

3.

Regolamentazione nel settore del gas

Unbundling

Regolamentazione dell'unbundling

Per questa parte si rinvia a quanto esposto nel Capitolo 2 del presente volume, in quanto la disciplina dell'*unbundling* funzionale e contabile illustrata in quella sede riguarda anche il settore del gas naturale.

Certificazione dei gestori del sistema di trasmissione

La delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 3 novembre 2011, ARG/com 153/11, in ossequio alla normativa di riferimento, contempla sia gli adempimenti necessari per le imprese proprietarie di reti di trasporto del gas per l'adozione del modello di separazione proprietaria – analogamente a quanto previsto nel settore elettrico – ai sensi dell'articolo 9 della direttiva 2009/73/CE, sia il modello di gestore di sistema indipendente, ai sensi dell'articolo 5 della medesima direttiva, per le imprese di trasporto del gas che optino per tale modello.

Nell'ambito delle procedure di certificazione disciplinate dall'Autorità con la delibera ARG/com 153/11, assumono particolare rilievo le disposizioni previste per la certificazione dell'impresa maggiore di trasporto del gas secondo il modello di gestore di trasporto indipendente, nell'ambito di un'impresa verticalmente integrata, ai sensi del Capo IV della direttiva 2009/73/CE. Dette disposizioni stabiliscono, tra l'altro, che il gestore adotti misure tali da assicurare:

- lo svolgimento di tutti i compiti di gestione della rete previsti dal decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;

- la disponibilità di tutte le risorse funzionali alla gestione e allo sviluppo della rete; in tal senso assume particolare rilievo il divieto di stipulare contratti di servizio con l'impresa verticalmente integrata e con le altre società da questa controllate;
- l'indipendenza dall'impresa verticalmente integrata e dalle società da questa controllate nelle regole di *governance* e di organizzazione aziendale;
- l'indipendenza dall'impresa verticalmente integrata e dalle società da questa controllate nella politica di comunicazione e nel marchio dell'impresa;
- il rispetto di precisi requisiti di indipendenza da parte degli amministratori, dei responsabili della gestione e del personale del gestore;
- la capacità di predisporre un programma di adempimenti che contenga le misure adottate dal gestore per assicurare una gestione non discriminatoria della rete, nonché il Piano pluriennale di sviluppo della rete.

Con successiva delibera 2 febbraio 2012, 22/2012/A/com, sono

state stabilite apposite modalità per l'invio, da parte dell'impresa maggiore di trasporto del gas e delle altre imprese candidate come gestori dei sistemi di trasporto, dei dati necessari allo svolgimento delle procedure di certificazione, nonché specifiche modalità per il trattamento dei medesimi dati da parte degli Uffici dell'Autorità. Allo stato attuale sono in corso le attività di analisi e le valutazioni da parte degli Uffici dell'Autorità sulla conformità delle informazioni fornite da tre imprese di trasporto del gas agli obblighi previsti dalla normativa di riferimento, ai fini del rilascio della certificazione.

Le imprese di trasporto del gas naturale, diverse dall'impresa maggiore di trasporto, dovranno essere certificate, una secondo il modello di gestore di trasporto indipendente, ai sensi dal Capo IV della direttiva 2009/73/CE, e l'altra secondo il modello di separazione proprietaria previsto dall'art. 9 della citata direttiva. Si precisa, da ultimo, che ai sensi dell'art. 9, comma 11, della direttiva 2009/73/CE e dell'art. 10, comma 2, del decreto legislativo n. 93/11, le imprese verticalmente integrate possono procedere alla separazione proprietaria dei gestori di sistemi di trasporto in ogni momento.

Regolamentazione delle reti

Regolamentazione tecnica: servizi di bilanciamento

Nel 2011, con la delibera 15 aprile 2011, ARG/gas 45/11, l'Autorità ha introdotto nell'ordinamento italiano il sistema di bilanciamento di merito economico del gas naturale. Questo, adottato dopo un lungo processo di consultazione iniziato nel 2008, è uno dei più importanti interventi di regolazione del settore del gas degli ultimi anni, poiché introduce rilevanti elementi strutturali a vantaggio dell'efficienza e della concorrenzialità del sistema del gas naturale. Il primo vantaggio del nuovo sistema consiste nel fatto che, valORIZZANDO SU UN MERCATO ORGANIZZATO IL GAS DI BILANCIAMENTO, ANCHE GLI UTENTI CHE NON DISPONGONO DI STOCCAGGIO POSSONO BILANCIARE IL PROPRIO PORTAFOGLIO DI GAS COMPRANDO IN MODO TRASPARENTE ED EFFICIENTE RISORSE DI BILANCIAMENTO; VENGONO COSÌ SUPERATE LE CRITICITÀ CHE AL RIGUARDO ERANO STATE EVIDENZIATE NELL'AMBITO DELL'INDAGINE CONOSCITIVA IN MATERIA DI ATTIVITÀ DI STOCCAGGIO, CONDOTTA CONGIUNTAMENTE CON L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO NEL 2009 (DELIBERA 3 GIUGNO 2009, VIS 51/09).

Un altro elemento rilevante è costituito dal superamento delle

previgenti modalità di allocazione in base alle quali le posizioni di gas in stoccaggio degli utenti erano note solo dopo la chiusura dei bilanci di trasporto, con un ritardo dell'ordine di tre mesi rispetto al giorno di flusso. Con il nuovo sistema, la tempestiva conoscenza della propria posizione in stoccaggio consente agli utenti di sfruttare in maniera efficiente questa risorsa anche a vantaggio della liquidità del mercato spot.

L'attività di bilanciamento è svolta dall'impresa di trasporto e può essere distinta in bilanciamento fisico e commerciale. Il bilanciamento fisico è essenziale per il funzionamento di una rete di gas e consiste nell'assicurare il mantenimento di un adeguato livello di pressione nella rete nazionale di gasdotti, garantendo l'equilibrio tra immissioni e prelievi. Si tratta di un'attività svolta da un unico soggetto responsabile del bilanciamento, ossia Snam Rete Gas, che nel sistema italiano è l'operatore maggiore del trasporto. Snam Rete Gas provvede anche al bilanciamento commerciale, attività che consiste sia nell'individuazione dei prelievi e delle immissioni di

ciascun utente, sia nella regolazione degli sbilanciamenti, vale a dire delle differenze fra i predetti prelievi e le immissioni. Prima dell'avvio del sistema introdotto con la delibera ARG/gas 45/11, il bilanciamento commerciale prevedeva l'attribuzione delle differenze fra immissioni e prelievi dell'utente alle sue disponibilità di stoccaggio, nonché l'applicazione di corrispettivi definiti per via amministrativa nel caso in cui tali disponibilità non risultassero sufficienti.

La delibera ARG/gas 45/11, più che avviare una "riforma", ha creato *ex novo* un insieme strutturato di regole volte a superare il sistema in vigore a favore di un meccanismo di mercato, in cui il responsabile del bilanciamento si approvvigiona delle risorse per il bilanciamento dagli utenti stessi, che a tal fine offrono la propria disponibilità ad aumentare o a diminuire immissioni e prelievi. Il costo della risorsa di bilanciamento è quindi determinato dal merito economico delle offerte degli utenti. Tale costo costituisce il riferimento di prezzo per valorizzare le posizioni sbilanciate degli utenti: il volume di gas necessario per compensare la posizione di sbilanciamento di ciascun utente è considerato venduto (o acquistato) tra il responsabile del bilanciamento e l'utente. Di conseguenza i corrispettivi applicati o riconosciuti agli utenti non sono più corrispettivi definiti amministrativamente, ma prezzi di compravendita, che rispecchiano l'effettivo valore della risorsa attivata.

L'approvvigionamento delle risorse per il bilanciamento si svolge nell'ambito di sessioni giornaliere presso una piattaforma organizzata e gestita dal Gestore dei mercati energetici (GME), nella quale vengono combinate le offerte di acquisto e di vendita sulla base dell'ordine di merito economico. In esito alla combinazione delle offerte sono concluse le relative transazioni con il responsabile del bilanciamento, che svolge anche la funzione di controparte centrale. Tutti i partecipanti al mercato sono tenuti a inviare le proprie offerte giornalmente, entro le ore 20.00 del giorno di flusso del bilanciamento. La piattaforma ordina le offerte di acquisto e di vendita in ordine di prezzo e costruisce le curve della domanda e dell'offerta. Gli acquisti e le vendite sono valorizzati tutti all'unico prezzo determinato dall'incrocio della curva di domanda e offerta (c.d. *marginal price*). In condizioni di normale esercizio della rete di trasporto, questo prezzo costituisce il riferimento per la regolazione degli sbilanciamenti degli utenti.

Varie ragioni hanno reso necessaria tale evoluzione delle regole del bilanciamento. Anzitutto, a livello comunitario, il regolamento CE 715/2009, relativo all'accesso alla rete di trasporto gas, prevede, all'art. 21, che le regole di bilanciamento riflettano le "reali esigenze

del sistema" – considerato cioè nel suo complesso e non a livello di singolo utente – e siano fondate su regole di mercato. Al di là della norma europea, il nuovo bilanciamento ha sostanzialmente consentito l'evoluzione verso un sistema più efficiente nell'allocazione dei costi e delle risorse.

Quello introdotto con la delibera ARG/gas 45/11 è un modello semplificato del sistema di bilanciamento di merito economico, il quale prevede che gli utenti possano offrire la propria disponibilità ad aumentare o a diminuire i prelievi oppure le immissioni solo dallo stoccaggio. Tuttavia è già in atto un processo di miglioramento dell'attuale normativa, che si concluderà con la possibilità per gli utenti di offrire modifiche anche ai programmi di importazione o di rigassificazione: in questo modo il responsabile del bilanciamento potrà disporre di ulteriori risorse, da selezionare sulla base del merito economico, per mantenere l'equilibrio del sistema.

L'avvio del sistema di bilanciamento di merito economico, introdotto con la delibera ARG/gas 45/11, ha richiesto la definizione delle modalità applicative da parte degli operatori coinvolti e la conseguente approvazione da parte dell'Autorità. In particolare:

- * con la delibera 27 ottobre 2011, ARG/gas 145/11, l'Autorità ha approvato il regolamento della piattaforma per il bilanciamento presentato dal GME;
- * con le delibere 10 novembre 2011, ARG/gas 155/11, 17 novembre 2011, ARG/gas 159/11, e 24 novembre 2011, ARG/gas 161/11, l'Autorità ha approvato le modifiche rispettivamente al Codice di rete di Snam Rete Gas e al Codice di stoccaggio di Stogit e di Edison Stoccaggio, necessarie per disciplinare le modalità applicative del nuovo regime di bilanciamento;
- * con la delibera 15 dicembre 2011, ARG/gas 182/11, l'Autorità ha approvato la convenzione tra la società Snam Rete Gas e il GME, che regola le modalità di coordinamento fra i due soggetti per le attività inerenti alla gestione del bilanciamento.

Il sistema di bilanciamento è attivo dall'1 dicembre 2011, tramite la piattaforma organizzata dal GME. Fin dal suo avvio si è caratterizzato per buona liquidità e flessibilità e ha visto la formazione di prezzi allineati con l'andamento dei prezzi OTC e di Borsa.

La delibera ARG/gas 45/11 e s.m.i. (delibera ARG/gas 155/11 e delibera 24 novembre 2011, ARG/gas 165/11) ha anche introdotto un complesso di garanzie per la gestione dell'esposizione del sistema nei confronti dell'utente in relazione alle partite economiche del bilanciamento.

Il sistema di bilanciamento sopra descritto comporta che ciascun utente del bilanciamento, per ogni giorno in cui i propri prelievi sono superiori alle proprie immissioni, sarà tenuto a pagare a Snam Rete Gas un corrispettivo, determinato valorizzando tale quantitativo in eccesso al prezzo che si forma sulla piattaforma per il bilanciamento (nonché il corrispettivo associato ai quantitativi di gas eventualmente acquistati dall'utente nella medesima piattaforma). Sorgono pertanto un credito in capo al gestore del sistema e una correlativa posizione debitoria in capo all'utente: quest'ultima è determinata in un momento successivo al prelievo del gas e si accresce (giornalmente), sino a quando il debito non è saldato, ovvero sino alla risoluzione del contratto di trasporto nei termini previsti dalle delibere ARG/gas 155/11 e ARG/gas 165/11.

Il debito di ciascun utente costituisce un'esposizione del sistema, ossia un rischio – connesso con il mancato pagamento – che necessita di adeguate "coperture" in termini di garanzie. Sotto questo aspetto, pertanto, la finalità del sistema di garanzia è duplice:

- garantire al responsabile del bilanciamento il pagamento delle somme dovute per il gas da questi venduto ai propri utenti sbilanciati (o nell'ambito della piattaforma); da tale punto di vista, il sistema di garanzie integra quello già esistente che era però connesso solo con i crediti maturati dall'impresa rispetto alle tariffe applicate per il solo trasporto del gas (mentre con il bilanciamento, le garanzie devono coprire anche i crediti, evidentemente maggiori, maturati per la vendita del gas);
- responsabilizzare gli utenti che partecipano al mercato, ostacolando possibili comportamenti opportunistici di operatori che decidano, per esempio, di prelevare gas dal sistema (per fornire clienti) senza immettere i corrispondenti quantitativi, confidando nell'erogazione del gas comunque garantita da parte del responsabile del bilanciamento e nella possibilità di eludere il successivo pagamento, dovuto per tale erogazione.

In particolare, con la delibera ARG/gas 45/11 l'Autorità ha definito i criteri per la gestione dei rischi connessi con l'esposizione del sistema nei confronti di ciascun utente del bilanciamento e ha previsto che il responsabile del bilanciamento, attraverso procedure definite nel proprio Codice di rete in conformità ai predetti criteri, organizzi e gestisca un sistema di garanzie, per contenere i rischi connessi con l'insolvenza degli utenti del bilanciamento.

Il Codice di rete della società Snam Rete Gas contiene anche una prima disciplina del sistema di garanzie, che l'Autorità, con la delibera ARG/gas 155/11, ha approvato subordinatamente ad alcune modifiche volte a contenerne l'onerosità, specialmente nella fase di avvio, e a perseguire una sua maggiore razionalità. Con gli stessi obiettivi e tenendo anche conto delle tempistiche necessarie per l'aggiornamento dei sistemi di gestione, l'Autorità ha disposto che Snam Rete Gas trasmettesse una nuova proposta riguardante il sistema di garanzie.

Tuttavia (con i decreti 6 dicembre 2011, n. 1837, e 14 dicembre 2011, nn. 1845, 1846, 1847), il Presidente della Terza sezione del TAR Lombardia, accogliendo ricorsi presentati da alcuni utenti del bilanciamento che hanno considerato il sistema troppo oneroso, ha sospeso in via cautelare il sistema di garanzie approvato con la delibera ARG/gas 155/11.

In considerazione dei gravi pregiudizi al sistema e al mercato del gas naturale connessi con la possibile insolvenza degli utenti del bilanciamento, nonché a possibili comportamenti opportunistici degli utenti, stante la sospensione disposta dal TAR, con la delibera 22 dicembre 2011, ARG/gas 192/11, l'Autorità ha adottato con urgenza misure volte a limitarne l'ambito. In particolare, questo provvedimento ha integrato le disposizioni del Codice di rete di Snam Rete Gas che disciplinano la fatturazione delle partite economiche del bilanciamento, prevedendo versamenti in acconto su base quindicinale.

Interventi volti a garantire una corretta determinazione delle partite fisiche ed economiche di gas – Settlement

Nell'ambito del procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di allocazione dei quantitativi di gas tra gli utenti del sistema gas, avviato con la delibera 26 maggio 2009, ARG/gas 62/09, l'Autorità ha emanato il quarto documento per la consultazione, 16 giugno 2011, DCO 22/11, recante gli orientamenti finali sulle modalità per la determinazione delle partite fisiche in prelievo e delle corrispondenti partite economiche del servizio di bilanciamento, come definito dalla delibera ARG/gas 45/11. Il documento, che illustra le soluzioni preferite per la gestione della contabilizzazione delle quantità prelevate nel mercato del gas naturale, con riferimento ai punti di prelievo per i quali risultati tecnicamente impossibile procedere a misurare i prelievi su base giornaliera in modo economico, risponde a diverse esigenze, tra le quali quelle di: disegnare la com-

pleta architettura della disciplina di *settlement* per il settore del gas naturale; revisionare la metodologia di *load profiling* facilitando efficientamento e innovazione; introdurre nuovi obblighi informativi con lo scopo di agevolare lo svolgimento di tutte le attività inerenti. In particolare, con riferimento al giorno gas, è stata proposta l'introduzione di due sessioni temporalmente distinte:

- una prima sessione cosiddetta "sessione di bilanciamento", in cui si determinano, per utente, le partite fisiche ed economiche di gas naturale prelevato in ciascun giorno del mese oggetto della sessione per i servizi di trasporto e bilanciamento, in base sia ai dati di misura per i Punti di riconsegna (PDR) stimati giornalmente, sia ai dati di misura insieme con criteri convenzionali per gli altri punti;
- una seconda sessione cosiddetta "sessione di aggiustamento", volta alla determinazione e alla regolazione delle partite economiche corrispondenti alla differenza tra i prelievi determinati in esito alla sessione di bilanciamento e i prelievi rideterminati sulla base dei dati di misura che nel periodo intercorso dalla sessione di bilanciamento si sono resi disponibili.

Per quanto concerne le tempistiche, salvo un periodo transitorio,

necessario all'adeguamento dei sistemi informativi, è stata confermata la scelta di effettuare la sessione di bilanciamento il giorno 25 del mese successivo a quello di competenza, e le sessioni di aggiustamento una volta all'anno nel mese di luglio, però a copertura dei cinque anni precedenti, così da tenere conto di eventuali misure di punti di prelievo pervenute tardivamente. Circa poi la metodologia di profilazione convenzionale attualmente in vigore per i punti di riconsegna non misurati giornalmente, sono state presentate proposte in tema di:

- determinazione di una regola univoca per il calcolo del consumo annuo;
- revisione dei profili di prelievo standard;
- revisione del criterio di associazione del profilo di prelievo standard al singolo punto di riconsegna.

In seguito, in attesa degli esiti del procedimento e delle possibili risultanze in merito alla revisione del meccanismo di *settlement* delineata nel documento per la consultazione DCO 22/11, con la delibera 30 settembre 2011, ARG/gas 128/11, l'Autorità ha approvato l'aggiornamento dei profili di prelievo standard del gas naturale per l'anno termico 2011-2012, e prorogato la validità della disciplina attualmente in essere ai sensi dei commi 29.1 e 29.2 della delibera 29 luglio 2004, n. 138/04.

Regolamentazione tecnica: sicurezza e affidabilità delle reti e norme in materia di qualità dei servizi

Nel corso del 2011 l'attività di regolazione della qualità e della sicurezza dei servizi gas si è concentrata sui seguenti temi:

- sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale;
- qualità del gas e del servizio di trasporto;
- sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas.

Sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale

Attuazione della vigente regolazione premi/penalità della sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale

Con la delibera 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08, *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (RQDG), l'Autorità ha disposto l'emanazione di un *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (TUDG), di cui la RQDG costituisce la Parte I. La RQDG ha approvato, per il periodo 2009-2012, la disciplina che regolamenta, tra l'altro, il sistema di incentivi per i recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale.

In materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas, nel periodo di regolazione 2009-2012 l'Autorità ha disposto la transizione dall'adesione volontaria a un sistema di premi per le sole imprese di maggiori dimensioni, all'applicazione obbligatoria di un sistema di premi/penalità per tutti i distributori di gas naturale, con l'adozione dell'ambito provinciale di impresa come base di applicazione del sistema incentivante. Il sistema premia i comportamenti virtuosi dei distributori che erogano un servizio caratterizzato da livelli di sicurezza maggiori rispetto ai livelli minimi definiti da appositi provvedimenti, così come previsto dalla RQDG. Più nello specifico, il sistema di incentivi considera due

componenti indipendenti: la prima incentiva la riduzione delle dispersioni di gas segnalate da terzi con riferimento al percorso di miglioramento fissato con i citati provvedimenti, mentre la seconda premia un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al minimo annuale obbligatorio definito dalla RQDG.

In attuazione della RQDG, con appositi provvedimenti vengono determinati i livelli di partenza e i tendenziali per le imprese distributrici di gas naturale tenute alla partecipazione al sistema incentivante i recuperi di sicurezza. Nel corso del 2011 e all'inizio del 2012, l'Autorità, con le delibere 7 luglio 2011, ARG/gas 93/11, 13 ottobre 2011, ARG/gas 140/11, 10 novembre 2011, ARG/gas 157/11, e 22 marzo 2012, 103/2012/R/gas, ha approvato i livelli di partenza e i tendenziali delle imprese di distribuzione che al 31 dicembre 2007 servivano almeno 10.000 clienti finali.

Controllo dell'attuazione della vigente regolazione premi/penalità della sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale

La sicurezza del servizio di distribuzione del gas è la salvaguardia delle persone e delle cose dai danni derivanti da esplosioni, scoppi e incendi provocati dal gas distribuito. Essa dipende: da un'adeguata odorizzazione del gas attraverso sostanze odorizzanti, finalizzata a consentire di avvertire la presenza nell'aria ai fini della rapida individuazione di eventuali dispersioni di gas; da un servizio di pronto intervento che assicuri una sollecita risposta in caso di chiamata, tale da garantire un tempestivo ripristino della sicurezza degli impianti; dalla eliminazione delle fughe di gas anche attraverso l'ispezione della rete di distribuzione; dalla protezione catodica delle reti in acciaio.

Come di consueto, l'Autorità ha previsto anche per il 2011 controlli e verifiche ispettive finalizzate ad approfondire le suddette tematiche, ad accettare il controllo dell'attuazione della RQDG e a disincentivare le imprese distributrici di gas dall'adottare soluzioni opportunistiche, tese a eludere le disposizioni in materia di sicurezza con gravi rischi per l'incolumità dei cittadini e dei clienti finali del gas.

Con la delibera 21 luglio 2011, VIS 77/11, l'Autorità ha approvato una campagna dei controlli della qualità del gas. I controlli, effettuati senza preavviso, hanno interessato 60 impianti di distribuzione dislocati su tutto il territorio nazionale. Le attività sono state svolte in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza e con l'Azienda speciale stazione sperimentale per i combustibili. In particolare, i risultati delle campagne, oltre a determinare per l'impresa distributrice che non ha rispettato la normativa conseguenze penali ai sensi della legge 6 dicembre 1971, n. 1083 (in caso di mancata o insufficiente odorizzazione del gas), producono effetti economici sui recuperi di sicurezza dell'anno di riferimento. Infatti, ai sensi dell'art. 32, comma 32.20, della RQDG, l'impresa distributrice – in caso di odorizzazione del gas distribuito non conforme alla normativa vigente in materia, accertata da un controllo della qualità del gas effettuato dall'Autorità nell'anno di riferimento sull'impianto di distribuzione appartenente all'ambito provinciale di impresa – qualora abbia diritto per tale ambito a incentivi per recuperi di sicurezza (componente odorizzazione e dispersioni), perde per l'anno di riferimento il diritto a riscuotere tali incentivi per l'ambito provinciale di impresa cui appartiene l'impianto di distribuzione.

Sempre nell'ambito del controllo dell'attuazione, l'Autorità ha effettuato verifiche ispettive aventi a oggetto la correttezza dei dati inerenti ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale. Con la delibera 26 maggio 2011, VIS 62/11, l'Autorità ha approvato un piano di verifiche ispettive interessando cinque imprese: Estra Reti Gas, Genova Reti Gas, Gesam, Mediterranea Energia e Salerno Energia Distribuzione. Dalle verifiche ispettive effettuate dall'Autorità in collaborazione con la Guardia di Finanza, sono emersi alcuni elementi che hanno costituito presupposto sia per l'avvio del procedimento del 15 dicembre 2011, VIS 107/11, ai fini dell'accertamento di violazioni in materia di pronto intervento

gas, sia per l'eventuale irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie nei confronti di Estra Reti Gas e Genova Reti Gas. Successivamente, con le delibere 1 marzo 2012, 59/2012/S/gas e 60/2012/S/gas, l'Autorità ha per la prima volta dato attuazione alla nuova disciplina degli impegni alternativi alle sanzioni, per un più efficace perseguimento degli interessi tutelati. In particolare, l'Autorità ha ritenuto ammissibili gli impegni presentati dalla società di distribuzione Estra Reti Gas, mentre non ha ritenuto ammissibili quelli proposti dalla società di distribuzione Genova Reti Gas.

Passando al tema del pronto intervento, argomento cruciale per la sicurezza, con la delibera 7 marzo 2011, VIS 22/11, l'Autorità ha approvato un programma di controlli telefonici ed eventuali verifiche ispettive con lo scopo di accettare, tra l'altro, la corretta applicazione, da parte delle imprese distributrici di gas, delle disposizioni dell'Autorità in materia di pronto intervento. Eventuali violazioni della disciplina del pronto intervento gas possono costituire, per l'impresa distributrice coinvolta, la perdita del diritto a riscuotere gli incentivi di sicurezza per l'anno di riferimento.

Infine, con la delibera 22 dicembre 2011, VIS 108/11, l'Autorità ha intimato a un gruppo di imprese distributrici di provvedere all'adempimento, tramite il sistema telematico, degli obblighi di comunicazione previsti dagli artt. 31 e 55 della RQDG, per quanto di competenza del 2010. Il mancato rispetto degli obblighi di comunicazione costituisce presupposto per l'eventuale avvio di istruttoria formale, volta all'adozione di un provvedimento, di cui all'art. 2, comma 20, lettera c), della legge istitutiva 14 novembre 1995, n. 481.

Revisione della regolazione della qualità dei servizi
di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione
2013-2016

L'Autorità procede ogni quattro anni alla revisione complessiva della regolazione tariffaria e della qualità dei servizi. Nel 2012 termina il vigente periodo regolatorio 2009-2012. Con la delibera 19 maggio 2011, ARG/gas 64/11, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione

Definito nella delibera ARG/gas 120/08 come l'insieme degli impianti di distribuzione gestiti dalla medesima impresa distributrice nella stessa provincia..

2013-2016. Tale procedimento verrà sottoposto alla metodologia di Analisi di impatto della regolazione (AIR) per gli aspetti ritenuti più rilevanti. In particolare l'Autorità ha deliberato di tenere conto:

- della necessità di garantire che standard di qualità, indennizzi ai clienti e incentivi per la qualità dei servizi siano definiti in coerenza con i provvedimenti adottati dall'Autorità in materia di regolazione delle tariffe e dei corrispettivi per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura del gas;
- di livelli di qualità nei servizi comparabili con i livelli di qualità raggiunti o proposti in altri Stati membri dell'Unione europea, e omogenei sull'intero territorio nazionale per i clienti finali che si trovino in condizioni analoghe di erogazione dei servizi;
- dell'opportunità di rafforzare la regolazione in materia di sicurezza, al fine di stimolare comportamenti virtuosi da parte delle imprese distributrici e ottenere una maggiore omogeneizzazione delle performance delle medesime imprese per quanto attiene ai livelli di sicurezza del servizio di distribuzione del gas;
- della necessità, alla luce dell'esperienza maturata e delle evoluzioni normative, di affinare e semplificare la regolazione attraverso sia un approfondimento degli attuali meccanismi incentivanti la riduzione delle dispersioni di gas sulle reti, sia l'aumento delle misure del grado di odorizzazione del gas; ciò promuovendo altresì l'innovazione tecnologica a favore della sicurezza e valutando, laddove necessario, l'introduzione di meccanismi incentivanti differenziati in base alla diversa concentrazione dei clienti finali sulle reti gestite dalle imprese distributrici;
- dell'opportunità di migliorare la regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura del gas, promuovendo ulteriormente l'efficienza e la non discriminazione nell'esecuzione delle prestazioni richieste dai clienti finali;
- dell'evoluzione delle disposizioni normative in tema di disciplina dell'affidamento e della gestione del servizio di distribuzione del gas, e in particolare considerando gli aspetti legati alla definizione dei nuovi ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare e per l'affidamento del servizio a un'unica impresa distributrice per ogni singolo ambito territoriale; ciò considerando inoltre la prossima definizione, a livello normativo, di standard qualitativi e di sicurezza del servizio inerenti ai criteri di gara e di valutazione delle offerte per l'affidamento del medesimo servizio;
- della necessità di prevedere opportuni meccanismi regolatori

che garantiscono il permanere di idonee condizioni di sicurezza del servizio durante il periodo transitorio, previsto per l'entrata in vigore del nuovo assetto giuridico nel settore della distribuzione del gas;

- della necessità di rafforzare la concorrenza, la non discriminazione tra i soggetti interessati, la trasparenza e la completezza dell'informazione.

Qualità del gas e del servizio di trasporto del gas

Con la delibera 11 novembre 2010, ARG/gas 197/10, l'Autorità ha avviato un procedimento per la revisione della disciplina in tema di qualità del gas naturale, alla luce di un primo significativo periodo di attuazione della regolazione. Nell'ambito di tale procedimento è stato pubblicato il documento per la consultazione 21 luglio 2011, DOC 30/11, con gli obiettivi, fra l'altro, di:

- individuare i destinatari dell'intervento della regolazione della qualità del gas, alla luce del nuovo assetto generale del servizio di misura, introdotto con la delibera 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09;
- introdurre una regolazione che consenta l'utilizzo di nuovi apparati di misura dei parametri di qualità del gas, a oggi non previsti dalla regolazione vigente;
- identificare, in relazione ai dati e alle informazioni in possesso dell'Autorità, la tipologia delle cause caratterizzanti la mancata disponibilità dei dati inerenti alla qualità del gas;
- allineare la regolazione a quanto previsto dalla disciplina vigente, utilizzando l'anno solare in sostituzione dell'attuale riferimento all'anno termico.

Con la delibera 19 gennaio 2012, 8/2012/E/gas, è stata avviata una Indagine conoscitiva a seguito degli eventi verificatisi nella giornata del 18 gennaio 2012 al gasdotto in località Tresana (MS), che hanno portato all'interruzione della fornitura di gas in diversi comuni.

Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas

Con la delibera 18 marzo 2004, n. 40/04, l'Autorità ha emanato il regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas. Esso stabilisce tra l'altro che, per i nuovi impianti, il cliente finale consegni al distributore la documenta-

zione tecnica obbligatoria per consentire l'effettuazione dell'accertamento documentale della sicurezza dell'impianto di utenza prima della sua attivazione. In fase di prima attuazione, al fine di garantire un graduale impatto degli effetti derivanti dall'adozione del regolamento, la delibera n. 40/04 ha consentito ai distributori di gas di attivare le nuove forniture di gas anche in assenza di accertamento documentale, previa acquisizione del modulo di cui all'Allegato E, compilato nella sezione pertinente e firmato dall'installatore.

Con i decreti della Presidenza del Consiglio dei ministri n. 3 del 16 aprile 2009 e n. 11 del 17 luglio 2009, sono stati individuati i comuni danneggiati dagli eventi sismici che hanno colpito la regione Abruzzo il giorno 6 aprile 2009. Con la delibera 12 maggio 2011, ARG/gas 58/11, l'Autorità ha ritenuto necessario prorogare ulteriormente l'estensione della deroga al regolamento, al fine di consentire, per un adeguato lasso di tempo, modalità semplificate per l'attivazione della fornitura, così come previsto in fase di prima attuazione dalla delibera n. 40/04.

Regolamentazione tecnica: condizioni di accesso alle infrastrutture e di erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione

Accesso al servizio di trasporto

Con il documento per la consultazione 26 luglio 2010, DCO 25/10, l'Autorità ha delineato un percorso di evoluzione coordinata dei vari aspetti della regolazione dei servizi gas, da realizzare con interventi successivi, funzionale al completo sviluppo del mercato del gas naturale e coerente con le previsioni della normativa comunitaria contenuta nel cosiddetto "Terzo pacchetto energia". Nel documento si prevedeva che ciascuno degli aspetti in esso trattati sarebbe stato oggetto di ulteriori successive consultazioni, al fine di valutarne gli aspetti implementativi più in dettaglio.

Il documento per la consultazione DCO 27/11, emanato il 21 luglio 2011, ha inteso approfondire, in continuità con il documento per la consultazione DCO 25/10, il tema della modifica dei criteri di conferimento della capacità di trasporto, oggetto anche del procedimento avviato dall'Autorità con la delibera ARG/gas 184/09.

Il DCO 27/11 ha confermato e sviluppato in maggiore dettaglio l'orientamento dell'Autorità, già espresso nel DCO 25/10, di modificare i criteri di conferimento della capacità di trasporto per i punti di entrata/uscita dallo stoccaggio, così da prevedere, in analogia a quanto avviene per i terminali di rigassificazione, che tale capacità sia conferita alle imprese di stoccaggio e che i relativi costi siano recuperati nei corrispettivi per il servizio di stoccaggio. Sono state in particolare individuate e proposte le integrazioni alle discipline in materia di trasporto, di stoccaggio e di rigassificazione, contenute rispettivamente nelle delibere 17 luglio 2002, n. 137/02, 21 giugno 2005, n. 119/05, e 1 agosto 2005, n. 167/05, necessarie a dare un assetto organico alla materia.

Nel DCO 27/11 si è prefigurata anche una revisione della disciplina, contenuta nell'art. 17 della delibera n. 137/02, che prevede l'applicazione agli utenti del trasporto di corrispettivi di scostamento ove la quantità prelevata (o immessa) presso un punto di uscita/riconsegna

(o di entrata) ecceda la capacità ivi conferita; ciò prospettando che l'impresa di trasporto: applichi sempre un corrispettivo calcolato sulla base del massimo scostamento registrato nell'anno anziché nel mese; consideri il corrispettivo di scostamento a deduzione del corrispettivo dovuto per l'eventuale capacità incrementale successivamente conferita; addebiti agli utenti la capacità effettivamente utilizzata in base ai corrispettivi di trasporto in vigore, senza alcuna maggiorazione, nei casi di scostamenti che non superino le soglie di tolleranza.

Il documento per la consultazione DCO 27/11 ha infine proposto una revisione della disciplina in materia di corrispettivo variabile di stoccaggio e di consumi di stoccaggio, funzionale a risolvere alcune criticità connesse con l'introduzione del nuovo sistema di bilanciamento di merito economico, che prevede modalità di attribuzione agli utenti di tali corrispettivi e consumi indipendenti dall'entità delle singole offerte accettate presso la piattaforma di bilanciamento, evitando quindi l'incorporazione dei relativi costi nei prezzi offerti.

Approvazione e aggiornamento dei Codici dei servizi

La disciplina dell'accesso e dell'erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale, contenuta nel decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, prevede che le imprese che erogano i predetti servizi definiscano i propri Codici in conformità ai criteri stabiliti dall'Autorità, che li approva una volta verificata la coerenza con i criteri stessi.

Con la delibera ARG/gas 57/11 del 12 maggio 2011, l'Autorità ha approvato il Codice di rigassificazione predisposto dalla società Terminal GNL Adriatico (ALNG). Si tratta del il primo Codice approvato dall'Autorità che riguarda una infrastruttura oggetto di procedura di esenzione, ancorché parziale.

Il terminale di rigassificazione realizzato da ALNG nel Nord Adriatico, nella zona antistante il comune di Porto Viro (RO), beneficia infatti di un'esenzione parziale dalla disciplina sul diritto di accesso di terzi, accordata con decreto 26 novembre 2004 dall'allora Ministero delle attività produttive, ai sensi del comma 1.17, della legge 23 agosto 2004, n. 239, e previo parere dell'Autorità, espresso con la delibera 23 novembre 2004, n. 206/04.

L'esenzione, funzionale a favorire la realizzazione della nuova infrastruttura di rilevanza strategica che consente la diversificazione

delle fonti di approvvigionamento di gas naturale del nostro Paese, riguarda l'80% della capacità di rigassificazione del terminale per un periodo di 25 anni.

La disciplina dell'esenzione del diritto di accesso di terzi deve essere interpretata, in modo rigorosamente tassativo e temporalmente circoscritto, con deroga al solo obbligo previsto dal comma 1, dell'art. 24, del decreto legislativo n. 164/00, il quale impone alle imprese che gestiscono terminali di GNL, di consentire l'accesso ai terzi che ne facciano richiesta; la stessa disciplina dell'esenzione, invece, non deroga all'assetto definito dal comma 5 del medesimo articolo, il quale prevede che l'Autorità fissi i criteri atti a garantire la massima imparzialità e neutralità nella gestione dei terminali stessi e che le imprese adottino un proprio Codice di rigassificazione sottoposto a verifica da parte dell'Autorità.

Le modalità di erogazione del servizio, anche nei confronti dell'utente titolare della quota di capacità esente, sono quindi regolate nell'ambito del Codice di rigassificazione, definito dall'impresa sulla base dei criteri stabiliti dall'Autorità con la delibera n. 167/05.

Come evidenziato nella delibera ARG/gas 57/11, il Codice di rigassificazione di ALNG prevede un regime di responsabilità degli utenti differenziato tra titolari di capacità esente e non esente, coerente con la diversa disciplina dei corrispettivi previsti: il corrispettivo applicabile ai titolari di capacità esente è stato definito nell'ambito degli accordi che hanno determinato l'investimento nell'infrastruttura e la richiesta dell'esenzione, mentre il corrispettivo per gli altri è definito dall'Autorità. Nel corso del 2011 sono stati anche aggiornati alcuni dei Codici dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione già approvati, al fine di recepire nuove previsioni normative, disposizioni dell'Autorità o modalità gestionali funzionali al miglioramento dell'erogazione del servizio. In particolare:

- con la delibera 31 gennaio 2011, ARG/gas 7/11, è stata approvata una proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio di Stogit, funzionale all'offerta e all'erogazione su base settimanale del servizio di bilanciamento utenti, come previsto dalla delibera 2 novembre 2009, ARG/gas 165/09;
- con la delibera 16 marzo 2011, ARG/gas 18/11, sono state recepite nel Codice di rigassificazione di GNL Italia le disposizioni in materia di mancato utilizzo della capacità di rigassificazione previste dalla delibera 15 aprile 2010, ARG/gas 54/10, oltre a

- previsioni volte a disciplinare le modalità di misura del GNL scaricato, qualora venga utilizzato il vapore di GNL (*boil off*) come combustibile durante l'effettuazione della discarica;
- con le delibere 23 marzo 2011, ARG/gas 24/11 e ARG/gas 25/11, sono state recepite nei Codici di trasporto, rispettivamente di Snam Rete Gas e di Società Gasdotti Italia, le disposizioni della delibera 10 marzo 2010, ARG/gas 27/10, in materia di allocazione giornaliera agli utenti delle partite di gas prelevato da clienti non misurati giornalmente;
 - con la delibera 29 marzo 2011, ARG/gas 37/11, è stata implementata, nell'ambito del contratto di stoccaggio oggetto del Codice di Edison Stoccaggio, una piattaforma informatica per lo scambio di informazioni attraverso internet;
 - con la delibera 7 aprile 2011, ARG/gas 41/11, è stata approvata una proposta di aggiornamento del Codice di trasporto di Snam Rete Gas funzionale al recepimento delle disposizioni delle delibere 27 novembre 2009, ARG/gas 182/09, e 18 maggio 2010, ARG/gas 70/10, relative all'attribuzione delle partite inerenti all'attività di bilanciamento del gas naturale, insorgenti a seguito di rettifiche dei dati di misura successive alla chiusura del bilancio di trasporto;
 - con la delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 47/11, è stata approvata una proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio di Stogit, in attuazione alle disposizioni del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, relative allo sviluppo delle attività di stoccaggio per favorire una maggiore concorrenzialità nel settore del gas naturale;
 - con le delibere 9 giugno 2011, ARG/gas 68/11, ARG/gas 69/11 e ARG/gas 70/11, sono state recepite, rispettivamente nei Codici di rigassificazione di GNL Italia, nei Codici di stoccaggio di Stogit e nei Codici di trasporto di Snam Rete Gas, le previsioni dei decreti legislativi 8 giugno 2001, n. 231, 30 giugno 2003, n. 196, e 21 novembre 2007, n. 231, in materia di responsabilità amministrativa, di protezione dei dati personali e di prevenzione dell'utilizzo del sistema finanziario a scopo di riciclaggio dei proventi di attività criminose e di finanziamento del terrorismo;
 - con le delibere ARG/gas 155/11, ARG/gas 159/11 e ARG/gas 161/11, sono state recepite, rispettivamente nei Codici di trasporto di Snam Rete Gas e nei Codici di stoccaggio di Stogit

e di Edison Stoccaggio, le disposizioni della delibera ARG/gas 45/11 in materia di bilanciamento di mercato.

Negoziazione e scambio di gas naturale

Nell'anno appena trascorso, gli interventi dell'Autorità relativi alla negoziazione e allo scambio di partite di gas naturale sul mercato all'ingrosso hanno principalmente riguardato la definizione:

- delle modalità applicative delle disposizioni che hanno introdotto e centralizzato – nell'ambito dei sistemi approntati dal GME, coerentemente con i dettati della legge 23 luglio 2009, n. 99 (che affida in esclusiva al GME la gestione economica del mercato del gas naturale) – gli obblighi di offerta di quote di import, previsti dal decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7;
- della cessione delle aliquote di prodotto della coltivazione, ai sensi dei decreti del Ministro dello sviluppo economico 12 luglio 2007 e 6 agosto 2010.

Con la delibera 16 marzo 2011, ARG/gas 20/11, l'Autorità ha definito le modalità di offerta presso la piattaforma di negoziazione, gestita dal GME, delle quote di gas importato relative all'anno termico 2011-2012 e successivi, soggette agli obblighi di offerta o di cessione. In linea con i precedenti provvedimenti in materia, la delibera ha previsto l'articolazione in lotti annuali e mensili dell'offerta delle quote da parte di ciascun importatore.

La delibera 13 luglio 2011, ARG/gas 95/11, riguarda invece la cessione – in un compartimento dedicato della piattaforma, organizzato secondo modalità di negoziazione ad asta – delle aliquote (*royalties*) della produzione nazionale del gas naturale dovute allo Stato; definisce inoltre le procedure che i titolari di concessioni di coltivazione devono seguire ai fini dell'offerta delle aliquote dovute per gli anni 2010 e successivi.

In materia di mercati regolamentati del gas naturale si segnala infine la delibera 7 aprile 2011, PAS 8/11, con la quale l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico relativamente a una modifica urgente del regolamento del mercato gas (MGAS) funzionale a non consentire che nella sessione con modalità ad asta un operatore possa concludere scambi con se stesso, al fine di assicurare la significatività dei volumi scambiati.

Misure di salvaguardia del sistema gas

Il 18 luglio 2011 il Ministero dello sviluppo economico, sia in base all'esame della situazione del sistema nazionale del gas naturale – che era caratterizzata dalla chiusura, per eventi geopolitici, del gasdotto Green-stream, il quale trasporta il gas naturale proveniente dalla Libia al punto di entrata della rete nazionale presso Gela – sia in base a previsioni critiche di disponibilità e domanda del gas naturale, per il successivo ciclo termico invernale ha emanato indirizzi agli operatori per la salvaguardia della continuità e della sicurezza degli approvvigionamenti, per il funzionamento coordinato degli stocaggi e per la riduzione della vulnerabilità del sistema nazionale del gas naturale, prevedendo in particolare l'obbligo, per i titolari di capacità di stoccaggio, di assicurare il pieno utilizzo delle capacità di iniezione loro assegnate.

A seguito della segnalazione del ministero, l'Autorità ha contestualmente adottato, con la delibera 4 agosto 2011, ARG/gas 112/11, interventi transitori e urgenti, funzionali ad agevolare gli adempimenti in capo ai titolari di capacità di stoccaggio. Sono state in particolare introdotte disposizioni in materia di corrispettivi di bilanciamento per la gestione dei servizi di trasporto e stoccaggio, volte a incentivare gli utenti, per la rimanente dura-

ta della fase di iniezione in stoccaggio, a massimizzare l'utilizzo delle proprie capacità.

Sempre in materia di salvaguardia del sistema gas, si segnala la delibera 10 gennaio 2011, ARG/gas 1/11, con la quale l'Autorità, in attuazione di quanto previsto dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 28 dicembre 2010, ha aggiornato il valore di corrispettivi, premi, penali e incentivi applicabili ai clienti finali che intendevano contribuire, direttamente o tramite la propria impresa di vendita e in via volontaria, al contenimento dei consumi per l'anno termico 2010-2011.

Infine, l'Autorità fa parte del Comitato di emergenza e monitoraggio del sistema del gas, istituito dal Ministro delle attività produttive con decreto 26 settembre 2001. Il Comitato ha funzione consultiva del ministero in materia di gestione delle emergenze e di funzionamento del sistema del gas naturale, ed è composto, oltre che da rappresentanti del ministero e dell'Autorità, anche da rappresentanti degli operatori delle infrastrutture di trasporto di interesse nazionale, di stoccaggio e di rigassificazione del gas naturale, nonché dell'operatore della rete elettrica nazionale.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

Trasporto

Con la delibera 21 aprile 2011, ARG/gas 49/11, l'Autorità, al fine di rendere maggiormente trasparente l'applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri di carattere generale del sistema gas, ha razionalizzato le disposizioni inerenti alle esigenze di copertura di tali oneri generali, integrandole nell'ambito della *Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas*

naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 (RTTG, Allegato A alla delibera ARG/gas 184/09)⁴. Inoltre l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto ai sensi della delibera ARG/gas 184/09, con la delibera 6 dicembre 2011, ARG/gas 178/11, ha provveduto all'approvazione delle proposte tariffarie e dei corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale, nonché del corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas per l'anno 2012.

Accelerazione degli investimenti di sviluppo della rete
di trasporto gas

Con la delibera 10 novembre 2011, ARG/gas 156/11, l'Autorità, in esito al procedimento avviato con la delibera ARG/gas 184/09 per la definizione di un meccanismo integrativo alle disposizioni della RTTG per incentivare l'accelerazione dell'entrata in esercizio degli investimenti di sviluppo della capacità di trasporto, in coerenza con i criteri di incentivazione per la trasmissione elettrica definiti con la delibera 11 giugno 2010, ARG/elt 87/10, ha istituito:

- il meccanismo di incentivazione all'accelerazione degli investimenti, che consente alle imprese di trasporto di accedere alle maggiorazioni del tasso di remunerazione sulle immobilizzazioni in corso, in seguito all'accertamento del raggiungimento degli obiettivi annuali di sviluppo proposti dall'impresa;
- il meccanismo di premi e penalità per il rispetto della data di entrata in esercizio degli interventi.

L'Autorità ha previsto che il meccanismo di incentivi si applichi a decorrere dal periodo di regolazione 2014-2017 e, in via sperimentale, al periodo 2012-2013. In particolare, l'Autorità ha previsto che:

- il meccanismo di incentivazione, ad accesso facoltativo, sostituisca i criteri di remunerazione delle immobilizzazioni in corso della RTTG, che prevedevano un riconoscimento automatico e certo dell'incremento del tasso di remunerazione;
- il meccanismo di incentivazione sia riferito agli investimenti ritenuti prioritari e di particolare rilevanza, riconducibili alle tipologie di investimento T=4, T=5 e T=6, di cui al comma

19.3 della RTTG;

- il meccanismo di premi e penalità sia rimandato alla nuova fase di regolazione, prevedendo in particolare che per il periodo sperimentale 2012-2013 sia applicato il solo meccanismo di incentivazione all'accelerazione degli investimenti.
-

GNL

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di rigassificazione ai sensi della delibera 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08, l'Autorità, con la delibera 28 luglio 2011, ARG/gas 107/11, ha approvato le proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione, relative all'anno termico 2011-2012, per le società GNL Italia e Terminale GNL Adriatico, nonché la proposta di aggiornamento della tariffa per i servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio presso il terminale della società Terminale GNL Adriatico per il medesimo anno termico 2011-2012. Con la stessa delibera l'Autorità, nelle more della completa transizione verso la disciplina tariffaria del servizio di misura del trasporto gas, introdotta con la delibera ARG/gas 184/09, ha determinato, sulla base dei medesimi criteri di cui alla delibera ARG/gas 92/08, il corrispettivo transitorio CMG a copertura dei ricavi di riferimento relativi al servizio di misura erogato dalle imprese di rigassificazione. Con la delibera 28 luglio 2011, ARG/gas 108/11, l'Autorità, in considerazione della conclusione del terzo periodo di regolazione (1 ottobre 2008 – 30 settembre 2012), ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per il servizio di rigassificazione per il quarto periodo di regolazione (2012-2016), sottponendo il procedimento all'applicazione della metodologia AIR, ai sensi della delibera 3 ottobre 2008, GOP 46/08.

2 In particolare sono istituiti:

- il corrispettivo unitario variabile CVI, espresso in €/S(m³), a copertura degli oneri per il contenimento dei consumi di gas, di cui alla delibera 31 ottobre 2007, n. 277/07;
- il corrispettivo unitario variabile CVFG, espresso in €/S(m³), a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di rigassificazione del GNL;
- il corrispettivo unitario variabile CVOS, espresso in €/S(m³), a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di stoccaggio e degli oneri sostenuti dal GSE per l'erogazione delle misure di cui agli artt. 9 e 10 del decreto legislativo n. 130/10;
- la componente tariffaria φ espressa in €/S(m³), a copertura degli squilibri di perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo di capacità CRr di cui all'art. 17;
- la componente tariffaria GST, espressa in €/S(m³), a copertura degli oneri per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio;
- la componente tariffaria RET, espressa in €/S(m³), a copertura degli oneri per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale;
- la componente tariffaria SD, di segno negativo, espressa in €/S(m³), finalizzata ad assicurare l'invarianza economica delle misure di cui al decreto legislativo n. 130/10 ai clienti finali allacciati alla rete di distribuzione.

Stoccaggio

Con la delibera 23 marzo 2011, ARG/gas 29/11, l'Autorità ha approvato i criteri per la definizione dei corrispettivi per l'accesso alla nuova capacità di stoccaggio realizzata ai sensi del decreto legislativo n. 130/10, nonché per la definizione dei corrispettivi per l'accesso alle misure transitorie previste dagli artt. 9 e 10 del medesimo decreto (vedi la *Relazione Annuale 2011*).

La legge italiana ha stabilito con il decreto legislativo n. 164/00, e riconfermato con la legge n. 239/04 e con il decreto legislativo n. 93/11, che l'accesso al servizio di stoccaggio deve avvenire in regime regolato e con modalità di erogazione del servizio definite dall'Autorità, in coerenza con i criteri contenuti nella legislazione stessa. L'Autorità è chiamata a definire le tariffe regolate e le condizioni di accesso ed erogazione del servizio e ad approvare, per quanto di competenza, i Codici di stoccaggio degli operatori dopo averne verificato la coerenza con la regolazione e con i criteri definiti dalla legge. In particolare, in Italia le tariffe sono regolate sin dal 2002 non raffigurando condizioni di concorrenzialità fra operatori di stoccaggio e non essendo intervenute nel frattempo variazioni di rilievo all'assetto competitivo; la regolazione dell'Autorità in materia di accesso ai servizi di stoccaggio è contenuta nella delibera n. 119/05.

In un'ottica di continuità regolatoria, l'Autorità ha previsto di definire i criteri per il calcolo dei suddetti corrispettivi in coerenza con i criteri tariffari per il servizio di stoccaggio, di cui alla delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 119/10; in particolare l'Autorità ha disposto che:

- ai fini del calcolo dei corrispettivi per l'accesso alla nuova capacità di stoccaggio, si consideri l'insieme dei costi relativi al servizio di stoccaggio complessivamente offerto dal soggetto che realizza la nuova capacità;
- ai fini del calcolo dei corrispettivi per l'accesso alle misure transitorie, si considerino i corrispettivi unitari di spazio, punta di erogazione e punta di iniezione, facenti parte della tariffa unica nazionale, valorizzando la punta di erogazione attraverso il medesimo coefficiente previsto per la prestazione minima di punta di erogazione.

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle impre-

se di stoccaggio ai sensi della delibera ARG/gas 119/10, l'Autorità, con la delibera 28 luglio 2011, ARG/gas 106/11, ha approvato:

- i corrispettivi d'impresa per l'attività di stoccaggio e per l'attività di misura svolta dalle imprese di stoccaggio, i corrispettivi unici nazionali per l'attività di stoccaggio e il corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto del gas, relativamente all'anno 2012;
- le proposte di riduzione dei corrispettivi unitari di iniezione e di erogazione per l'offerta di capacità di stoccaggio interrompibile, nonché di maggiorazione del corrispettivo di punta di erogazione per la capacità di erogazione conferita durante la fase di iniezione;
- i corrispettivi unitari di accesso e di utilizzazione della capacità realizzata ai sensi del decreto legislativo n. 130/10, nonché i corrispettivi per l'accesso alle misure transitorie, di cui alla delibera ARG/gas 29/11.

Con la medesima delibera, l'Autorità ha inoltre determinato il valore del contributo compensativo per il mancato uso alternativo del territorio, di cui all'art. 2, comma 558, della legge finanziaria 2008, da destinare alle Regioni nelle quali hanno sede gli stabilimenti di stoccaggio, relativamente all'anno 2012; ciò dimensionando al contempo il valore della componente tariffaria US_2 per recuperare il gettito necessario a coprire gli oneri derivanti dal suddetto contributo compensativo. Infine l'Autorità ha approvato le percentuali di ripartizione tra le Regioni dell'importo complessivo del contributo compensativo relativo all'anno 2011.

Distribuzione

La delibera 21 luglio 2011, ARG/com 100/11, ha disposto una proroga dei termini in materia di perequazione per l'anno 2010, in ragione delle necessità di aggiornamento delle piattaforme informatiche predisposte ai fini della trasmissione dei dati relativi ai meccanismi di perequazione gestiti dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico. Con la delibera 4 agosto 2011, ARG/gas 114/11, sono state approvate le opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal gas naturale, a mezzo di reti canalizzate, per gli anni 2010 e 2011, per le imprese elencate nelle tabelle 6a e 6b della delibera

³ Per un'illustrazione delle componenti dello stoccaggio si rinvia al volume 1 di questa *Relazione Annuale*.

14 dicembre 2010, ARG/gas 235/10, in relazione alle quali è stato necessario svolgere approfondimenti sui dati relativi agli investimenti dichiarati dalle medesime imprese. La delibera 3 novembre 2011, ARG/gas 154/11, ha disposto l'ammissibilità delle richieste di rettifica ai dati trasmessi da parte degli operatori con riferimento agli anni 2010 e 2011, considerando anche le richieste pervenute entro i quindici giorni successivi all'approvazione della medesima delibera. L'importo dell'indennità amministrativa, di cui al comma 7.10 della delibera 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08, con riferimento alle richieste di rettifica pervenute è stato quantificato nella misura minima prevista, pari a 1.000 €. Il provvedimento ha inoltre integrato i criteri di calcolo per la determinazione d'ufficio delle tariffe, prevedendo una modifica della delibera ARG/gas 159/08. La delibera 22 dicembre 2011, ARG/gas 191/11, ha disposto la ridefinizione delle tariffe di riferimento e delle opzioni tariffarie per i gas diversi dal gas naturale per l'anno 2010, sulla base dei criteri di cui alla delibera ARG/gas 154/11 in tema di accoglimento delle richieste di rettifica, determinazione d'ufficio delle tariffe e applicazione dell'indennità amministrativa.

Con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/gas 195/11, infine, si è provveduto all'aggiornamento, per l'anno 2012, delle tariffe obbligatorie per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale e delle opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal gas naturale a mezzo di reti canalizzate. La determinazione delle tariffe di riferimento è invece stata sospesa, in attesa dello svolgimento del procedimento per la valutazione delle dovute modifiche alla regolazione tariffaria vigente, avviato con la delibera ARG/gas 235/10, in conformità con le sentenze del TAR Lombardia, Sezione III, 11 ottobre 2010, nn. 6912, 6914, 6915 e 6916.

Biometano

In attuazione delle disposizioni contenute nel decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, l'Autorità ha avviato, con la delibera 8 settembre 2011, ARG/gas 120/11, un procedimento volto alla definizione delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione di impianti di produzione di biometano con le reti del gas naturale.

Come disposto dal decreto legislativo n. 28/11, l'Autorità dovrà sostanzialmente definire, oltre alle condizioni tecniche ed economiche per la connessione, le caratteristiche chimiche del gas, le condizioni

per l'odorizzazione e i limiti di pressione, necessari per l'immissione nella rete del gas naturale. Ulteriori compiti affidati all'Autorità consistono, inoltre, sia nella definizione dei tempi, dei modi e dei costi per l'espletamento di tutte le fasi istruttorie necessarie per individuare e realizzare la connessione, sia nella pubblicazione delle condizioni tecniche ed economiche per l'adeguamento delle infrastrutture di rete necessarie alla realizzazione della connessione.

Il servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas

Nel corso dell'anno 2011 è stata svolta, con riferimento al servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas naturale, un'attività di aggiornamento e adeguamento alle norme per l'implementazione della telegestione e della relativa regolamentazione tariffaria.

Le previsioni della RTDG, approvata in data 6 novembre 2008, tenevano in considerazione gli sviluppi ipotizzabili dei sistemi di misura collegati all'introduzione degli obblighi stabiliti dalla delibera 22 ottobre 2008, ARG/gas 155/08, adottata solo qualche settimana prima; tuttavia, da un lato l'evoluzione normativa, dall'altro l'evoluzione tecnologica, hanno avuto sviluppi ulteriori rispetto alla situazione ipotizzabile alla fine dell'anno 2008¹.

Tra le principali novità normative intervenute è risultata particolarmente rilevante l'emanazione della legge n. 99/09, che prevede, tra l'altro, novità in tema di validità temporale dei bollini metrici per i misuratori con portata massima fino a 10 m³/h, e richiede all'Autorità di definire una graduale applicazione della prescrizione sul limite temporale degli stessi *«assicurando che i costi dei misuratori da sostituire non vengano posti a carico dei consumatori né direttamente né indirettamente»*.

Per quanto riguarda gli aspetti di evoluzione tecnologica, inoltre, le associazioni di categoria hanno segnalato sia una serie di criticità relative alle soluzioni tecnologiche di misura e di comunicazione disponibili, nonché al loro livello di affidabilità, sia l'esigenza di prevedere una ridefinizione del programma temporale di installazione dei misuratori, stabilito dalla delibera ARG/gas 155/08, al fine di poter intercettare il risparmio in termini di investimento che nuove soluzioni tecnologiche potrebbero far conseguire.

In data 29 marzo 2011, dunque, l'Autorità, con la delibera ARG/gas 36/11, ha avviato un procedimento finalizzato all'introduzione di modifiche della regolazione tariffaria del servizio di misura sulle

¹ Peraltro si osserva come, con la segnalazione al Parlamento PAS 1/08 dell'11 marzo 2008, l'Autorità aveva sollecitato l'armonizzazione della disciplina fiscale con la normativa metrologica, nonché l'introduzione di una disciplina organica della verificazione periodica dei misuratori del gas e della loro vita utile.