, dovendo tenere conto di tutti i complessi vincoli di funzionamento del sistema elettrico e degli impianti di produzione, richiede, per poter individuare equilibri efficienti e remunerare le risorse senza imporre sugli operatori rischi ingiustificati, l'adozione di regole ed algoritmi di selezione particolarmente complessi. Gli esiti di questo mercato sono quindi molto condizionati dall'efficienza del suo disegno.
- 2.10 Un sensibile miglioramento all'efficienza del MSD dovrebbe quindi prodursi, a partire dal prossimo anno, dalla riforma del mercato che Terna sta

implementando nel rispetto dei principi delineati nel Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009, che dà attuazione alle disposizioni di cui all'articolo 3, comma 10, lettera d), del Decreto Legge n. 185/08 convertito nella Legge n. 2/09. Senza dimenticare il forte impulso che la regolazione incentivante di Terna, introdotta dall'Autorità con la delibera ARG/elt 206/08, sta producendo in termini di miglioramento sia degli algoritmi di selezione delle offerte che di attività di gestione del sistema, con conseguente riduzione dei costi sostenuti dai consumatori finali.

- 2.11 La riforma del MSD dovrebbe consentire non solo di ridurre il costo complessivamente sostenuto da Terna a parità di prezzi offerti da parte dei produttori, ma anche di ridurre, *ceteris paribus*, i livelli medi dei prezzi offerti. Infatti, la riforma è volta, tra l'altro, a ridurre i rischi che i produttori assumono a fronte degli impegni assunti, attraverso una modifica della struttura dell'offerta più rispondente alla struttura di costo dei produttori.
- 2.12 Inoltre, la riforma del MSD dovrebbe consentire di aumentare la trasparenza di questo mercato oltre che – cosa da non trascurare – di rendere più agevole l'attività di monitoraggio degli esiti e di analisi dei comportamenti da parte degli uffici dell'Autorità.
- 2.13 L'insieme di queste misure dovrebbe pertanto consentire non solo di aumentare la concorrenzialità, ma anche l'efficienza del mercato dei servizi del dispacciamento, con indubbi benefici per i clienti finali.
- 2.14 Con riferimento al mercato all'ingrosso propriamente detto, le situazioni più critiche si registrano, come accennato in precedenza, nelle zone Sicilia e Sardegna nonché in alcune zone dell'Italia meridionale.
- 2.15 Le situazioni di Sicilia e Sardegna destano particolare preoccupazione in quanto caratterizzate dalla compresenza di due operatori (o raggruppamenti di operatori nel caso della Sicilia) entrambi dotati di un notevole potere di mercato unilaterale come misurato dalla indispensabilità (ovvero dalla pivotalità) della capacità produttiva nella disponibilità del medesimo operatore per soddisfare il fabbisogno di energia e di riserva di potenza (necessaria al gestore del sistema nazionale per garantire la sicurezza del sistema) nella zona in esame.
- 2.16 Nel caso della zona Sicilia, Enel e il raggruppamento dei *toller* di Edipower (Edison, A2A, Atel e Iride) risultano, sulla base di stime relative all'anno 2010, potenzialmente indispensabili per soddisfare il fabbisogno di energia, rispettivamente, per circa 6'500 e 750 ore l'anno, con valori massimi orari di indispensabilità pari rispettivamente a circa 1'840 MW e 700 MW.
- 2.17 Nel caso della zona Sardegna Enel ed EON risultano indispensabili per soddisfare il fabbisogno di energia rispettivamente per circa 2'200 e 1'700 ore l'anno, con valori massimi orari di indispensabilità pari rispettivamente a circa 450 MW e 350 MW.
- 2.18 In ambo i casi, il quadro peggiora drasticamente se si considera l'indispensabilità di detti operatori nel soddisfare il fabbisogno sia di energia che di riserva così da tenere in considerazione il potere di mercato unilaterale esercitabile anche nel mercato per il servizio di dispacciamento.
- 2.19 La situazione del mercato all'ingrosso è ancora più critica se si considera il rischio di collusione – anche tacita - fra i diversi produttori, stante l'estrema

facilità in mercati geograficamente così ristretti e con un interazione continua di verificare le reciproche strategie attuate.

- 2.20 Del resto, le zone Sicilia e Sardegna sono strutturalmente caratterizzate da livelli di prezzi sensibilmente superiori a quelli che caratterizzano le altre aree del paese. Dette differenze nei livelli dei prezzi non sono riconducibili a differenze nella struttura di costo del rispettivo parco produttivo quanto, piuttosto, al potere di mercato unilaterale di cui godono i produttori in Sardegna e Sicilia, come evidenziato dagli esiti dell'istruttoria conoscitiva, avviata dall'Autorità con la deliberazione VIS 3/09, volta a valutare le dinamiche di formazione dei prezzi nel mercato dell'energia elettrica, con riferimento alla zona Sicilia ed alle zone ad essa interconnesse, nel periodo compreso tra novembre 2008 e gennaio 2009.
- 2.21 Con riferimento alla zona Sicilia, gli esiti dell'istruttoria hanno altresì evidenziato come detto potere di mercato trovi la sua ragione anche e soprattutto nella preoccupante criticità del sistema elettrico dell'isola con riferimento alla adeguatezza dello stesso; nel periodo oggetto di indagine, non è trascurabile la frequenza relativa dei casi in cui la macrozona Sicilia è in condizioni prossime a quelle che costringerebbero Terna all'attivazione del PESSE.
- 2.22 Queste situazioni di criticità sono chiaramente condizionate dal basso grado di interconnessione tra le isole e l'Italia peninsulare. La piena entrata in operatività del SAPEI – la nuova infrastruttura di collegamento tra la Sardegna e l'Italia centrale attesa progressivamente nei prossimi anni – dovrebbe migliorare la concorrenza per soddisfare la domanda di energia nell'isola. Più critica appare la situazione con riferimento alla Sicilia, anche a causa dei tempi per la realizzazione delle necessarie infrastrutture di collegamento con la Calabria.
- 2.23 Bisogna comunque ricordare che, sebbene la situazione delle isole presenti profili di estrema criticità, l'intera situazione del mercato all'ingrosso rimane comunque ancora problematica, con un grado di concentrazione ben superiore a quello che dovrebbe caratterizzare un mercato con struttura sufficientemente concorrenziale.
- 2.24 Uno degli elementi che più concorrono nel mantenere questo elevato grado di concentrazione è l'inadeguatezza delle infrastrutture di rete. Gran parte della nuova capacità produttiva realizzata dai produttori si è concentrata in specifiche aree del Paese – anche a causa dell'assenza di un meccanismo di mercato che dia chiari segnali di prezzo (come quello previsto dalla disciplina di remunerazione della disponibilità della capacità produttiva proposta dall'Autorità con il documento di consultazione n. 10/09); in assenza di adeguati potenziamenti nella capacità di trasporto, l'effetto procompetitivo di queste realizzazioni rischia di essere molto limitato.
- 2.25 Con riguardo alla liquidità dei mercati, si deve sottolineare che, a fronte di un mercato spot caratterizzato da un'estrema liquidità, i mercati a termine, soprattutto quelli regolamentati, sono ancor oggi, a più di 5 anni dall'avvio della Borsa dell'energia, caratterizzati da una bassa liquidità. Ciò rappresenta un elemento di forte criticità, se si considera il ruolo fondamentale che hanno questi mercati nel fornire sia segnali di prezzo che la possibilità di copertura ai nuovi entranti rispetto ai rischi delle future evoluzioni del mercato spot.
- 2.26 Lo sviluppo di mercati a termine di lungo periodo è, infatti, un elemento fondamentale per aumentare la contendibilità e quindi la concorrenza nel mercato all'ingrosso. Più lungo l'orizzonte temporale oggetto del contratto, più le

condizioni economiche offerte, anche dai produttori esistenti, saranno allineate ai costi medi del nuovo entrante, purché:

- Tutti, o quasi, i produttori abbiano uguali condizioni di accesso al mercato dei contratti di lungo periodo;
- non vi siano vincoli rilevanti alla realizzazione di nuovi impianti di generazione.

2.27 Al tempo stesso, si deve considerare che gli investimenti in impianti di generazione caratterizzati da elevati costi fissi e bassi costi variabili (ovvero gli impianti di base quali quelli con generazione di energia elettrica da fonte nucleare, da carbone “pulito”, da carbone con tecnologie avanzate di recupero dei gas serra, o da alcune fonti rinnovabili) sono particolarmente esposti al rischio che la differenza tra prezzi, che si realizzeranno nel mercato all’ingrosso nel futuro, non sia tale (sufficientemente maggiore dei costi variabili) da consentire di remunerare adeguatamente i costi fissi (rischio mercato). Ciò anche perché gli impianti di base sono spesso caratterizzati da:

- bassa flessibilità tecnica (che può costringerli a produrre anche quando il prezzo di mercato è inferiore al loro costo variabile);
- scarsa correlazione tra il loro costo variabile ed il prezzo di mercato nelle ore più “pregiate”, generalmente ore di punta. In queste ore il prezzo di mercato è invece correlato al costo del combustibile degli impianti meno efficienti.

2.28 La disponibilità di strumenti di copertura dal rischio mercato (quali i contratti di lungo periodo) consente quindi di ridurre la rischiosità – e, quindi, il costo dei nuovi investimenti in capacità produttiva di base. La sottoscrizione di contratti di lungo periodo può quindi portare ad una sensibile riduzione dei costi dell’energia elettrica e dei prezzi pagati dai consumatori se questi (o loro rappresentanti) sono disposti ad assumere il rischio mercato ad un costo più basso dei produttori; ovvero, se i contratti di lungo periodo annullano il rischio mercato di entrambi.

2.29 L’esigenza prospettica di sviluppare i mercati a termine è tanto maggiore quanto più il progredire di una struttura più concorrenziale dell’offerta renda meno certo l’esercizio di potere di mercato da parte dei principali produttori e, quindi, renda meno certo il recupero dell’investimento dei nuovi entranti.

2.30 Per contro, come sopra accennato, l’attuale situazione dei mercati a termine continua a presentare profili di criticità. In particolare, un certo grado di liquidità si sta sviluppando solo nelle transazioni negoziate su piattaforme non regolamentate e, comunque, per prodotti tipicamente con orizzonti temporali non superiori all’anno. Periodo certo inadeguato rispetto alle esigenze di mitigazione del rischio da parte di un nuovo entrante se si considera la durata (almeno) ventennale di un investimento in un impianto di generazione di base.

2.31 Lo sviluppo di un mercato regolamentato a termine con prodotti pluriennali liquidi è del resto uno degli obiettivi della Legge n. 2/09; ed anche per tale finalità il GME sta completando una modifica della propria disciplina, prevedendo l’allungamento dell’orizzonte temporale dei prodotti a termine negoziabili nel mercato a termine fisico (MTE), come disposto dal Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009, in attuazione alle disposizioni di cui all’articolo 3, comma 10-ter, lettera b), del Decreto Legge n. 185/08 convertito nella Legge n. 2/09.

- 2.32 Lo sviluppo di mercati a termine è stato del resto a lungo caldeggiato dall’Autorità che, tra l’altro, ha sottolineato nel documento di consultazione DCO 27/08 come, al fine di promuovere gli investimenti in impianti caratterizzati da elevati costi fissi , sia opportuno abbinare allo sviluppo dei mercati a termine misure innovative volte ad agevolare la negoziazione di contratti di copertura di lungo periodo nel mercato elettrico.
- 2.33 Inoltre è opportuno sottolineare come sia opportuno, al fine di consentire alla concorrenza di produrre i suoi effetti, continuare, in linea con quanto previsto all’articolo 3, comma 10, lettera c), del Decreto Legge 185/08, convertito nella Legge n. 2/09, ad aumentare il grado di trasparenza dei mercati, pur nei limiti di evitare la facilitazione di comportamenti collusivi taciti. La scarsa trasparenza sulle scelte del periodo di manutenzione dei propri concorrenti ha verosimilmente condizionato la scelta di molti operatori di pianificare per il mese di agosto dell’anno in corso le manutenzioni dei propri impianti non potendo valutare adeguatamente l’opportunità di rinviare dette manutenzioni per beneficiare dei prezzi più elevati conseguenti alla indisponibilità della capacità produttiva dei concorrenti.
- 2.34 Gli uffici dell’Autorità hanno in corso un’attività di analisi sull’elevato livello dei prezzi registrato nel mese di agosto e la sua relazione con la manutenzione degli impianti di produzione e delle linee di interconnessione con l’estero.
- 2.35 Un elemento di potenziale criticità è, inoltre, rappresentato dal previsto sviluppo della produzione da fonti rinnovabili che, come nel caso degli impianti eolici, è caratterizzata da una forte imprevedibilità e discontinuità.
- 2.36 Queste caratteristiche comportano che, a fronte di un incremento di capacità produttiva da fonti rinnovabili quale quella prevista per rispettare gli obiettivi comunitari al 2020, sia necessario, non solo per poter sfruttare efficientemente la potenzialità delle fonti rinnovabili ma addirittura per consentire la gestione in sicurezza del sistema, procedere ad investimenti in nuova capacità di modulazione e stoccaggio (quale quella fornita dagli impianti di pompaggio).

Mercato al dettaglio

- 2.37 Nell’energia elettrica la definizione dei *prezzi di riferimento*, destinati ai clienti in *regime di maggior tutela*, è definita ai sensi del Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito nella Legge 3 agosto 2007, n. 125. Permanendo infatti differenze tra le varie categorie di clienti, in termini di forza contrattuale ed entità dei consumi che si traducono in differenti possibilità di trarre vantaggio dai meccanismi di mercato, tale decreto legge è intervenuto nell’imminenza della completa apertura del mercato dell’energia elettrica (1°luglio 2007), prevedendo, all’art. 3, che *“l’Autorità per l’energia elettrica e il gas indica le condizioni standard di erogazione del servizio e definisce, in base ai costi effettivi del servizio, prezzi di riferimento per le forniture di energia elettrica ai clienti in regime di maggior tutela e per le forniture di gas naturale ai clienti domestici, che le imprese di distribuzione o di vendita sono tenute ad inserire nelle proprie offerte commerciali”*.
- 2.38 L’Autorità aggiorna trimestralmente tali condizioni di prezzo sulla base dell’andamento atteso del costo di approvvigionamento da parte dell’Acquirente unico dell’energia elettrica all’ingrosso necessaria a coprire il fabbisogno dei

clienti serviti in *regime di maggior tutela*, sulla base del fabbisogno stimato dal medesimo Acquirente unico⁴.

- 2.39 In base ai costi consuntivi, ai pre-consuntivi e al ripiano delle differenze tra quanto stimato e quanto realizzatosi, l'Autorità calcola il prezzo medio che l'esercente la maggior tutela applica ai clienti finali.
- 2.40 Questa metodologia di calcolo, che prevede la stima del costo medio di approvvigionamento su base annua attenua la volatilità dei prezzi applicati ai clienti domestici, smorzando le oscillazioni dei prezzi all'ingrosso nei diversi mesi dell'anno.
- 2.41 Il prezzo così determinato, riflette dunque i costi formati nel mercato, permettendo quindi agli operatori presenti sul mercato di proporre offerte concorrenziali (processo che l'Autorità, da un lato, incoraggia, dall'altro sorveglia).
- 2.42 L'evoluzione dei mercati al dettaglio è costantemente monitorata dall'Autorità attraverso la costruzione di indicatori aggiornati mensilmente che rappresentano i tassi di uscita dei clienti dal servizio di maggior tutela verso i fornitori del mercato libero. Nell'ambito di tale monitoraggio vengono anche contati i casi di passaggi al mercato libero a società collegate o controllate dallo stesso fornitore che era esercente la maggior tutela.
- 2.43 I risultati del monitoraggio mostrano che i soli clienti domestici passati al mercato libero nel periodo 1 luglio 2007 - 30 giugno 2009 sono il 7,1% del totale⁵, ma il 2% del totale ha effettuato uno *switch* "effettivo" (secondo la definizione della Commissione europea) a favore di società diverse da quelle del gruppo industriale del precedente fornitore del servizio di maggior tutela. Il tasso di rientro alla maggior tutela è dello 0,3%.
- 2.44 Per quanto riguarda le piccole imprese, ad oggi circa il 30% sono servite a condizioni di libero mercato ed il tasso di rientro degli ultimi due anni è stato del 2,3%. I tassi di *switching* superiori al settore domestico si spiegano sia per una maggiore maturità di tale segmento che è idoneo da più tempo (dal 2004) sia per una maggiore facilità di indirizzare l'azione commerciale da parte dei fornitori.
- 2.45 Una rilevante differenza strutturale rispetto al settore del gas naturale è relativa al fatto che, nel caso dell'energia elettrica, l'Autorità si limita a determinare i corrispettivi da riconoscere agli esercenti la maggior tutela per la copertura delle loro attività di commercializzazione ai clienti finali; mentre il corrispettivo a copertura dei costi della materia prima è determinato sulla base dei costi sostenuti

⁴ In particolare, al momento dell'aggiornamento, l'Autorità procede a valorizzare:

- i costi sostenuti, sulla base dei dati di consuntivo e di pre-consuntivo, dall'Acquirente unico nei mesi dell'anno solare precedenti il mese in cui ha luogo l'aggiornamento;
- i costi che si stima saranno sostenuti dall'Acquirente unico nei restanti mesi dello stesso anno solare sulla base delle migliori previsioni dell'andamento delle variabili rilevanti ai fini della determinazione dei costi di approvvigionamento del medesimo Acquirente unico; la variabile rilevante di maggior impatto è la stima del valore assunto dai prezzi della borsa elettrica, influenzati dall'andamento dei prezzi del mercato petrolifero, del gas naturale e del cambio dollaro/euro;
- il recupero necessario per eventuali scostamenti rilevati tra quanto stimato come previsione e quanto effettivamente consuntivato.

⁵ Il dato si riferisce ai soli clienti finali, mentre nella tabella a pag 11 venivano prese in considerazione anche le Piccole e Medie Imprese

dall'Acquirente unico che si approvvigiona a condizioni di mercato nel mercato all'ingrosso.

- 2.46 Per quanto sopra, gli strumenti di tutela oggi in essere nel mercato dell'energia elettrica, sebbene adeguati per proteggere i clienti domestici e, in genere, quelli di minori dimensioni rispetto ad eventuali carenze nel processo concorrenziale nell'attività di vendita al dettaglio, non forniscono una sufficiente tutela rispetto all'eventuale esercizio di potere di mercato unilaterale da parte dei produttori e/o all'instaurarsi di equilibri collusivi tra questi nel mercato all'ingrosso, cui i clienti "tutelati" sono esposti allo stesso modo dei clienti di maggiori dimensioni.

Oneri di sistema

- 2.47 Gli "oneri di sistema" sono oneri, fissati per legge e destinati alla copertura di diverse voci di spesa (di seguito dettagliate), pagati in bolletta da tutti i clienti finali. Essi rappresentano, attualmente, circa il 8,18% del costo totale di una "bolletta tipo" (dato terzo trimestre 2009).

- 2.48 In particolare, gli oneri generali di sistema sono oggi rappresentati da:

- incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate (componente A3, pari a circa il 59,8%);
- regimi tariffari speciali per aziende energivore (componente A4, pari a circa il 7,2%);
- oneri per il decommissioning nucleare e compensazioni territoriali (componente A2 e MCT, pari a circa il 16,7%);
- compensazioni per le imprese elettriche minori (componente UC4, pari a 2,2%);
- sostegno alla ricerca di sistema (A5 pari a circa il 1,7%);
- *bonus elettrico* (12,4%).

- 2.49 Come si può notare, l'incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate costituisce la voce di spesa di gran lunga più rilevante tra quelle finanziate attraverso gli "oneri generali di sistema". In Italia, a seguito della liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, nuovi meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili si sono affiancati, ed in alcuni casi sovrapposti, a quelli preesistenti: convivono così oggi, a valere sulle bollette elettriche di famiglie ed imprese, meccanismi di incentivazione fondati su regimi di mercato (metodi di quantità - certificati verdi) e su regimi amministrati (metodi di prezzo - feed-in tariffs - conti energia, incentivi conto capitale, incentivi fiscali). In particolare essi sono:

- tariffe incentivate (CIP 6) per fonti rinnovabili e assimilate;
- sistema dei certificati verdi (CV) per le fonti rinnovabili;
- sistema di *feed-in tariffs* per impianti da fonte rinnovabile di potenza inferiore ad 1 MW (200 kW per l'eolico);
- sistema di *conto energia* per piccoli impianti da fonte rinnovabile ed in particolare per l'energia fotovoltaica;
- contributi a fondo perduto (a livello locale) per alcune fonti rinnovabili.

Tra questi i costi più rilevanti sono riconducibili alle seguenti modalità di incentivazione di seguito dettagliate.

a) *Il provvedimento CIP 6/92*

2.50 Il provvedimento CIP 6/92, che obbligava l'Enel a ritirare l'energia elettrica da fonti rinnovabili o assimilate, prodotta dai privati, ad un prezzo costituito dalla somma di quattro componenti (ossia dal: costo evitato di impianto, costo evitato di esercizio, manutenzione e spese generali connesse, "ulteriore componente" - riconosciuta solo per i primi otto anni di esercizio - e costo evitato di combustibile) comporta tuttora degli effetti economici importanti sulla "bolletta" elettrica. Oggi, l'obbligo di ritiro è posto in capo al Gestore dei Servizi Elettrici (GSE), che rivende poi al mercato l'energia elettrica ritirata in base ad un prezzo fissato di anno in anno con decreto ministeriale (in genere più basso del prezzo di mercato). La differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro di tale energia e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della stessa quantità di energia elettrica è posta a carico dei clienti finali tramite la componente tariffaria A3 della bolletta elettrica. Le seguenti tabelle sintetizzano la situazione al 2008 (tabella 1) con il rispettivo dettaglio per fonte (tabella 2), nonché una proiezione della situazione fino al 2020, anno in cui terminerà l'ultima convenzione Cip 6 (grafici 1 e 2).

Dati relativi all'applicazione del provvedimento Cip n. 6/92 nell'anno 2008

		Fonti rinnovabili		Fonti assimilate		Totale
		[%]		[%]		
Numero di convenzioni in essere al 31 dic. 2008	[Numero]	297	88,4%	39	11,6%	336
Potenza convenzionata al 31 dic. 2008	[MW]	1.900	29,4%	4.571	70,6%	6.471
Energia elettrica ritirata	[TWh]	7,4	17,8%	34,2	82,2%	41,6
Costi per il ritiro dell'energia elettrica (*)	[Miliardi di euro]	1,5	27,8%	3,9	72,2%	5,4
Ricavi associati alla rivendita dell'energia elettrica (**)	[Miliardi di euro]	0,55	17,8%	2,53	82,2%	3,1
Impatto sulla componente tariffaria A3 (***)	[Miliardi di euro]	0,95	41,0%	1,37	59,0%	2,3

Tabella 1: dati di sintesi – (elaborazioni su dati GSE)

Dati relativi all'applicazione del provvedimento Cip 6 per l'anno 2008

Tipo Fonte	Tipologia Impianto	Energia GWh	Costi (*) Mn€	Ricavi (***) Mn€	Impatto in A3 Mn€
Rinnovabile	Impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	583,0	97,0	43,2	53,8
Rinnovabile	Impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	96,0	13,0	7,1	5,9
Rinnovabile	Impianti eolici	1.153,0	174,2	85,4	88,8
Rinnovabile	Impianti geotermici	813,3	128,6	60,2	68,3
Rinnovabile	Impianti fotovoltaici	0,0	0,0	0,0	0,0
Rinnovabile	Impianti a biomasse	1.867,8	420,3	138,3	282,1
Rinnovabile	Impianti a biogas	707,2	157,6	52,4	105,3
Rinnovabile	Impianti a rifiuti	2.208,6	490,3	163,5	326,8
Rinnovabile	Impianti idroelettrici potenziati	0,0	0,0	0,0	0,0
Totale		7.428,9	1.480,9	550,0	930,9
Assimilata	Impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia (Tar di raffineria)	16.181,7	2.084,6	1.198,1	886,6
Assimilata	Impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi	18.042,3	1.802,4	1.335,9	466,6
Totale		34.224,0	3.887,1	2.533,9	1.353,1
Totale		41.652,9	5.368,0	3.084,0	2.284,0

Tabella 2: dati dettagliati per fonte – (elaborazioni su dati GSE)

Andamento atteso dell'impatto in A3 del provvedimento Cip n. 6/92

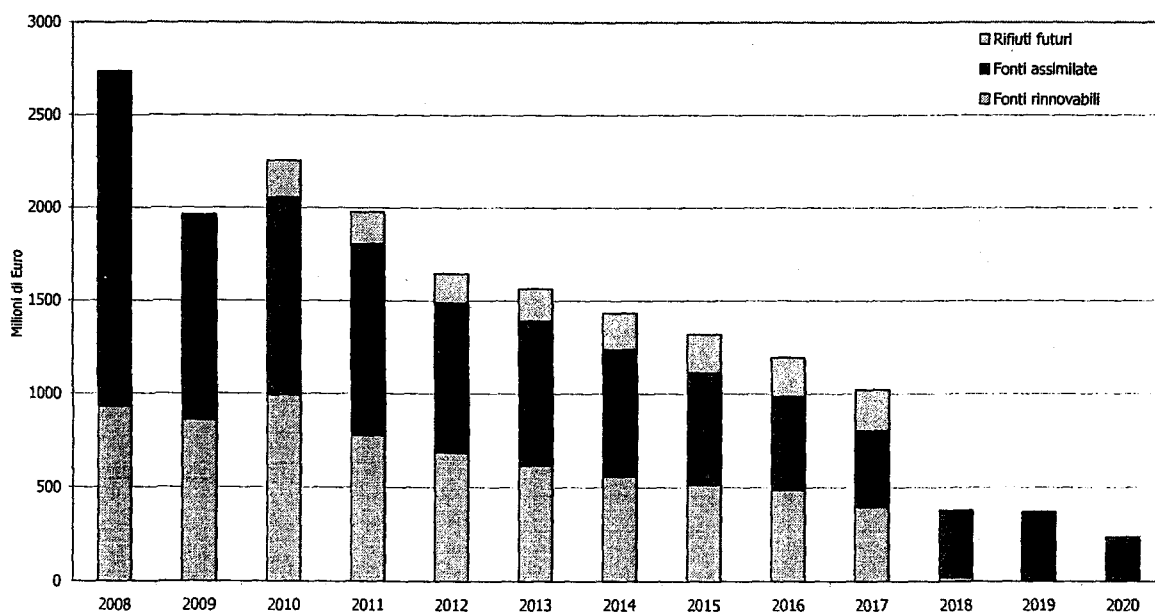


grafico 1: grafico suscettibile di revisioni derivanti dalle future modalità di aggiornamento del costo evitato di combustibile (CEC), al momento oggetto di proposta dell'Autorità al Ministero dello Sviluppo Economico -

b) Certificati verdi

- 2.51 La liberalizzazione del mercato elettrico in ambito europeo e lo sviluppo di una politica comune europea a livello energetico hanno portato all'introduzione di nuovi meccanismi che tentano di sfruttare le regole di mercato al fine di rendere più efficiente l'allocazione delle incentivazioni per le fonti rinnovabili .
- 2.52 Tali nuovi meccanismi, in Italia, sono stati introdotti dal Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79, di recepimento della direttiva comunitaria 96/92/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.
- 2.53 Da allora numerose altre disposizioni sono intervenute a ridisegnare la disciplina normativa dei certificati verdi, determinando una situazione in cui il prezzo di ritiro da parte del GSE supera il prezzo di emissione da parte dello stesso. In altre parole, vi sarebbe più convenienza a cedere i CV al GSE che ad un soggetto obbligato, ovvero, un soggetto obbligato troverebbe più vantaggioso acquistare dal GSE piuttosto che da un produttore di CV. Tale situazione comporta inevitabilmente una distorsione del mercato.
- 2.54 Va, inoltre, evidenziato che la produzione da fonti rinnovabili è caratterizzata da fenomeni di intermittenza. Pertanto, in alcune zone, in particolari situazioni di funzionamento della rete, la rete non è in grado di "accogliere" l'energia in entrata, poiché la capacità disponibile è già stata saturata. Ne consegue che il gestore della rete, Terna S.p.A., è obbligato a diminuire il livello di produzione, chiedendo agli esercenti di staccare i propri impianti. Ciò accade solitamente quando massima è la produzione di energia rinnovabile.
- 2.55 Si può, dunque, concludere che l'utilizzo di energia ecologicamente sostenibile non viene consentito solo dalla costruzione di impianti alimentati da fonti rinnovabili bensì anche dal fatto che l'impianto possa essere dispacciato (ossia immesso in rete) senza interruzioni rilevanti.

Si riportano nel seguito le tabelle che indicano i risultati ottenuti durante i primi anni di applicazione del meccanismo dei CV. Poiché l'onere sostenuto per l'acquisto dei CV dai soggetti obbligati è posto indirettamente a carico dei clienti finali, il reale costo dei CV sui clienti finali può solo essere stimato e risulta pari a circa 306 milioni di Euro per il 2007 e circa 400 milioni di Euro per il 2008.

Applicazione dell'obbligo di acquisto dei certificati verdi in Italia: quantità

Anno	Energia elettrica soggetta [TWh]	Quota di energia elettrica prodotta da [%]	Obbligo: quantità di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema									
			Domanda di certificati [TWh]	Certificati verdi [TWh]	Certificati verdi [%]	Offerta						
						Certificati verdi [TWh]	Certificati verdi [%]	Certificati verdi [TWh]	Certificati verdi [%]	Certificati verdi [TWh]	Certificati verdi [%]	
2001	161,6	2	2002	3,23	0,47	14,5%	0,30	9,3%	0,12	3,7%	2,34	72,5%
2002	180,6	2	2003	3,61	0,60	16,6%	0,68	18,8%	0,21	6,0%	2,05	56,8%
2003	201,1	2	2004	4,02	1,22	30,3%	1,08	26,9%	0,59	14,7%	1,03	25,6%
2004	193,8	2,35	2005	4,48	2,36	52,7%	0,33	7,4%	1,52	33,9%	0,14	3,1%
2005	222,2	2,70	2006	6,00	3,32	55,3%	0,50	8,3%	1,97	32,8%	0,01	0,2%
2006	189,9	3,05	2007	5,84	2,03	34,8%	0,50	8,6%	3,25	55,7%	0,01	0,2%
2007	190	3,80	2008	7,22				7,22 (100%)			0,00	0,0%
2008		4,55										

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE.

Note: La presente tabella non evidenzia i soggetti inadempienti all'obbligo, nei confronti dei quali sono in corso le istruttorie formali. Pertanto, per alcuni anni la somma delle offerte è minore della domanda complessiva di certificati verdi. I dati relativi all'anno 2008 sono stimati. I dati riportati possono subire piccole modifiche per effetto dei controlli tecnici effettuati sugli impianti.

Applicazione dell'obbligo di acquisto dei certificati verdi in Italia: costi

Anno	Obbligo: quantità di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema									Stima dei costi del meccanismo dei certificati verdi		
	Domanda di certificati verdi [TWh]	Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR negoziati			Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR scambiati infra-gruppo (dato stimato)		Certificati verdi autoprodotti nella titolarità di produttori IAFR		Certificati verdi nella titolarità del GSE [TWh]	Costi totali sostenuti indirettamente dai clienti del sistema elettrico [Milioni di euro]	di cui a beneficio dei produttori IAFR [Milioni di euro]	di cui a riduzione del fabbisogno del cont. alimentato dalla comp. A3 [Milioni di euro]
		[TWh]	[TWh]	[€/MWh]	[TWh]	[€/MWh]	[TWh]	[€/MWh]				
2002	3,23	0,47	80,0	0,30	30,0	0,12	30,0	2,34	84,18	247	50	197
2003	3,61	0,60	78,3	0,68	30,0	0,21	30,0	2,05	82,40	243	74	169
2004	4,02	1,22	92,5	1,08	30,0	0,59	30,0	1,03	97,39	263	163	100
2005	4,48	2,36	106,9	0,33	35,0	1,52	35,0	0,14	108,92	332	317	15
2006	6,00	3,32	120,6	0,50	35,0	1,97	35,0	0,01	125,28	488	487	1
2007	5,84	2,03	85,4	0,50	35,0	3,25	35,0	0,01	125,13	306	305	1
2008	7,22								112,88			

I valori annuali dei certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR e negoziati è stato stimato pari al 95% del valore massimo per il medesimo anno. A partire dal 2006 i valori annuali dei certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR scambiati infra-gruppo o autoprodotti è stato stimato pari a 30 - 35 €/MWh utilizzando il criterio IAFR. I valori annuali dei certificati verdi nella titolarità del GSE è pari al valore massimo per il medesimo anno.

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE.

2.56 Per quanto riguarda gli oneri dei certificati verdi negli anni a venire, occorre tener conto che la Legge Finanziaria 2008, pur conservando il meccanismo dei CV per gli impianti di potenza superiore a 1MW, ha differenziato, tramite appositi coefficienti, il numero dei certificati corrisposti in funzione della fonte primaria utilizzata. Inoltre, la medesima legge ha fissato a 0,75 punti percentuali l'aumento annuo (per il periodo 2007 - 2012) della domanda obbligatoria di CV per i produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili (la percentuale è il 5,3% nel 2009 e crescente fino al 7,55% nel 2012). Il conseguente costo stimato a carico dei clienti finali è atteso in aumento, fino a superare nel 2012 un miliardo di euro/anno.

2.57 A ciò occorre aggiungere l'effetto dell'obbligo di acquisto, previsto dalla Legge Finanziaria per il 2008 in capo al GSE, dei CV emessi da tre anni ed invenduti. Il DM 18 dicembre 2008, che ha attuato la Legge Finanziaria 2008, ha aggiunto una disposizione transitoria, secondo cui il GSE nel periodo 2009 – 2011 deve ritirare i CV invenduti e riferiti agli anni fino al 2010. Per l'anno 2009, tale disposizione comporta un maggiore costo, sostenuto dal GSE e posto a carico dei clienti finali, pari a circa 650 milioni di euro.

c) Fotovoltaico

2.58 L'incentivazione del fotovoltaico in Italia è oggi una delle più profittevoli al mondo. Essa è regolata dal Decreto ministeriale 19 febbraio 2007 che ha modificato la disciplina di incentivazione precedente⁶ introducendovi modifiche significative. In particolare:

- si è previsto che l'acquisizione del diritto all'incentivo fosse concessa solo in seguito all'effettiva realizzazione dell'impianto;
- si è determinata una differenziazione, ma sempre su livelli molto elevati, del valore delle tariffe tra impianti integrati (impianti in cui il pannello solare è parte integrante del tetto dell'edificio), parzialmente integrati e non integrati;
- è venuta meno la soglia limite di 1 MW entro la quale dovevano essere costruiti gli impianti per beneficiare dell'incentivazione.

2.59 Per quanto concerne la valutazione dell'impatto sui clienti finali del sistema di incentivazione della produzione fotovoltaica, detto onere è stato pari, nel 2008, a circa 110 milioni di euro; nel 2009 si prevede che il costo dell'incentivo per fotovoltaico supererà i 300 milioni di euro. E' stato stimato, infatti, che a regime (vale a dire nel caso previsto dallo stesso decreto di 1200 MW installati entro il 31 dicembre 2010), in circa 1 miliardo di euro/anno per un totale di 20 miliardi di euro in 20 anni; ciò a fronte di una produzione attesa inferiore allo 0,5% della domanda nazionale. L'onere del programma di incentivazione è posto interamente a carico della componente A3 della bolletta elettrica. Se l'attuale livello di incentivazione venisse mantenuto negli anni successivi al 2010, per incentivare gli ulteriori 7000 MW teoricamente realizzabili in Italia l'esborso salirebbe a 5 miliardi di Euro all'anno.

2.60 Anche tenendo conto dell'ipotesi che vengano estesi gli attuali incentivi mantenendo le medesime caratteristiche ma con livelli di incentivo decrescenti linearmente fino a ridursi al 50% per gli impianti che entrino in esercizio nel 2020, ci si attende che la spesa per la produzione fotovoltaica si assesterà comunque a più 3,5 miliardi di Euro all'anno.

2.61 In realtà, l'effettivo costo degli impianti, i progressi nell'evoluzione tecnologica, unitamente all'andamento dei prezzi di mercato, sono tali da far ritenere che la differenza sfavorevole tra il costo di produzione dell'energia generata in questi impianti e il prezzo di mercato (determinato essenzialmente da produzioni da idrocarburi, oggi più economici) si ridurrà fino ad annullarsi nell'arco di circa 10 anni, raggiungendo la cosiddetta Grid Parity.

⁶ In attuazione di quanto previsto dal Decreto Legislativo n. 387/03, il decreto ministeriale del 28 luglio 2005 aveva introdotto il cosiddetto "conto energia fotovoltaico" che prevedeva tariffe incentivanti omnicomprendenti di durata ventennale per la produzione appunto di energia elettrica da fonte fotovoltaica.

- 2.62 In conseguenza di ciò, è opportuno intervenire al fine di allineare progressivamente gli eventuali incentivi con i reali costi del settore. Nello stesso tempo, al fine di non determinare un rallentamento nel progredire dello sviluppo dello sfruttamento dell'energia solare in campo nazionale vanno date da subito indicazioni certe e chiare circa il realistico programma di incentivazione dei prossimi anni.
- 2.63 Alla luce di quanto sopra esposto, appare indispensabile intervenire sulla disciplina degli oneri generali di sistema. Tale esigenza diviene ancor più sentita alla luce delle possibili ricadute che potrebbe avere l'attuazione del Climate package comunitario, approvato dal Parlamento europeo lo scorso 17 dicembre 2008 e noto come "Pacchetto di direttive del 20/20/20." Attualmente, infatti, l'incentivazione delle rinnovabili pesa per oltre 3 miliardi di euro all'anno sulle bollette degli italiani (inclusi gli oneri connessi al sistema di incentivazione del CIP 6/92), pari circa al 5% della spesa totale di una famiglia tipo, al netto delle imposte.
- 2.64 Nel 2008 il costo totale per l'incentivazione delle sole fonti rinnovabili (escluse quindi le assimilate) si è invece assestato intorno a 1,6 miliardi di euro. Una stima dello sviluppo di tale costo - legata all'eventuale raggiungimento degli obiettivi europei attribuiti ai vari Stati membri al 2020 ed elaborata dall'Autorità tenendo conto di alcune ipotesi ragionevolmente ottimistiche (quali il raggiungimento del potenziale massimo teorico di realizzazione delle rinnovabili o una incentivazione decrescente nel tempo) - porta a ipotizzare che la spesa possa aumentare a circa 3 miliardi di euro/anno nel 2010, a più di 5 miliardi di euro/anno nel 2015 e a circa 7 miliardi di euro/anno nel 2020 (di cui oltre 3,5 miliardi di euro per l'incentivazione di 10 TWh di energia elettrica da impianti fotovoltaici).
- 2.65 Rischiano dunque di emergere, nel medio termine, evidenti problemi di sostenibilità economica degli attuali meccanismi di incentivazione, che ne rendono necessaria una rivisitazione.
- 2.66 Un altro problema è legato ai profili di iniquità redistributiva propri degli incentivi fin qui descritti. Occorre infatti ricordare che tutte le incentivazioni di cui si è trattato in precedenza non ricadono sulla generalità dei contribuenti, attraverso imposte dedicate, ma sullo specifico settore dei consumatori elettrici. Ciò può avvenire direttamente, attraverso una specifica componente della tariffa elettrica (nel caso dei metodi di prezzo) o, indirettamente, attraverso il trasferimento dei costi sui prezzi finali (nel caso dei metodi di mercato come i CV). Nell'anno 2008, la componente tariffaria A3, quella appunto destinata a remunerare lo sviluppo delle fonti rinnovabili, ha gravato sui consumatori per circa il 6% della loro spesa complessiva, al netto delle tasse. Questo meccanismo di tipo parafiscale (peraltro ulteriormente gravato dall'IVA in bolletta) soprattutto ove i costi diventino ancora più rilevanti, presenta problemi di equità redistributiva. Infatti i consumi di energia elettrica non sono proporzionali ai redditi, sia con riferimento alle persone fisiche che alle imprese. Ne deriva che una famiglia a basso reddito ma ad alti consumi (ad esempio una famiglia numerosa) è chiamata a contribuire alla copertura degli oneri dell'incentivazione delle fonti rinnovabili in misura superiore ad un single benestante; allo stesso modo un'impresa ad alti consumi elettrici ma con modesti utili contribuisce più di un'impresa con utili elevati e bassi consumi.

- 2.67 Tale situazione è aggravata dal fatto che gli oneri generali di sistema sono per giunta assoggettati, come tutto il resto della bolletta elettrica, all'imposta sul valore aggiunto (I.V.A.): sul punto occorre rilevare come la natura parafiscale di tali oneri, ovvero il fatto che essi non sono direttamente riconducibili ad alcuna prestazione, rende ingiustificato tale assoggettamento, che peraltro incide in maniera molto consistente sui costi per gli utenti finali, con un impatto complessivo di oltre 500 M€ l'anno.
- 2.68 Vanno infine ricordati gli articoli 1, comma 298 della Legge 30 dicembre 2004, n. 311 "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (Legge finanziaria 2005)" e 1, comma 493 della Legge 23 dicembre 2005, n. 266 "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (Legge Finanziaria 2006)", i quali dispongono un prelievo di 135 milioni di euro complessivi dalle componenti tariffarie A2 e MCT a favore del bilancio dello Stato, introducendo quindi sulle bollette elettriche, accanto ad una componente parafiscale (quella degli oneri di sistema), un vero e proprio prelievo di tipo fiscale, destinando una parte del gettito proveniente dalla tariffa elettrica al generale finanziamento del bilancio dello Stato. Si tratta di un prelievo fiscale non trasparente" poiché non realizzato attraverso un provvedimento di carattere esplicitamente tributario, ma agganciando una parte del gettito dovuto al bilancio ad un prelievo di altra natura.

PROPOSTE

Gli interventi da mettere in atto al fine di migliorare l'efficienza e la competitività del mercato nel settore elettrico dovrebbero concentrarsi sui seguenti aspetti:

- a) *Potenziamento delle reti di trasporto*
- b) *Obbligo di cessione di Virtual Power Plants nelle isole maggiori*
- c) *Realizzazione di un nuovo meccanismo di Capacity payment*
- d) *Completamento dei Mercati a termine*
- e) *Riduzione degli Oneri di sistema*
- f) *Revisione del meccanismo dei Certificati Verdi*
- g) *Adeguamento della flessibilità del sistema elettrico agli obiettivi europei per le fonti rinnovabili*
- h) *Perfetta efficienza degli impianti di generazione*

- a) *Potenziamento delle reti di trasporto*

2.69 Il piano di sviluppo della rete di Terna prevede la realizzazione di nuove infrastrutture di rete finalizzate a rimuovere o, quantomeno, ridurre le congestioni interzonali, intrazonali e transfrontalieri.

2.70 La tempestiva realizzazione di queste infrastrutture permetterebbe di incrementare significativamente il grado di concorrenza e di adeguatezza in molte zone del mercato elettrico nonché di ridurre in misura sostanziale gli oneri di dispacciamento per la risoluzione delle congestioni intrazonali.

2.71 E' quindi necessario porre in essere, a tutti i livelli, ogni azione utile ad assicurare la realizzazione nei tempi previsti delle suddette infrastrutture. A riguardo sono da giudicare molto positivamente alcuni recenti interventi legislativi – ad esempio quanto disposto all'articolo 27, comma 24, della Legge n. 99/09 - volti ad accelerare la realizzazione delle infrastrutture di rete.

b) Obbligo di cessione di Virtual Power Plants nelle isole maggiori

2.72 Fino alla piena entrata in operatività dei nuovi collegamenti tra ciascuna delle due isole e la penisola italiana, parrebbe essere comunque opportuno porre, a ciascuno degli operatori che detenga potere di mercato, l'obbligo di cedere la disponibilità di parte della propria capacità produttiva attraverso lo strumento dei "Virtual Power Plant" (VPP), definito nella direttiva 2009/72/CE come una misura atta a "promuovere una concorrenza effettiva e garantire un buon funzionamento del mercato"⁷.

2.73 La cessione di VPP da parte di Enel ed EOn con riferimento alla zona Sardegna è già prevista dalla deliberazione ARG/elt 115/09 che l'Autorità ha assunto nel rispetto degli indirizzi del Ministro dello Sviluppo Economico di cui all'articolo 30, comma 9, della Legge n. 99/09. Misure analoghe non sono tuttavia al momento previste per la zona Sicilia.

2.74 Le condizioni di mercato della zona Sicilia, nelle more della realizzazione delle infrastrutture sopra richiamate, sono caratterizzate da un elevatissimo grado di concentrazione del mercato sia sui mercati dell'energia elettrica che sul mercato per il servizio di dispacciamento.

2.75 I principali operatori detengono un elevato potere di mercato sia in termini di percentuale di ore in cui sono singolarmente indispensabili al soddisfacimento della domanda di energia e/o di potenza che di entità della domanda residuale⁸ su cui sono monopolisti nelle summenzionate ore (operatori cosiddetti "pivotali"). Sussistono altresì forti incentivi a colludere per taluni operatori.

2.76 Il quadro è reso più critico dalla potenziale inadeguatezza del sistema elettrico in Sicilia in un limitato ma non trascurabile numero di ore dell'anno. La zona Sicilia è infatti estremamente vulnerabile a fuori servizio accidentali delle unità di produzione rilevanti o dell'interconnessione col Continente. In condizioni di potenziale inadeguatezza, ovviamente, tutti gli operatori attivi in Sicilia divengono pivotali.

c) Realizzazione di un nuovo meccanismo di Capacity payment

2.77 Si deve considerare come il recente passato, caratterizzato da una rilevante entrata di nuova capacità produttiva, non sia riuscito a risolvere i problemi di adeguatezza né ad aumentare in misura corrispondente il grado di concorrenza. Ciò è verosimilmente dovuto all'assenza del necessario coordinamento tra sviluppo della rete di trasmissione da una parte e localizzazione e dimensionamento degli investimenti in capacità produttiva dall'altra; ciò ha ridotto significativamente l'impatto della nuova capacità produttiva, sia ai fini

⁷ Considerando n. 37 della direttiva citata.

⁸ Domanda residuale = domanda – offerta potenziale dei terzi.

dell'adeguatezza del sistema, sia a fini concorrenziali. Inoltre, l'incertezza sulla persistenza di vincoli di rete che limitano le potenzialità degli impianti, aumenta sensibilmente il rischio imprenditoriale collegato alla realizzazione di nuovi investimenti in capacità produttiva.

- 2.78 A tal fine, l'Autorità ha già proposto, con il documento di consultazione n. 10/09, una nuova disciplina di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva che prevede che Terna si approvvigioni dai produttori, attraverso strumenti di mercato, di impegni a rendere disponibile, su un orizzonte temporale pluriennale e nelle diverse zone, capacità produttiva sufficiente a garantire l'adeguatezza dell'intero sistema. Tale meccanismo di fatto consente di individuare le nuove realizzazioni nelle aree del paese in cui è massima la loro utilità, sia ai fini dell'adeguatezza del sistema che a fini concorrenziali. Siffatte nuove realizzazioni determinerebbero, inoltre, una riduzione degli oneri di trasmissione e delle perdite di rete, contribuendo a ridurre ulteriormente il costo finale dell'energia elettrica per le famiglie e le imprese.
- 2.79 Il meccanismo proposto, inoltre, promuove la concorrenza a lungo termine ed aumenta la contendibilità del mercato e, soprattutto, riduce significativamente l'incentivo per i produttori ad offrire la propria energia a prezzi significativamente superiori ai propri costi marginali, favorendo, in ultima analisi, l'efficienza del sistema.
- 2.80 Il profilo temporale dell'impegno assunto dai produttori nell'ambito del meccanismo di cui al documento di consultazione DOC 10/09 tiene conto dell'esigenza di effettuare la manutenzione degli impianti. A riguardo, la proposta dell'Autorità presuppone un superamento dell'attuale modalità di determinazione/approvazione da parte di Terna dei piani di manutenzione degli impianti, prevedendo la definizione – attraverso meccanismi flessibili di interazione coordinata – dei periodi in cui l'operatore è obbligato a rendere disponibile la capacità produttiva. Il nuovo meccanismo dovrebbe accompagnarsi con un aumento della trasparenza dei periodi di manutenzione (che il produttore può allocare liberamente nei periodi diversi da quelli per cui ha assunto l'impegno ad essere disponibile) dei diversi impianti di produzione, affinché le forze di mercato possano valutare l'effetto atteso di detti piani di manutenzione.

d) Completamento dei Mercati a termine

- 2.81 Lo sviluppo di mercati a termine di lungo periodo è un elemento fondamentale per aumentare la contendibilità e la concorrenza nel mercato all'ingrosso. Inoltre, la disponibilità di strumenti di copertura contro il rischio mercato consente di ridurre il costo dei nuovi investimenti in capacità produttiva di base. Con attese di sensibili riduzioni dei costi dell'energia elettrica e dei prezzi pagati dai consumatori disposti ad assumere il rischio mercato ad un costo più basso dei produttori.
- 2.82 D'altra parte, uno degli ostacoli allo sviluppo di mercati a termine di lungo periodo liquidi è rappresentato dagli elevati costi transazionali associati; in particolare quelli relativi al costo delle garanzie.
- 2.83 Proprio per ridurre questi rischi transazionali, l'Autorità, nel documento di consultazione DCO 27/08, ha proposto l'introduzione di meccanismi non discriminatori che riducono i costi di transazione connessi alla sottoscrizione di

contratti di lungo periodo standardizzati e che consentono quindi, di fatto, la partecipazione della domanda, nell'ambito dei meccanismi di mercato, ai benefici attesi dalla realizzazione dei nuovi impianti di produzione di base.

- 2.84 Sulla base degli elementi raccolti nel corso della suddetta Consultazione, l'Autorità intende sottoporre alla valutazione del Ministero per lo Sviluppo economico alcune proposte specifiche.

e) Riduzione degli Oneri di sistema

- 2.85 Come dettagliato in precedenza, uno degli elementi di maggior criticità rispetto agli oneri di sistema va individuato nella loro sostanziale iniquità legata alla non proporzionalità del prelievo imposto in bolletta rispetto alla capacità contributiva del consumatore energetico, oltre che nel loro peso in bolletta (attuale, ma soprattutto prospettico). Per ridurre questa criticità è opportuno:

- spostare, in tutto o in parte, gli oneri legati all'incentivazione delle fonti rinnovabili dalla bolletta energetica alla fiscalità generale;
- eliminare, o almeno attenuare, la già riportata singolarità dell'attuale fiscalità energetica per cui gli oneri di sistema, che sono un prelievo obbligatorio sostanzialmente riconducibile ad una tassa, contribuiscono a loro volta alla base imponibile per il calcolo dell'IVA;
- depurare la bolletta elettrica pagata da famiglie ed imprese italiane da oneri tipo "improprio" quale è quello sopra descritto al punto dopo 2.57, che impone di "assicurare annualmente al bilancio dello stato" una parte del gettito proveniente dalla tariffa elettrica.

- 2.86 Quanto, invece, agli obiettivi di attenuare l'impatto economico degli oneri generali di sistema e di rendere le incentivazioni maggiormente efficienti, due sono le voci principali su cui è possibile intervenire con urgenza: incentivi Cip6 e incentivi alla fonte fotovoltaica:

- *Cip6*: al fine di ridurre gli oneri connessi all'incentivazione c.d. Cip6, già precedentemente descritta, un primo importante impulso potrà derivare dall'attuazione di quanto opportunamente previsto dall'articolo 30, comma 20, della Legge n. 99/09 in materia di meccanismi volontari di risoluzione anticipata da parte dei produttori delle convenzioni CIP-6 oggi in essere; l'Autorità al riguardo non mancherà di fornire al Ministero dello Sviluppo Economico, entro il termine previsto dalla stessa disposizione, il proprio contributo per l'attuazione della norma. Allo stesso tempo, però, dovrebbe essere scongiurata la possibilità che, a fronte di una risoluzione anticipata delle convenzioni Cip6 pregresse, possa continuare la concessione a nuovi impianti di agevolazioni basate su questo meccanismo. A questo fine dovrebbero essere riviste le normative primarie che consentono l'accesso a convenzioni CIP 6 da parte di nuovi impianti, ed in particolare di quelli di recupero energetico da rifiuti; ciò sia per evitare sovraremunerazioni a vantaggio di tali impianti, sia per scongiurare il prolungamento temporale del meccanismo oltre il già lungo arco temporale previsto dalle convenzioni in essere. A titolo di riferimento, può considerarsi il fatto che 100 MW di potenza comportano un onere netto aggiuntivo sui consumatori pari a oltre

100 milioni di Euro/anno⁹. Pur essendo ben comprensibili le ragioni, anche di natura emergenziale, che hanno indotto ad adottare questo meccanismo di incentivazione, l'Autorità ritiene che la fonte di finanziamento più corretta per questo genere di impianti andrebbe ancora una volta individuata nella fiscalità generale. La chiusura definitiva del capitolo Cip6 consentirebbe anche di guardare con maggiore serenità ad altre sfide energetiche importanti, che l'Italia sta per affrontare, e che non devono essere un'occasione di appesantimento della bolletta energetica del paese, già considerevolmente gravata.

- *Fotovoltaico*: come si è visto, la crescita prospettica dei costi dell'incentivazione per il solare fotovoltaico appare elevatissima. Tuttavia, l'evoluzione tecnologica potrebbe consentire alla fonte fotovoltaica di raggiungere un livello di sostanziale competitività con la fonte fossile nel giro di una decina d'anni. In tale situazione non sarebbe più necessario ricorrere ad incentivazioni pubbliche per consentire lo sviluppo e la diffusione di tali impianti. D'altra parte, l'attuale altissimo livello di incentivazione ha senso solo nella fase di avvio di una nuova tecnologia e nella prospettiva di realizzare livelli di efficienza significativamente più alti nel giro di un ragionevole numero di anni. Alla luce di ciò, appare opportuno rimodulare consistenza e modalità di riconoscimento delle incentivazioni oggi esistenti, rendendole aderenti ai costi previsti nei diversi anni con un percorso graduale che porti ad azzerare le incentivazioni stesse nell'arco di un decennio. Garantendo agli operatori un quadro chiaro e certo rispetto ai regimi di incentivazione che saranno riconosciuti negli anni successivi si favorirebbe peraltro non solo lo sfruttamento delle migliori tecnologie, ma anche lo sviluppo, per quanto possibile, di una competitiva industria nazionale del settore.

f) Revisione del meccanismo dei Certificati Verdi

2.87 L'art.27, comma 18, della Legge n. 99/09, introduce lo spostamento dell'obbligo dei Certificati Verdi dai produttori ai venditori di energia elettrica. Tale modifica è da valutarsi in maniera negativa perché sovverte il sistema dei CV, infatti:

- si disperdono i destinatari dell'obbligo su una platea quale quella dei "soggetti che concludono con la società Terna Spa uno o più contratti di dispacciamento di energia elettrica in prelievo" che è assai più frammentata e difficilmente controllabile;
- viene intaccato l'obiettivo principale dei CV, che è quello di indurre la produzione di energia da fonti "verdi", cosa che i produttori (dotati anche di maggiori capacità di investimento) hanno scelto di fare principalmente in proprio;
- i CV si trasformano sempre più da meccanismo di mercato (e quindi autocalmierante) in un mezzo amministrato che assume la connotazione di una rendita garantita;

⁹ Tale onere è sostanzialmente dimezzato nel caso venga ammessa all'incentivazione solo la parte biodegradabile dei rifiuti.

- in considerazione della decorrenza, a partire dall'anno 2010, del suddetto spostamento e della disciplina di entrata in vigore e di implementazione della norma è inoltre molto concreto il rischio che i clienti finali si trovino di fronte ad una doppia imposizione per l'anno 2010 dell'onere CV: la prima nel prezzo dell'energia per i contratti già negoziati o in corso di negoziazione, laddove i produttori/venditori si sono trovati/trovano ad includere nel prezzo di vendita l'onere CV (prima dell'entrata in vigore della legge o nella fase di incertezza prima della sua implementazione); la seconda attraverso l'addebito "diretto" dei CV in accordo alla Legge n. 99/09.
- 2.88 Alla luce di tutto questo appare evidente che l'attuale meccanismo di remunerazione dei Certificati Verdi, che garantisce un prezzo di 180€ a MWh (e che nel caso di alcune fonti è ancora più generoso, per via degli attuali meccanismi moltiplicativi) risulta eccessivamente generoso. Va invece salvaguardato il principio per cui il valore del CV dovrebbe tendenzialmente decrescere nel tempo poiché l'evoluzione tecnologica – come visto in precedenza – determinerà un costo di produzione da fonti rinnovabili che va a ridursi nel tempo, e con esso la necessità di incentivo.
- 2.89 Occorre dunque ridurre gli oneri scaricati sui clienti finali, abbassando il valore di riferimento stabilito dall'Art 2, comma 148, della Legge 27 dicembre 2007, n. 244 (Finanziaria per il 2008).
- 2.90 Vanno poi ripristinati meccanismi che tendano a premiare gli impianti realizzabili al minor costo, attraverso l'utilizzo di meccanismi di mercato come strumento atto a selezionare gli impianti più efficienti.

g) Adeguamento della flessibilità del sistema elettrico agli obiettivi europei per le fonti rinnovabili

- 2.91 Come evidenziato nel paragrafo dedicato alle proposte sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, il quantitativo di potenza da fonte rinnovabile che dovrebbe essere installata per realizzare l'obiettivo europeo di utilizzo di fonti rinnovabili per il 20% del consumo finale di energia (e che ha portato a definire per l'Italia un obiettivo nazionale del 17%) non potrà che essere in larga parte rappresentato da fonti intermittenti. Il problema dell'intermittenza delle fonti rinnovabili e della loro scarsa programmabilità, profilo particolarmente problematico rispetto all'energia eolica e solare non può essere risolto solo attraverso lo sviluppo delle reti. Le stesse "Smart grids", o reti "intelligenti", quando anche fossero in grado di connettere ottimamente tutti i nodi di produzione e consumo della rete, non consentirebbero comunque l'accumulo di energia. Posto che la maggiore disponibilità di fonti rinnovabili primarie (vento e sole) si trova nel Mezzogiorno, mentre l'unico strumento di accumulo oggi realmente disponibile (bacini idroelettrici) è concentrato nel Nord del paese, si pone il problema della disponibilità di strumenti di accumulo dell'energia che garantiscano la necessaria flessibilità della rete, esattamente nelle aree dove essa è più necessaria, cioè dove sono maggiormente localizzati impianti rinnovabili non programmabili.
- 2.92 Occorre dunque sia favorire il potenziamento delle reti di trasmissione dell'energia sia sviluppare sul territorio nazionale sistemi di stoccaggio. Questi consentirebbero di accumulare energia nei momenti di picco, per poi servirsene

in quei momenti – come la notte o nei momenti di scarsa ventosità - in cui le fonti rinnovabili non sono in grado di produrre energia.

- 2.93 A questo proposito potrebbe essere presa in considerazione la possibilità di realizzare, in particolare nel sud, sfruttando bacini idrici già presenti e sotto o per nulla utilizzati, piccole centrali idroelettriche di pompaggio.

h) Perfetta efficienza degli impianti di generazione

- 2.94 Il divario tra la capacità di generazione elettrica installata e censita come efficiente dal Gestore della rete e la potenza che risulta poi effettivamente disponibile per le diverse destinazioni consentite, specie alla punta della domanda è un elemento essenziale ai fini della sicurezza, ma anche dell'economicità del sistema elettrico. Per questo, l'articolo 1-quinquies, comma 1, della Legge n. 290/03 prevede che *“gli impianti di generazione di energia elettrica di potenza nominale maggiore di 10 MVA sono mantenuti in stato di perfetta efficienza dai proprietari o dai titolari dell'autorizzazione e possono essere messi definitivamente fuori servizio secondo termini e modalità autorizzati dall'amministrazione competente, su conforme parere del Ministero delle attività produttive, espresso sentito il Gestore della rete di trasmissione nazionale in merito al programma temporale di messa fuori servizio”*.
- 2.95 L'importanza, per un sicuro esercizio del sistema elettrico, della norma in questione è oggi più che mai resa evidente dal persistere di situazioni di allarmante criticità e di inadeguatezza del sistema, quali quelle evidenziate dall'istruttoria conoscitiva, avviata dall'Autorità con la deliberazione VIS 3/09, con riferimento alla Sicilia. È essenziale dunque che venga emanato al più presto il decreto previsto dalla norma citata con cui vengono definiti gli standard di efficienza degli impianti e le relative modalità di verifica. A tal fine, l'Autorità già a suo tempo ha formulato proposte in merito.

3. INTEGRAZIONE DEI MERCATI REGIONALI EUROPEI DELL'ENERGIA ELETTRICA

- 3.1 Per facilitare il processo di armonizzazione e di integrazione dei mercati elettrici nazionali è stato avviato da ERGEG (Organismo dei Regolatori europei consultivo della Commissione europea) il processo “Iniziativa Regionale” allo scopo di costruire dei mercati fortemente integrati a livello “regionale”, come fase intermedia di spinta verso la realizzazione di un vero mercato unico europeo. Pur rappresentando un pregevole tentativo di favorire una reale integrazione dei mercati nazionali, le “Iniziativa Regionale” europee – su cui il terzo pacchetto pone particolari aspettative – devono essere sostenute in maniera tale da scongiurare il rischio che l'armonizzazione abbia luogo tramite l'adozione di modelli di mercato che avvenga al ribasso, favorendo Paesi, in taluni casi, particolarmente in ritardo in termini di apertura e liberalizzazione.
- 3.2 Appare quindi particolarmente delicata, nonché degna di ogni miglior sostegno governativo, la rappresentanza degli interessi dell'Italia sia nella Regione elettrica Centro-Sud (di cui l'Autorità italiana è leader) sia, più in generale, in ambito ERGEG al fine di evitare che sia imposta l'implementazione, su scala regionale o dell'intera UE, di modelli di mercato che, non tenendo in debito

conto le caratteristiche di certi sistemi elettrici, come quello italiano, possano ingenerare degli extra-oneri su detti sistemi, sia nel breve che nel lungo periodo.

- 3.3 Tale criticità è particolarmente rilevante nel caso del mercato elettrico. E' evidente, infatti, che Paesi in cui permane un operatore (quasi) monopolista, che assicura la fornitura della quasi totalità dell'energia elettrica e dei servizi di dispacciamento (riserva di potenza attiva, regolazione di tensione, risoluzione di congestione etc.), possono permettersi di farsi promotori di architetture di mercato relativamente "rozze" facendo leva sulla *moral suasion* verso l'operatore dominante, ovvero imponendogli implicitamente ulteriori obblighi operativi.
- 3.4 Laddove invece, come in Italia, il sistema sia opportunamente caratterizzato da una pluralità di produttori in concorrenza fra loro, è più forte l'esigenza di meccanismi e regole di mercato idonee a fare emergere appieno le economie insite sia nell'esercizio coordinato degli impianti di produzione e degli elementi di rete, sia nella programmazione coordinata degli investimenti a lungo termine in generazione e trasmissione effettuati da una pluralità di soggetti. Ciò richiede tipicamente, come è testimoniato anche dall'evoluzione dei sistemi elettrici del Nord-Est degli Stati Uniti, l'adozione di architetture di mercato più avanzate (ovviamente sempre meglio regolate e monitorate) che producano segnali trasparenti e non distorti circa il valore dei diversi servizi (energia elettrica, riserva di potenza attiva, regolazione di tensione, risoluzione delle congestioni etc.); ciò nei vari nodi/zone della rete di trasmissione sia nel breve che nel lungo termine.
- 3.5 Fermo restando l'obiettivo principale di conseguire la piena convergenza dei mercati nazionali ai fini della creazione del mercato europeo dell'energia, occorre intanto attuare una maggiore e più intensa partecipazione a livello europeo anche nello sviluppare progetti specifici come il *market coupling* – che già sarà operativo dal 2010 con la Slovenia - con gli altri Paesi europei (ovvero dei progetti che ricerchino maggiore coordinamento degli esiti dei mercati europei e che tengano conto dell'effettivo impatto degli esiti di ciascun mercato sugli altri date le effettive possibilità di scambi transfrontalieri). Progetti in grado di aumentare anche sensibilmente l'efficienza degli scambi transfrontalieri ma che, se non ben concepiti, potrebbero costringere l'Italia ad adattare la propria architettura di mercato a quella di Paesi con caratteristiche molto differenti e meno avanzati ed efficienti.
- 3.6 Infine, e con particolare riferimento agli interessi italiani ed al settore elettrico, resta urgente la conclusione dei negoziati con la Svizzera per fissare sollecitamente accordi vincolanti che consentano un sostanziale sviluppo in termini di integrazione dei mercati e degli scambi a livello regionale ed europeo, nonché procedure che assicurino l'interoperabilità, la sicurezza e l'affidabilità dei sistemi interconnessi.
- 3.7 In questo senso il recepimento del III Pacchetto Energia, che dovrà avvenire entro il 3 marzo 2011, sarà l'occasione per sviluppare in maniera più sinergica e coordinata gli interventi di sviluppo delle reti di elettricità e gas che saranno proposti dai TSO (gestori delle reti di trasmissione di energia elettrica e trasporto gas) e sottoposti non solo al vaglio dei paesi membri ma anche della Commissione e della costituenda Agenzia europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) ai fini della verifica di compatibilità con le esigenze del mercato unico.

3.8 Con questo punto 3) e finale della presente Segnalazione ci si limita a prospettare analisi e proposte strettamente connesse a quanto richiesto con la Legge n. 2/09 già citata, in merito all'integrazione dei mercati regionali europei dell'energia elettrica. Tuttavia l'Autorità conferma la piena disponibilità e l'interesse ad una interlocuzione istituzionale sempre più approfondita e che riguardi anche ambiti più allargati (ad esempio al settore gas ed al quadro internazionale extra-regionale europeo) per sviluppare ulteriori analisi e proposte circa gli assetti organizzativi, i mercati e lo sviluppo infrastrutturale energetici, continentali europei, mediterranei, medio-orientali ed intercontinentali aventi comunque impatti sui sistemi energetici nazionale e della UE. Tutto ciò anche sulla base dell'esperienza e della responsabilità che l'Autorità sta sviluppando nell'ambito degli organismi e delle iniziative tese a promuovere sempre più utili e necessarie collaborazioni o cooperazioni internazionali fra Regolatori di settore, nonché sulla base della partecipazione alla suddetta Agenzia dei Regolatori per l'energia della UE (ACER).