

reti di distribuzione del gas naturale, in relazione agli obblighi previsti dalla delibera ARG/gas 155/08. Infatti, a fronte delle indicazioni pervenute, l'Autorità ha ritenuto necessario svolgere ulteriori approfondimenti volti a verificare l'efficacia degli strumenti regolatori oggi in vigore, in relazione all'esigenza di garantire uno sviluppo efficiente del servizio e di favorire la creazione di valore per i clienti finali nel medio termine. Nell'ambito di questo procedimento sono stati emanati due documenti per la consultazione. Il documento per la consultazione DCO 17/11, approvato il 19 maggio 2011, è stato dedicato più specificamente agli aspetti tariffari e alla valutazione delle possibili soluzioni rispetto alle criticità segnalate dalle aziende a seguito dei mutamenti normativi e tecnologici richiamati. In particolare, sono state esaminate diverse proposte in relazione a:

- costi relativi ai gruppi di misura;
- costi relativi agli elementi dei sistemi di telegestione diversi dai gruppi di misura.

In esito agli approfondimenti e alle osservazioni ricevute, con il documento per la consultazione DCO 40/11, approvato il 3 novembre 2011, l'Autorità ha poi espresso i propri orientamenti per una più generale riforma dei criteri di regolazione del servizio di misura nelle reti di distribuzione del gas naturale, al fine di poter intercettare il risparmio in termini di investimento che nuove soluzioni tecnologiche potrebbero far conseguire, nonché di poter garantire una maggior gradualità nell'applicazione della prescrizione sul limite temporale dei bolli metrici, di cui alla legge n. 99/09. In particolare, l'Autorità ha rappresentato l'intenzione di rimodulare il programma di adeguamento ai requisiti minimi, di cui alla delibera ARG/gas 155/08, dei misuratori nei punti di riconsegna delle reti di distribuzione gas:

- formulando i propri orientamenti in ragione della tipologia delle classi di gruppi di misura, suddividendo tra gruppi di misura maggiori di G40, gruppi di misura maggiori di G6 e minori o uguali a G40 e gruppi di misura minori o uguali a G6;
- proponendo l'applicazione del riconoscimento a costi standard dei nuovi investimenti a partire dall'anno 2012, indicando anche il livello di tali costi standard.

L'Autorità ha pertanto approvato, in data 2 febbraio 2012, la delibera 28/12/R/gas, con la quale sono state adeguate sia la regolazione tariffaria del servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas naturale, sia le direttive di messa in servizio di gruppi di misura gas, di cui alla delibera ARG/gas 155/08.

Con l'adozione di tale delibera, l'Autorità ha tenuto conto del fatto che negli anni dal 2008 al 2010 è stata effettuata una significativa sostituzione dei gruppi di misura con l'installazione di misuratori convenzionali, i cui bolli metrici scadranno in un periodo compreso tra il 2023 e il 2025 (circostanza in grado di alterare significativamente l'analisi costi/benefici alla base della delibera ARG/gas 155/08).

Tra le principali novità previste dalla delibera 28/12/R/gas si segnalano l'adeguamento della delibera ARG/gas 155/08, l'adeguamento della regolamentazione tariffaria e l'avvio della sperimentazione per i gruppi di misura minori o uguali a G6 per testare le soluzioni multiservizio (gas più elettricità o acqua o altro).

L'adeguamento della delibera ARG/gas 155/08 ha comportato:

- la revisione dei requisiti minimi, con particolare riferimento all'uso dell'elettrovalvola;
- la revisione degli obblighi temporali di messa in servizio

TAV. 3.1

Revisione degli obblighi di messa in servizio dei gruppi di misura teleletti/telegestiti
Percentuale di messa in servizio da realizzare entro il 31 dicembre dell'anno indicato^(A)

GRUPPI DI MISURA	2010	2011(B)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
≤ G6			5%	20%	40%	60%	80%		60%
G10		30%	100%		100%				
G16-G40		100%			100%				
> G40	100%	100%							

(A) Le percentuali nelle caselle a fondo azzurro sono state stabilite dalla delibera ARG/gas 155/08. Le percentuali nelle caselle a fondo grigio sono quelle riviste e fissate con la delibera 28/12/R/gas.

(B) La nuova scadenza per i gruppi di misura superiori a G40 è il 29 febbraio 2012.

L'adeguamento della regolamentazione tariffaria ha invece consentito:

- l'introduzione dei costi standard per la valorizzazione degli investimenti in gruppi di misura, in sostituzione della modalità precedente di copertura degli investimenti, basata sul piè di lista;
- l'introduzione di componenti tariffarie specifiche per i costi

centralizzati relativi alla telelettura/telegestione e per i costi dei concentratori;

- l'introduzione di un elemento incrementativo dei costi operativi, per tener conto dei maggiori costi delle verifiche metrologiche;
- la modifica dei meccanismi di perequazione conseguente alle novità introdotte.

Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere

Nel settore del gas naturale, l'Autorità ha partecipato attivamente alla stesura delle *Linee guida* sull'allocazione della capacità (pubblicate da ACER il 3 agosto 2011) e di quelle sul bilanciamento (pubblicate da ACER il 18 ottobre 2011).

Le prime rappresentano un documento di notevole importanza, in cui vengono definiti metodi innovativi per l'allocazione della capacità sulle interconnessioni dei gasdotti internazionali, con l'obiettivo di creare mercati più liquidi e concentrare gli scambi negli *hub* continentali. Si dispongono norme per armonizzare le procedure di allocazione tra sistemi interconnessi creando prodotti integrati (*bundled*), che permettono di acquisire la capacità per transitare direttamente da un sistema a un altro senza dover ottenere, come oggi, la capacità in uscita da un sistema e quella di ingresso nel sistema confinante. La Commissione europea ha proposto, con l'approvazione dell'ACER, di inserire una clausola (*sunset clause*) che, entro cinque anni dall'entrata in vigore del Codice di rete, assoggetti anche i contratti pluriennali esistenti alle nuove regole sui prodotti *bundled*. Le nuove regole, unitamente alle altre norme nel seguito descritte, ridefiniranno l'assetto complessivo del mercato del gas continentale e avranno un impatto significativo

sui singoli sistemi nazionali, richiedendo un considerevole sforzo di armonizzazione tra tutti i sistemi interconnessi.

La definizione dei prodotti *bundled* consentirà di fatto l'accesso al mercato *downstream* anche a soggetti che oggi ne sono di fatto esclusi per le attuali modalità di gestione della capacità. Seppur con tutte le cautele del caso, dovute all'alta concentrazione oggi esistente sul lato dell'offerta, con questa norma ACER ha voluto promuovere un disegno del futuro mercato europeo basato su scambi più liberi tra i diversi sistemi e, auspicabilmente, una maggiore diversificazione e flessibilità delle fonti di approvvigionamento. La creazione dei prodotti *bundled* infatti consentirà di facilitare gli scambi tra *hub*, garantendo una maggiore liquidità alle piattaforme di mercato oggi esistenti e promuovendo la competizione. Grazie anche a questa modifica regolatoria, sarà possibile superare l'attuale rigidità del settore, fortemente condizionato dai contratti di fornitura di lungo termine indicizzati al petrolio, promuovendo un sistema di scambi più flessibile in grado di sfruttare al meglio la capacità di trasporto esistente per trasferire il gas in Europa, sulla base dei segnali di prezzo esistenti. In tale prospettiva la diversificazione delle fonti di approvvigionamento risulta un requisito essen-

ACER è l'Agenzia per la cooperazione dei regolatori (Agency for the Cooperation of Energy Regulators).

ziale per permettere alla riforma introdotta di dispiegare al meglio i propri effetti. Anche il secondo documento approvato da ACER per il settore del gas naturale, *Linee guida* sul bilanciamento, è di notevole importanza, soprattutto per l'Italia, dove è stato da poco avviato il primo bilanciamento basato su criteri di mercato e che dovrà quindi essere aggiornato tenendo conto dei principi delineati a livello europeo. Nelle *Linee guida*, che concorrono alla definizione dell'assetto del nuovo mercato continentale, si prevede che il *Transpost System Operator* (TSO), su un piano paritario con tutti gli operatori, debba procurare i servizi di bilanciamento attraverso meccanismi di mercato in cui tutte le risorse di flessibilità possano essere commercializzate con e tra gli *shipper*.

Una piattaforma separata può essere ammessa solo come soluzione transitoria nei paesi che non hanno ancora un mercato infragiornerale sufficientemente liquido. Le *Linee guida*, inoltre, descrivono uno scenario in cui gli utenti della rete sono incentivati a bilanciarsi autonomamente, anche mediante il mercato, e in cui la regolazione degli sbilanciamenti riflette il prezzo pagato (o ricevuto) dal TSO per acquistare (o vendere) gas sul mercato ai fini del bilanciamento. Infine, le *Linee guida* evidenziano l'importanza di armonizzare le tempistiche di nomina e rinomina con i paesi confinanti e di adottare un sistema di bilanciamento che abbia come riferimento per tutti i paesi dell'Unione europea un identico giorno gas, indipendentemente dal fuso orario (dalle 6.00 di un giorno solare alle 6.00 del giorno solare successivo, *Central European Time*, CET).

A oggi tale disegno di mercato sembra compatibile con l'evoluzione attesa della piattaforma di bilanciamento introdotta in Italia, e l'Autorità seguirà coerentemente la trasposizione delle *Linee guida* nel relativo Codice di rete anche per assicurare che vengano tenute in debita considerazione alcune possibili esigenze del sistema italiano nell'ambito della definizione delle nuove norme europee.

Infine, una tematica molto importante per il mercato del gas naturale è quella relativa alla gestione delle cosiddette "congestioni contrattuali" (situazione in cui la capacità di trasporto risulta scarsa perché interamente allocata su base pluriennale, anche a fronte di capacità fisica disponibile), per la quale la Commissione europea ha deciso di redigere direttamente delle *Linee guida* e di approvarle attraverso la procedura di comitologia, rendendole così immediatamente vincolanti senza la produzione di un Codice di rete da parte

di ENTSO-G.

L'Autorità italiana ha seguito e continua a monitorare, insieme con il Ministero per lo sviluppo economico, il processo di scrittura e approvazione del suddetto documento che modificherà l'Allegato I del regolamento (CE) 715/2009 introducendo regole più stringenti. Le nuove norme avranno un impatto notevole sugli attuali assetti del mercato interno del gas naturale, poiché le congestioni contrattuali sono considerate uno dei principali ostacoli all'integrazione del mercato europeo. Le norme proposte dalla Commissione europea possono avere effetti pesanti negli equilibri tra importatori e produttori.

Sebbene ci sia un accordo generale sulla necessità di introdurre ulteriori misure per ridurre le congestioni, non esiste un accordo unanime sulle soluzioni più efficienti da adottare.

Per quanto riguarda la gestione delle congestioni nel breve termine, la Commissione europea ha proposto due soluzioni: la cessione di capacità in eccesso con eventuale riacquisto da parte del TSO (meccanismo di *oversubscription* e *buy back*) e una limitazione del diritto di rinomina (meccanismo di *use it or lose it*).

Per la gestione delle congestioni di lungo termine, le soluzioni proposte sono invece: la restituzione di capacità dai detentori ai gestori di rete, a condizioni definite e il ritiro coattivo della capacità sistematicamente non utilizzata, a seguito di monitoraggio dei regolatori. La Commissione europea si aspetta di trovare un accordo finale sul testo entro la fine di aprile 2012.

Come evidenziato nel paragrafo del Capitolo 1 di questo volume dedicato alle iniziative regionali gas, il processo di integrazione dei mercati nazionali del gas naturale è a uno stadio più arretrato rispetto al settore elettrico. Al fine di sviluppare una visione comune sul futuro *Gas Target Model* (GTM), il *18th European Gas Regulatory Forum*, tenutosi nel settembre 2010 a Madrid, ha invitato il CEER a definire un modello condiviso. Nell'anno appena trascorso il CEER ha quindi avviato, in collaborazione con le Autorità di regolazione nazionali, una serie di consultazioni su studi e rapporti finalizzati alla definizione di un GTM europeo. La versione finale del documento (*CEER Vision Paper for the European Gas target Model. Conclusion paper*, 1 dicembre 2011) è stata approvata dal CEER nel mese di dicembre 2011 e ha ricevuto delle valutazioni positive nell'ultimo Forum di Madrid, svoltosi nel mese di marzo 2012.

⁶ Energy Transmission System Operator for Gas.

⁷ Council of European Energy Regulators.

Il GTM, in linea con le previsioni del Terzo pacchetto energia, delinea un sistema in cui una molteplicità di venditori, siano essi produttori, importatori o semplici *trader*, compete per servire la domanda di gas dei consumatori europei, superando la logica dei rapporti bilaterali di lungo termine tra produttori, localizzati normalmente al di fuori dei confini europei, e importatori. La proposta del CEER prospetta la suddivisione del mercato europeo in aree, chiamate di *entry exit*, con dimensione nazionale o sovranazionale, a seconda delle congestioni individuate. All'interno di ciascuna area dovrebbe essere possibile effettuare la compravendita di gas naturale attraverso mercati organizzati (*hub*) in cui concentrare tutta la liquidità del sistema, consentendo la formazione di un segnale di prezzo significativo. In questo disegno anche i diritti di utilizzo della capacità di trasporto, definiti in termini di entrata o uscita dalle citate aree,

sono acquistati a condizioni di mercato.

Più precisamente, i diritti di utilizzo della capacità di trasporto sono definiti in termini di prodotti che consentono di trasportare il gas tra *hub* interconnessi che dovrebbero essere allocati attraverso aste gestite dai TSO, mentre per lo sviluppo di nuova capacità la proposta è di ricorrere a *open season*, anche se su quest'ultimo aspetto la discussione sembra destinata a individuare pure possibili soluzioni alternative, tenendo conto degli sviluppi del mercato e dell'attesa evoluzione delle condizioni di approvvigionamento del gas in Europa.

Il modello delineato sembra sottendere uno spostamento, seppure parziale, verso un'organizzazione simile a quella prevalente nei mercati elettrici. Tuttavia, le soluzioni proposte non sono di semplice attuazione.

Investimenti in nuove infrastrutture di rete e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari

Il decreto legislativo n. 93/11 che recepisce le direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE ("direttiva elettricità e direttiva gas") nell'ordinamento giuridico italiano, attribuisce congiuntamente al Ministero dello sviluppo economico e all'Autorità il compito di valutare, ciascuno secondo le proprie competenze, la coerenza del Piano decennale di sviluppo della rete – presentato annualmente dal gestore – con la strategia energetica nazionale, mentre riserva al Ministero dello sviluppo economico, previo parere dell'Autorità, l'obbligo di valutazione della coerenza del suddetto Piano con il Piano decennale di sviluppo della rete al livello comunitario, presentato ogni due anni da ENTSO-G. Ai fini della valutazione di cui sopra, il decreto legislativo n. 93/11 prevede che il Ministero dello sviluppo economico stabilisca, entro tre mesi dall'entrata in vigore dello stesso

e sentita previamente l'Autorità, le modalità per la redazione da parte dei gestori del Piano decennale di sviluppo della rete. Alla data di chiusura delle presente *Relazione Annuale*, il Ministero dello sviluppo economico non ha ancora proceduto alla definizione di tali criteri. In data 17 Febbraio 2011, ENTSO-G ha pubblicato il suo Piano decennale di sviluppo della rete a livello comunitario, elaborato sulla base delle informazioni richieste e fornite nel periodo settembre-ottobre 2010 dalle imprese di trasporto, inclusa Snam rete gas, in merito ai principali investimenti programmati. Il decreto legislativo n. 93/11 attribuisce all'Autorità il compito di vigilare sui programmi di investimento dei gestori dei sistemi di trasporto.

L'Autorità avvierà nel corso del 2012 tale attività.

La soluzione ottimale è, infatti, quella di individuare delle aree delimitate non dai confini politici ma dalla presenza di gasdotti congestionati.

Promozione della concorrenza

Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza del mercato al dettaglio

La delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11, illustrata nel dettaglio nel Capitolo 2 di questo volume, definisce il sistema di monitoraggio della vendita al dettaglio con riferimento sia al settore elettrico, sia al settore del gas naturale. L'analisi delle medesime informazioni per entrambi i settori risulta infatti particolarmente rilevante nell'ambito della filiera in cui le attività svolte nei confronti dei clienti finali risultano le medesime.

I soggetti, identificati nel mese di dicembre 2011 e tenuti all'invio dei dati di base per l'anno 2012, per il settore gas risultano essere: 48 distributori esclusivamente di gas naturale, 11 venditori esclusivamente di gas naturale, 4 distributori di energia elettrica e gas naturale e 41 venditori di energia elettrica e gas naturale. Anche per il settore del gas naturale l'Autorità ha comunque continuato a raccogliere alcune informazioni relative al mercato della vendita al dettaglio, riguardanti l'evoluzione della vendita ai clienti serviti nei regimi di tutela, ai sensi della legge 3 agosto 2007, n. 125, e del decreto legislativo n. 93/11 (servizio di tutela). Le informazioni raccolte dall'Autorità sono desunte dai dati, relativi a tutti i venditori di gas naturale ai sensi dell'art. 19 del *Testo integrato della vendita del gas*, riferiti in particolare al numero dei punti di consegna e al fatturato per i clienti finali serviti nel regime di tutela. Tali informazioni vengono utilizzate al fine di verificare l'evoluzione del mercato e la dinamicità dei clienti finali.

Provvedimenti attuativi ai sensi del decreto legislativo
13 agosto 2010, n. 130

Nel 2011 è proseguita l'attività di implementazione delle disposizioni del decreto legislativo n. 130/10 che ha introdotto, in luogo dei cosiddetti "tetti antitrust", ormai scaduti, nuove disposizioni volte a incrementare la concorrenzialità nel mercato del gas naturale me-

dante il potenziamento delle infrastrutture di stoccaggio, a favore di soggetti industriali e termoelettrici.

Tale decreto infatti affida all'Autorità gran parte dell'iter attuativo delle norme in esso riportate, iter già avviato nel 2010-2011 con le delibere 4 novembre 2010, ARG/gas 193/10, e 17 febbraio 2011, ARG/gas 13/11, e già trattato nella *Relazione Annuale 2011*.

In particolare quest'anno è stato completato il quadro dei diritti e degli obblighi di tutti i soggetti coinvolti nelle cosiddette "misure transitorie/stoccaggio virtuale", ossia in quelle disposizioni (art. 9 del decreto legislativo n. 130/10) che anticipano, in forma virtuale, per i soggetti industriali che finanziano la realizzazione di nuova capacità di stoccaggio, benefici equivalenti a quelli che si avrebbero qualora la capacità di stoccaggio fosse immediatamente operativa.

Tale meccanismo è previsto fino alla progressiva entrata in esercizio della nuova capacità di stoccaggio e per un periodo non superiore a cinque anni. Concretamente, tali misure transitorie vengono erogate ai sensi del decreto legislativo n. 130/10 dal Gestore dei servizi energetici (GSE) e hanno natura:

- finanziaria per gli anni di stoccaggio 2010-2011 e 2011-2012, riconoscendo ai soggetti industriali finanziatori, relativamente alla quota di capacità di stoccaggio finanziata e non ancora entrata in esercizio, la differenza tra le quotazioni del gas naturale nel periodo invernale e quelle nel periodo estivo del medesimo anno termico;
- fisica (stoccaggio virtuale) a partire dall'aprile 2012 per gli anni di stoccaggio successivi, consentendo ai soggetti industriali finanziatori di consegnare gas in estate e averlo riconsegnato in inverno, a fronte di un corrispettivo regolato dall'Autorità e scontato rispetto alle tariffe di stoccaggio.

9 Vale a dire i limiti alle immissioni in rete e delle vendite ai clienti finali, di cui al decreto legislativo n. 164/00.

Con le delibere 28 aprile 2011, ARG/gas 50/11, e 23 giugno 2011, ARG/gas 79/11, l'Autorità ha pertanto approvato, per quanto di competenza e con un'ampia condivisione con i soggetti interessati, le proposte del GSE relative a:

- il contratto tra il GSE e il soggetto industriale finanziatore, ovvero, tra il soggetto che fornisce le misure transitorie e il soggetto industriale finanziatore che ne beneficia;
- il contratto tra il GSE e lo stoccatore virtuale, ovvero il soggetto, abilitato a operare sui mercati europei del gas, che fisicamente fornisce il servizio di stoccaggio virtuale a favore dei soggetti industriali finanziatori, per conto del GSE stesso, ritirando il gas in estate per riconsegnarlo nel successivo periodo invernale;
- le procedure concorrenziali con cui il GSE seleziona annualmente (nel mese di marzo 2012 per l'anno termico 2012-2013) gli stoccatori virtuali.

In vista dell'avvio del servizio fisico di stoccaggio virtuale da aprile 2012, l'Autorità ha successivamente definito, con la delibera 2 febbraio 2012, 20/2012/R/gas, i corrispettivi massimi relativi all'obbligo di offerta nelle procedure di selezione degli stoccatori virtuali, per un quantitativo minimo pari al 50% del servizio da approvvigionare, in capo al soggetto che aderisce all'attuazione delle misure dell'art. 5, comma 1, del decreto legislativo n. 130/10 (la società Eni). Tali procedure sono aperte anche ai soggetti industriali finanziatori che, operando pure come stoccatori virtuali, hanno la possibilità di ottimizzare in termini operativi e commerciali le disposizioni del decreto legislativo n. 130/10.

Sulla base dei contratti approvati dall'Autorità, il GSE ha già riconosciuto ai soggetti industriali finanziatori circa 66 milioni di euro

relativi alle misure transitorie finanziarie per gli anni 2012 e 2011; inoltre ha approvvigionato, per l'anno 2012-2013, disponibilità per il servizio fisico di stoccaggio virtuale pari a circa 560 milioni di metri cubi a un prezzo medio ponderato di circa 9,5 c€/m³.

Anche al fine di accrescere la liquidità del mercato, i 560 milioni di metri cubi di gas approvvigionati dal GSE saranno riconsegnati il prossimo inverno dallo stoccatore virtuale ai soggetti industriali finanziatori, e posti da questi ultimi in vendita sulle piattaforme del GME. A questo fine l'Autorità ha approvato, con la delibera 1 marzo 2012, 67/2012/R/gas, la proposta congiunta del GSE e del GME relativa alle modalità di offerta di tale gas invernale presso le piattaforme del GME, prevedendo comunque, una volta soddisfatti i termini per l'adempimento all'obbligo di offerta, di poter cedere detto gas su base bilaterale. Le modalità di offerta approvate sono parte integrante del contratto tra il GSE e il soggetto industriale finanziatore. In precedenza l'Autorità aveva approvato, con la delibera 23 febbraio 2012, 54/2012/R/gas, la proposta di regolamento del GSE per la cessione annuale al mercato della capacità di stoccaggio, nonché la coordinata proposta di modifica del Codice di stoccaggio della società Stogit. Queste procedure sono uno strumento a disposizione dei soggetti industriali finanziatori che hanno sottoscritto un contratto pluriennale ai sensi dell'art. 7, comma 3, del decreto legislativo n. 130/10; ma sono anche una via per allocare la capacità che, a partire dall'anno prossimo, riguarderà gli obblighi di cessione in capo ai soggetti che hanno beneficiato delle misure transitorie (del 10% della capacità oggetto delle misure transitorie, per un numero di anni pari al doppio di quelli per i quali la stessa capacità è rimasta "virtuale"). Per il 2012 tali procedure hanno visto un'allocazione di più o meno il 50% dei quantitativi posti in vendita, per un volume pari a circa 90 milioni di metri cubi, a un prezzo pari a 1,7 volte il relativo corrispettivo di stoccaggio.

4.

Tutela dei consumatori ed efficienza energetica negli usi finali

Tutela dei consumatori

Gli interventi a tutela dei consumatori si sono articolati in soluzioni volte a migliorare il funzionamento dei mercati al dettaglio, oppure orientate a trasferire maggiori informazioni ai clienti finali, con la cooperazione delle associazioni dei consumatori. In particolare, anche in coerenza con il Terzo pacchetto energia che ha previsto nuovi compiti per i regolatori in tema di tutela, numerosi sono stati gli interventi volti a favorire un migliore funzionamento

dei mercati di vendita al dettaglio. Tra questi si annoverano anche quelli finalizzati a meglio gestire le controversie dei clienti finali e a introdurre procedure semplificate per la risoluzione di specifiche categorie di controversie, come quelle attinenti ai cosiddetti "contratti non richiesti" (già segnalate nella *Relazione Annuale 2011*) che incidono particolarmente sulla fiducia dei consumatori nei confronti del mercato stesso.

Mercato elettrico

Gli interventi correlati al mercato della vendita al dettaglio nei settori dell'energia possono sintetizzarsi e classificarsi distinguendo tra quelli relativi alla regolazione dei regimi di tutela e quelli volti a definire interventi ulteriori in tema di gestione dei processi che riguardano i clienti finali. Inoltre, operazioni che hanno riguardato entrambi i settori sono riferite al completamento della disciplina della morosità.

Infine, con specifico riferimento al settore del gas naturale, è stata delineata la disciplina del servizio di *default*, necessaria per fornire un quadro maggiormente certo relativamente alla responsabilizzazione dei prelievi effettuati.

Servizio di maggior tutela – Aggiornamento trimestrale
del servizio di maggior tutela

Sulla base di quanto previsto dall'art. 7 del *Testo integrato della vendita* (TIV, delibera 27 giugno 2007, n. 156/07), l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha provveduto come di consueto ad aggiornare trimestralmente i corrispettivi per il servizio di maggior tutela:

* per il trimestre gennaio-marzo 2011, con la delibera 14 dicembre 2010, ARG/elt 232/10;

- per il trimestre aprile-giugno 2011, con la delibera 29 marzo 2011, ARG/elt 30/11;
- per il trimestre luglio-settembre 2011, con la delibera 28 giugno 2011, ARG/elt 83/11;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2011, con la delibera 30 settembre 2011, ARG/elt 131/11;
- per il trimestre gennaio-marzo 2012, con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 205/11.

Per un dettaglio sui valori di tali aggiornamenti si rinvia al Capitolo 2, vol. 1.

I corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica (corrispettivi PED) vengono aggiornati ogni trimestre sulla base del prezzo di cessione fatto pagare dall'Acquirente unico agli esercenti la maggior tutela per l'approvvigionamento dell'energia elettrica e per il servizio di dispacciamento. In particolare, al momento dell'aggiornamento trimestrale, i livelli dei corrispettivi PED sono definiti considerando:

- la valorizzazione dei costi sostenuti, sulla base dei dati di consuntivo e di pre-consuntivo, dall'Acquirente unico nei mesi dell'anno solare già trascorsi;
- la valorizzazione dei costi che l'Acquirente unico sosterrà nei restanti mesi dell'anno, sulla base delle migliori previsioni dell'andamento delle variabili rilevanti ai fini della determinazione dei costi di approvvigionamento dell'Acquirente unico;
- la quantificazione del recupero necessario a ripianare eventuali errori connessi con il calcolo del corrispettivo PED relativo al periodo precedente.

La quantificazione degli importi da recuperare al fine di ripianare eventuali differenze tra la valorizzazione *ex ante* effettuata dall'Autorità e i ricavi conseguiti dagli esercenti la maggior tutela in conseguenza dell'applicazione dei corrispettivi PED ai clienti finali del servizio, ha la principale finalità di definire corrispettivi il più possibile allineati ai costi sostenuti, nell'anno solare di riferimento, dagli esercenti la maggior tutela, minimizzando in questo modo gli importi di perequazione. Gli importi non recuperati nell'anno solare di riferimento sono infatti coperti tramite la perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento, e recuperati dai clienti finali attraverso il prezzo di perequazione

dell'energia (corrispettivo PPE).

Le determinazioni degli importi di perequazione dei costi di approvvigionamento relativi all'anno 2010 sono state effettuate dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) nel corso dell'anno 2011, in coerenza con le scadenze previste dal TIV. Ai fini dell'aggiornamento del primo trimestre 2012, l'Autorità ha conseguentemente modificato i livelli del corrispettivo PPE per tenere conto di tali determinazioni. Inoltre, sono stati considerati gli importi versati dall'Acquirente unico al Conto relativo alla perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica, che si riferiscono a partite economiche afferenti l'attività di approvvigionamento dell'energia elettrica svolta dal medesimo Acquirente unico. Per un dettaglio sui conti della CCSE si rimanda al Capitolo 1 di questo volume.

Servizio di maggior tutela – Segnalazione di conformità dei prezzi di fornitura all'art. 3 della direttiva 2009/72/CE

Con proprio atto PAS 11/11 del 21 aprile 2011, l'Autorità ha trasmesso al Parlamento e al Governo una segnalazione in materia di servizio di maggior tutela, in occasione dell'invio di un parere motivato complementare della Commissione europea alla Repubblica Italiana per l'infrazione n. 2006/2057 del 6 aprile 2011. La segnalazione dell'Autorità ha innanzitutto preso le mosse dal quadro normativo comunitario, al fine di inquadrare correttamente il servizio di maggior tutela. Infatti, la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, che abroga la direttiva 2003/54/CE, prevede all'art. 3, paragrafo 2, tra l'altro, che *«nel pieno rispetto delle pertinenti disposizioni del trattato, in particolare dell'art. 86, gli Stati membri possono, nell'interesse economico generale, imporre alle imprese che operano nel settore dell'energia elettrica obblighi relativi al servizio pubblico concernenti la sicurezza, compresa la sicurezza dell'approvvigionamento, la regolarità, la qualità e il prezzo delle forniture»*. L'art. 3, paragrafo 3, della direttiva 2009/72/CE, prevede poi che *«gli Stati membri provvedano affinché tutti i clienti civili e, se gli Stati membri lo ritengono necessario, le piccole imprese (aventi cioè meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro) usufruiscano nel rispettivo territorio del servizio universale, vale a dire del diritto alla fornitura di energia elettrica di una qualità specifica a prezzi ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili, trasparenti e*

non discriminatoria.

In base alle disposizioni richiamate, il decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con legge 3 agosto 2007, n. 125, ha introdotto nel nostro ordinamento, a far data dall'1 luglio 2007:

- il servizio di maggior tutela, cui hanno diritto i clienti domestici e le piccole imprese connesse in bassa tensione aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro, nonché a quei clienti che non sono forniti nel mercato libero: per questi clienti il servizio è erogato dall'esercente la maggior tutela e la funzione di approvvigionamento continua a essere svolta dall'Acquirente unico;
- il servizio di salvaguardia, destinato ai clienti diversi da quelli aventi diritto alla maggior tutela, nel caso in cui essi si trovino senza venditore nel mercato libero o non abbiano provveduto a sceglierne uno: l'esercente di tale servizio è individuato attraverso procedure concorsuali per aree territoriali.

Con il citato parere la Commissione europea ha analizzato il servizio di maggior tutela e ha contestato la violazione dell'art. 3 della direttiva 2009/72/CE. L'analisi della Commissione europea, inquadrata nel procedimento già avviato nel 2006, si basa sugli sviluppi conseguenti la sentenza della Corte di Giustizia dell'Unione europea del 20 aprile 2010 nella causa *Federutility* contro l'Autorità, relativa all'intervento di quest'ultima nella fissazione delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per i clienti finali tutelati. In particolare, la Corte di Giustizia ha stabilito tre gruppi di criteri in base ai quali giudicare la compatibilità dell'intervento dell'Autorità con l'art. 3, paragrafo 2, della direttiva 2009/72/CE. A tal fine, l'intervento deve essere giustificato dall'interesse economico generale, deve rispettare il principio di proporzionalità e gli obblighi relativi al servizio pubblico devono avere caratteri chiaramente definiti, trasparenti, non discriminatori e verificabili. Inoltre, alle imprese dell'Unione europea che operano nel settore dell'elettricità deve essere garantita parità di accesso ai consumatori.

La Commissione europea ha concluso che l'intervento italiano non rispetta il principio di proporzionalità stabilito dal giudice europeo laddove, in ossequio a tale principio, l'intervento deve essere limitato nel tempo e il metodo d'intervento non deve eccedere quanto è necessario per conseguire l'obiettivo di interesse economico generale. In particolare, a parere della Commissione,

nel caso italiano risulta violato il principio di proporzionalità in merito al fatto che le previsioni relative alla maggior tutela aventi l'obiettivo di garantire la continuità della fornitura:

- * non risultano limitate sotto il profilo temporale, né sono specificati elementi relativi a un meccanismo di riesame periodico delle misure adottate;
- * eccedono gli obiettivi perseguiti, imponendo alle imprese distributrici di approvvigionarsi dall'Acquirente unico corrispondendogli prezzi regolamentati;
- * la regolazione di prezzo sarebbe poi presente altresì nella fase di vendita ai clienti finali.

La segnalazione dell'Autorità ha considerato, tra i vari aspetti, che l'estensione al settore elettrico delle conclusioni cui è giunta la Corte di Giustizia nella citata sentenza in materia di gas naturale non sembra tenere conto delle specificità che interessano il settore elettrico; soprattutto non contempla la possibilità attribuita agli Stati membri di prevedere, oltre agli obblighi di servizio pubblico, anche quelli connessi con la fruizione da parte dei clienti di piccola dimensione del "servizio universale". Il servizio universale dovrebbe consistere nel diritto a ottenere la fornitura di energia elettrica di una qualità specifica a prezzi ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili, trasparenti e non discriminatori, così come chiarito dall'art. 3, paragrafo 3, della direttiva 2009/72/CE.

Nella segnalazione sono state indicate le modalità di definizione delle condizioni standard di erogazione del servizio da parte dell'Autorità. In particolare è stato evidenziato come le modalità di definizione dei prezzi relativi alle fasi liberalizzate della filiera elettrica (a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione) siano tali da non distorcere il mercato. I prezzi inerenti all'approvvigionamento sono infatti attualmente determinati sulla base dei prezzi registrati nel mercato all'ingrosso attraverso operazioni di mero calcolo senza particolari discrezionalità e, conseguentemente, senza alcuna distorsione rispetto alle dinamiche di mercato. Per quanto riguarda invece la parte relativa ai costi di commercializzazione, non esistendo un valore di mercato cui agganciarne la determinazione, viene seguito un criterio di aderenza ai costi di un ipotetico nuovo operatore entrante nel segmento della vendita di energia elettrica ai clienti di piccola dimensione. Il prezzo applicato ai clienti finali del servizio di maggior tutela è quindi determinato dall'Autorità

con l'obiettivo di promuovere la concorrenza eliminando potenziali barriere al mercato libero e in modo tale da garantire parità di trattamento tra i clienti aventi le medesime caratteristiche, indipendentemente dal servizio erogato. In questo modo viene garantita la parità di accesso a tutti i consumatori, prevista dalla direttiva 2009/72/CE.

Con la citata segnalazione PAS 11/11 l'Autorità ha inoltre individuato possibili ulteriori interventi al fine di aumentare il livello della concorrenza nel mercato alla vendita al dettaglio. Anche per valutare gli effetti di tali interventi, l'Autorità ha evidenziato come risulti opportuna una verifica regolare e sistematica delle condizioni di funzionamento della vendita al dettaglio, inclusi il grado di apertura, la concorrenzialità e la trasparenza del mercato, attraverso il monitoraggio dello stesso. A questo proposito, si ricorda che anche l'art. 35 del decreto legislativo n. 93/11 riconosce l'importanza dell'attività di monitoraggio prevedendo, al riguardo, che il Ministero dello sviluppo economico possa adeguare le forme e le modalità di erogazione del regime di tutela sulla base dell'esito dei monitoraggi sul mercato al dettaglio, da effettuarsi con cadenza almeno biennale.

Servizio di maggior tutela – Revisione delle fasce orarie

Ai sensi del TIV, nell'ambito del servizio di maggior tutela, a partire dall'1 luglio 2010 ai clienti domestici dotati di misuratori elettronici programmati per fasce orarie e messi in servizio, sono applicati corrispettivi PED¹ biorari, differenziati nelle fasce orarie F1 e F23 (F2+F3)². Questa applicazione risulta automatica e non condizionata a esplicita richiesta del cliente finale. A tale fine si è previsto anche un periodo transitorio, terminato il 31 dicembre 2011, in cui i corrispettivi PED biorari sono stati calcolati dall'Autorità sulla base di un rapporto predefinito tra il prezzo di fascia F1 e il prezzo di fascia F23, pari a 110%. Detto periodo transitorio – previsto dalla delibera 25 febbraio 2010, ARG/elt 22/10 – aveva l'obiettivo di garantire un passaggio graduale verso le nuove strutture di prezzo differenziate nel tempo e di consentire al cliente di acquisire conoscenza circa i propri consumi.

Con la delibera 15 settembre 2011, ARG/elt 122/11, l'Autorità è nuovamente intervenuta sulla struttura dei prezzi applicati ai clienti serviti nell'ambito della tutela, prevedendo in particolare:

- per i clienti finali non domestici allacciati con potenza non superiore a 16,5 kW, il passaggio da corrispettivi PED differenziati per fascia oraria e per raggruppamenti di mesi a corrispettivi PED differenziati per fascia oraria e per mese;
- per i clienti finali domestici, la soppressione delle disposizioni relative all'applicazione dei corrispettivi PED differenziati per i raggruppamenti di mesi a partire dall'1 gennaio 2012.

La citata delibera ha altresì previsto che l'intervento di eliminazione dei raggruppamenti avesse luogo a partire dall'1 gennaio 2012, così da permettere che i clienti finali potessero essere informati in merito. Per i clienti domestici la soppressione dei raggruppamenti si è quindi tradotta in un passaggio da corrispettivi PED biorari transitori a corrispettivi PED biorari differenziati per le fasce orarie F1 e F23.

Inoltre, stante i recenti andamenti del mercato all'ingrosso, la delibera ARG/elt 122/11 ha avviato un procedimento per l'eventuale formazione di provvedimenti in materia di modalità di applicazione di corrispettivi PED differenziati nel tempo ai clienti del servizio di maggior tutela, anche al fine di valutare la coerenza delle attuali modalità di applicazione con gli obiettivi di corretto segnale del prezzo. In merito alle fasce orarie, infatti, può notarsi come nel corso del tempo, in media annua, il differenziale del prezzo nel mercato a pronti (PUN) tra le fasce orarie si sia ridotto e, in particolare, come nei giorni lavorativi i prezzi medi delle ore appartenenti alla fascia oraria F2 mostrino un marcato avvicinamento ai prezzi medi delle ore incluse nella fascia oraria F1. Tale andamento dei prezzi, che ha subito un'accelerazione negli ultimi due anni – 2010 e 2011 – e che risulta confermato nel primo trimestre 2012, è anche spiegato sul lato dell'offerta dalla crescita esponenziale della capacità installata e della produzione di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, specialmente impianti eolici e fotovoltaici, che contribuiscono a ridurre in misura non trascurabile la domanda residua da soddisfare con impianti termoelettrici in particolari

¹ Corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica.

² La fascia F1 comprende il periodo della giornata che va dalle ore 8.00 alle ore 19.00, tutti i giorni dal lunedì al venerdì. La fascia F2 comprende i periodi della giornata che vanno dalle ore 7.00 alle ore 8.00 e dalle ore 19.00 alle ore 23.00 nei giorni dal lunedì al venerdì, dalle ore 7.00 alle ore 23.00, invece, nei giorni di sabato. La fascia F3 comprende il periodo della giornata che va dalle ore 23.00 alle ore 7.00 del giorno dopo nei giorni dal lunedì al venerdì, mentre nei giorni di domenica e festivi comprende tutte le ore della giornata. La fascia F23 comprende il periodo della giornata che va dalle ore 19.00 alle ore 8.00 del giorno dopo e l'intera giornata di sabato e domenica, nonché i giorni festivi.

momenti della giornata. Alla luce di questa evoluzione, la robustezza delle attuali fasce orarie rispetto al valore orario dell'energia elettrica dovrebbe pertanto essere rivalutata. Al fine di tale rivalutazione occorre tenere conto di quelli che possono essere considerati i mutamenti contingenti, i mutamenti strutturali e i tempi necessari all'implementazione di eventuali modifiche, relativamente alla riprogrammazione dei misuratori elettronici. La data di conclusione del procedimento è prevista per il 31 luglio 2012.

Servizio di salvaguardia – Oneri non recuperabili per morosità di clienti non disalimentabili

A partire dall'1 gennaio 2011 e sino all'1 dicembre 2013 il servizio di salvaguardia viene erogato dagli operatori individuati attraverso le procedure di selezione che si sono svolte alla fine dell'anno 2010³.

In tale ambito, il Ministro dello sviluppo economico, con decreto ministeriale del 23 novembre 2010, ha previsto tra l'altro l'adozione di un meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili sostenuti dagli esercenti la salvaguardia e relativi al mancato pagamento delle fatture da parte di clienti finali non disalimentabili. In particolare il decreto ministeriale ha stabilito che l'Autorità definisca le modalità di attuazione delle procedure di recupero e gestione del credito, che devono essere implementate dagli esercenti la salvaguardia per poter accedere al citato meccanismo.

Rispetto a questa previsione, con il documento per la consultazione 16 giugno 2011, DCO 24/11, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti. Nello specifico, il DCO 24/11 ha definito proposte in merito:

- al meccanismo di reintegrazione per morosità dei clienti non disalimentabili e alle relative modalità di attuazione delle procedure di recupero e gestione del credito da parte degli esercenti la salvaguardia, propedeutiche all'ammissione del credito al citato meccanismo;
- alle ulteriori procedure di recupero del credito successive alle azioni degli esercenti la salvaguardia non andate a buon fine;
- alle modalità di copertura degli oneri derivanti dal meccanismo,

nonché alle modalità di gestione dei meccanismi sopraindicati nel caso di crediti non recuperabili relativi a precedenti periodi di esercizio della salvaguardia.

Le proposte definite nel documento per la consultazione DCO 24/11 hanno l'obiettivo di precisare un quadro in cui, pur nella necessità di garantire la copertura agli esercenti la salvaguardia rispetto a crediti che non possono essere recuperati, vengano mantenuti sull'esercente i corretti incentivi a effettuare le più efficienti procedure di gestione dei pagamenti e di recupero del credito.

Interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio – Completamento della disciplina del sistema di indennizzo per gli inadempimenti contrattuali ai clienti finali

La disciplina del sistema di indennizzo, introdotta con la delibera 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09, è stata completata con la delibera 22 marzo 2012, 99/2012/R/eel. Essa si inquadra nel procedimento avviato con la delibera 28 giugno 2011, ARG/elt 89/11, e fa seguito al documento per la consultazione 4 agosto 2011, DCO 32/11, il quale ha illustrato gli orientamenti dell'Autorità per la minimizzazione delle potenziali criticità che gli esercenti la vendita entranti possono incontrare nella partecipazione al sistema di indennizzo. Il sistema di indennizzo ha la finalità di garantire all'esercente la vendita uscente un indennizzo per il mancato incasso del credito relativo alle fatture degli ultimi due mesi precedenti alla data di *switching* del cliente finale moroso. Tale indennizzo, pari al massimo alla stima della spesa di due mesi di erogazione della fornitura, è posto a carico del cliente finale moroso attraverso l'applicazione di un corrispettivo aggiuntivo della tariffa di distribuzione, il corrispettivo C^{MOR}, da parte del venditore entrante. Il funzionamento del sistema indennitario è basato quindi sulla gestione centralizzata da parte del gestore, identificato nell'Acquirente unico. L'attività del gestore consiste nel verificare la legittimità delle richieste di indennizzo dell'esercente la vendita entrante, e nell'indirizzare i flussi informativi nei confronti di tutti i partecipanti al sistema indennitario: l'esercente la vendita uscente, quello entrante, l'impresa distributrice e la CCSE.

Sono stati previsti interventi sul sistema indennitario per minimizzare alcune criticità relative alla sua implementazione,

³ Per l'identificazione degli esercenti la salvaguardia si faccia riferimento alla *Relazione Annuale 2011*, Capitolo 2, vol. 1.

registrate nei confronti degli esercenti la vendita entranti. Nello specifico, è stato segnalato un potenziale aumento delle criticità di gestione:

- dei reclami formulati dai clienti finali circa i corrispettivi C^{MOR} applicati;
- del rischio creditizio che grava sull'esercente la vendita entrante, a causa della possibilità che il cliente finale non paghi il corrispettivo C^{MOR} .

In particolare, con riferimento alle comunicazioni del cliente finale aventi a oggetto l'applicazione del corrispettivo C^{MOR} , è stato previsto che la comunicazione sia considerata come richiesta di informazioni ai sensi del *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale* (TIQV), anche sulla base del fatto che l'esercente la vendita entrante è soggetto estraneo al rapporto che ha originato l'applicazione di tale corrispettivo C^{MOR} . In questi casi, inoltre, l'esercente la vendita entrante dovrà provvedere a inviare al cliente finale esclusivamente una comunicazione standard, il cui contenuto è definito dall'Autorità (Allegato A alla delibera). Per quanto riguarda invece gli ulteriori strumenti di tutela per l'esercente la vendita entrante in caso di mancato pagamento del corrispettivo C^{MOR} , i meccanismi previsti riguardano:

- il differimento del termine per la fatturazione del corrispettivo C^{MOR} all'esercente la vendita entrante da parte dell'impresa distributrice, e dunque del relativo versamento a quest'ultima, al sesto mese successivo all'identificazione dell'esercente la vendita entrante; con ciò permettendo al citato esercente di fatturare al cliente finale, nel corso del predetto periodo e di incassare, quindi, il corrispettivo C^{MOR} – ovvero di predisporre le necessarie azioni nei confronti del cliente finale in caso di mancato pagamento – prima della fatturazione del corrispettivo stesso da parte dell'impresa di distribuzione;
- la possibilità dell'esercente la vendita entrante di:
 - sospendere il versamento dei corrispettivi C^{MOR} aventi a oggetto punti di prelievo relativi ai clienti finali per i quali è stata richiesta la sospensione della fornitura;
 - annullare le richieste di indennizzo riguardanti punti

di prelievo che sono disattivati o oggetto di richieste di disattivazione.

È altresì contemplato l'avvio del monitoraggio del fenomeno della morosità riguardante i corrispettivi C^{MOR} applicati ai clienti finali, prevedendo, a tal fine, uno specifico flusso di comunicazione mensile tra l'esercente la vendita entrante e il gestore, avente a oggetto l'ammontare e il numero dei corrispettivi C^{MOR} fatturati, nonché l'indicazione separata tra quelli riscossi, quelli per i quali il cliente finale è stato costituito in mora e quelli per i quali è stata richiesta la sospensione del punto.

I tempi di implementazione proposti nel provvedimento tengono conto del fatto che, successivamente all'entrata in vigore del provvedimento, l'Acquirente unico dovrà provvedere a modificare le attuali modalità di funzionamento² e le relative specifiche tecniche. Successivamente alla modifica delle specifiche tecniche dovrà altresì essere previsto un tempo minimo per l'implementazione, da parte degli operatori, dei nuovi flussi. Ciò comporta che le previsioni delle modifiche del sistema indennitario potranno entrare in vigore a partire dall'1 novembre 2012. Tuttavia, anche al fine di venire fin da subito incontro alle esigenze degli operatori, il provvedimento prevede che il differimento del termine per la fatturazione del corrispettivo C^{MOR} all'esercente la vendita entrante da parte dell'impresa distributrice entri in vigore da subito. Ciò comporta che la tutela nei confronti dell'esercente la vendita entrante si applichi a partire dall'entrata in vigore del provvedimento.

Interventi volti a garantire un migliore funzionamento del mercato al dettaglio – Standardizzazione dei flussi delle misure dei prelievi di energia elettrica

Con il documento per la consultazione 15 settembre 2011, DCO 36/11, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 3 febbraio 2010, ARG/elt 10/10, l'Autorità ha formulato le proprie proposte in merito alle informazioni da includere nei flussi informativi inerenti alla misura e all'aggregazione delle misure, laddove non ancora stabiliti, ai fini di rendere omogenei i contenuti minimi informativi di tali flussi verso gli utenti del dispacciamento in prelievo.

Le aree di intervento delle proposte non si sono limitate alla mera

² Tali modifiche dovranno essere approvate dall'Autorità.

definizione dei flussi informativi e dei loro contenuti, nonché alle relative modalità di trasmissione, ma anche alla definizione di alcuni obblighi informativi finora non previsti e alla revisione di

altri in ottica di ottimizzazione, con particolare riferimento alle misure trasmesse in occasione dello *switching* e delle rettifiche di misure precedentemente comunicate.

Mercato del gas

Monitoraggio della vendita e condizioni economiche di fornitura

Il sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio (vedi anche il Capitolo 3 di questo volume) è finalizzato, coerentemente con quanto previsto dal decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, a consentire all'Autorità l'osservazione regolare e sistematica delle condizioni di funzionamento della vendita al dettaglio, incluso il grado di apertura, la concorrenzialità e la trasparenza del mercato, nonché il livello di partecipazione dei clienti finali e il loro grado di soddisfazione (c.d. *customer satisfaction*). Tale sistema costituisce uno strumento essenziale per l'efficiente e tempestivo svolgimento delle funzioni intestate all'Autorità ai sensi del Terzo pacchetto energia, quali, a mero titolo di esempio, la regolazione sia dei servizi di pubblica utilità sia dei mercati con funzione pro-competitiva, ivi inclusa la riforma o la revoca della disciplina delle condizioni economiche di fornitura nei servizi di tutela, andando così a integrare, in maniera puntuale, le informazioni già disponibili a tal fine.

Ai sensi della delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11 (*Testo integrato della vendita gas*, 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 2011, con la delibera 14 dicembre 2010, ARG/gas 233/10;

- per il trimestre aprile-giugno 2011, con la delibera 29 marzo 2011, ARG/gas 31/11;
- per il trimestre luglio-settembre 2011, con la delibera 28 giugno 2011, ARG/gas 84/11;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2011, con la delibera 30 settembre 2011, ARG/gas 132/11;
- per il trimestre gennaio-marzo 2012, con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/gas 202/11.

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 di altri oneri di commercializzazione del gas all'ingrosso, non compresi quelli di cui alla successiva lettera b) 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. Inoltre, ai sensi della delibera 18 giugno 2010, ARG/gas 77/11, con riferimento all'anno termico 1 ottobre 2011 – 30 settembre 2012, il valore iniziale del parametro QE (QE_0) viene moltiplicato per un coefficiente K pari a 0,935.

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, svasso/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 aggiornato, con riferimento all'anno 2012, con la delibera ARG/gas 202/11, 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 2012, approvati con la delibera 28 luglio 2011, ARG/gas 106/11;
- il livello della componente QT, relativa al servizio di trasporto, è stato modificato con la delibera ARG/gas 202/11 con riferimento ai valori:
 - dell'elemento QTF, per tenere conto delle proposte tariffarie inerenti ai corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale nell'anno 2012, approvate ai sensi della delibera 6 dicembre 2011, ARG/gas 178/11;
 - 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 31/11 è stato modificato il valore dell'elemento CV^I, relativo al corrispettivo unitario per la contribuzione a titolo oneroso al contenimento dei consumi di gas per il periodo 1 aprile 2011 – 31 dicembre 2011;
- con la delibera ARG/gas 132/11 è stato introdotto l'elemento CV^{OS}, relativo al corrispettivo variabile per la copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di stoccaggio e degli oneri sostenuti dal Gestore dei servizi energetici (GSE) (vedi anche il Capitolo 3 di questo volume), inerenti alle misure transitorie a favore dei soggetti industriali che finanziano il potenziamento degli stoccaggi, secondo quanto stabilito dagli artt. 9 e 10 del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130;
- con la delibera ARG/gas 202/11, a decorrere dall'1 gennaio 2012 sono stati azzerati sia l'elemento CV^I relativo al corrispettivo unitario per la contribuzione a titolo oneroso al contenimento dei consumi di gas, sia l'elemento CV^{FG} relativo

alla copertura degli oneri del fattore di garanzia per il servizio di rigassificazione.

Servizio di tutela – Aggiornamento della componente materia prima

La delibera ARG/gas 77/11 ha avviato un procedimento finalizzato a definire, con decorrenza dall'1 ottobre 2012, un intervento di riforma delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela, e in particolare della componente a copertura dei costi di approvvigionamento della materia prima, anche alla luce delle evoluzioni del mercato legate all'implementazione del bilanciamento di merito economico.

Con il documento per la consultazione 22 dicembre 2011, DCO 47/11, l'Autorità ha proposto innanzitutto di introdurre nella formula di determinazione delle condizioni economiche della materia prima, basata sulla struttura dei contratti di approvvigionamento di lungo termine, anche un riferimento ai prezzi di mercato e, in particolare, alla valorizzazione del gas ai fini del bilanciamento giornaliero del sistema. In secondo luogo, ha previsto nuove modalità di determinazione dei corrispettivi da applicare ai clienti finali serviti in regime di tutela con l'obiettivo di coprire i costi di approvvigionamento dei venditori.

Successivamente, per dare una prima attuazione a partire dall'1 aprile 2012 a quanto disposto dall'art. 13 del decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1, come convertito dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, l'Autorità ha pubblicato un nuovo documento per la consultazione (1 marzo 2012, DCO 68/12), anticipando in via transitoria per il semestre aprile-settembre 2012 una nuova modalità di determinazione delle condizioni economiche della materia prima. In particolare, l'Autorità, in coerenza con il dettato normativo, ha previsto l'introduzione, nella formula di calcolo del corrispettivo per la materia prima, di un riferimento alle quotazioni a termine sui mercati europei del gas, in attesa dello sviluppo di un mercato italiano all'ingrosso sufficientemente liquido. Tale intervento si inserisce comunque nel processo di revisione organica della disciplina esistente, delineato nel DCO 47/11.

Servizio di tutela – Aggiornamento della componente commercializzazione

Con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/gas 200/11, l'Autorità ha

provveduto a modificare la componente QVD a remunerazione dell'attività di commercializzazione del gas naturale nel mercato della vendita al dettaglio. Tale delibera ha fatto seguito al documento per la consultazione 28 luglio 2011, DCO 31/11, con cui l'Autorità ha avanzato proposte in tema di definizione dei corrispettivi a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di vendita del gas naturale ai clienti finali. In particolare, con il DCO 31/11 l'Autorità ha proposto sia la revisione delle modalità di definizione e aggiornamento della componente QVD, sia ulteriori misure atte a favorire lo sviluppo della concorrenza nel mercato *retail*. In particolare il DCO 31/11 ha:

- previsto la definizione dei corrispettivi a copertura dei costi di commercializzazione, definendo specifiche soluzioni in tema di determinazione e aggiornamento dei prezzi di commercializzazione che tengano conto dell'evoluzione del mercato della vendita al dettaglio e del relativo impatto sui costi di commercializzazione;
- definito una specifica regolazione per i venditori storici integrati, stabilendo modalità di restituzione della differenza tra quanto conseguibile dall'applicazione dei corrispettivi applicati ai clienti finali serviti e la remunerazione per i venditori storici integrati.

La delibera ARG/gas 200/11 ha tuttavia provveduto ad aggiornare i livelli e la struttura della componente QVD, differenziandola per tipologia dei clienti finali serviti, ma non ha previsto l'introduzione, prospettata nel DCO 31/11, di una differente remunerazione per i venditori storici integrati. Gli esiti della consultazione infatti hanno, tra l'altro, evidenziato come le proposte in tema di differenziazione risultassero troppo onerose da implementare, comportando tempi di attuazione molto lunghi e forti implicazioni dal punto di vista gestionale, data la necessità di adeguamento dei sistemi; secondo alcuni, inoltre, la sua attuazione sarebbe risultata difficoltosa da monitorare. L'Autorità ha quindi ritenuto opportuno non effettuare il citato intervento sia alla luce della difficoltà di implementazione delle misure prospettate, sia tenendo conto di possibili comportamenti opportunistici da parte dei medesimi (relativi per esempio allo scambio dei portafogli clienti) che avrebbero potuto comportare costi potenzialmente

superiori ai benefici.

Rispetto all'aggiornamento dei livelli, la componente QVD è stata rivista in aumento e articolata in maniera tale da permettere l'attribuzione alle diverse tipologie di clienti finali dei costi connessi con l'attività di commercializzazione della vendita al dettaglio, tenendo al contempo in considerazione la necessità che tale differenziazione fosse di semplice implementazione. A tale fine è stato previsto che la componente QVD venga differenziata tra clienti domestici e clienti non domestici e sia articolata in una quota fissa per punto di riconsegna e in una quota variabile in funzione del gas naturale prelevato.

Servizio di tutela – Clienti aventi diritto al servizio di tutela

La revisione della platea dei clienti aventi diritto al servizio di tutela, prevista dall'Autorità con la delibera 9 giugno 2011, ARG/gas 71/11, considera l'evoluzione normativa in tema di identificazione dei clienti vulnerabili. Infatti, con il citato decreto legislativo n. 93/11 è stato previsto che tra i clienti vulnerabili, aventi diritto transitoriamente al servizio di tutela, siano comprese anche le utenze relative ad attività di servizio pubblico, ossia utenze nella titolarità di una struttura pubblica o privata che svolge un'attività riconosciuta di assistenza, tra cui ospedali, case di cura, case di riposo, carceri e scuole.

L'Autorità è dunque intervenuta, anche a seguito dell'identificazione dei clienti vulnerabili, al fine di:

- * estendere il servizio di tutela di categoria⁵ anche ai clienti non domestici con consumi inferiori a 50.000 S(m³)/anno e alle utenze relative ad attività di servizio pubblico;
- * definire la procedura di comunicazione ai clienti finali relativamente alla cessazione della cosiddetta "tutela individuale", a partire dal 30 settembre 2011, e alla conseguente necessità di stipulare un contratto a condizioni di libero mercato.

In particolare, l'estensione del servizio di tutela ha reso necessario stabilire i criteri e le modalità in accordo ai quali l'esercente la vendita e l'impresa di distribuzione devono provvedere alla corretta identificazione dei clienti finali appartenenti alla tipologia delle utenze relative ad attività di servizio pubblico.

⁵ La tutela di categoria, ai sensi del Titolo I del TIVG, riguarda: i clienti finali domestici e i condomini con uso domestico fino a consumi inferiori a 200.000 S(m³)/anno.