

elettriche, in assenza di una norma primaria che legittimi tale operazione;

- evidenziato che il divieto di connettere terzi, nel caso di gestori di reti private, è già previsto dalla normativa primaria, in particolare nelle prescrizioni del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, che istituiscono il regime concessorio dell'attività di distribuzione, sostenendo che l'attività di distribuzione può essere svolta esclusivamente dai soggetti concessionari e, in via eccezionale, da altri soggetti per i quali sussistono precise disposizioni in normativa primaria;
- la direttiva europea 2009/72/CE, come si può evincere dalla nota interpretativa del 22 gennaio 2010 redatta dalla Commissione europea, considera i sistemi di distribuzione chiusi come veri e propri sistemi di distribuzione, ai quali lo Stato membro può concedere alcune deroghe rispetto alla più generale regolazione che la direttiva impone alle imprese distributrici;
- l'art. 38, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11, recepisce l'art. 28 della direttiva 2009/72/CE, ossia il concetto di sistema di distribuzione chiuso.

Alla luce di quanto esposto, sono state avviate nuove consultazioni in sostituzione del precedente documento per la consultazione DOC 33/11.

Implementazione dei nuovi strumenti incentivanti definiti dai decreti interministeriali 5 e 6 luglio 2012

Con i decreti interministeriali 5 e 6 luglio 2012 sono stati definiti i nuovi strumenti incentivanti per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Per effetto del decreto interministeriale 5 luglio 2012 (c.d. "V Conto energia"), che trova applicazione per gli impianti fotovoltaici entrati in esercizio dal 27 agosto 2012:

- gli impianti di potenza nominale fino a 1 MW hanno diritto a una tariffa onnicomprensiva da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete, nonché a un premio da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta consumata in sito;
- gli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW hanno diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete

(che resta nella disponibilità del produttore), a un incentivo pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa onnicomprensiva e il prezzo zonale orario, nonché a un premio da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta consumata in sito.

Inoltre, il decreto interministeriale 6 luglio 2012, che trova applicazione per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare, entrati in esercizio dall'1 gennaio 2013 (fatte salve le deroghe ivi riportate), prevede che:

- gli impianti di potenza nominale fino a 1 MW abbiano diritto a una tariffa onnicomprensiva (comprensiva di eventuali premi) da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete;
- gli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW abbiano diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (che resta nella disponibilità del produttore), a un incentivo pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa onnicomprensiva (tenendo conto degli esiti delle procedure d'asta ove applicabili e comprensiva di eventuali premi spettanti) e il prezzo zonale orario.

Al fine di dare attuazione a tali decreti, con la delibera 12 luglio 2012, 293/2012/R/efr, l'Autorità ha avviato un apposito procedimento, nel cui ambito tra l'altro:

- ha definito le modalità di ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili per la quale vengono erogate le tariffe fisse onnicomprensive e le modalità di cessione al mercato della medesima energia elettrica da parte del GSE (delibera 2 agosto 2012, 343/2012/R/efr). Più in dettaglio si prevede che:
 - le modalità di ritiro e le modalità di cessione al mercato della medesima energia elettrica da parte del GSE siano analoghe a quelle già previste dalla delibera 8 gennaio 2009, ARG/elt 1/09, poiché il ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva, già oggi vigente, è concettualmente analogo a quello previsto dai nuovi decreti;
 - i corrispettivi di sbilanciamento sostenuti dal GSE, in relazione all'energia elettrica prodotta da impianti per i quali vengono erogate le tariffe fisse onnicomprensive, siano posti in capo ai produttori che accedono alle

medesime tariffe secondo modalità analoghe a quelle adottate nel caso di ritiro dedicato;

- ha approvato i contratti tipo predisposti dal GSE ai fini dell'erogazione degli incentivi previsti per gli impianti fotovoltaici (delibera 6 dicembre 2012, 516/2012/R/efr);
- ha definito, con la delibera 7 febbraio 2013, 47/2013/R/efr, i criteri per:
 - l'individuazione dei consumi dei servizi ausiliari di centrale, nonché delle perdite nei trasformatori principali e delle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia alla rete elettrica, da applicarsi per gli impianti di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 1 MW, ammessi a beneficiare degli incentivi di cui ai decreti interministeriali 5 e 6 luglio 2012;
 - la redazione delle procedure che il GSE deve seguire ai fini della quantificazione del fattore percentuale convenzionale correlato ai consumi dei servizi ausiliari, alle perdite di trasformazione e alle perdite di linea fino al punto di connessione.

I decreti 5 e 6 luglio 2012 prevedono una serie di altre attività in capo all'Autorità, finalizzate a promuovere l'integrazione nel sistema elettrico degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e di generazione distribuita. Tali attività sono già in corso e sono illustrate nel paragrafo dedicato al dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da unità di produzione di energia elettrica alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e dalla generazione distribuita (in questo Capitolo).

Revisione delle modalità di erogazione dello scambio sul posto

Con la delibera 20 dicembre 2012, 570/2012/R/efr, l'Autorità ha aggiornato le modalità di erogazione del servizio di scambio sul posto, pur continuando a prevedere una compensazione economica tra l'energia elettrica immessa e l'energia elettrica prelevata.

Tale modalità risulta, infatti, essere l'unica compatibile con il libero mercato dell'energia elettrica e consente di evitare le problematiche che deriverebbero dal *net metering* (ossia la compensazione fisica tra l'energia immessa e l'energia prelevata). Infatti, il *net metering* prevede che la regolazione si applichi al solo

saldo di energia elettrica pari alla differenza tra l'effettiva energia immessa e l'effettiva energia prelevata, entrambe contabilizzate su un periodo annuale. Pertanto, i bilanci energetici fisici, basati sulle partite energetiche effettive, non hanno corrispondenza con l'energia posta alla base dei bilanci commerciali delle imprese distributrici e delle imprese di vendita; l'energia elettrica oggetto di compensazione non trova collocazione in alcun accordo commerciale e costituisce uno sbilancio fisico che Terna deve compensare nell'ambito del dispacciamento. In aggiunta, i costi non sopportati direttamente dagli utenti dello scambio sul posto, in termini di costi evitati di trasporto e dispacciamento, sono di difficile determinazione e monitoraggio. Tutte queste conseguenze non sono più trascurabili con l'aumento della quantità di energia elettrica ammessa allo scambio sul posto.

La delibera 570/2012/R/efr ha dato quindi attuazione all'art. 23 del decreto interministeriale 6 luglio 2012, considerando le problematiche emerse negli ultimi anni di applicazione del meccanismo, e si è posta l'obiettivo di semplificare le procedure per lo scambio sul posto e di ridurre le distorsioni e le incentivazioni implicite, contenendo gli oneri in bolletta per i clienti finali. Più in dettaglio, con tale aggiornamento l'Autorità:

- ha semplificato le modalità di erogazione dello scambio sul posto tramite due interventi: l'eliminazione dei dati relativi alle singole bollette elettriche, evitando i flussi informativi provenienti dalle società di vendita, e la standardizzazione del corrispettivo unitario di scambio forfetario (espresso in c€/kWh e pari alla somma delle componenti tariffarie variabili "rimborsabili");
- ha previsto che la restituzione degli oneri generali di sistema avvenga entro un limite massimo definito annualmente, per tenere conto dell'impatto complessivo degli oneri generali di sistema sulle bollette elettriche. Per il 2013, il limite massimo è stato definito per i soli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW ed è stato convenzionalmente correlato al valore dei nuovi strumenti incentivanti, in attesa di completare appositi studi che consentano di verificare i costi medi di investimento e di esercizio, nonché i ricavi complessivi degli impianti ammessi a beneficiare dello scambio sul posto;
- ha definito le penali applicate in caso di ritardi, da parte delle imprese distributrici, nella trasmissione dei dati di misura al GSE.

**Nuova proposta al Ministro dello sviluppo economico
per la definizione delle modalità per l'aggiornamento dei valori
di acconto e di conguaglio del Costo evitato di combustibile
per impianti CIP6**

Con il parere 13 dicembre 2012, 535/2012/II/eel, l'Autorità ha formulato al Ministro dello sviluppo economico una proposta di modifica delle modalità di aggiornamento del Costo evitato di combustibile (CEC), riconosciuto ai produttori che cedono la propria produzione al GSE ai sensi del provvedimento CIP6.

L'obiettivo della nuova proposta è quello di trasferire ai consumatori i benefici di prezzo derivanti dai cambiamenti nei mercati del gas, nonché dall'avvio, a livello nazionale, del bilanciamento di merito economico e del relativo mercato. Infatti, con la delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11, l'Autorità ha definito la disciplina del bilanciamento di merito economico del sistema del gas naturale e ne ha disposto la decorrenza di applicazione dal primo giorno gas del mese di luglio 2011, successivamente differita al primo giorno gas del mese di dicembre 2011, con la delibera 23 giugno 2011, ARG/gas 81/11.

La configurazione "a regime" del bilanciamento di merito economico, a partire dall'1 aprile 2012 aperta agli scambi tra utenti, rappresenta un significativo elemento per la creazione di un mercato all'ingrosso del gas naturale centralizzato in Italia. Più nel dettaglio, la proposta dall'Autorità prevede che:

- la componente convenzionale relativa al valore della materia prima gas naturale (CEC^{conv}) sia calcolata sulla base del valore del gas scambiato ai fini del bilanciamento;
- la componente convenzionale relativa ai costi di trasporto (CEC^{tras}) sia conseguentemente rivista, al fine di scomputarne la quota relativa sia ai corrispettivi di trasporto in entrata nella rete gas, sia ai corrispettivi variabili e ogni loro maggiorazione, applicati ai volumi immessi, in quanto già inclusi nella componente convenzionale inerente al valore

della componente materia prima gas naturale;

- la componente relativa al margine di commercializzazione all'ingrosso (CEC^{com}) sia espunta, in quanto già inclusa nella componente convenzionale relativa al valore della componente materia prima gas naturale.

Si prevede, inoltre, ai soli fini della determinazione dei valori in acconto, che la componente convenzionale relativa al valore della materia prima gas naturale (CEC^{conv}) sia calcolata sulla base dei prezzi dei prodotti a termine in consegna nel trimestre di riferimento.

Alla data della presente *Relazione Annuale*, tale proposta è in corso di valutazione da parte del Ministro dello sviluppo economico.

Implementazione del sistema GAUDI

Con la delibera 4 agosto 2010, ARG/elt 124/10, l'Autorità aveva già disposto che Terna portasse a compimento il processo di costituzione di un'anagrafica unica a livello nazionale per gli impianti di produzione di energia elettrica e delle relative unità, attraverso la realizzazione del sistema GAUDI (Gestione delle anagrafiche uniche degli impianti di produzione e delle relative unità), in modo da contenere in un unico database le informazioni di natura tecnica e commerciale oggi presenti all'interno di una pluralità di sistemi di gestione dati.

L'implementazione del sistema GAUDI è tuttora in corso e volge verso la sua conclusione. Il 20 dicembre 2012, con la delibera 557/2012/R/eel, l'Autorità ha modificato e integrato le funzionalità del sistema GAUDI, al fine di recepire le ultime innovazioni normative e regolatorie¹⁴.

Quando entrerà pienamente in funzione, integrato con i sistemi specifici utilizzati dai gestori di rete e dal GSE per le attività di rispettiva competenza, il sistema GAUDI consentirà rilevanti semplificazioni nelle procedure per l'accesso e l'utilizzo dei servizi di sistema.

¹⁴ Si fa riferimento ai decreti interministeriali 5 luglio 2012 (Attuazione dell'art. 25 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a pannelli fotovoltaici - c.d. "V Conto energia") e 6 luglio 2012 (Attuazione dell'art. 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili diverse dai fotovoltaici), nonché alla delibera 43/2012/R/efr, Riconoscimento, ai sensi del Titolo II, punto 7-bis, del provvedimento CIP6, degli oneri derivanti dalla direttiva 2003/87/CE alla società REA Dalmine, per gli anni 2008, 2009 e 2010, in applicazione della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 11 giugno 2008, ARG/elt 77/08. Inoltre, a seguito della modifica delle regole di classificazione delle unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili, introdotta con la delibera 281/2012/R/efr, è stato necessario pianificare ulteriori interventi di aggiornamento del sistema GAUDI al fine di modificare, con decorrenza dall'1 gennaio 2013, le procedure di classificazione delle unità di produzione nel medesimo sistema, riclassificando le unità di produzione esistenti [entrate in esercizio entro il 31 dicembre 2012] e gestendo, secondo la nuova classificazione, le unità di produzione entrate in esercizio a partire dall'1 gennaio 2013.

Testo unico ricognitivo della produzione elettrica

L'Autorità ha nuovamente aggiornato il *Testo unico ricognitivo della produzione elettrica*, raccogliendo in un solo documento la regolazione di interesse per la produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento, e comprendendo le principali disposizioni adottate in materia dall'Autorità.

Con la predisposizione di questo documento si è voluto fornire uno strumento completo a quanti operano nel settore, rendendo disponibile una guida aggiornata dell'attuale quadro regolatorio e normativo. Il documento ha finalità puramente ricognitive e il suo obiettivo principale risulta quello di soddisfare le esigenze di carattere conoscitivo ed esplicativo, più volte rappresentate dai numerosi soggetti interessati all'attività di produzione di energia elettrica.

Attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico

Anche nel 2012 l'Autorità ha continuato a svolgere le funzioni del Comitato di esperti di ricerca per il settore elettrico (CERSE), affidatele in via transitoria con decreto del Ministro dello sviluppo economico del 21 giugno 2007, provvedendo a:

- predisporre lo schema del Piano triennale 2012-2014 della ricerca di sistema elettrico;
- aggiornare l'elenco degli esperti per la ricerca di sistema elettrico;
- organizzare le attività di valutazione e verifica sui progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma in essere tra Ministero dello sviluppo economico e RSE, ENEA e CNR, nonché sui progetti ammessi a finanziamento dallo stesso ministero a seguito di procedura concorsuale;
- approvare gli esiti delle verifiche sullo stato di avanzamento e sul conseguimento dei risultati finali per tutti i progetti di ricerca diversamente finanziati e disporre il pagamento delle quote riconosciute a seguito delle attività di verifica *in itinere* o finali.

Il quadro normativo e le modalità organizzative della ricerca di sistema elettrico sono gli stessi già illustrati nelle precedenti *Relazioni Annuali* dell'Autorità.

Per quanto riguarda il gettito della componente tariffaria A_2 , che alimenta l'apposito Fondo istituito presso la CCSE, per effetto della delibera dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/COM 201/11, nel corso del 2012 è stato di circa 43 milioni di euro, in calo rispetto agli anni precedenti, come mostrato nella figura 2.1, dove sono riportati l'andamento del gettito e gli importi erogati a partire dal 2000.

Piano triennale 2012-2014 della ricerca di sistema elettrico

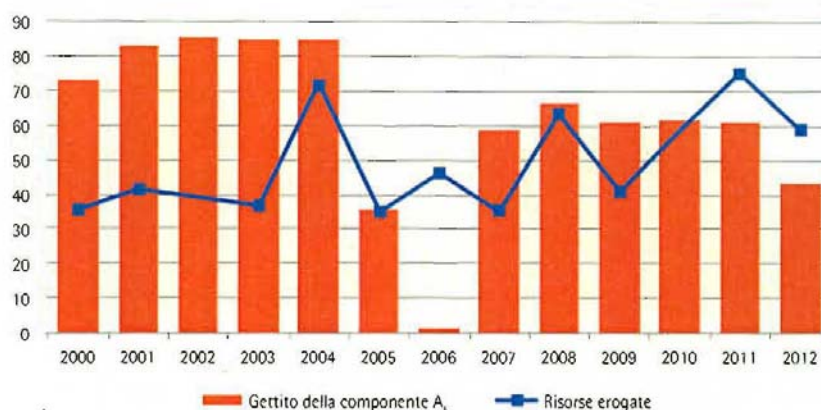
Nei primi mesi del 2012, l'Autorità, nello svolgimento delle funzioni del CERSE, ha predisposto una proposta di Piano triennale 2012-2014 della ricerca di sistema elettrico, come richiesto dal Ministero dello sviluppo economico e previsto dal decreto del Ministro delle attività produttive 8 marzo 2006.

Con la delibera 9 febbraio 2012, 40/2012/rds, l'Autorità ha quindi

Fig. 2.1

Gettito della componente A_5
e risorse erogate

Milioni di euro



Fonte: CCSE.

trasmesso la proposta al Ministero dell'istruzione, dell'università e della ricerca, al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e alla CCSE, ai fini dell'acquisizione, per gli aspetti di competenza, dei rispettivi pareri. Nei mesi successivi, si è svolta una Conferenza di servizi indetta dalla Direzione Generale per l'energia nucleare, le energie rinnovabili e l'efficienza energetica del Ministero dello sviluppo economico, in quanto amministrazione con interesse prevalente, ai fini dell'acquisizione dei pareri e di ogni altra valutazione necessaria. Tenuto conto degli esiti della Conferenza, con la delibera 28 giugno 2012, 276/2012/rds, l'Autorità ha quindi predisposto lo schema di Piano triennale 2012-2014, comprensivo del Piano operativo annuale 2012.

Il Piano triennale 2012-2014, nella forma approvata con decreto del Ministro dello sviluppo economico del 9 novembre 2012, è dotato di risorse per 221 milioni di euro.

Al finanziamento dei progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma con CNR, ENEA e RSE sono destinati 170 milioni di euro, mentre 51 milioni di euro sono destinati al finanziamento di progetti selezionati attraverso procedura concorsuale, e così ripartiti: 21 milioni per il finanziamento di progetti di ricerca fondamentale a totale beneficio degli utenti elettrici, 30 milioni per il finanziamento di progetti di ricerca industriale e sviluppo sperimentale a beneficio degli utenti elettrici e contestuale interesse di soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica.

Il Piano operativo annuale 2012 prevede esclusivamente il finanziamento di progetti svolti nell'ambito degli accordi di programma. Nella tavola 2.3 sono riportate la ripartizione delle risorse finanziarie del Piano triennale 2012-2014 e l'analoga ripartizione prevista dal Piano operativo annuale 2012.

AREA PRIORITARIA DI INTERVENTO/TEMA DI RICERCA	AdP (A)	BANDI DI GARA		TOTALE PT	POA 2012
	(A)	(A)	(B)		
Governo, gestione e sviluppo del sistema elettrico nazionale	60	11	10	81	21
Evoluzione della domanda e dell'offerta di energia elettrica e scenari futuri	2			2	1
Sviluppo del sistema e della rete elettrica nazionale	11			11	4
Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica	17		2	19	6
Generazione distribuita, reti attive e sistemi di accumulo	30	11	8	49	10
Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente	70	10	10	90	26,2
Studi e sperimentazioni sui potenziali sviluppi delle energie rinnovabili					
Energia elettrica da biomasse	10		5	15	5
Energia elettrica da fonte eolica	2			2	0,5
Energia elettrica da fonte solare	10	10	5	25	4,5
Energia elettrica dal mare	2			2	0,5
Energia elettrica da fonti geotermiche	2,5			2,5	1,2
Cattura e sequestro della CO ₂ prodotta dall'utilizzo di combustibili fossili	8			8	2,5
Energia nucleare					
Sicurezza, programmi internazionali e reattori innovativi a fissione	8,5			8,5	3
Programmi internazionali per la fusione	27			27	9
Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica	40		10	50	14,8
Risparmio di energia elettrica nei settori: civile, industria e servizi	20		8	28	8
Sviluppo di modelli per la realizzazione di interventi di efficienza energetica sul patrimonio immobiliare pubblico	10			10	3
Utilizzo dell'energia elettrica e solare per condizionamento estivo	5		2	7	1,8
Mobilità elettrica	5			5	2
TOTALE	170	21	30	221	62

(A) Attività di ricerca a totale beneficio degli utenti del sistema elettrico nazionale.

(B) Attività di ricerca a beneficio degli utenti del sistema elettrico nazionale e contestualmente di interesse specifico di soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica.

Fonte: MSE.

Aggiornamento dell'elenco degli esperti per la valutazione dei progetti di ricerca di sistema del settore elettrico

Con la delibera 19 luglio 2012, 303/2012/rds, l'Autorità ha aggiornato l'elenco degli esperti per la valutazione dei progetti di ricerca per il settore elettrico, di cui all'art. 11 del decreto del Ministro delle attività produttive 8 marzo 2006, selezionati sulla base dei criteri fissati con la delibera dell'Autorità 22 dicembre 2011, RDS 13/11. L'elenco aggiornato è composto da 115 esperti di comprovata competenza nel settore elettrico o nei settori collegati, dei quali l'Autorità, nelle funzioni del CERSE, si avvale per l'organizzazione delle attività di valutazione dei progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma o presentati ai sensi

dei bandi di gara. Gli esperti vengono individuati dall'Autorità sulla base di criteri di competenza, indipendenza, eventuale continuità con precedenti fasi di valutazione e massimo avvicendamento.

Bandi di gara per la selezione di progetti di ricerca di sistema elettrico

Al termine delle attività di valutazione organizzate dall'Autorità, con decreto del Ministero dello sviluppo economico 16 febbraio 2010 sono stati ammessi al finanziamento 26 progetti di ricerca presentati in base al bando dello stesso ministero del 12 dicembre 2008. Diciannove compagni di progetto hanno manifestato l'intenzione di accettare il finanziamento assegnato,

TAV. 2.3

Ripartizione delle risorse finanziarie del Piano triennale 2012-2014 della ricerca di sistema elettrico nazionale e del Piano operativo annuale 2012 (POA)

Millioni di euro

nove presentando richieste di modifica dei rispettivi progetti di ricerca. Le richieste hanno reso necessaria una seconda fase di valutazione, organizzata dall'Autorità con l'avvalimento della Segreteria operativa del CERSE, istituita dalla CCSE, e degli esperti individuati con la delibera 15 novembre 2010, RDS 11/10, che si è conclusa con la delibera dell'Autorità 18 ottobre 2012, 426/212/rds, che ha approvato le modifiche richieste dagli assegnatari del progetto INTEGRIT. Nel corso del 2012 sono stati definiti i contratti di ricerca per i progetti SDG, MATEC e ISI-CPV e sono state portate a termine le attività di verifica dei risultati intermedi ottenuti e delle spese sostenute nell'ambito del progetto SDMXDSM. Nel corso del 2012 sono stati complessivamente erogati contributi per circa 1,2 milioni di euro, a titolo di acconto o come quota di contribuzione derivante da valutazioni *in itinere*.

Attività di valutazione e verifica dei Piani annuali di realizzazione presentati da RSE, ENEA e CNR nell'ambito degli accordi di programma con il Ministero dello sviluppo economico

Gli accordi di programma tra Ministero dello sviluppo economico e RSE, ENEA e CNR, derivanti dall'approvazione del Piano triennale della ricerca di sistema elettrico 2009-2011, sono stati attivati rispettivamente con decreti 30 luglio 2009, 2 agosto 2010 e 4 luglio 2011. L'Autorità, nelle funzioni del CERSE, avvalendosi della Segreteria operativa e degli esperti appartenenti all'elenco formato con la delibera 19 settembre 2007, n. 214, e aggiornato con le delibere 26 giugno 2009, RDS 6/09, e 303/2012/rds, ha organizzato le attività di valutazione riguardanti i Piani di realizzazione e i progetti di ricerca.

Nei primi mesi del 2012, RSE ha portato a termine le attività relative al Piano annuale di realizzazione 2011. Le attività di verifica organizzate dall'Autorità hanno riguardato lo stato di avanzamento al 31 ottobre 2011, come richiesto da RSE, e i risultati finali conseguiti al 31 marzo 2012. Nel primo caso, per le attività di verifica l'Autorità si è avvalsa degli esperti individuati con la delibera 3 novembre 2011, RDS 10/11, nel secondo caso, degli esperti individuati con la delibera 18 maggio 2012, 201/2012/rds. In esito alle attività di verifica dei risultati conseguiti e della congruità, pertinenza e ammissibilità delle spese sostenute, l'Autorità, con le delibere 15 marzo 2012, 94/2012/rds, e 19 luglio 2012, 304/2012/rds, ha approvato lo stato di avanzamento e il consuntivo delle attività e disposto l'erogazione delle relative

quote di contribuzione. Nell'aprile 2012, nelle more della stipula dell'accordo di programma con il Ministero dello sviluppo economico per il triennio 2012-2014, RSE ha avviato le attività relative al Piano annuale di realizzazione 2012.

Nel corso del 2012, ENEA ha portato a termine i Piani di realizzazione 2010 e 2011 e avviato le attività del Piano annuale di realizzazione 2012. Nei primi mesi dell'anno, a seguito delle dichiarazioni e delle richieste di ENEA, con la delibera 23 febbraio 2012, 52/2012/rds, l'Autorità ha avviato le verifiche relative al Piano annuale di realizzazione 2010, individuando gli esperti per la verifica della ammissibilità, pertinenza e congruità delle spese sostenute e dei risultati finali conseguiti nell'ambito dei progetti del Piano, svolto prevalentemente nel corso del 2011. Al termine delle attività di verifica, l'Autorità, con la delibera 21 giugno 2012, 262/2012/rds, ha confermato il raggiungimento degli obiettivi prefissati e ha approvato il consuntivo delle attività svolte. I progetti del Piano annuale di realizzazione 2011 si sono invece conclusi il 30 settembre 2012. Con la delibera 18 ottobre 2012, 427/2012/rds, l'Autorità ha quindi individuato gli esperti per la verifica della ammissibilità, pertinenza e congruità delle spese documentate e dei risultati finali. Al termine delle attività di verifica, l'Autorità, con la delibera 6 dicembre 2012, 524/2012/rds, ha confermato il raggiungimento degli obiettivi prefissati e ha approvato il consuntivo delle attività svolte. Come avvenuto per RSE, alla fine del 2012, nelle more della stipula dell'accordo di programma con il Ministero dello sviluppo economico per il triennio 2012-2014, ENEA ha avviato le attività relative al Piano annuale di realizzazione 2012.

Per quanto riguarda il CNR, con la delibera dell'Autorità 12 gennaio 2012, 1/2012/Rds, è stato approvato il consuntivo dei progetti svolti nell'ambito del Piano annuale di realizzazione 2008, e sono state verificate la pertinenza, la congruità e l'ammissibilità delle spese sostenute. Nel corso del 2012, il CNR ha implementato le attività relative al Piano di realizzazione 2009-2010, ammesso al finanziamento dal Ministero dello sviluppo economico per un importo complessivo di 6 milioni di euro. Con la delibera 30 agosto 2012, 356/2012/rds, l'Autorità ha quindi individuato gli esperti per le attività di verifica, che si sono concluse con la delibera 8 novembre 2012, 469/2012/rds, che ha approvato i risultati ottenuti e l'ammissibilità delle spese sostenute.

Nel corso dell'anno 2012, nell'ambito degli accordi di programma con il Ministero dello sviluppo economico, sono stati erogati

contributi per circa 57,7 milioni di euro, di cui 23,8 a RSE, 24,4 a ENEA e 9,5 al CNR.

Progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma tra il Ministero dello sviluppo economico e RSE, ENEA e CNR

Nell'ambito degli accordi di programma tra il Ministero dello sviluppo economico e RSE, ENEA e CNR, nel corso del 2012 sono

stati conclusi o sono stati sviluppati 26 progetti: 9 a opera di RSE, 3 dal CNR e 9 da ENEA. Tre progetti sono stati svolti in modo indipendente, ma coordinato, da ENEA e RSE, due da CNR, ENEA e RSE.

I risultati tecnico-scientifici ottenuti nell'ambito di questi progetti sono di pubblico dominio e liberamente consultabili in apposite sezioni dei siti internet di RSE, ENEA, CNR e della Ricerca di Sistema (www.ricecadisistema.it).

TAV. 2.4

Progetti realizzati o in corso di realizzazione nel 2012 e organismi di ricerca/società responsabili dei progetti

TEMA DI RICERCA	SOGGETTO ATTUATORE
Governo, gestione e sviluppo del sistema elettrico nazionale	
Sviluppo del sistema elettrico e della rete elettrica nazionale	RSE
Generazione distribuita, reti attive e sistemi di accumulo	RSE
Evoluzione della domanda e dell'offerta di energia elettrica e scenari futuri	RSE
Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica	RSE
Sistemi avanzati di accumulo di energia	ENEA
Sistemi elettrochimici per la generazione e l'accumulo di energia	CNR
Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente	
Studi e sperimentazioni sui potenziali sviluppi delle energie rinnovabili	RSE
Studi sul fotovoltaico con concentrazione solare	RSE
Ricerca su celle fotovoltaiche innovative	ENEA
Studi e valutazioni sul potenziale energetico delle correnti marine	ENEA
Studi sulla produzione elettrica locale da biomasse e scarti	ENEA/RSE
Valutazione e utilizzazione dei biocombustibili ottenuti da residui o scarti agricoli di scarso valore intrinseco e di alghe per l'applicazione in impianti di cogenerazione basati su microturbine	CNR
Studi sull'utilizzo pulito dei combustibili fossili e cattura e sequestro della CO ₂	CNR/ENEA/RSE
Energia da fissione nucleare: collaborazioni internazionali e sviluppo competenze	ENEA/RSE
Energia da fissione nucleare: metodi di analisi e verifica di progetti nucleari di generazione evolutiva ad acqua pressurizzata	ENEA
Energia da fusione nucleare: attività di fisica e tecnologia della fusione complementari a ITER	ENEA
Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica	
Studi e valutazioni sull'uso razionale dell'energia elettrica	RSE
Risparmio di energia nei settori industria, servizi e civile	RSE
Tecnologie per il risparmio elettrico nel settore civile	ENEA
Tecnologie per il risparmio elettrico/energetico nell'illuminazione pubblica	ENEA
Tecnologie smart per l'integrazione dell'illuminazione pubblica con altre reti di servizi energetici e loro ottimizzazione	ENEA
Strumenti e tecnologie per l'efficienza energetica nel settore dei servizi	ENEA
Climatizzazione estiva	RSE/ENEA/CNR
Materiali e tecnologie abilitanti per la ricerca di sistema elettrico	CNR
Sviluppo di materiali e componenti per il risparmio elettrico nei trasporti	ENEA/RSE
Impatto sul sistema elettrico della potenziale diffusione dei veicoli elettrici	RSE

3.

Regolamentazione nel settore del gas

Unbundling

Regolamentazione dell'unbundling

Relativamente ai contenuti di questo paragrafo, si rimanda a quanto esposto nel Capitolo 2 del presente Volume, in quanto la disciplina dell'*unbundling* funzionale e contabile ivi illustrata si applica anche al settore del gas naturale.

Certificazione dei gestori del sistema di trasmissione

A seguito del parere formulato dalla Commissione europea ai sensi dell'art. 3 del regolamento (CE) 715/2009, con le delibere 18 maggio 2012, 191/2012/E/gas, relativa alla certificazione preliminare e 4 ottobre 2012, 403/2012/R/gas, sulla certificazione finale, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha concluso la procedura di certificazione nei confronti della società Snam Rete Gas quale gestore del sistema di trasporto indipendente del gas naturale. La procedura è stata finalizzata alla verifica del rispetto degli adempimenti da parte dell'impresa maggiore di trasporto del gas naturale previsti dal modello di gestore di trasporto indipendente (*independent transmission operator*), nell'ambito di un'impresa verticalmente integrata, ai sensi del Capo IV della direttiva 2009/73/CE e del relativo decreto legislativo di recepimento 1 giugno 2011, n. 93.

Tali disposizioni prevedono, tra l'altro, che il gestore adotti misure tali da assicurare:

- lo svolgimento di tutti i compiti previsti nella gestione della rete dalla citata direttiva;
- la disponibilità di tutte le risorse funzionali alla gestione e allo sviluppo della rete. In tal senso, assume particolare rilievo il divieto di stipulare contratti di servizio con l'impresa verticalmente integrata e con le altre società da questa controllate; pertanto, i contratti di approvvigionamento di beni e servizi devono essere assegnati tramite procedure di gara trasparenti che prevedano l'esclusione dell'impresa verticalmente integrata e delle altre imprese del gruppo societario di appartenenza di quest'ultima;
- l'indipendenza delle regole di *governance* e di organizzazione aziendale dall'impresa verticalmente integrata e dalle società da questa controllate;
- l'indipendenza della politica di comunicazione e del marchio del gestore dall'impresa verticalmente integrata e dalle società da questa controllate;
- il rispetto di precisi requisiti di indipendenza da parte degli amministratori, dei responsabili della gestione e del personale del gestore;
- la capacità di predisporre un programma di adempimenti che contenga le misure adottate dal gestore per garantire una gestione non discriminatoria della rete, nonché il piano pluriennale di sviluppo della rete.

A seguito dell'avvenuta separazione proprietaria di Snam Rete Gas dal gruppo verticalmente integrato Eni, ai sensi della legge 24 marzo 2012, n. 27, e del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 25 maggio 2012, l'Autorità, con la delibera 17 gennaio 2013, 7/2013/R/gas, ha avviato un procedimento finalizzato a una nuova certificazione della società in qualità di gestore di sistema di trasporto del gas in separazione proprietaria (*ownership unbundling*), ai sensi dell'art. 9, paragrafo 1, della direttiva 2009/73/CE.

Con la delibera 22 novembre 2012, 490/2012/R/gas, l'Autorità ha provveduto alla certificazione preliminare della Società Gasdotti Italia, in qualità di gestore di sistema di trasporto del gas naturale in separazione proprietaria, prescrivendo di procedere, sulla base delle valutazioni di opportunità gestionali, all'acquisizione delle reti gestite ma non di proprietà o alla risoluzione unilaterale del contratto di gestione di tali reti. A seguito del parere emesso dalla Commissione europea ai sensi dell'art. 3 del regolamento (CE) 715/2009, l'Autorità ha concluso la procedura di certificazione per Società Gasdotti Italia, con la delibera 14 febbraio 2013, 55/2013/R/gas, al fine di consentire alla società di agire in qualità di gestore del sistema di trasporto come previsto dall'art. 9, comma 7, del decreto legislativo n. 93/11.

La procedura è stata finalizzata alla verifica del rispetto degli adempimenti, da parte dell'impresa, previsti dal modello di *ownership unbundling*, ai sensi dell'art. 9, paragrafo 1, della direttiva 2009/73/CE, tra i quali:

- l'indipendenza degli azionisti del gestore da interessi nell'attività di produzione o fornitura di elettricità o gas;
- lo svolgimento di tutti i compiti previsti nella gestione della rete dalla citata direttiva;
- la proprietà di tutti gli asset della rete di trasmissione;
- l'indipendenza dei componenti dell'organo di sorveglianza e degli organi amministrativi dell'impresa;
- la capacità e l'autonomia decisionale in relazione alla predisposizione dei piani decennali di sviluppo della rete;
- il rispetto del vincolo di riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili trattate, ovvero della messa a disposizione non discriminatoria delle informazioni non riservate;
- il rispetto dei vincoli di riservatezza, ivi comprese le clausole contrattuali, previsti per il personale e per i collaboratori dell'impresa.

Regolamentazione delle reti

Regolamentazione tecnica: servizi di bilanciamento

Il bilanciamento di merito economico, definito dalla delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11, prevede un sistema semplificato che, in linea con l'attuale gestione del bilanciamento fisico, si basa sull'utilizzo delle risorse di stoccaggio. Pertanto, le risorse approvvisionate dal responsabile del bilanciamento nell'ambito della sessione di mercato appositamente gestita dal Gestore dei mercati energetici (GME) sono

costituite da variazioni (aumenti o diminuzioni) dei prelievi/immissioni dagli stoccaggi.

Un tale sistema ha, peraltro, un limite nelle capacità di stoccaggio, soprattutto nelle capacità di iniezione e di erogazione, complessivamente disponibili, che in talune situazioni potrebbero risultare insufficienti o comunque inadeguate al mantenimento delle condizioni di

equilibrio della rete. In tali circostanze, la delibera ARG/gas 45/11 ha previsto l'applicazione di un corrispettivo di sbilanciamento determinato amministrativamente e teso a riflettere il valore del gas nella situazione di estrema criticità del sistema.

In tale ambito, le delibere 7 febbraio 2012, 32/2012/R/gas, e 12 luglio 2012, 289/2012/R/gas, hanno introdotto ulteriori misure volte a perseguire una maggiore efficienza nella gestione dei casi in cui la capacità di erogazione o iniezione dello stoccaggio possa risultare insufficiente alle esigenze di bilanciamento del sistema, circostanze che, tipicamente, potrebbero verificarsi rispettivamente nel periodo invernale e nel periodo estivo. I provvedimenti dunque prevedono:

- ulteriori obblighi informativi da parte del responsabile del bilanciamento, finalizzati a informare gli utenti circa l'approssimarsi di situazioni critiche o di emergenza;
- la massimizzazione degli incentivi per gli utenti a mantenere bilanciato il proprio portafoglio, fissando amministrativamente il prezzo di sbilanciamento a 23 €/GJ (nella fase di erogazione) e a 0 €/GJ (nella fase di iniezione) nei giorni in cui le capacità complessive di erogazione o iniezione risultino insufficienti o inadeguate per l'equilibrio giornaliero del sistema;
- la valorizzazione della capacità di erogazione o iniezione non utilizzata dagli utenti ma utilizzata dal responsabile del bilanciamento per bilanciare il sistema, riconoscendo su tale capacità il differenziale fra il costo di approvvigionamento presso la piattaforma e i corrispettivi di sbilanciamento agli utenti.

Le modifiche corrispondenti nei regolamenti del GME sono state approvate con le delibere 1 marzo 2012, 64/2012/R/gas, e 26 luglio 2012, 320/2012/R/gas.

Nel corso del 2012 l'Autorità ha inoltre promosso misure per la progressiva introduzione di strumenti di mercato per l'attivazione di ulteriori risorse funzionali al bilanciamento del sistema.

Lo scambio di gas a condizioni di mercato tra operatori e, per quanto strettamente necessario, anche tra operatori e responsabile del bilanciamento consente infatti di gestire in modo efficiente possibili casi in cui le capacità di stoccaggio disponibili per il bilanciamento risultino limitate o insufficienti per consentire l'esecuzione dei programmi di trasporto (nomine) presentati dagli utenti. In un mercato efficiente, le tensioni sul sistema si riflettono in tensioni sui prezzi, cosicché è

il mercato stesso a porre in atto le necessarie azioni correttive. In quest'ottica, la delibera 13 dicembre 2012, 538/2012/R/gas (in linea con gli orientamenti precedentemente prospettati nel documento per la consultazione 30 marzo 2012, 113/2012/R/gas), stabilisce che il GME proceda alla definizione di una proposta di implementazione del regolamento della piattaforma per il bilanciamento, prevedendo una sessione di mercato in cui Snam Rete Gas possa intervenire nel caso in cui ritenga, sulla base dei programmi di trasporto presentati dagli utenti, che le capacità di stoccaggio risultino insufficienti a bilanciare il sistema. Ciò è finalizzato all'esigenza di reperire al prezzo più efficiente le risorse per bilanciare la rete, anche nelle situazioni in cui essa si trovi prossima al limite di sicurezza. Gli operatori, infatti, se ricevono le richieste con adeguato anticipo (in genere il giorno precedente a quello di flusso), sono in grado di offrire la propria disponibilità ad aumentare o a diminuire i flussi di gas nei punti di interconnessione con i gasdotti esteri o nei punti di immissione dai terminali di rigassificazione. Inoltre, come già rilevato, anche il responsabile del bilanciamento può inserire offerte in detto mercato nel caso che, sulla base dei prelievi attesi dalla rete, ritenga che ciò sia necessario per il bilanciamento della rete, ossia nei casi in cui preveda che lo stoccaggio sia una risorsa scarsa ovvero insufficiente a far fronte ai fabbisogni del giorno gas successivo.

Pertanto, le disposizioni del provvedimento consentono al responsabile del bilanciamento di attivare, sulla base del merito economico, risorse aggiuntive allo stoccaggio per bilanciare il sistema, pur restando lo stoccaggio la principale risorsa a sua disposizione. La modifica dei programmi di immissione avverrà tenendo conto della necessità di garantire risorse sufficienti per mantenere l'equilibrio del sistema in base alle previsioni di consumo riferite al giorno seguente.

Questa sessione di mercato rappresenta anche il primo passo concreto nella direzione prospettata dal Codice di rete europeo sul bilanciamento, la cui bozza, anche se non ancora definitivamente approvata, è già ampiamente consolidata e condivisa tra i regolatori europei.

futtavia, per l'applicazione completa del Codice, sarà necessario aspettare, oltre alla sua approvazione definitiva, anche la realizzazione di adeguate condizioni tecniche da parte di Snam Rete Gas e degli operatori delle infrastrutture interconnesse, volte a consentire la modulazione infragiornaliera dei flussi del gas immesso in rete.

Al fine di assicurare una tempestiva e ordinata implementazione del Codice di rete europeo, la delibera 538/2012/R/gas avvia un procedimento che, anche sulla base di valutazioni richieste a Snam Rete Gas, consenta la definizione condivisa con tutti i soggetti coinvolti delle

sue modalità applicative.

In materia di bilanciamento, con la delibera 8 maggio 2012, 181/2012/R/gas, l'Autorità ha approvato, con decorrenza 1 giugno 2012, le modifiche del Codice di rete di Snam Rete Gas che disciplinano il sistema di garanzie a copertura delle partite economiche assunte dagli utenti, previsto dall'art. 11 della delibera ARG/gas 45/11. L'intervento è stato adottato in esito al contenzioso amministrativo che ha comportato l'annullamento del sistema di garanzie approvato dall'Autorità con la delibera 10 novembre 2011, ARG/gas 155/11, del quale si è dato conto nella *Relazione Annuale 2012* (pag. 80, Volume II). Pertanto, dall'1 dicembre 2011 al 31 maggio 2012 il servizio di bilanciamento ha operato in assenza del sistema di garanzie.

In tale contesto, Snam Rete Gas ha segnalato all'Autorità il mancato pagamento, da parte di alcuni utenti debitori, di rilevanti importi fatturati relativamente alle partite economiche per il bilanciamento insorte nel predetto periodo. Sono stati inoltre segnalati ulteriori profili legati all'esistenza di usi impropri del sistema dei Punti di scambio virtuale (PSV), consistenti in registrazioni di transazioni per quantitativi rilevanti senza alcuna forma di copertura. Pertanto, con la delibera 5 luglio 2012, 282/2012/R/gas, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva volta ad approfondire le modalità di erogazione del servizio di bilanciamento relativamente al periodo 1 dicembre 2011 - 31 maggio 2012, di cui si dà conto nel Capitolo 5 di questo Volume.

Il sistema di garanzie, approvato con la delibera 181/2012/R/gas, è stato successivamente rafforzato con ulteriori interventi. In particolare:

- con la delibera 8 novembre 2012, 470/2012/R/gas, l'Autorità ha approvato modifiche al Codice di rete di Snam Rete Gas che definiscono il livello di garanzie richieste tenendo anche conto dell'affidabilità dell'utente, valutata in relazione alla puntuale esecuzione dei propri pagamenti. In particolare, essa prevede l'integrale copertura delle partite di bilanciamento attese per gli utenti non regolari nei pagamenti;
- con la delibera 24 gennaio 2013, 15/2013/R/gas, l'Autorità ha introdotto modifiche alla disciplina della garanzia nella forma del gas in stoccaggio e alla disciplina dell'esposizione consentita nei confronti dell'utente in funzione del *rotating creditizio* posseduto che, considerando rispettivamente i riferimenti di prezzo di mercato (in luogo del precedente

riferimento al parametro CCI) e le grandezze economiche e finanziarie dell'utente, ne rafforzano l'efficacia nel limitare l'esposizione del sistema.

Con la delibera 3 agosto 2012, 351/2012/R/gas, è stato attivato il corrispettivo unitario variabile (CV⁹⁴), introdotto con la delibera ARG/gas 155/11 e inizialmente posto pari a zero. Il corrispettivo è stato istituito a copertura degli oneri connessi con il bilanciamento del sistema del gas, tra i quali anche gli oneri connessi con crediti non riscossi del bilanciamento. La delibera, oltre a fissare il livello del corrispettivo a 0,001 €/S(m³) a partire dall'1 ottobre 2012, prevede che i crediti da riconoscere al responsabile del bilanciamento siano definiti tenendo conto degli elementi acquisiti nell'ambito dell'istruttoria avviata con la delibera 282/2012/R/gas, per individuare le diverse responsabilità che hanno determinato i crediti non riscossi, nonché i crediti eventualmente recuperati.

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

Con la delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas, l'Autorità ha approvato il *Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale* (TISG), contenente nuove disposizioni in materia di *settlement*, a conclusione degli interventi finalizzati all'introduzione di un servizio di bilanciamento basato su meccanismi di mercato. Il TISG supera la previgente disciplina relativa all'allocazione dei prelievi presso i punti di riconsegna della rete di trasporto e definisce nuovi criteri per la regolazione delle partite fisiche ed economiche, con lo scopo di colmare le lacune e le criticità evidenziate dalla disciplina precedente.

I principali aspetti regolati dal TISG sono i seguenti:

- i criteri di identificazione dei punti di riconsegna soggetti a profilazione convenzionale del prelievo;
- le modalità di profilazione convenzionale del prelievo (c.d. *load profiling*);
- le modalità di esecuzione della c.d. "sessione di bilanciamento";
- le modalità di esecuzione della c.d. "sessione di aggiustamento";
- le responsabilità e gli obblighi informativi in capo al responsabile del bilanciamento (RdB), alle imprese di trasporto, agli

utenti del bilanciamento (UdB), alle imprese di distribuzione e agli utenti della distribuzione (UdD) funzionali al *settlement* del servizio di bilanciamento.

Per quanto concerne le modalità di esecuzione delle sessioni di bilanciamento e aggiustamento, sono state introdotte più sessioni di regolazione delle partite fisiche ed economiche presso i punti di riconsegna della rete di trasporto, ossia:

- una sessione di bilanciamento mensile, in cui il RdB determina le partite fisiche giornaliere del gas prelevato dal sistema di trasporto da ciascun UdB, con riferimento a ciascun giorno gas del mese precedente, funzionali all'applicazione dei corrispettivi di trasporto e di bilanciamento;
- una sessione di aggiustamento annuale, riferita all'anno civile precedente per la valorizzazione economica della differenza tra le partite fisiche di gas attribuite nelle sessioni di bilanciamento e quelle determinate in base ai dati di misura disponibili al momento in cui è effettuata tale sessione;
- più sessioni di conguaglio annuali, riferite al secondo, terzo, quarto e quinto anno civile precedente, per la valorizzazione economica della differenza tra le partite fisiche di gas attribuite nelle precedenti sessioni di aggiustamento, relative ai medesimi anni, e quelle determinate in base ai dati di misura disponibili al momento in cui sono effettuate tali sessioni.

Con specifico riguardo, poi, alla revisione della metodologia di *load profiling*, il provvedimento ha previsto:

- che la determinazione del prelievo annuo sia effettuata per ciascun punto di riconsegna una volta all'anno dalle imprese di distribuzione;
- una semplificazione dei profili di prelievo standard, che vengono determinati in modo tale da poterne isolare la componente termica;
- l'introduzione di un fattore di modulazione climatica da applicare ai profili di prelievo standard, da definire con successivo provvedimento.

Sono stati inoltre razionalizzati gli obblighi informativi a carico dei soggetti interessati ed è stato rivisto il sistema di mappatura dei rapporti commerciali stabilendo, anche in relazione a sviluppi

futuri volti a definire un legame diretto tra utente del bilanciamento e singolo punto di riconsegna, che:

- la matrice di corrispondenza fra gli utenti del sistema sia definita e aggiornata mensilmente, con anticipo rispetto all'inizio di ciascun mese;
- ciascun utente del bilanciamento possa prioritariamente identificare gli utenti della distribuzione i cui prelievi possono venire a esso ricondotti;
- a ciascun utente della distribuzione sia attribuita la responsabilità diretta di indicare, nell'ambito di quanto descritto al precedente alinea, gli utenti del bilanciamento cui ricondurre i prelievi di propria competenza;
- il responsabile del bilanciamento verifichi che, nell'ambito della matrice di corrispondenza fra gli utenti del sistema, sia stato definito almeno un rapporto commerciale per ciascun utente della distribuzione e, in caso contrario, effettui le opportune comunicazioni alle imprese di distribuzione, finalizzate all'eventuale attivazione dei servizi di ultima istanza.

Le disposizioni sono entrate in vigore l'1 gennaio 2013, con lo scopo di consentire l'esecuzione della prima sessione di bilanciamento nel mese di febbraio 2013, con riferimento al gas prelevato e consegnato nel mese di gennaio 2013.

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

Nel corso del 2012, l'attività di regolazione della qualità e della sicurezza dei servizi gas si è concentrata sui seguenti temi:

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

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

Con la delibera 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08, *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (RQDG), l'Autorità ha approvato il *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (TUDG), di cui la RQDG costituisce la Parte I. La RQDG ha introdotto, per il periodo 2009-2012, un meccanismo di premi e penalità della sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale (recuperi di sicurezza). Tale meccanismo considera due componenti indipendenti: la prima incentiva la riduzione delle dispersioni di gas segnalate da terzi rispetto al percorso di miglioramento fissato (obiettivi di miglioramento annuo), mentre la seconda premia un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al minimo annuale obbligatorio definito dalla RQDG. Il meccanismo, con riferimento alla componente dispersione, premia i comportamenti virtuosi delle imprese distributrici che erogano un servizio caratterizzato da livelli di sicurezza maggiori rispetto agli obiettivi di miglioramento annuo definiti dall'Autorità. Detto sistema premi/penalità è obbligatorio per tutte le imprese distributrici di gas naturale e in particolare:

- dal 2010 per le imprese con più di 50.000 clienti finali;
- dal 2011 per le imprese con numero di clienti finali compreso tra 10.000 e 50.000;
- dal 2012 per le imprese con numero di clienti finali inferiore a 10.000.

Nel corso del 2012 sono state emanate due delibere attuative della RQDG per la determinazione degli obiettivi di miglioramento annuo dell'indicatore relativo al numero di dispersioni convenzionali localiz-

zate a seguito di segnalazioni di terzi:

- la delibera 22 marzo 2012, 103/2012/R/gas, che riguarda l'ultimo gruppo di otto imprese distributrici del gas naturale con più di 50.000 clienti finali¹, per il triennio 2010-2012, e le imprese distributrici del gas naturale con numero di clienti finali compreso tra 10.000 e 50.000, per il biennio 2011-2012. La delibera ha inoltre accolto le richieste di deroga alla partecipazione al sistema incentivante i recuperi di sicurezza per cinque imprese per il 2011 e per una impresa per il biennio 2011-2012;
- la delibera 12 settembre 2012, 362/2012/R/gas, per 64 imprese distributrici di gas naturale con meno di 10.000 clienti finali. La delibera ha inoltre accolto la richiesta di deroga alla partecipazione al sistema incentivante i recuperi di sicurezza per l'anno 2012 per 44 imprese.

Con tale ultima delibera l'Autorità ha concluso la determinazione degli obiettivi di miglioramento annuo per tutte le imprese di distribuzione di gas naturale per il periodo 2009-2012.

Sempre nel 2012, l'Autorità ha approvato i premi e le penalità per l'anno 2010 relativi a 51 imprese distributrici. Al riguardo sono stati presi in considerazione, oltre ai dati relativi al biennio 2009-2010 comunicati da queste imprese all'Autorità:

- gli esiti delle verifiche ispettive nei confronti di cinque imprese distributrici, effettuate ai sensi della delibera 26 maggio 2011, VIS 62/11, al fine di verificare la corretta applicazione del meccanismo premi/penalità per l'anno 2010;
- gli effetti dell'applicazione dell'art. 32 della RQDG, che prevede la perdita dei premi per il verificarsi di incidenti con responsabilità imputabile all'impresa o per mancato rispetto di uno o più obblighi di servizio di cui all'art. 12 della RQDG,

¹ Per quanto riguarda le imprese con più di 50.000 clienti finali, i livelli di partenza e i livelli tendenziali sono stati determinati con le seguenti precedenti delibere:

- 21 dicembre 2009, ARG/gas 199/09, per il periodo 2009-2012 per le imprese che hanno aderito alla regolazione volontaria per l'anno 2009 (quattordici imprese);
- 29 aprile 2010, ARG/gas 61/10, per il periodo 2009-2012 per due imprese che hanno aderito alla regolazione volontaria per l'anno 2009;
- 30 novembre 2010, ARG/gas 216/10, per il periodo 2010-2012 per un primo gruppo di imprese distributrici che non hanno aderito alla regolazione volontaria per il 2009 (nove imprese);
- 23 marzo 2011, ARG/gas 26/11, e 28 aprile 2011, ARG/gas 55/11, per il periodo 2009-2012 per altre due imprese distributrici che hanno aderito alla regolazione volontaria per l'anno 2009;
- 7 luglio 2011, ARG/gas 93/11, per il periodo 2010-2012 per un secondo gruppo di imprese distributrici che non hanno aderito alla regolazione volontaria per il 2009 (dieci imprese);
- 13 ottobre 2011, ARG/gas 140/11, per il periodo 2010-2012 per un terzo gruppo di imprese distributrici che non hanno aderito alla regolazione volontaria per il 2009 (sette imprese);
- 10 novembre 2011, ARG/gas 157/11, per il periodo 2010-2012 per un quarto gruppo di imprese distributrici che non hanno aderito alla regolazione volontaria per il 2009 (sette imprese).

tra cui l'ispezione della rete, l'effettuazione di un numero minimo di misure del grado di odorizzazione, il risanamento delle condotte in ghisa con giunti in canapa e piombo e la protezione catodica delle condotte;

- gli esiti della campagna dei controlli della qualità del gas, svolta in collaborazione con l'Azienda speciale stazione sperimentale per i combustibili e con il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, ai sensi della delibera 27 luglio 2009, VIS 80/09, che hanno evidenziato un'odorizzazione non conforme alla normativa vigente;
- il maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al minimo annuale obbligatorio definito dalla RQDG;
- il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento dell'anno 2010 per la componente dispersione sulla base dei dati degli anni 2009 e 2010.

Con la delibera 20 settembre 2012, 368/2012/R/gas, sono stati determinati i premi e le penalità per l'anno 2010 per 45 imprese: sono stati così erogati premi pari a 8,31 M€, in ordine alla componente odorizzazione, e pari a 16,05 M€ per la componente dispersioni; relativamente a quest'ultima componente sono state inflitte penalità per 3,21 M€.

Successivamente, con la delibera 13 dicembre 2012, 533/2012/R/gas, sono stati determinati i premi e le penalità per sei imprese distributrici alle quali, a seguito di audizione presso il Collegio dell'Autorità, ai sensi del decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244, e delle relative valutazioni conclusive, sono state inflitte penalità per la componente dispersioni pari a 0,56 M€.

Infine, con la delibera 24 gennaio 2013, 12/2013/R/gas, sono stati rideterminati gli obiettivi di miglioramento annuo per l'impresa Valle Camonica Servizi, ai fini della sicurezza del servizio di distribuzione, tenendo conto di un nuovo impianto interconnesso derivante dall'interconnessione di altri due impianti appartenenti allo stesso esercente, secondo i dati comunicati dalla medesima impresa.

Controllo dell'attuazione della vigente regolazione della qualità del servizio di distribuzione gas

Come di consueto, l'Autorità ha disposto anche per l'anno 2012 una serie di controlli e verifiche ispettive volte ad accertare la corretta attuazione di quanto previsto dalla RQDG, soprattutto per quanto

riguarda la sicurezza del servizio di distribuzione del gas e quindi la tutela dell'incolumità pubblica di persone e cose dai danni derivanti da esplosioni, scoppi e incendi provocati dal gas distribuito.

Con la delibera 8 marzo 2012, 83/2012/E/gas, è stato approvato un programma di 50 controlli telefonici ed eventuali verifiche ispettive, nei confronti di altrettante imprese distributrici, in collaborazione con la Guardia di Finanza. L'obiettivo di tali controlli è riconducibile alla verifica del corretto funzionamento del servizio di pronto intervento a salvaguardia delle persone e delle cose. Eventuali violazioni della disciplina relativa al pronto intervento gas possono determinare, per l'impresa distributtrice coinvolta, la perdita del diritto a percepire gli incentivi di sicurezza per l'anno di riferimento. A fronte delle suddette verifiche ispettive, sono emersi elementi che hanno determinato l'avvio del procedimento finalizzato all'accertamento delle violazioni in materia di pronto intervento gas e all'eventuale irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie nei confronti di cinque imprese distributrici (Sogip, Tisga, Ponente Gas, Rete Morenica e CIME), con la delibera 29 novembre 2012, 499/2012/S/gas.

È stato altresì approvato un programma di tre verifiche ispettive, in materia di recuperi di sicurezza 2011 nei confronti di altrettante imprese distributrici di gas naturale, in collaborazione con la Guardia di Finanza (delibera 24 maggio 2012, 220/2012/E/gas), con l'obiettivo di accertare la corretta applicazione del meccanismo incentivante i recuperi di sicurezza definito dalla RQDG. Da una delle suddette verifiche ispettive sono emersi elementi che hanno costituito presupposto sia per l'avvio del procedimento finalizzato all'accertamento delle violazioni in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale, sia per l'eventuale irrogazione di sanzione amministrativa pecuniaria nei confronti dell'impresa distributtrice coinvolta (AMG Energia), con la delibera 21 febbraio 2013, 72/2013/S/gas.

Con il provvedimento 12 luglio 2012, 291/2012/E/gas, sono stati poi deliberati, per il periodo 1 ottobre 2012 - 30 settembre 2013, 60 controlli tecnici relativi alla qualità del gas nei confronti di altrettante imprese distributrici, al fine di accertare il rispetto delle disposizioni in materia di potere calorifico superiore, di pressione di fornitura e del grado di odorizzazione del gas distribuito. In particolare, la corretta odorizzazione del gas è fondamentale per accertare eventuali dispersioni e quindi per evitare conseguenze più gravi come esplosioni, scoppi, incendi. L'eventuale accertamento del mancato rispetto della normativa vigente in materia di odorizzazione del gas distribuito, oltre a comportare per l'impresa distributtrice interessata l'annullamento di eventuali premi derivanti dal meccanismo dei recuperi di