

3.

Regolamentazione nel settore del gas

Regolamentazione tariffaria

Nel corso del 2010 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha integrato e modificato il quadro della regolazione tariffaria della distribuzione gas e ha approvato i criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014. Nello svolgimento di tali attività ha tenuto conto della necessità di mantenere meccanismi di incentivazione allo sviluppo efficiente delle infrastrutture, in coerenza con l'obiettivo generale di garantire la sicurezza del sistema gas nazionale e di promuovere l'evoluzione verso un mercato concorrenziale.

Analogamente a quanto realizzato nella regolazione tariffaria del settore elettrico, sono stati effettuati numerosi interventi regolatori finalizzati a perseguire, tra gli altri, gli obiettivi di sviluppo efficiente delle infrastrutture e la maggiore efficienza dei soggetti regolati.

A tal fine è proseguita l'attività di analisi, volta a verificare i dati trasmessi dalle imprese distributrici per la determinazione delle tariffe di riferimento. Sulla base degli esiti di tale analisi e del contenzioso relativo al *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012*, l'Autorità ha approvato le tariffe, applicabili alla clientela finale nell'anno 2011, per il servizio di distribuzione del gas naturale e per il servizio di distribuzione di gas diversi dal naturale; ha inoltre ritenuto

opportuno procedere alla rideterminazione delle tariffe di riferimento per l'anno 2009.

È stata, invece, rimandata a successivo provvedimento la definizione delle tariffe di riferimento per l'anno 2010, che verrà comunque adottata in tempo utile ai fini della determinazione degli importi di perequazione di quell'anno.

Relativamente alle procedure di certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto, ai sensi delle disposizioni in materia di *unbundling* del Terzo pacchetto energia, si rinvia al Capitolo 2. Per quanto riguarda l'attività di misura sulle reti di trasporto del gas, nel mese di settembre 2010 l'Autorità ha chiuso l'istruttoria conoscitiva finalizzata ad approfondire la tematica relativa all'impatto che le inadeguatezze e l'insufficiente manutenzione del parco misuratori della rete di trasporto hanno sul gas non contabilizzato.

Trasporto

Ai sensi della delibera 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09, entro il 30 ottobre di ogni anno le imprese di trasporto trasmettono all'Autorità le proposte tariffarie relative all'anno successivo. In esito alla verifica delle informazioni pervenute, con la delibera 30 novembre 2010, ARG/gas 218/10, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie relative sia ai corrispettivi di trasporto e

dispacciamento del gas naturale, sia al corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas per l'anno 2011.

Misura del trasporto gas

Con riferimento all'attività legislativa in corso, inerente la misura sulle reti di trasporto del gas, di cui alla legge 20 novembre 2009, n. 166, con la delibera 25 febbraio 2010, PAS 5/10, l'Autorità ha espresso parere favorevole in merito alla proposta di schema di decreto del Ministro dello sviluppo economico, ai sensi dell'art. 7, comma 1, della legge n. 166/09, recante le modalità di realizzazione e di gestione dei sistemi di misura alle interconnessioni, esclusi le produzioni e i clienti finali, formulando allo stesso tempo alcune proposte migliorative, funzionali a un sistema di misura armonizzato sulla rete di trasporto¹.

Con la delibera 6 settembre 2010, VIS 93/10, l'Autorità ha chiuso l'istruttoria conoscitiva avviata con la delibera 3 febbraio 2009, VIS 8/09, finalizzata ad approfondire la tematica relativa all'impatto delle inadeguatezze e dell'insufficiente manutenzione del parco misuratori della rete di trasporto sul gas non contabilizzato (vedi anche il Capitolo 6). L'istruttoria faceva seguito a quanto emerso dalla precedente istruttoria conoscitiva, avviata con la delibera 15 aprile 2008, VIS 41/08, che aveva consentito di accertare come le problematiche riconducibili alla misura determinassero un impatto, in termini di gas non contabilizzato, di un ordine di grandezza superiore rispetto agli impatti derivanti da elementi di carattere procedurale. Nel corso dell'istruttoria sono stati acquisiti in più fasi dati e informazioni relativi alle apparecchiature di misura installate nella rete di trasporto del gas naturale, nonché alle modalità di gestione e manutenzione delle suddette apparecchiature. A tal fine sono state coinvolte nelle richieste le imprese di trasporto del gas, in particolare la società Snam Rete Gas in qualità di impresa maggiore di trasporto, nonché alcuni utenti del trasporto e titolari degli impianti di misura. Dalle analisi delle informazioni, effettuate con il supporto del Dipartimento di meccanica, strutture, ambiente e territorio (Dimsat) dell'Università di Cassino, è stato possibile ricostruire la situazione tecnica, in termini sia prestazionali sia funzionali, della

strumentazione di misura attualmente utilizzata sulla rete di trasporto del gas. Detta ricostruzione è, fra l'altro, un presupposto per l'attuazione della nuova regolazione del servizio di misura sulle reti di trasporto, fissata dall'Autorità alla fine del 2009 nell'Allegato B alla delibera ARG/gas 184/09 (*Regolazione delle tariffe per il servizio di misura del trasporto di gas naturale – RMTG*). In particolare, gli esiti del resoconto tecnico, allegato alla delibera VIS 93/10, costituiscono un contributo ai nuovi compiti attribuiti all'impresa maggiore di trasporto dagli artt. 3, 8 e 9 della RMTG, tra i quali:

- la predisposizione e l'attuazione del piano di adeguamento e di manutenzione degli impianti di misura;
- il coordinamento e la vigilanza dei soggetti responsabili dell'attività di misura.

Inoltre, nell'ambito dell'istruttoria l'Autorità ha ricevuto segnalazioni di anomalie nello svolgimento del servizio di misura sulla rete di trasporto gas, riguardanti in generale:

- malfunzionamenti dei gruppi di misura;
- carenze nella manutenzione degli impianti;
- assetti degli impianti di misura non adeguati;
- mancato aggiornamento dei dati di qualità del gas;
- sfasamenti temporali rispetto al Giorno gas.

L'Autorità si è quindi riservata di effettuare ulteriori approfondimenti legali in merito alle problematiche emerse presso i clienti finali, per eventualmente avviare dei procedimenti sanzionatori. Con riferimento alle problematiche già riscontrate nei punti di consegna alimentati da impianti di coltivazione di Eni e nei punti di riconsegna che alimentano impianti di distribuzione, sono state invece avviate delle istruttorie formali², intimando la risoluzione, entro il 31 dicembre 2010, delle anomalie accertate. Anche con riferimento alle problematiche riscontrate presso i punti di interconnessione con reti regionali di trasporto, infine, l'Autorità ha avviato un'istruttoria formale³ nei confronti delle società Retragas, Metanodotto Alpino, Metan Alpi Energia, Gas Plus Trasporto, oltre a comunicare le risultanze dell'istruttoria conoscitiva conclusa al Ministero dello sviluppo economico.

¹ Il decreto 18 giugno 2010 reca le modalità di realizzazione e di gestione dei sistemi di misura relativi alle stazioni per le immissioni di gas naturale nella Rete di trasporto nazionale, per le esportazioni di gas attraverso la Rete di trasporto nazionale, per l'interconnessione dei gasdotti appartenenti alle reti nazionale e regionale di trasporto con le reti di distribuzione e gli stoccaggi di gas naturale.

² Istruttorie formali avviate con le delibere 24 novembre 2010, VIS 162/10 e VIS 163/10.

³ Istruttoria formale avviata con la delibera 24 novembre 2010, VIS 164/10.

GNL

Ai sensi della delibera 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08, entro il 31 maggio di ogni anno le imprese di rigassificazione trasmettono all'Autorità le proposte tariffarie relative all'anno termico successivo. In esito alla verifica delle informazioni pervenute, con la delibera 19 luglio 2010, ARG/gas 108/10, l'Autorità ha approvato la proposta tariffaria per il servizio di rigassificazione della società GNL Italia e determinato d'ufficio la tariffa di rigassificazione per la società Terminale GNL Adriatico, entrambe relative all'anno termico 2010-2011. Con la medesima delibera l'Autorità, in vista della completa transizione verso la disciplina tariffaria del servizio di misura del trasporto gas, introdotta alla fine del 2009⁴, ha determinato sulla base dei medesimi criteri, di cui alla delibera ARG/gas 92/08, il corrispettivo transitorio CM^G a copertura dei ricavi di riferimento relativi al servizio di misura erogato dalle imprese di rigassificazione.

Con la delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 118/10, l'Autorità ha anche approvato la proposta di aggiornamento della tariffa per i servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio presso il terminale della società Terminale GNL Adriatico, per l'anno termico 2010-2011.

Stoccaggio

Con la delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 119/10, l'Autorità ha concluso il procedimento avviato nel 2009⁵ e sottoposto ad Analisi di impatto della regolazione (AIR), approvando i criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio del gas naturale, per il periodo di regolazione 2011-2014. Nella definizione dei nuovi criteri di regolazione tariffaria, l'Autorità ha previsto che si tenesse conto di una serie di esigenze di carattere generale, tra le quali:

- la necessità di mantenere meccanismi di incentivazione allo sviluppo efficiente delle infrastrutture di stoccaggio del gas naturale, in coerenza con l'obiettivo generale di garantire la sicurezza del sistema gas nazionale e di promuovere lo sviluppo di un mercato concorrenziale;
- la necessità di garantire la continuità con i provvedimenti già adottati dall'Autorità in materia di condizioni per l'accesso e l'erogazione del servizio di stoccaggio;

- l'esigenza di procedere, ove possibile, con un'ulteriore convergenza dei criteri di regolazione tariffaria nei settori dell'energia elettrica e del gas;
- l'esigenza di tenere conto delle possibili evoluzioni del servizio di bilanciamento nel mercato del gas naturale.

I meccanismi di regolazione tariffaria definiti per il terzo periodo di regolazione prevedono in particolare di:

- fissare il tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto per il servizio di stoccaggio del gas naturale, pari al 6,7%;
- adottare l'anno solare, anziché l'anno termico, come riferimento per la determinazione e l'applicazione delle tariffe di stoccaggio;
- confermare il meccanismo di incentivo allo sviluppo di nuovi investimenti, applicato nel secondo periodo di regolazione;
- confermare l'adozione di una tariffa unica nazionale, accompagnata da un meccanismo di perequazione che garantisca il recupero dei ricavi spettanti a ogni impresa;
- introdurre un'apposita quota di ricavo per la copertura dei costi di ripristino dei siti di stoccaggio, prevedendo al contempo che l'insieme delle quote di ricavo riconosciute dal sistema tariffario costituisca un fondo da considerare come posta rettificativa ai fini della determinazione del capitale investito riconosciuto;
- applicare coefficienti di recupero di produttività (*X-factor*) differenziati per ciascuna impresa di stoccaggio, dimensionati in modo da riassorbire il *profit sharing* in un periodo di 8 anni o fissati pari a zero nel caso in cui nell'anno di riferimento le imprese di stoccaggio presentino costi operativi effettivi superiori ai costi riconosciuti.

Con l'intento di rendere maggiormente efficace il meccanismo di incentivazione allo sviluppo delle infrastrutture di stoccaggio del gas naturale, l'Autorità ha inoltre ritenuto opportuno avviare, nell'ambito della medesima delibera, un procedimento per l'individuazione di meccanismi per incentivare l'accelerazione dell'entrata in esercizio degli investimenti in sviluppo della capacità di stoccaggio. Ai sensi della delibera ARG/gas 119/10, nell'ottobre scorso le imprese di stoccaggio hanno presentato all'Autorità le proposte

⁴ Con la delibera ARG/gas 184/09.

⁵ Con la delibera 15 giugno 2009, ARG/gas 72/09.

relative ai corrispettivi tariffari per il servizio di stoccaggio e al corrispettivo transitorio di misura per l'anno 2011. Con la delibera 22 novembre 2010, ARG/gas 202/10, in esito alla verifica delle informazioni pervenute, l'Autorità ha approvato i corrispettivi d'impresa presentati dalle imprese di stoccaggio e ha conseguentemente provveduto a determinare sia i corrispettivi unici nazionali per l'attività di stoccaggio, sia il corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto del gas, relativamente all'anno 2011. L'Autorità ha, inoltre, approvato le proposte di riduzione dei corrispettivi unitari di iniezione e di erogazione per l'offerta di capacità di stoccaggio interrompibile, nonché le proposte di maggiorazione del corrispettivo di punta di erogazione per la capacità di erogazione conferita durante la fase di iniezione. Con la medesima delibera, l'Autorità ha anche determinato il valore per l'anno 2011 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; ciò stabilendo al contempo il valore della componente tariffaria US_2 , destinata a recuperare il gettito necessario a coprire gli oneri derivanti dal suddetto contributo compensativo.

A seguito dell'approvazione del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, che ha introdotto, tra l'altro, apposite misure per lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio (vedi il Capitolo 1 e *infra*), l'Autorità ha approvato, con la delibera 23 marzo 2011, ARG/gas 29/11, i criteri per la definizione dei corrispettivi per l'accesso sia alla nuova capacità di stoccaggio realizzata ai sensi del decreto stesso, sia alle misure transitorie per l'anticipazione degli effetti nel mercato dello sviluppo della nuova capacità di stoccaggio, previste dagli artt. 9 e 10 del decreto⁶.

In un'ottica di continuità regolatoria, l'Autorità ha definito i criteri per il calcolo dei suddetti corrispettivi in coerenza con i criteri tariffari per il servizio di stoccaggio stabiliti nella delibera ARG/gas 119/10 e, in particolare, ha disposto che:

- ai fini del calcolo dei corrispettivi per l'accesso alla nuova capacità di stoccaggio, venga considerato 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, vengano considerati i corrispettivi unitari di spazio, punta di erogazione e punta di iniezione che costituiscono la tariffa unica nazionale di stoccaggio, valorizzando la punta di erogazione attraverso il medesimo coefficiente previsto per la prestazione minima di punta di erogazione.

Distribuzione

Nel corso dell'anno 2010 è proseguita l'attività di attuazione della riforma introdotta con la delibera 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08, di approvazione della *Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (RTDG), che costituisce la seconda parte del *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012*.

Nella prima metà dell'anno si sono svolti gli approfondimenti disposti dagli artt. 2 e 4 della delibera 21 dicembre 2009, ARG/gas 197/09, con la quale l'Autorità aveva determinato d'ufficio, in via provvisoria, le tariffe di riferimento per tutte le località in relazione alle quali, nel corso di una precedente indagine conoscitiva⁷, erano emerse incongruenze nei dati relativi agli incrementi patrimoniali o in quelli dei contributi percepiti.

I risultati di tale attività di approfondimento sono stati recepiti con le delibere tariffarie approvate a fine luglio; con la delibera 28 luglio 2010, ARG/gas 114/10, sono state infatti approvate per l'anno 2009 le tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale e di gas diversi dal gas naturale, nonché le opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti canalizzate. La stessa delibera riporta nell'Allegato B la relazione conclusiva sugli approfondimenti svolti ai sensi della delibera ARG/gas 197/09. Sulla base degli esiti di tale approfondimento, le imprese/località approvate in tariffa d'ufficio provvisoria con la delibera ARG/gas 197/09 sono state approvate definitivamente con modalità ordinaria, laddove gli approfondimenti siano risultati soddisfacenti, oppure d'ufficio, laddove gli approfondimenti abbiano evidenziato persistenti lacune.

⁶ Considerato che la nuova capacità di stoccaggio verrà realizzata in un arco temporale di 5 anni, il decreto legislativo n. 130/10 ha previsto l'introduzione di misure volte a consentire ai soggetti investitori di ottenere anticipatamente effetti equivalenti a quelli che si avrebbero qualora la nuova capacità di stoccaggio fosse immediatamente operativa.

⁷ Si tratta dell'indagine conoscitiva, avviata con la delibera 30 giugno 2009, ARG/gas 79/09, effettuata sui dati trasmessi dalle imprese distributrici di gas naturale e di gas diversi dal gas naturale ai sensi della RTDG, i cui risultati, riportati nella delibera 21 dicembre 2009, VIS 169/09, avevano mostrato varie incongruenze nei dati ed errori nella loro trasmissione.

Sempre in data 28 luglio 2010 è stata approvata anche la parallela delibera ARG/gas 115/10, che ha determinato le tariffe 2010 calcolandole in via incrementale rispetto alle tariffe 2009 approvate con la delibera ARG/gas 114/10, considerando il valore dei nuovi investimenti sostenuti nel 2008 e decurtando il valore delle dismissioni operate nel medesimo anno⁸.

Nei mesi successivi, sono pervenute agli Uffici dell'Autorità alcune istanze di analisi da parte di imprese distributrici corredate dalla documentazione contabile mancante, oltre alla segnalazione di alcune anomalie nei dati. A seguito di un ulteriore riesame, l'Autorità ha considerato che la nuova procedura di determinazione delle tariffe, avendo richiesto l'invio di un'ingente mole di dati e l'elaborazione di un complesso sistema di algoritmi per tenere conto delle diverse tipologie e tipicità presenti nella distribuzione di gas, aveva generato una tale novità e complessità da comportare:

- un successivo affinamento dei dati da parte delle imprese di distribuzione;
- una reiterata azione di verifica dei dati medesimi;
- un affinamento dei sistemi di calcolo per intercettare le diverse esigenze non considerate in sede di prima applicazione, ma giudicate meritevoli di accoglimento in seguito ai successivi approfondimenti.

Di fatto, si è valutato che tale attività abbia indotto, in alcuni casi, errori materiali nella trasmissione delle informazioni o errori interpretativi rispetto ai questionari e alle informazioni inviate. In qualche caso, poi, la correzione degli errori interpretativi e di lettura dei questionari ha determinato il passaggio di alcune imprese e località dalla tariffa d'ufficio al calcolo puntuale della tariffa. Nel frattempo sono state pubblicate anche le sentenze del TAR Lombardia nn. 6912, 6913, 6914, 6915 e 6916 (depositate in data 11 ottobre 2010), che hanno accolto parzialmente alcuni dei ricorsi avviati da imprese di distribuzione avverso la RTDG e altri provvedimenti connessi (vedi il Capitolo 6). In merito a tali sentenze l'Autorità ha presentato ricorso presso il Consiglio di Stato.

L'Autorità ha considerato che l'ottemperanza alle sentenze del TAR Lombardia avrebbe richiesto l'adozione di provvedimenti di modifica della regolazione tariffaria e lo svolgimento, su alcuni aspetti, di una preventiva consultazione. Tuttavia, nelle more di tali azioni, si poneva comunque l'esigenza di garantire certezza agli operatori

per i quali si erano riscontrati gli errori nei provvedimenti di determinazione tariffaria. Infatti, l'attesa del compimento dei passaggi formali per il recepimento delle sentenze del TAR Lombardia avrebbe costituito un pregiudizio grave per l'attività di tali operatori, specie in considerazione dell'approssimarsi della scadenza per il regolamento dei saldi di perequazione per l'anno 2009.

Di conseguenza, l'Autorità ha ritenuto opportuno procedere alla rideterminazione delle tariffe di riferimento per l'anno 2009, al fine di completare l'iter dei meccanismi perequativi per tale anno. È stata invece rimandata a successivo provvedimento la definizione delle tariffe per l'anno 2010, da adottarsi comunque in tempo utile ai fini della determinazione degli importi di perequazione di quell'anno. Tale decisione è stata attuata tramite l'approvazione della delibera 5 novembre 2010, ARG/gas 195/10.

Infine, a valle dell'attività annuale di raccolta dei dati aggiornati delle imprese, è stata approvata la delibera 14 dicembre 2010, ARG/gas 235/10, che ha provveduto a:

- avviare il procedimento per riesercitare il potere di regolazione tariffaria in conformità con le sentenze del TAR Lombardia, Sez. III, 11 ottobre 2010, nn. 6912, 6914, 6915 e 6916⁹;
- approvare, per l'anno 2011, le tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale e le opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal gas naturale a mezzo di reti canalizzate;
- approvare, per l'anno 2010, le opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal gas naturale a mezzo di reti canalizzate.

In particolare, quest'ultima delibera ha considerato che, al fine di ottemperare alle sentenze del TAR Lombardia, fosse necessario avviare un procedimento per valutare le dovute modifiche alla regolazione tariffaria vigente, anche allo scopo di poter effettuare una preventiva consultazione sugli interventi conseguenti alle principali censure. Per coerenza con il procedimento avviato, si è ritenuto di dover sospendere la determinazione delle tariffe di riferimento per l'anno 2011, in attesa dello svolgimento del procedimento di cui sopra.

Al fine di consentire un'ordinata attuazione del servizio di distribuzione e misura del gas, e in particolare di dare certezza ai consumatori in relazione ai corrispettivi per il servizio e di garanti-

⁸ Si ricorda che le tariffe 2009 sono calcolate sulla base dei valori patrimoniali aggiornati all'anno 2007.

⁹ La sentenza n. 6913/10 rigetta interamente il ricorso presentato.

re alle imprese distributrici flussi di ricavi dimensionati in funzione dei costi sostenuti per l'erogazione del servizio, si è ritenuto opportuno procedere, invece, all'aggiornamento annuale, per l'anno 2011, delle tariffe obbligatorie per il gas naturale e delle opzioni tariffarie per i gas diversi dal gas naturale, dal momento che tali tariffe sono applicate alla clientela finale.

Per non rischiare di far mancare la necessaria liquidità alle imprese distributrici, infine, si è ritenuto opportuno approvare gli importi di perequazione bimestrale d'acconto per l'anno 2011, sulla base di un calcolo provvisorio delle tariffe di riferimento per il medesimo anno.

Tariffa sociale gas

Coerentemente con le disposizioni del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185¹⁰, che ha consentito il completo superamento del precedente sistema di tutela sociale disciplinato dalla delibera 29 settembre 2004, n. 170/04, l'Autorità ha definito le modalità ope-

ratrice del meccanismo di compensazione della spesa sostenuta dai clienti domestici economicamente svantaggiati per la fornitura di gas naturale, con la delibera 6 luglio 2009, ARG/gas 88/09. Per la copertura dell'onere derivante dall'applicazione del regime di compensazione, l'Autorità ha istituito, all'interno della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, la componente G_{G} , posta a carico dei clienti diversi dai clienti domestici, nel I trimestre 2011 pari a 0,1135 c€/m³.

Il sistema di gestione del bonus gas è attivo dal 15 dicembre 2009, con applicazione retroattiva a tutto l'anno 2009. Alla data del 15 marzo 2011 le istanze di bonus gas presentate presso i Comuni e ammesse all'agevolazione sono circa 700.000. Le compensazioni erogate per gli anni 2009 e 2010 hanno complessivamente un valore stimato in circa 75 milioni di euro.

Gli importi della compensazione per gli anni 2009, 2010 e 2011 sono riportati nella tavola 3.1. Il valore della compensazione per l'anno 2011 è stato definito contestualmente all'aggiornamento tariffario dello scorso dicembre.

TAV. 3.1

Ammontare della compensazione per i clienti in stato di disagio economico
€/anno per punto di prelievo

COMPENSAZIONE ANNO 2009	ZONA CLIMATICA ^(A)				
	A/B	C	D	E	F
Famiglie fino a 4 componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	25	25	25	25	25
Riscaldamento	35	50	75	100	135
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	60	75	100	125	160
Famiglie con 4 o più componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	40	40	40	40	40
Riscaldamento	45	70	105	140	190
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	85	110	145	180	230
ANNO 2010					
Famiglie fino a 4 componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	26	26	26	26	26
Riscaldamento	36	52	77	103	138
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	62	78	103	129	164
Famiglie con 4 o più componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	41	41	41	41	41
Riscaldamento	46	72	108	143	195
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	87	113	149	184	236
ANNO 2011					
Famiglie con 4 o più componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	29	29	29	29	29
Riscaldamento	41	58	86	115	154
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	70	87	115	144	183
Famiglie con 4 o più componenti					
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	46	46	46	46	46
Riscaldamento	52	81	121	160	218
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	98	127	167	206	264

(A) I Comuni italiani sono suddivisi in sei zone climatiche a seconda delle temperature medie: dalla A (zone mediamente più calde) alla F (zone mediamente più fredde).

¹⁰ Convertito nella legge 28 gennaio 2009, n. 2,

Criteri e modalità di applicazione delle componenti tariffarie GS_T e RE_T

Con la delibera 25 giugno 2010, ARG/com 93/10, l'Autorità ha istituito le componenti tariffarie GS_T e RE_T , da applicare ai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto di gas naturale; esse sono destinate a finanziare, rispettivamente, il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore del gas in stato di disagio (bonus gas), di cui al comma 93.1, lettera d), della RTDG e il Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico, nonché lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, di cui al comma 93.1, lettera a), della RTDG.

L'istituzione di tali componenti si è resa necessaria in quanto i suddetti clienti, fino alla data del 30 giugno 2010, non avevano contribuito né alla copertura degli oneri relativi al bonus gas, né alle misure per il risparmio energetico, contrariamente a quanto previsto dalla normativa.

Pertanto, con la medesima delibera ARG/com 93/10 l'Autorità ha avviato un procedimento per individuare i criteri e le modalità di applicazione delle componenti GS_T e RE_T da applicare ai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto di gas naturale, e ha disposto che:

- tali componenti tariffarie venissero comunque adottate retroattivamente, a partire dall'1 luglio 2010, in ragione dei criteri e delle modalità di applicazione individuati in esito al procedimento;
- il valore delle componenti tariffarie fosse dimensionato in maniera tale da garantire un gettito pari a quello che si

otterrebbe dall'applicazione delle aliquote delle componenti tariffarie GS e RE ai consumi dei clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto del gas naturale.

Nell'ambito del suddetto procedimento è stato diffuso il documento per la consultazione 2 settembre 2010, DCO 31/10.

Con la delibera 18 ottobre 2010, ARG/gas 177/10, l'Autorità ha definito i criteri e le modalità di applicazione delle componenti tariffarie GS_T e RE_T prevedendo che le medesime:

- siano espresse in €/S(m^3) e applicate dall'impresa di trasporto, a partire dall'1 gennaio 2011, ai quantitativi di gas riconsegnati all'utente del servizio di trasporto nei punti di riconsegna che alimentano i clienti finali direttamente allacciati alle reti regionali di gasdotti, quali componenti aggiuntive delle tariffe di trasporto di cui alla RTTG;
- il dimensionamento sia effettuato in modo da recuperare, entro l'anno solare 2011, il gettito di cui ai commi 4.4 e 4.5 della delibera ARG/com 93/10, non riscosso nel periodo 1 luglio - 31 dicembre 2010.

Il provvedimento prevede inoltre che le componenti tariffarie GS_T e RE_T siano aggiornate trimestralmente e che il valore delle stesse venga determinato in occasione dell'aggiornamento tariffario periodico degli oneri di sistema, previsto per il primo trimestre 2011. Con la delibera 14 dicembre 2010, ARG/com 236/10, i valori delle componenti tariffarie GS_T e RE_T , per il trimestre gennaio-marzo 2011, sono stati fissati rispettivamente pari a 0,1714 €/S(m^3) e a 0,5138 €/S(m^3).

Regolamentazione non tariffaria

Nell'anno appena trascorso, gli interventi dell'Autorità relativi al mercato all'ingrosso del gas hanno principalmente riguardato l'attuazione sia della normativa che ha introdotto le piattaforme per la negoziazione e lo scambio delle partite di gas, sia della normativa volta a garantire la competitività dei clienti industriali e a incrementare la flessibilità del sistema del gas naturale attraverso il potenziamento della capacità di stoccaggio.

Gli interventi correlati al mercato della vendita al dettaglio nel settore del gas naturale possono sintetizzarsi distinguendo tra quelli relativi alla regolazione dei regimi di tutela (servizio di tutela e fornitore di ultima istanza), all'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura e al completamento della disciplina volta alla minimizzazione del rischio creditizio. Infine, l'Autorità ha continuato a implementare l'attività di monitoraggio del mercato, anche attraverso la raccolta di alcuni dati previsti dalla regolazione.

In materia di regolamentazione delle infrastrutture, oltre all'aggiornamento della disciplina dell'accesso e dell'erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione, resasi necessaria per adeguare i relativi Codici di rete alle nuove disposizioni, particolare attenzione è stata dedicata in corso d'anno all'introduzione di un meccanismo di bilanciamento del gas naturale, basato su criteri di mercato e sull'indispensabile adeguamento della regolazione vigente in materia. Sono state inoltre avanzate nuove proposte per il completamento della disciplina del servizio di misura del gas naturale.

L'attività di regolazione della qualità e della sicurezza dei servizi gas ha riguardato principalmente: la qualità dei servizi di distribuzione e di vendita (sicurezza, continuità e qualità commerciale); la qualità del servizio di trasporto (sicurezza, continuità e qualità commerciale); la qualità del gas; la qualità del servizio di stoccaggio e la sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas.

Promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso

Gasdotti internazionali

Con la delibera 13 dicembre 2010, ARG/gas 229/10, sono state disciplinate, nell'ambito del Codice di rete della società Snam Rete Gas, le procedure funzionali all'accesso alla rete nazionale dei gasdotti per le infrastrutture di importazione e per i terminali di rigassificazione di nuova realizzazione. Le procedure sono state definite in applicazione delle disposizioni della deli-

bera 21 gennaio 2010, ARG/gas 2/10, e del decreto del Ministro delle attività produttive 28 aprile 2006.

L'assetto definito dai richiamati interventi normativi prevede che l'accesso alla rete nazionale dei gasdotti per le nuove infrastrutture avvenga sulla base di una procedura aperta a tutti i soggetti interessati a nuova capacità di trasporto che posseggano i requisiti previsti dalla normativa ministeriale e dell'Autorità. In esito alle richieste pervenute, l'impresa mag-

giore di trasporto provvede alla valutazione della capacità da realizzare e ai successivi conferimenti di capacità ai richiedenti. La definizione delle procedure di accesso per le infrastrutture di nuova realizzazione costituisce un elemento essenziale a supporto dello sviluppo di nuove capacità di importazione, secondo criteri trasparenti e non discriminatori.

Piattaforme per la negoziazione e lo scambio di gas naturale

Il 2010 ha registrato la significativa novità dell'introduzione, da parte del Gestore dei mercati energetici (GME), di piattaforme per la negoziazione e lo scambio di partite di gas. Essa fa seguito alle disposizioni della legge 23 luglio 2009, n. 99/09, che affida al GME in esclusiva la gestione economica del mercato del gas naturale. Ciò ha permesso di centralizzare, nell'ambito dei sistemi predisposti dal GME, la negoziazione dei quantitativi di gas, soggetti agli obblighi di offerta o di cessione introdotti dal decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7, che in precedenza avveniva sulla base di procedure espletate da ciascun soggetto obbligato, date le disposizioni attuative definite dal Ministero dello sviluppo economico e dall'Autorità.

Gli obblighi di offerta sopra richiamati riguardano una quota dei volumi di importazione autorizzati successivamente all'entrata in vigore del decreto legge n. 7/07 e gli obblighi di cessione di aliquote (*royalties*) della produzione nazionale del gas naturale dovute allo Stato.

L'avvio della piattaforma di negoziazione è stato inizialmente previsto ai fini dell'offerta delle quote di importazione: con il decreto 19 marzo 2010 il Ministro dello sviluppo economico ha infatti previsto che l'obbligo di offerta fosse ottemperato presso una piattaforma appositamente gestita e organizzata dal GME. Nella fase di avvio la piattaforma consente la contrattazione, organizzata sulla base dello schema della contrattazione continua, di partite di gas. Nella fase attuale i contratti negoziati nell'ambito della piattaforma sono bilaterali, ma è previsto che in un secondo momento il GME assuma il ruolo di controparte centrale nell'ambito.

In base al richiamato decreto ministeriale, il funzionamento della piattaforma è disciplinato in un regolamento predisposto dal GME, approvato dal ministero una volta acquisito il parere dell'Autorità. Questa ha espresso il prescritto parere, ai fini della prima introduzione della piattaforma, con la delibera 23 aprile 2010, PAS 7/10.

In materia di offerta delle quote di importazione nell'ambito della piattaforma del GME, l'Autorità è intervenuta anche con la delibera 27 aprile 2010, ARG/gas 58/10, con la quale sono state definite le modalità di articolazione in prodotti standard (annuali e mensili) dei quantitativi soggetti all'obbligo di offerta, nonché il relativo periodo per il quale l'offerta deve essere mantenuta.

Con il decreto 6 agosto 2010 del Ministro dello sviluppo economico, la funzionalità della piattaforma del GME è stata estesa all'obbligo di cessione delle aliquote della produzione nazionale. In quest'ambito l'Autorità è intervenuta nella fase di predisposizione dell'intervento ministeriale esprimendo, con la delibera 4 agosto 2010, PAS 16/10, il proprio parere allo schema di decreto e alle conseguenti modifiche del regolamento della piattaforma. La cessione delle aliquote avviene in un compartimento dedicato della piattaforma, organizzato secondo modalità di negoziazione ad asta. Con la delibera 9 agosto 2010, ARG/gas 132/10, l'Autorità ha poi definito le procedure che i titolari di concessioni di coltivazione devono seguire ai fini dell'offerta delle aliquote di competenza nell'ambito della piattaforma.

In materia di cessione del gas naturale si segnala pure che, con la delibera 27 settembre 2010, ARG/gas 150/10, l'Autorità ha approvato le modifiche alla disciplina del mercato regolamentato delle capacità e del gas, gestito da Snam Rete Gas, con l'introduzione di una sessione che consente transazioni di gas tra utenti relativamente alla settimana precedente. Detta introduzione fa seguito alle disposizioni adottate dall'Autorità con la delibera 2 novembre 2009, ARG/gas 165/09, con la quale è stato anche approvato un servizio di stoccaggio su base mensile e settimanale.

Emergenza del sistema gas

Il 23 luglio 2010 un evento franoso, verificatosi in territorio svizzero lungo il tracciato del gasdotto Transitgas, ha reso necessaria la chiusura di questo gasdotto che trasporta fino al punto di entrata della rete nazionale dei gasdotti di Passo Gries il gas naturale proveniente dal Nord dell'Europa (principalmente dall'Olanda e dalla Norvegia). A seguito del protrarsi dell'indisponibilità dell'infrastruttura, il 2 settembre 2010 il Ministero dello sviluppo economico ha emanato indirizzi agli utenti a salvaguardia della continuità della sicurezza degli approvvigiona-

menti, con l'obiettivo di pervenire a un completo riempimento degli stoccaggi pur in presenza della parziale interruzione delle importazioni; lo stesso ministero ha inoltre previsto l'obbligo, per i titolari di capacità di stoccaggio, di assicurare il pieno utilizzo delle capacità di iniezione loro assegnate. Il ministero ha contestualmente segnalato all'Autorità l'opportunità di valutare interventi al fine di agevolare gli adempimenti in capo ai titolari di capacità di stoccaggio.

In linea con le finalità indicate dal ministero, l'Autorità è intervenuta con le disposizioni transitorie e urgenti in materia di corrispettivi di bilanciamento per la gestione dei servizi di trasporto e di stoccaggio, volte a incentivare gli utenti, per la rimanente durata della fase di iniezione in stoccaggio, a massimizzare l'utilizzo delle proprie capacità, ovvero a rendere disponibili a terzi le capacità che, anche in esito alla situazione degli approvvigionamenti, non avrebbero utilizzate (delibera 13 settembre 2010, ARG/gas 142/10). Successivamente, con la delibera 30 settembre 2010, ARG/gas 164/10, l'Autorità ha integrato il precedente intervento, estendendone l'applicazione al primo periodo della fase di erogazione, al fine di permettere di continuare il riempimento degli stoccaggi, ove ciò fosse stato possibile, sulla base dell'equilibrio di disponibilità all'immissione e ai consumi.

Provvedimenti attuativi ai sensi del decreto legislativo

13 agosto 2010, n. 130

La legge n. 99/09 ha delegato il Governo (art. 30, comma 6) a definire un pacchetto di interventi volti a garantire la competitività dei clienti industriali finali dei settori dell'industria manifatturiera italiana, caratterizzati da un elevato e costante utilizzo di gas, anche attraverso la revisione del sistema dei c.d. "tetti antitrust" previsti ai commi 2 e 3 dell'art. 19 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, i quali – come noto – non hanno prodotto i risultati attesi in termini di apertura del mercato.

Le misure proconcorrenziali, formulate nel decreto legislativo n. 130/10, sostituiscono i vincoli definiti dai tetti antitrust, ormai scaduti, introducendo disposizioni volte a incrementare la flessibilità del sistema gas mediante il potenziamento delle infrastrutture di stoccaggio, storicamente insufficienti per le esigenze del mercato e dunque vero collo di bottiglia per il suo sviluppo. In altre parole, le finalità della legge delega sono per-

seguite attraverso un sistema di obblighi/incentivi posti in capo all'operatore dominante, proprietario della quasi totalità della capacità di stoccaggio del nostro Paese, per aumentare l'offerta di servizi di stoccaggio di gas naturale. Tale sistema consente ai soggetti industriali e termoelettrici di partecipare allo sviluppo delle infrastrutture di stoccaggio, con l'obiettivo, per esempio, di rendere possibile l'approvvigionamento di volumi di gas significativi all'estero nei periodi di maggior disponibilità o di minor prezzo.

Il decreto legislativo n. 130/10 affida all'Autorità gran parte dell'iter attuativo delle norme in esso riportate. Con la delibera 4 novembre 2010, ARG/gas 193/10, l'Autorità ha dapprima disciplinato le misure transitorie volte ad anticipare i benefici, per i soggetti investitori selezionati secondo le procedure fissate nel decreto legislativo n. 130/10, derivanti dalla realizzazione di nuova capacità di stoccaggio. L'anticipo dei benefici prevede che i soggetti investitori industriali possano accedere a un servizio, offerto dal Gestore dei servizi energetici (GSE), che permette di consegnare il gas naturale nel periodo estivo (presso gli *hub* di Zeebrugge e/o TTF, oppure presso il Punto di scambio virtuale – PSV), per averlo poi riconsegnato nel successivo periodo invernale (presso il PSV). Gli investitori industriali possono utilizzare tale servizio fino alla progressiva entrata in esercizio delle nuove capacità di stoccaggio e per un periodo comunque non superiore a 5 anni, per quantità massime corrispondenti alle quote della nuova capacità di stoccaggio non ancora entrata in esercizio e loro assegnata. Le stesse misure prevedono anche la possibilità, per i medesimi soggetti investitori industriali, di corrispondere al GSE, in luogo della consegna del gas naturale nel periodo estivo nei mercati esteri, il relativo controvalore, secondo quanto definito all'art. 9, comma 6, del decreto legislativo n. 130/10. La delibera ARG/gas 193/10 fissa pure i criteri con i quali il GSE approvvigiona il gas necessario per l'erogazione dei servizi appena descritti, nonché le modalità con le quali gli stessi sono resi disponibili mediante il c.d. "servizio di stoccaggio virtuale", prestato in parte da operatori individuati con un'apposita procedura concorsuale, in parte dal soggetto che aderisce all'attuazione delle misure disciplinate all'art. 5, comma 1, del decreto legislativo n. 130/10 (ovvero la società Eni).

Successivamente all'accettazione da parte del Ministro dello sviluppo economico, avvenuta con il decreto 31 gennaio 2011, del piano di sviluppo della nuova capacità di stoccaggio pre-

sentato da Eni, l'Autorità¹¹ ha definito le procedure di assegnazione della nuova capacità di stoccaggio per i clienti industriali e termoelettrici, secondo le riserve di cui all'art. 5, comma 1, lettera b), del decreto legislativo n. 130/10.

L'Autorità ha altresì definito i criteri per il calcolo dei corrispettivi relativi al piano di sviluppo della nuova capacità di stoccaggio (delibera ARG/gas 29/11) e successivamente ne ha

approvato i valori presentati dalla società Stogit (delibera 30 marzo 2011, ARG/gas 39/11). Ha infine accettato la proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio della società Stogit, relativa alle modalità contrattuali e alla disciplina del rapporto tra i soggetti investitori finanziatori della nuova capacità di stoccaggio e il soggetto che realizzerà tale capacità, ovvero la società Stogit stessa (delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 47/11).

Promozione della concorrenza nel mercato della vendita al dettaglio

Servizio di tutela

Sulla base della normativa primaria di riferimento, l'Autorità ha definito uno specifico assetto di tutele del prezzo per i clienti finali, attualmente disciplinato dal *Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG)*, adottato con la delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09. Tali tutele di prezzo si articolano in:

- una tutela di categoria, consistente nell'obbligo, posto in capo a ciascun esercente la vendita, di offrire le condizioni economiche stabilite dall'Autorità a ogni punto di riconsegna dei clienti domestici, ovvero relativo a un condominio con uso domestico e consumi inferiori a 200.000 S(m³)/anno, unitamente ad altre proposte definite dal medesimo esercente;
- una tutela transitoria c.d. "individuale", che consiste in un obbligo, posto in capo all'esercente la vendita, di continuare ad applicare le condizioni economiche stabilite

dall'Autorità a clienti finali non domestici, diversi dai clienti che hanno diritto alla tutela di categoria e con consumi annui non superiori a 200.000 S(m³)/anno, fino a che non abbiano concluso un nuovo contratto sul mercato libero e comunque non oltre il termine transitorio definito dall'Autorità.

Esiste inoltre un ulteriore regime di tutela, previsto dalla normativa vigente, con riferimento ai clienti che si trovano senza un fornitore: esso consiste in un obbligo per i fornitori di ultima istanza (individuati con apposite aste pubbliche definite dall'Autorità) di fornire i clienti finali domestici e gli altri clienti finali con consumi inferiori a 200.000 S(m³)/anno che si vengono a trovare, anche temporaneamente e per cause indipendenti dalla loro volontà, senza un esercente la vendita. Tali forniture devono realizzarsi applicando le condizioni economiche previste dal TIVG.

Nel corso dell'anno 2010 l'Autorità è intervenuta, rispetto al quadro sopra delineato, in merito a temi specifici relativi alla tutela transitoria individuale e al fornitore di ultima istanza.

¹¹ Con le delibere 17 febbraio 2011, ARG/gas 13/11, 24 febbraio 2011, ARG/gas 14/11 e 30 marzo 2011, ARG/gas 40/11.

Inoltre, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 22 luglio 2010, ARG/gas 110/10, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 22 luglio 2010, DCO 24/10, nel quale ha evidenziato l'elemento di criticità che ritiene maggiormente rilevante nell'attuale assetto di tutele descritto per il gas naturale, proponendo apposite soluzioni sul tema. L'elemento di criticità più rilevante è individuato nel fatto che, a livello legislativo, non si è provveduto a definire sistemi di default tali da assicurare la continuità delle forniture di gas naturale. In particolare nel settore del gas, diversamente da quanto accade nel settore elettrico, oltre al fornitore di ultima istanza (ossia a un soggetto che "volontariamente" assume tale ruolo), non è stato identificato esplicitamente per tutti i clienti finali un soggetto obbligato a effettuare l'attività di vendita nei casi in cui il cliente finale risulti privo di un fornitore. Per questi casi l'Autorità ha prospettato l'introduzione di un meccanismo di tutela della vulnerabilità senza garanzia di prezzo strutturato, secondo il modello offerto dal servizio di salvaguardia per il settore dell'energia elettrica (c.d. "salvaguardia gas"). Tale meccanismo richiede la contestuale ripermetrazione del servizio di tutela della vulnerabilità con garanzia di prezzo assicurato dal fornitore di ultima istanza (vedi oltre).

Proroga del termine di rimozione della tutela individuale

Con la delibera 6 maggio 2010, ARG/gas 64/10, l'Autorità ha prorogato il termine di cessazione dell'applicazione transitoria della tutela individuale, prevista dalla delibera ARG/gas 64/09. In particolare, ai sensi dell'art. 5 della citata delibera ARG/gas 64/09, era stata prevista la possibilità di continuare a usufruire delle condizioni economiche definite dall'Autorità:

- fino al 30 settembre 2009, nel caso di clienti non domestici con consumi superiori ai 200.000 S(m³)/anno;
- fino al 30 settembre 2010, per i restanti clienti non domestici.

La delibera ARG/gas 64/10 ha spostato il termine dal 30 settembre 2010 al 30 settembre 2011, anche in considerazione

della richiesta pervenuta dalle associazioni delle piccole e medie imprese circa la mancanza di condizioni concorrenziali per il segmento dei clienti finali di piccola dimensione rappresentato dalle medesime associazioni, nonché per la necessità di implementare una chiara campagna informativa nei confronti dei clienti finali coinvolti nella rimozione della tutela, al fine di tenere conto dell'evoluzione del contesto normativo del settore del gas naturale. A tale proposito, infatti, la legge 4 giugno 2010, n. 96, recante *Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alla Comunità europea – Legge comunitaria 2009*, ha previsto che anche i clienti non civili¹² con consumi inferiori o pari a 50.000 Sm³/anno siano considerati clienti vulnerabili, e pertanto meritevoli di apposita tutela in termini di condizioni economiche loro applicate e di continuità e sicurezza della fornitura.

Fornitore di ultima istanza

L'individuazione del fornitore di ultima istanza relativamente all'anno termico 2010-2011 è stata effettuata nell'ambito delle previsioni di cui alla legge n. 99/09. L'art. 30, commi 5 e 8, della legge n. 99/09, prevede infatti che l'Acquirente unico garantisca la fornitura ai clienti finali domestici con consumi annui fino a 200.000 S(m³) in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio e che, entro 60 giorni dall'entrata in vigore della medesima legge, il Ministro dello sviluppo economico, sentita l'Autorità, definisca gli indirizzi ai quali si dovrà attenere l'Acquirente unico per assicurare la sicurezza e l'economicità degli approvvigionamenti di gas per i clienti finali per i quali è prevista la garanzia della fornitura. Con il decreto 6 agosto 2010, il Ministro dello sviluppo economico ha disposto che, per l'anno termico 2010-2011, compete all'Acquirente unico individuare i singoli fornitori di ultima istanza attraverso procedure concorsuali stabilite dall'Autorità sulla base delle procedure relative agli anni termici precedenti.

Con la delibera 9 agosto 2010, ARG/gas 131/10, l'Autorità è quindi intervenuta in materia, definendo i criteri per l'indi-

¹² L'art. 2 della direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE, fornisce le seguenti definizioni:

- cliente civile è un cliente che acquista gas naturale per il proprio consumo domestico;
- cliente non civile è un cliente che acquista gas naturale non destinato al proprio uso domestico.

viduazione dei singoli fornitori di ultima istanza e confermando la disciplina precedentemente prevista circa: i requisiti minimi di partecipazione alle procedure, le garanzie da versare al momento della partecipazione all'asta, la disciplina dell'incarico e le procedure di subentro, comprese quelle di subentro al precedente fornitore di ultima istanza, nonché gli obblighi di comunicazione dei soggetti selezionati ai fini del monitoraggio. Infine, nella medesima delibera, sono state individuate quattro macroaree di prelievo, tempi e modalità per l'espletamento, da parte dell'Acquirente unico,

delle procedure concorsuali.

Ai sensi del citato provvedimento, l'Acquirente unico, successivamente alla pubblicazione sul proprio sito internet del regolamento per le procedure, ha effettuato la selezione dei fornitori di ultima istanza del gas naturale per l'anno termico 2010-2011 e ne ha pubblicato gli esiti. In particolare, per ciascuna macroarea è stata pubblicata la graduatoria con i nominativi degli esercenti individuati come fornitori di ultima istanza e il relativo quantitativo annuo di gas offerto (Tav. 3.2).

TAV. 3.2

Fornitori di ultima istanza per l'anno termico 2010-2011

MACROAREA DI PRELIEVO	N.	OPERATORE	QUANTITÀ (m ³)
Area nordoccidentale: Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria	1	Eni Gas & Power	30.000.000
	2	Enel Energia	30.000.000
Area nordoccidentale: Lombardia, Trentino Alto Adige, Friuli Venezia Giulia, Veneto, Emilia Romagna	1	Eni Gas & Power	30.000.000
	2	Enel Energia	30.000.000
Area centrale: Toscana, Umbria e Marche	1	Eni Gas & Power	30.000.000
	2	Enel Energia	30.000.000
Area centro-sud meridionale: Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata, Lazio, Campania Calabria e Sicilia	1	Eni Gas & Power	30.000.000
	2	Enel Energia	30.000.000

Completamento dell'assetto di tutela

Tenuto conto dell'attuale perimetro delle tutele previste dalla vigente normativa sopra descritta, nel documento per la consultazione DCO 24/10 l'Autorità ha definito alcune proposte in tema di completamento dell'assetto di tutele al momento esistenti. L'obiettivo dell'Autorità è quello di garantire che in ogni situazione sia possibile identificare un soggetto responsabile dei prelievi di ciascun punto di riconsegna attivo. In particolare, le proposte in tema di completamento dell'ambito di tutela sono volte:

- all'istituzione di un nuovo regime di garanzia della vulnerabilità senza tutela di prezzo, applicabile ai clienti finali che non rientrano nel regime di tutela della vulnerabilità garantito dal fornitore di ultima istanza;

- alla necessità di definire un'opportuna disciplina nei casi in cui i predetti regimi di tutela non siano attivabili.

Le proposte introdotte sarebbero definite con riferimento ai clienti finali, non rientranti nel regime di tutela garantito dal fornitore di ultima istanza, che si trovano senza fornitore per cause diverse rispetto a situazioni di morosità del cliente finale. Nel caso invece di situazioni di morosità del cliente finale, il medesimo documento per la consultazione definisce soluzioni specifiche, prevedendo una disciplina di chiusura della fornitura tale per cui se i punti non vengono disconnessi restano alimentati dall'impresa distributrice con la quale sono connessi. La disciplina di chiusura si applicherebbe altresì alle situazioni in cui il fornitore di ultima istanza o il regime complementare non siano disponibili, per esempio a causa della non partecipazione alle procedure concorsuali, di carattere volontario, degli operatori.

Aggiornamenti delle condizioni economiche di fornitura

Ai sensi del TIVG, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare con cadenza trimestrale la componente CCI (a copertura dei costi di commercializzazione all'ingrosso) e l'elemento QTVt (il corrispettivo a copertura dei costi relativi al gas di autoconsumo, alle perdite di rete e al gas non contabilizzato) e con cadenza annuale le altre componenti delle condizioni economiche di fornitura. Con riferimento agli aggiornamenti trimestrali, l'Autorità è intervenuta ad aggiornare le citate componenti: per il trimestre gennaio-marzo 2010, con le delibere 29 dicembre 2009, ARG/gas 207/09 e ARG/gas 209/09; per il trimestre aprile-maggio 2010, con la delibera 26 marzo 2010, ARG/gas 42/10; per il trimestre giugno-settembre, con la delibera 25 giugno 2010, ARG/gas 95/10; per il trimestre ottobre-dicembre 2009, con la delibera 28 settembre 2010, ARG/gas 153/10; per il trimestre gennaio-marzo 2010, con la delibera 14 dicembre 2010, ARG/gas 233/10. Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, vedi il Capitolo 3, vol. 1.

L'art. 6 del TIVG stabilisce i criteri di aggiornamento della componente di commercializzazione all'ingrosso CCI calcolata, nel trimestre t-esimo, come somma dei seguenti elementi:

- QCI, pari al corrispettivo fisso a copertura degli oneri di commercializzazione del gas all'ingrosso e fissato pari a 0,930484 €/GJ;
- QE, pari al corrispettivo variabile a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nel trimestre t-esimo. Ai sensi della delibera 18 giugno 2010, ARG/gas 89/10, con riferimento all'anno termico 1 ottobre 2010 – 30 settembre 2011, il valore iniziale del QE (parametro QE_0) viene moltiplicato per un coefficiente K, pari a 0,925.

L'aggiornamento dell'elemento a copertura dei costi relativi al gas di autoconsumo, alle perdite di rete e al gas non contabilizzato QTVt è invece previsto dall'art. 8 del TIVG. In particolare, tale elemento risulta aggiornato trimestralmente al fine di tenere conto dei criteri per il trattamento delle partite di gas naturale non oggetto di misura (gas di autoconsumo, perdite di rete, svaso/invaso della rete e gas non contabilizzato) nel servizio di trasporto.

Con riferimento, invece, agli aggiornamenti con cadenza annuale:

- il livello della componente QS, relativa al servizio di stoccaggio, è stato confermato dall'1 aprile 2010 al 31 dicembre 2010 ai livelli precedenti con la delibera ARG/gas 42/10, per tenere conto della proroga prevista dalla delibera 23 febbraio 2010, ARG/gas 21/10, per il periodo 1 aprile 2010 – 31 dicembre 2010, della validità delle proposte tariffarie per il servizio di stoccaggio del gas naturale, approvate con la delibera 30 marzo 2009, ARG/gas 38/09. Inoltre, con la delibera ARG/gas 233/10, è stato aggiornato il valore della componente QS, con riferimento all'anno 2011, per tenere conto dei livelli sia dei corrispettivi unici per il servizio di stoccaggio, sia del corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas, riguardanti il medesimo anno 2011, approvati con la delibera ARG/gas 202/10;
- il livello della componente QT, relativa al servizio di trasporto, è stato modificato con la delibera ARG/gas 233/10 con riferimento ai valori: dell'elemento QTF, per tenere conto delle proposte tariffarie inerenti i corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale nell'anno 2011, approvate ai sensi della delibera ARG/gas 218/10; dell'elemento QTV, ai fini dell'aggiornamento sia del coefficiente riferito alle perdite di rete, al gas non contabilizzato e all'autoconsumo, sia del valore della componente relativa al servizio di trasporto fino al PSV.

Infine, sono state apportate le seguenti variazioni alla componente QOA a copertura degli oneri aggiuntivi riguardanti la fornitura di gas naturale, di cui all'art. 11 del TIVG:

- con la delibera ARG/gas 42/10 è stato eliminato l'elemento C_{CONR} relativo alla compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili, sostenuti dalle imprese di vendita in conseguenza della rimozione della c.d. "soglia di invarianza" nel calcolo della componente di commercializzazione all'ingrosso, istituito con la delibera dell'Autorità 30 marzo 2009, ARG/gas 40/09;
- con la delibera ARG/gas 95/10 è stata azzerato l'elemento CFGUI relativo alla copertura degli oneri attinenti i costi di approvvigionamento, trasporto e stoccaggio, eventualmente non coperti dalle componenti previste nella delibera 4 dicembre 2003, n. 138/03, a vantaggio dei fornitori grossisti di ultima istanza e istituito con la delibera dell'Autorità 28 marzo 2008, ARG/gas 39/08;

- con la delibera ARG/gas 233/10 è stato introdotto, a partire dall'1 gennaio 2011, l'elemento CV_{FG} per la copertura degli oneri del fattore di garanzia per il servizio di rigassificazione.

L'eliminazione dell'elemento C_{CONR} è stata effettuata tenendo conto delle comunicazioni della Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), con riferimento sia all'esito delle verifiche delle istanze ricevute ai sensi della delibera 30 luglio 2009, ARG/gas 106/09, sia all'ammontare del gettito derivante dal corrispettivo variabile C_{CONR} disponibile presso la medesima CCSE.

L'azzeramento dell'elemento C_{FGUI} è stato effettuato tenendo conto dell'ammontare da riconoscere all'attività svolta dai fornitori grossisti di ultima istanza e del gettito disponibile sul relativo Fondo, comunicato dalla CCSE. L'ammontare da riconoscere ai fornitori grossisti di ultima istanza è stato definito, a titolo di acconto, con la delibera 18 febbraio 2010, ARG/gas 18/10. In particolare, con tale provvedimento l'Autorità ha stabilito le modalità di verifica degli extra costi sostenuti dai fornitori grossisti di ultima istanza, per assicurare l'approvvigionamento indiretto di gas naturale, nel periodo 1 ottobre 2006 – 31 marzo 2007, ai clienti domestici e ai clienti con consumi inferiori a 200.000 $S(m^3)/$ anno, i cui venditori erano rimasti privi di gas naturale. Secondo la delibera ARG/gas 18/10, gli extra costi possono dunque essere verificati anche mediante la richiesta di ulteriore idonea documentazione, rinviando a successivo provvedimento la definizione delle somme definitive da riconoscere, prevedendo al contempo che, nelle more delle suddette verifiche, fosse riconosciuto ai fornitori grossisti di ultima istanza, a titolo di acconto, un ammontare pari al 50% degli extra costi dichiarati dal medesimo soggetto. Nella stessa delibera, l'Autorità ha altresì definito le modalità di riconoscimento, ai fornitori di ultima istanza individuati per il periodo 1 ottobre 2008 – 30 settembre 2009, delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio loro spettanti, e ha stabilito che tale riconoscimento debba avvenire attingendo il gettito necessario dal Fondo oneri fornitori grossisti di ultima istanza. La procedura di riconoscimento degli extra costi sostenuti dai fornitori grossisti di ultima istanza si è conclusa con la delibera 2 novembre 2010, ARG/gas 189/10, con cui l'Autorità ha fissato il defini-

tivo ammontare da riconoscere sulla base della documentazione presentata dal fornitore grossista di ultima istanza.

Morosità

Con riferimento al tema della morosità, tramite il documento per la consultazione DCO 24/10, l'Autorità ha definito alcune proposte finalizzate al completamento della disciplina vigente; ciò con il duplice obiettivo di contemperare le esigenze di riduzione del rischio creditizio per l'esercente la vendita e di limitare comportamenti fraudolenti e opportunistici di alcuni clienti finali, attribuendo direttamente a essi le conseguenze della loro condotta ed evitando la socializzazione degli oneri derivanti a scapito dei clienti virtuosi.

Gli interventi delineati nel documento per la consultazione DCO 24/10 richiedono, da un lato, l'introduzione di nuove procedure in tema di sospensione della fornitura, anche attraverso l'estensione al settore del gas di alcune regole già vigenti per il settore elettrico, dall'altro, l'adeguamento di procedure esistenti nell'ambito del rapporto contrattuale tra impresa di distribuzione e utente del servizio di distribuzione.

Con riferimento al primo aspetto, gli interventi proposti prevedono: l'introduzione della facoltà di revoca della richiesta di *switching* da parte dell'esercente la vendita, in caso di morosità del cliente finale; l'adeguamento del deposito cauzionale versato dal cliente finale; il completamento delle procedure previste per la sospensione della fornitura. Rispetto a quest'ultimo tema, l'Autorità ha preso in considerazione la problematica specifica per tenere conto della non accessibilità dei misuratori, anche al fine di incentivare l'esecuzione della prestazione di interruzione dell'alimentazione del punto di riconsegna per morosità del cliente finale, qualora tecnicamente possibile.

In aggiunta a quanto sopra delineato, nel documento per la consultazione DCO 24/10 è stata proposta una definizione più puntuale delle modalità di risoluzione del rapporto contrattuale tra impresa di distribuzione e utente del servizio di distribuzione, anche nei casi di impossibilità tecnica di esecuzione di qualsiasi intervento di sospensione della fornitura. A tal fine è stata delineata una procedura che prevede la cessazione amministrativa a seguito dell'impossibilità di sospensione della fornitura per morosità e successivamente la definizione in modo certo delle responsabilità del prelievo.

Monitoraggio

Con riferimento all'anno 2010, l'Autorità ha continuato l'attività volta alla raccolta delle informazioni in tema di condizioni di fornitura applicate ai clienti finali (prezzi medi gas) che gli esercenti la vendita sono tenuti a inviare trimestralmente all'Autorità, secondo quanto stabilito dall'art. 19 del TIVG. Il medesimo art. 19 prevede, tra le informazioni che gli esercenti la vendita devono comunicare trimestralmente, l'indicazione

del numero di punti attivi e delle quantità fornite al servizio di tutela. Tali informazioni costituiscono un riferimento per l'analisi dell'evoluzione del mercato della vendita al dettaglio. Infine, con riferimento a entrambi i mercati regolati, l'Autorità è intervenuta con il documento per la consultazione 29 aprile 2010, DCO 10/10, descrivendo i propri orientamenti per l'implementazione di un sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio, definendone altresì il quadro metodologico e organizzativo (vedi anche il Capitolo 2).

Regolamentazione delle infrastrutture

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 n. 164/00, 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 predetti criteri. Nel corso del 2010 i Codici dei servizi di trasporto e di stoccaggio sono stati aggiornati al fine di recepire le disposizioni introdotte dall'Autorità, in particolare:

- con le delibere 3 febbraio 2010, ARG/gas 11/10 e ARG/gas 12/10, oltre che 6 ottobre 2010, ARG/gas 165/10, sono state recepite rispettivamente nel Codice di trasporto di Snam Rete Gas e nei Codici di stoccaggio di Stogit ed Edison Stoccaggio le modalità applicative stabilite dalla delibera 9 ottobre 2009, ARG/gas 146/09; questa ha integrato le disposizioni in materia di corrispettivi di bilanciamento nei casi in cui l'operatore utilizzi delle prestazioni di stoccaggio in eccesso rispetto a quelle conferite per far fronte a situazioni per le quali è stato autorizzato allo stoccaggio strategico;

- con la delibera 2 settembre 2010, ARG/gas 137/10, sono state approvate le disposizioni del Codice di rete funzionali alla gestione dei quantitativi dovuti dagli utenti a copertura di autoconsumi, perdite e gas non contabilizzato, ai sensi delle delibere ARG/gas 184/09 e 14 dicembre 2009, ARG/gas 192/09; contestualmente l'Autorità ha definito gli obblighi di coordinamento informativo fra le imprese di trasporto funzionali alla corretta allocazione agli utenti dei predetti quantitativi;
- con la delibera 7 aprile 2010, ARG/gas 49/10, sono state introdotte, nel Codice di stoccaggio della società Edison Stoccaggio, le procedure per l'allocazione di capacità per periodi mensili, ai fini dell'erogazione del servizio di bilanciamento utenti previsto dalla delibera ARG/gas 165/09.

Accesso al servizio di rigassificazione

Con la delibera 15 aprile 2010, ARG/gas 54/10, l'Autorità ha apportato alcune modifiche alla disciplina di accesso al servizio di rigassificazione, contenute nella delibera 1 agosto 2005, n. 167/05. Le modifiche riguardano le disposizioni che si applicano nel caso in cui un utente al quale sia stata conferita capacità di rigassificazione per periodi pluriennali non l'abbia completamente utilizzata in un anno termico (art. 11 della

delibera n. 167/05). Tali disposizioni prevedono che l'utente renda disponibile, all'impresa di rigassificazione per il conferimento a terzi, una capacità corrispondente alla capacità non utilizzata, per tutti i restanti anni termici per i quali è titolare di capacità di rigassificazione.

Anche in considerazione dell'evoluzione del mercato del GNL, con il documento per la consultazione 14 dicembre 2009, DCO 39/09, l'Autorità aveva prospettato l'introduzione di alcuni elementi di flessibilità nel predetto obbligo. Valutando le osservazioni pervenute, l'Autorità ha previsto che nell'applicazione dell'obbligo di restituire la capacità non utilizzata si tenga conto di:

- margini operativi del 10% nell'utilizzo della capacità conferita;
- una deduzione (nella capacità non utilizzata da restituire) della capacità precedentemente resa disponibile a terzi, anche se non conferita.

Inoltre, affinché la capacità non utilizzata dall'utente possa essere realmente fruibile ai terzi, la delibera ha previsto che l'utente renda disponibile tale capacità con un preavviso minimo dell'ordine di 2 mesi, rispetto alla data di utilizzo.

Servizio di bilanciamento del gas naturale

Il documento per la consultazione 2 dicembre 2010, DCO 45/10, interviene in materia di bilanciamento del gas naturale, nell'ambito delle linee generali di evoluzione della regolazione del settore del gas naturale, già disegnate con il documento per la consultazione 26 luglio 2010, DCO 25/10.

Nel documento per la consultazione DCO 45/10, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti per l'introduzione di un sistema di bilanciamento basato su criteri di mercato, sviluppato, in una prima fase, secondo una forma semplificata che mantenga alcuni elementi dell'attuale sistema, e in particolare:

- il periodo rilevante per il bilanciamento pari al giorno gas;
- un'unica zona di bilanciamento, ossia un punto virtuale unico nel sistema di trasporto nazionale come punto rilevante per il bilanciamento;
- le attuali modalità di gestione del bilanciamento fisico,

basate sulla variazione dei flussi di erogazione e di iniezione degli stoccaggi.

L'elemento innovativo del sistema prospettato dall'Autorità è costituito dal superamento dell'attuale meccanismo, il quale prevede che le risorse di stoccaggio attivate dal responsabile del bilanciamento per mantenere in equilibrio la rete di trasporto siano attribuite a ciascun utente come differenza fra i relativi prelievi e le immissioni. Il meccanismo semplificato proposto dall'Autorità prevede, invece, che le risorse di stoccaggio attivate dal responsabile del bilanciamento siano attribuite a ciascun utente sulla base di un meccanismo di mercato. Il responsabile di bilanciamento, quindi, compra e vende i quantitativi di gas necessari per il bilanciamento del sistema sulla base del merito economico delle offerte dei titolari di gas e di capacità di stoccaggio.

Tale meccanismo consente la definizione, in ciascun giorno, di un prezzo del gas per il bilanciamento. In base a questo prezzo vengono poi definiti i corrispettivi riconosciuti o applicati agli utenti, nel caso in cui le proprie immissioni non siano in equilibrio con i propri prelievi.

L'introduzione del meccanismo di bilanciamento prospettato incide significativamente sull'attuale regolazione del sistema del gas e in particolare su quella dei servizi di trasporto e di stoccaggio. Il documento sottoposto alla consultazione esamina nel dettaglio le possibili opzioni e le modifiche. Esse sono relative a:

- l'introduzione e le modalità di gestione di una piattaforma per il bilanciamento nella quale vengano giornalmente combinate le offerte degli utenti di stoccaggio e del responsabile del bilanciamento;
- le integrazioni alla disciplina del trasporto che riguardano la determinazione dei quantitativi di gas necessari per il bilanciamento del sistema e approvvigionati nell'ambito della piattaforma, nonché le modalità di gestione delle differenze fra prelievi e immissioni degli utenti,
- l'introduzione della facoltà, per gli utenti, di riprogrammare i propri prelievi e le proprie immissioni nel sistema del gas, al fine di perseguirne l'equilibrio e la definizione delle informazioni che le imprese di trasporto devono rendere disponibili in merito alla situazione di equilibrio del sistema;

- l'introduzione di un sistema di monitoraggio e di garanzie a copertura delle esposizioni che il sistema del gas naturale potrebbe accumulare nei confronti degli utenti, in relazione alle partite economiche insorgenti nel sistema di bilanciamento;
- le modifiche alla disciplina dei servizi di stoccaggio, relative all'allocazione e all'offerta di servizi di stoccaggio interrompibili.

L'introduzione di un sistema di bilanciamento basato su meccanismi di mercato, seppure nella forma semplificata delineata nel documento per la consultazione, permette di acquisire importanti elementi a vantaggio dell'efficienza e della concorrenzialità del sistema del gas naturale. Infatti, la valorizzazione del mercato del gas di bilanciamento consente anche agli utenti che non dispongono di stoccaggio di accedere in maniera trasparente ed efficiente a questa risorsa, superando 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 (delibera 28 maggio 2009, VIS 51/09).

Un altro elemento rilevante è costituito dal superamento delle attuali modalità delle allocazioni a stoccaggio, in base alle quali gli utenti conoscono con precisione la propria posizione solo dopo la chiusura dei bilanci di trasporto, con un ritardo di circa 3 mesi rispetto al giorno di flusso (vedi *infra*). Infatti, 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*.

Infine, nel documento per la consultazione sono individuati ulteriori passi propedeutici all'evoluzione, in una fase successiva, di un sistema di bilanciamento che permetta di utilizzare a tal fine anche le risorse di flessibilità offerte dai terminali di rigassificazione e dalle importazioni. La possibilità di utilizzare per il bilanciamento del sistema anche risorse diverse dallo stoccaggio, sulla base della convenienza relativa, costituisce un elemento di efficienza e di economicità a vantaggio del sistema.

Riforma del settlement delle partite del mercato di bilanciamento di gas naturale

Anche con il documento per la consultazione 13 dicembre 2010, DCO 46/10, l'Autorità ha illustrato una serie di proposte che si collocano nell'ambito della revisione del servizio di

bilanciamento, il cui quadro d'insieme è stato tracciato nel documento per la consultazione DCO 25/10. Le principali innovazioni proposte nel documento per la consultazione DCO 46/10 riguardano la regolazione delle partite fisiche ed economiche relative al servizio di bilanciamento del gas naturale (c.d. *settlement*) e sono da considerarsi essenziali, e al contempo complementari, all'introduzione del sistema di bilanciamento di merito economico appena descritto (DCO 45/10). Il sistema attuale presenta rilevanti criticità in relazione alle contrapposte esigenze di certezza e tempestività delle posizioni economiche degli utenti. Queste ultime richiederebbero tempistiche il più rapide possibili ma, allo stesso tempo, la garanzia dell'equivalenza tra i prelievi dei clienti finali e i quantitativi attribuiti convenzionalmente (allocati) necessiterebbe invece di tempi più dilatati.

Con la consultazione, l'Autorità ha approfondito diverse tematiche relative all'implementazione delle sessioni di bilanciamento e di aggiustamento, tema precedentemente trattato nel documento per la consultazione DCO 25/10. L'introduzione di due sessioni distinte consentirebbe di superare le criticità legate alla disciplina attuale, che prevede la chiusura definitiva del bilancio dei servizi di trasporto e di bilanciamento solamente a 3 mesi di distanza dal mese di competenza. L'Autorità ha inoltre presentato una serie di ulteriori proposte volte a favorire una tempestiva attuazione della riforma del *settlement*. In particolare:

- la revisione degli obblighi di rilevazione e archiviazione delle misure per i punti di riconsegna con consumi elevati;
- una metodologia più efficiente per il calcolo e l'aggiornamento del consumo annuo e dei profili di prelievo associati ai singoli punti di prelievo;
- la revisione degli obblighi informativi in capo ai diversi operatori, al fine di rendere più efficiente la redazione della "mappatura dei rapporti commerciali" tra i diversi operatori della filiera gas.

Determinazione dei quantitativi di gas da allocare giornalmente da parte delle imprese di trasporto

La delibera 10 marzo 2010, ARG/gas 27/10, si inserisce nell'ambito dei procedimenti già avviati con la delibera 26 maggio 2009, ARG/gas 62/09, e con il documento per la consul-

tazione 7 maggio 2009, DCO 11/09, volti a riformare le modalità di determinazione dei quantitativi di gas da allocare giornalmente agli utenti dei servizi di trasporto e di bilanciamento. In particolare, la delibera ARG/gas 27/10 definisce un apposito algoritmo che consente l'allocazione giornaliera delle partite di gas agli utenti della rete di trasporto, in sostituzione di quello precedentemente adottato dalle imprese di trasporto, che aveva prodotto anomalie e criticità nei propri esiti. L'algoritmo utilizzato consente di minimizzare la differenza tra i valori di ogni giorno del mese, relativi a ciascuna tipologia di prelievo e a ciascun utente della distribuzione, e i valori giornalieri ottenuti applicando il corrispondente profilo standard al quantitativo di gas mensile comunicato dall'impresa di distribuzione.

Estensione dell'ambito di applicazione del trattamento delle rettifiche tardive

La delibera 18 maggio 2010, ARG/gas 70/10, estende l'ambito di applicazione del trattamento delle rettifiche tardive attivato dalla delibera 27 novembre 2009, ARG/gas 182/09. In particolare, la delibera ARG/gas 182/09 aveva introdotto i criteri per il trattamento di eventuali rettifiche dei dati di misura che vengono rilevati successivamente alla chiusura del bilancio definitivo delle imprese di trasporto, limitatamente alle cabine REMI che alimentano un solo cliente finale. La successiva delibera ARG/gas 70/10 ha esteso l'ambito di applicazione anche alle rettifiche delle misure sulle cabine REMI che alimentano una rete di distribuzione, purché ai fini dell'attribuzione delle partite insorgenti dalla rettifica non sia necessaria una rideterminazione delle allocazioni tra più *shipper*, allo scopo di dare soluzione a quanti più casi possibili in attesa di un allargamento delle rettifiche tardive anche agli errori di allocazione.

Proposte per il completamento della disciplina del servizio di misura del gas naturale

Con il documento per la consultazione 19 aprile 2010, DCO 6/10, predisposto nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 5 giugno 2009, ARG/gas 69/09, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti per il completamento della disciplina del servizio di misura del gas.

Le principali innovazioni proposte dall'Autorità riguardano la

soluzione di alcune criticità emerse con riferimento alle autoletture. In particolare, l'Autorità ha sottoposto a consultazione l'adozione di un algoritmo unico di validazione (AVC), più sofisticato di quello attualmente utilizzato dalle imprese di distribuzione, volto a ridurre i possibili errori manuali nei dati trattati durante le varie fasi del processo di autolettura. L'introduzione di tale algoritmo verrebbe altresì accompagnata dall'intensificarsi dei flussi informativi tra distributore e venditore, al fine di permettere ai venditori di incrementare l'efficienza del proprio sistema di fatturazione. Una volta implementate, le nuove norme consentirebbero al venditore di prevedere l'esito del processo di validazione con buona confidenza e in anticipo rispetto alle tempistiche di validazione previste dalla normativa vigente.

L'Autorità ha inoltre proposto l'introduzione di un limite al numero di autoletture trasmissibili mensilmente dal venditore all'impresa di distribuzione, in modo da ridurre gli oneri per il sistema dovuti alla complessità dei flussi informativi.

Disposizioni in materia di servizio di misura dei punti di riconsegna del gas naturale

Con la delibera 22 settembre 2010, ARG/gas 145/10, l'Autorità ha inteso modificare la normativa vigente e soprattutto il TIVG, in modo da razionalizzare gli obblighi relativi ai tentativi di raccolta delle misure presso i clienti finali, introducendo obblighi di intercorrenza minima e massima tra tentativi di raccolta consecutivi. In particolare prevede:

- per i punti di riconsegna con consumi fino a 500 S(m³)/anno, un tentativo di raccolta nell'anno con intercorrenza massima di 13 mesi e minima di 6 mesi fra i due tentativi consecutivi;
- per i punti di riconsegna con consumi superiori a 500 S(m³)/anno e fino a 5.000 S(m³)/anno, due tentativi di raccolta nell'anno con intercorrenza massima di 7 mesi e minima di 3 mesi fra i due tentativi consecutivi;
- per i punti di riconsegna con consumi superiori a 5.000 S(m³)/anno, un tentativo mensile con intercorrenza minima di 25 e massima di 35 giorni fra i due tentativi consecutivi.

Al fine di perseguire la semplificazione e l'efficacia regolatoria, con lo stesso provvedimento l'Autorità ha inoltre disci-

plinato più dettagliatamente le modalità di flusso e le tempistiche di trasmissione delle autoletture, come già proposto nell'ambito del documento per la consultazione DCO 6/10, riconoscendo nell'attività di autolettura una valenza rilevante dal punto di vista del sistema. Nello specifico, si è stabilito che il venditore trasmetta all'impresa di distribuzione l'ultima autolettura del cliente finale all'interno dell'eventuale periodo indicato in bolletta, entro il quinto giorno lavorativo successivo a quello in cui gli è stata trasmessa. Qualora l'autolettura venga trasmessa dal cliente finale al di fuori della finestra indicata in bolletta, il venditore è tenuto a inoltrare all'impresa di distribuzione esclusivamente l'ultima autolettura ricevuta entro il quinto giorno lavorativo del mese successivo a quello in cui è stata effettuata l'autolettura stessa.

Regolamentazione della qualità e della sicurezza

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

Con l'approvazione della *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (RQDG), l'Autorità ha realizzato il passaggio obbligatorio e graduale, per tutti i distributori di gas naturale, a un sistema che prevede, in aggiunta agli incentivi, anche penalità per il mancato raggiungimento del miglioramento annuo obbligatorio, predefinito dall'Autorità stessa. Rilevanti, rispetto alla precedente disciplina, sono: l'introduzione dell'ambito provinciale di impresa come base di applicazione del sistema incentivante; i recuperi di sicurezza; il calcolo dei parametri di ambito provinciale a partire da quelli calcolati a livello di impianto di distribuzione. Allo scopo di minimizzare eventuali fenomeni discorsivi, legati all'accadimento di eventi puntuali e

Monitoraggi dell'attuazione delle direttive circa il flusso informativo dei tentativi di raccolta delle misure dei prelievi di gas naturale ai sensi del TIVG

Al fine di verificare l'attuazione delle norme disposte con la delibera ARG/gas 69/09, l'Autorità ha selezionato alcune imprese di distribuzione del gas naturale alle quali è stato chiesto di fornire le evidenze e di descrivere le procedure attuate per la comunicazione alle imprese di vendita di gas naturale del flusso informativo dei tentativi di raccolta dei dati di misura del gas, ai sensi del TIVG, per alcuni mesi successivi alla decorrenza delle disposizioni. Il monitoraggio avviene mediante una modalità di verifica a distanza simile a quella utilizzata in precedenza per il flusso informativo dell'anagrafica per il settore elettrico.

anomali, la disciplina prevede inoltre che il sistema incentivante i recuperi di sicurezza sia basato su un indicatore biennale mobile, sia per la determinazione del livello di partenza, sia per la misura dei recuperi annuali di sicurezza. Il sistema, infatti, premia i comportamenti virtuosi di chi eroga un servizio caratterizzato da livelli di sicurezza maggiori rispetto ai livelli minimi definiti dall'Autorità.

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; la seconda, invece, premia un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas, rispetto al minimo annuale obbligatorio definito dalla RQDG. A differenza del sistema volontario previgente, la nuova regolazione stabilisce però che la partecipazio-

ne al sistema incentivante i recuperi di sicurezza debba riguardare tutti gli impianti di distribuzione gestiti dall'impresa distributrice. Inoltre, limitatamente alla componente della dispersione il meccanismo può determinare degli incentivi, ma anche delle penalità con riferimento a quegli impianti che non concorrono al raggiungimento dell'obiettivo d'ambito predefinito dall'Autorità. L'impresa distributrice, infine, qualora abbia diritto per l'ambito provinciale di impresa a incentivi per recuperi di sicurezza (correlati all'odorizzazione e alle dispersioni di gas) perde, per l'anno di riferimento, il diritto di riscuotere tali incentivi per l'intero ambito provinciale, nel caso:

- si verifichi un incidente a causa dell'impresa distributrice su un impianto di distribuzione appartenente all'ambito provinciale di impresa;
- si accerti una odorizzazione del gas distribuito non conforme alla normativa vigente su un impianto di distribuzione appartenente all'ambito provinciale di impresa;
- venga accertato, per l'impianto di distribuzione appartenente all'ambito provinciale di impresa, il mancato rispetto di uno o più obblighi di servizio, di cui all'art. 12 della RQDG.

Con la delibera 29 aprile 2010, ARG/gas 61/10, sono stati ridefiniti, ai sensi dell'art. 32 della RQDG, i livelli di partenza e i livelli tendenziali di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale, per ogni ambito territoriale e per ogni anno del periodo di regolazione 2009-2012, per le imprese Dolomiti Reti, già Dolomiti Energia, ed E.On Rete, interessate da variazioni societarie.

Con la delibera 22 settembre 2010, ARG/com 147/10, in esito a una fase di consultazione avviata con il documento per la consultazione 7 giugno 2010, DCO 18/10, l'Autorità ha rafforzato alcune misure previste dalla RQDG. In particolare, relativamente al tema del pronto intervento gas, l'Autorità ha fra l'altro introdotto: l'obbligo per l'impresa distributrice di fornire al cliente finale, laddove necessario, le istruzioni sui comportamenti e i provvedimenti generali da adottare immediatamente per tutelare la propria e l'altrui incolumità, in attesa dell'arrivo sul luogo della squadra di pronto intervento; la definizione di operatore di centralino; la previsione dell'utilizzo del numero di pronto intervento anche per altri servizi, diversi da quello gas, al fine di tenere in considerazione le diverse organizzazioni aziendali.

Con la delibera 30 novembre 2010, ARG/gas 215/10, si sono determinati gli incentivi e le penalità complessivi per l'anno 2009, ai sensi dell'art. 32, commi 5 e 14, della RQDG, per le imprese di distribuzione del gas che hanno richiesto di partecipare, in via volontaria per l'anno 2009, al sistema incentivante i recuperi di sicurezza, secondo quanto previsto dall'art. 32, comma 32.1, della RQDG.

Con la medesima delibera si è deciso di rinviare a successivi provvedimenti dell'Autorità la determinazione degli incentivi e delle penalità complessivi per l'anno 2009, ai sensi dell'art. 32, commi 5 e 14, della RQDG, per Toscana Energia, in attesa degli esiti del procedimento avviato con la delibera 10 dicembre 2009, VIS 142/09.

Il medesimo provvedimento ha stabilito di rinviare, per la società Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas, la determinazione degli incentivi e delle penalità complessivi per l'anno 2009, in relazione ai tempi correlati ai necessari approfondimenti relativi alla segnalazione, da parte della medesima società, di una non corretta classificazione delle dispersioni di gas.

La delibera 30 novembre 2010, ARG/gas 216/10, ha determinato i livelli di partenza e tendenziali per gli anni 2010-2012, per ciascun ambito provinciale delle nove imprese distributrici di gas tenute a partecipare al sistema incentivante i recuperi di sicurezza dal 2010; queste nove imprese si aggiungono a quelle già individuate con la delibera 21 dicembre 2009, ARG/gas 199/09, e con la delibera ARG/gas 61/10, per le quali è stato possibile procedere a tale determinazione sulla base sia dei dati e delle informazioni trasmessi dalle stesse imprese all'Autorità, sia del valore degli indicatori per il biennio di riferimento 2008-2009. La medesima delibera ha rinviato a successivi provvedimenti dell'Autorità, al termine dei necessari approfondimenti:

- la determinazione dei livelli di partenza e tendenziali per gli anni 2010-2012, per ciascun ambito provinciale dell'insieme delle rimanenti imprese distributrici di gas naturale tenute a partecipare al sistema incentivante i recuperi di sicurezza dal 2010;
- la determinazione dei livelli di partenza e tendenziali per gli anni 2010-2012, per ciascun ambito provinciale, dell'insieme delle imprese distributrici di gas naturale che partecipano, dal 2009, al sistema incentivante i recuperi di sicurezza, insieme che risulti eventualmente aggiuntivo, per

effetto di variazioni impiantistiche, rispetto agli ambiti provinciali già individuati per tali imprese con le delibere ARG/gas 199/09 e ARG/gas 61/10.

Infine, con la delibera 23 marzo 2011, ARG/gas 26/11, l'Autorità ha determinato per Toscana Energia i livelli di partenza e tendenziali di sicurezza per il periodo di regolazione 2009-2012, nonché i recuperi di sicurezza per l'anno 2009 del servizio di distribuzione del gas naturale, ai sensi della delibera 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas

In tema di qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas, con la delibera 27 gennaio 2010, ARG/gas 7/10, l'Autorità ha approvato le disposizioni generali in tema di ricostruzione dei consumi di gas naturale a seguito di accertato malfunzionamento del gruppo di misura, nonché alcune integrazioni e modifiche all'art. 41 della RQDG, con valenza a partire dall'1 aprile 2010. Con la delibera ARG/com 147/10 sono state approvate modifiche e integrazioni alla Sezione III della RQDG, con particolare riferimento alla gestione degli appuntamenti e alla raccolta della misura, quest'ultima ai sensi del TIVG, con decorrenza rispettivamente dall'1 gennaio 2011 e dall'1 luglio 2011. Le principali novità in materia di qualità commerciale possono essere così sintetizzate:

- è stato introdotto uno standard generale per l'indicatore relativo al tempo a disposizione del venditore per la definizione dell'appuntamento con il cliente finale, con lo scopo di meglio individuare compiti e responsabilità delle controparti nell'ottica dell'incremento della tutela dei diritti del cliente finale;
- sono state definite alcune regole relative al computo dei tempi; nello specifico si è ribadito che il tempo necessario per la fissazione dell'appuntamento deve essere calcolato dal distributore senza sospensioni. Al fine di evitare la generazione di presupposti per l'erogazione di indennizzi automatici a carico del distributore a causa di ritardi dovuti all'attività del venditore, è stata però introdotta la facoltà di annullare la richiesta di prestazione, dandone informazione al venditore che dovrà tempestivamente ripresentare la richiesta. La possibilità riconosciuta a favore del distributore con riguardo agli annullamenti delle richieste e degli appuntamenti, dovrà essere sempre esercitata nei confronti dei venditori in modo imparziale e non discriminatorio;
- è stato posto in capo al distributore il compito di fissare direttamente l'appuntamento con il cliente finale sia per le prestazioni che richiedono l'ottenimento di atti autorizzativi, sia per la riattivazione in seguito a sospensione per pronto intervento, in considerazione del fatto che il cliente finale presenta la richiesta direttamente al distributore;
- è stato esteso l'ambito degli appuntamenti posticipati sia alle verifiche del gruppo di misura o della pressione di fornitura, sia alla messa a disposizione di dati tecnici;
- è stato introdotto, a carico del distributore e con riferimento ai clienti finali alimentati in bassa pressione, uno standard specifico relativo alla raccolta del dato di misura registrato da un misuratore accessibile (in relazione al quale l'accesso ai fini della visualizzazione dei consumi è consentito senza necessità della presenza di alcuna persona fisica). Tale norma persegue l'obiettivo di garantire la qualità commerciale del servizio di misura in ragione degli interessi che sottende e in considerazione della remunerazione dell'attività di misura stessa, a mezzo della tariffa di distribuzione. Lo standard introdotto è stato infatti definito come il tempo intercorrente tra la data di effettuazione del tentativo di raccolta della misura del gas, in relazione a un punto di riconsegna con misuratore accessibile, e la data di effettuazione del tentativo di raccolta successivo, in relazione al medesimo punto, nel rispetto del periodo di intercorrenza massima e di quello di intercorrenza minima, previsti dall'art. 14, comma 14.1, del TIVG (come recentemente modificato dalla delibera ARG/gas 145/10);
- relativamente allo standard specifico di cui al precedente alinea, è stato previsto un indennizzo automatico del valore di 30 € che il distributore deve riconoscere al cliente finale tramite l'esercente la vendita;
- sono stati conseguentemente previsti obblighi di registrazione a carico degli operatori, ma si è allo stesso tempo riconosciuto agli stessi una congrua tempistica di adeguamento alle modifiche introdotte alla regolazione vigente.

Con la delibera ARG/com 147/10 sono state inserite modifiche e integrazioni anche al *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale* (TIQV), approvato con la delibera 18 novembre 2008, ARG/com

164/08; esso disciplina la qualità commerciale della vendita di energia elettrica e di gas. In particolare, per entrambi i settori è stato introdotto, con decorrenza dall'1 luglio 2011, uno standard specifico di 2 giorni inerente la trasmissione della richiesta dal venditore al distributore, per conto del cliente finale, con il riconoscimento a quest'ultimo di un indennizzo automatico del valore di 30 € per il mancato rispetto della tempestività nell'inoltro della richiesta (attività rilevante per il cliente finale che necessita dell'effettuazione di una prestazione da parte del distributore). Per questo nuovo standard specifico sono stati previsti i relativi obblighi di registrazione e di comunicazione, ai fini del monitoraggio del rispetto dello standard.

Standard di comunicazione tra gli operatori del settore del gas

Gli standard di comunicazione tra gli operatori del settore del gas sono stati istituiti dall'Autorità fin dal 2006. Nel 2008 si è delineato il sistema di trasmissione delle informazioni attraverso alcune funzionalità minime, tra le quali l'utilizzo del vettore *Extensible Markup Language* (XML) e sono state approvate le Istruzioni operative che riportano: la sequenza minima obbligatoria dei messaggi; i contenuti di ogni scambio informativo; alcune regole complementari necessarie al buon esito del processo per le prestazioni di qualità commerciale regolate dalla RQDG. La disciplina è stata ulteriormente perfezionata con l'integrazione delle Istruzioni operative del 2009, sia per allineare i flussi già approvati con quanto introdotto dalle delibere ARG/gas 64/09 e ARG/gas 69/09, sia per disciplinare anche la prestazione di verifica della pressione di fornitura su richiesta del cliente finale. Con la delibera ARG/com 147/10 sono state introdotte ulteriori modifiche e integrazioni alle disposizioni in tema di standard di comunicazione, scaturite dalla consultazione (DCO 18/10), che ha affrontato aspetti più di dettaglio, connessi con la standardizzazione dei flussi di comunicazione utili per la gestione degli appuntamenti¹³.

Qualità del gas e qualità del servizio di trasporto del gas

La qualità del servizio di trasporto del gas è attualmente regolata dalla delibera 1 ottobre 2009, ARG/gas 141/09, con la

quale l'Autorità ha approvato la Parte I – *Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013* (RQTG) del *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2010-2013* (TUTG). Con la delibera ARG/gas 184/09 sono state successivamente approvate la Parte II – *Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale* (RTTG) – e la Parte III – *Regolazione delle tariffe per il servizio di misura del trasporto di gas naturale* (RMTG)

Per quanto riguarda la qualità del gas, l'Autorità ha regolato la materia con la delibera 6 settembre 2005, n. 185/05 e s.m.i., individuando obblighi di servizio e livelli generali di disponibilità della misura del Potere calorifico superiore (PCS), nonché obblighi di registrazione e di comunicazione annuale all'Autorità di alcuni dati minimi rilevanti. Con la delibera 2 settembre 2009, VIS 85/09, è stato avviato un procedimento nei confronti di Snam Rete Gas, al fine di accertare la violazione della regolazione della disponibilità delle misure del PCS del gas naturale; tale procedimento si è concluso con la delibera 2 febbraio 2011, VIS 12/11, con la quale, pur tenendo conto di alcune azioni correttive realizzate dalla suddetta società per migliorare il servizio di misura e scongiurare per il futuro analoghe infrazioni, è stata irrogata – ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n. 481 – una sanzione amministrativa pecuniaria pari a 580.000 € (vedi il Capitolo 6).

Con la delibera 11 novembre 2010, ARG/gas 197/10, è stato avviato il procedimento per la revisione della regolazione in materia, con l'obiettivo di affinare la disciplina alla luce degli esiti di un primo significativo periodo di attuazione e di implementare la parte inerente i controlli degli impianti di misura dei parametri di qualità del gas.

Qualità del servizio di stoccaggio del gas

Con la delibera 22 novembre 2010, ARG/gas 204/10, è stata approvata la Parte I – *Regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014* (RQSG) – del *Testo Unico della regolazione della qualità e*

¹³ Le Istruzioni operative e il documento relativo ai tracciati XML sono stati modificati con la determina del Direttore DCQS n. 1/11 al fine di ricomprendere i flussi relativi alla gestione degli appuntamenti, ai sensi della delibera ARG/com 147/10.

delle tariffe del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014 (TUSG). La Parte II del TUSG, recante la *Regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio di gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014* (RTSG), è stata emanata con la delibera ARG/gas 119/10. Entrambi i procedimenti sono stati sottoposti ad AIR, ai sensi della delibera 3 ottobre 2008, GOP 46/08, e si sono svolti in modo parallelo e coordinato.

La procedura AIR è stata applicata in maniera commisurata all'effettiva necessità di consultazione del nuovo provvedimento, ovvero in analogia con precedenti procedimenti particolarmente complessi (in quanto relativi a più aspetti o a più servizi); l'esame delle opzioni alternative è stato condotto soltanto per gli aspetti ritenuti più rilevanti.

La *Relazione AIR*, pubblicata sul sito internet, ha illustrato gli obiettivi, le motivazioni e i contenuti delle opzioni e delle proposte di regolazione avanzate dall'Autorità nell'ambito del procedimento sulla qualità del servizio di stoccaggio, nel corso del quale sono stati emanati due documenti per la consultazione:

- il documento 29 aprile 2010, DCO 11/10, sulla regolazione degli aspetti generali della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale;
- il documento 27 settembre 2010, DCO 32/10, sugli orientamenti finali circa gli aspetti generali della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale, che contiene anche lo schema di provvedimento.

Sono stati inoltre effettuati, tramite una richiesta di informazioni, una ricognizione preliminare delle prassi operative adottate da Stogit e da Edison Stoccaggio in materia di sicurezza, continuità e qualità commerciale, nonché una serie di incontri tecnici con i diversi soggetti interessati. L'Autorità ha condotto pure un'analisi di *benchmarking* internazionale sulla regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale in alcuni Paesi europei (Regno Unito, Francia e Germania). La RQSG è suddivisa in sezioni che disciplinano rispettivamente aspetti di sicurezza, continuità e qualità del servizio di stoccaggio; gli obblighi di registrazione e di comunicazione a carico delle imprese di stoccaggio sono stati formulati in modo tale da favorire la funzione di vigilanza, da parte dell'Autorità, sui dati che verranno comunicati, al fine di assicurare una

piena attuazione della nuova regolazione, per la quale è stata comunque prevista una gradualità di decorrenza. Infatti, le disposizioni relative alla sicurezza e alla qualità commerciale del servizio di stoccaggio sono entrate in vigore a partire dall'1 aprile 2011, ovvero con l'inizio del nuovo anno termico 2011-2012.

La disciplina contenuta nella delibera ARG/gas 204/10 dovrà essere recepita nei Codici di stoccaggio attraverso la procedura di aggiornamento degli stessi, aggiornamento indispensabile in considerazione del fatto che essi costituiscono l'architettura normativa degli impegni vigenti tra l'impresa di stoccaggio e l'utente del servizio e che quanto in essi stabilito è da ritenersi complementare e funzionale all'effettiva applicazione della RQSG.

Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas: gli accertamenti documentali degli impianti di utenza

Negli ultimi anni il tema della sicurezza post contatore (cioè della sicurezza degli impianti di utenza posti a valle del punto di riconsegna) ha assunto una rilevanza notevole per l'Autorità, alla quale il decreto legislativo n. 164/00 aveva affidato il compito di definire un regolamento degli accertamenti.

Dall'1 ottobre 2004, l'Autorità ha emanato il regolamento delle attività di accertamento documentale della sicurezza degli impianti di utenza a gas (delibera 18 marzo 2004, n. 40/04). Tale regolamento prevede che il distributore di gas, prima di attivare la fornitura, accerti che l'impianto del cliente sia dotato della documentazione prevista dalla legislazione vigente in tema di sicurezza. La documentazione certifica la corretta realizzazione dell'impianto di utilizzo del gas da parte dell'installatore abilitato e il suo accertamento è finalizzato a garantire la sicurezza dell'impianto stesso, nonché a consentire l'individuazione dell'installatore che lo ha realizzato. Il regolamento ha l'obiettivo di garantire e promuovere la sicurezza dell'utilizzo degli impianti di utenza e la riduzione degli incidenti riconducibili all'uso di tutti i tipi di gas distribuiti a mezzo di reti (prevalentemente metano, ma anche GPL). Il regolamento dell'Autorità ha inoltre favorito la conoscenza della legislazione vigente in tema di sicurezza degli impianti di utenza a gas e ha dato un nuovo impulso a corsi di aggiornamento degli installatori e del personale tecnico incaricato degli accertamenti.

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico 22 gennaio 2008, n. 37, entrato in vigore dal 27 marzo 2008, ha introdotto una sostanziale revisione della legislazione in tema di sicurezza degli impianti di utenza a gas e ha reso necessarie modifiche della delibera n. 40/04. La delibera 17 novembre 2010, ARG/gas 200/10, ha avviato un procedimento per la revisione della delibera n. 40/04 in tema di verifica degli impianti interni d'utenza alimentati a gas, alla luce di un primo significativo periodo di attuazione della medesima delibera, nonché al fine di semplificare il quadro regolatorio in relazione alle innovazioni legislative in materia di installazione degli impianti all'interno degli edifici. La delibera ARG/gas 200/10 ha inoltre stabilito che il Comitato italiano gas (CIG) possa dare un valido contributo, anche in virtù di quanto stabilito nel nuovo Protocollo di intesa sottoscritto con l'Autorità (delibera 8 novembre 2010, GOP 61/10) per lo svolgimento di attività quali, tra l'altro, analisi e valutazioni inerenti le procedure di accertamento documentale degli impianti interni di utenza alimentati a gas per mezzo di rete.

Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas: l'assicurazione a favore dei clienti finali civili del gas

La delibera 25 maggio 2010, ARG/gas 79/10, ha disposto l'estensione dell'assicurazione dei clienti finali civili del gas distribuito a mezzo di gasdotti locali e di reti di trasporto fino al dicembre 2013 (abrogando la precedente delibera 12 dicembre 2003, n. 152/03). Oltre 20 milioni di consumatori domestici potranno così beneficiare di nuovi servizi da richiedersi in caso di incidenti o danni causati dall'uso del gas distribuito attraverso la rete cittadina. La nuova polizza rafforza e amplia le tutele a favore dei clienti domestici grazie, per esempio, al raddoppio della copertura assicurativa per responsabilità civile verso terzi, alla messa in funzione di un *call center* di pronto intervento, alla possibilità di ottenere un anticipo dei risarcimenti e all'attivazione di una speciale assistenza per eventuali cure sanitarie o per la perdita della casa. La rafforzata copertura prevista dall'Autorità comporterà un costo per i clienti finali di gas di soli 70 € all'anno per i prossimi 3 anni. Le amministrazioni condominiali e i consumatori singoli possono comunque stipulare volontariamente assicurazioni integrative in aggiunta a quella obbligatoria di protezione-base, già disposta dall'Autorità e compresa in tariffa.

In particolare, il nuovo contratto, che copre tutti i consumatori e chiunque si trovi coinvolto in incidenti causati dall'uso del gas (infortuni, incendi e responsabilità civile), prevede alcuni significativi miglioramenti. Tra questi, un considerevole incremento dei massimali: 11 milioni di euro per sinistro per la responsabilità civile verso terzi (6,5 milioni di euro la polizza precedente), 154.000 € per danni a immobili (110.000 € la polizza precedente), 63.000 € per danni a cose (45.000 € la polizza precedente), 195.000 € in caso di morte o invalidità permanente totale (130.000 € la polizza precedente). Inoltre, chi subisce un sinistro di rilevanti dimensioni potrà usufruire di aiuti di primo intervento chiamando il numero verde messo a disposizione dalla compagnia di assicurazione, che si farà carico di trovare, entro 2 giorni dalla richiesta, un alloggio sostitutivo per i primi 15 giorni, garantendo su richiesta anche altri servizi. Chi subisce un danno potrà attivare una procedura accelerata per l'accertamento quantitativo, nominando un proprio perito (in caso di danni a cose) e/o un proprio medico (in caso di danni alla salute), al fine di ottenere una celere liquidazione degli importi dovuti. A tutela della continuità della copertura del periodo fino al 31 dicembre 2013, la polizza non potrà essere disdetta unilateralmente dalla compagnia di assicurazione. A beneficio dei consumatori sono anche state introdotte penali automatiche a carico della compagnia di assicurazione in caso di ritardi ingiustificati delle liquidazioni dei danni (+15% in favore degli aventi diritto) e di non corretta rendicontazione al CIG dello stato delle pratiche.

Misuratori del gas teleletti e telegestiti e attività di normazione a cura del Comitato italiano gas

Con la delibera 22 ottobre 2008, ARG/gas 155/08, l'Autorità ha introdotto obblighi di messa in servizio, da parte di ogni impresa di distribuzione del gas naturale, di misuratori elettronici del gas, caratterizzati da requisiti funzionali minimi, per le famiglie e i clienti industriali allacciati alle reti di distribuzione del gas naturale esercite in bassa pressione.

Nel corso del 2010 sono stati approvati i corrispettivi, comunicati all'Autorità dalle imprese di distribuzione, per la fornitura opzionale del segnale emettitore di impulsi ai clienti finali dotati di misuratori di classe uguale o superiore a G10. Inoltre, con la delibera 11 ottobre 2010, ARG/gas 168/10, l'Autorità ha richiesto maggiore trasparenza alle imprese di distribuzione

nella fornitura di tale segnale, sia nella fase di preventivazione (con l'obbligo di comunicazione al cliente finale dell'elenco e del costo dei materiali di fornitura, dei costi di installazione e messa in servizio e di ogni ulteriore voce di costo), sia nella fase di consuntivazione (disponendo la contabilizzazione separata dei costi e dei ricavi).

È proseguita l'attività di normazione a cura del CIG. La norma UNI/TS 11291 è stata aggiornata con la pubblicazione, il 9 settembre 2010 e il 20 gennaio 2011, delle Parti 6 e

7 riguardanti i requisiti dei misuratori di classe inferiore a G10 e del sistema di telegestione (le Parti da 1 a 5 e la Parte 8, riguardanti i protocolli di comunicazione e i requisiti dei misuratori di classe superiore o uguale a G10 sono disponibili dal 24 febbraio 2010). È inoltre in corso di sviluppo una nuova Parte della norma UNI/TS 11291, la 9, riguardante i test funzionali e l'interoperabilità, che servirà per certificare la rispondenza dei misuratori alle Parti da 1 a 8 della stessa norma UNI/TS 11291.

