

anno del periodo 2014-2020 di questo obiettivo, essendo stato introdotto un «regime nazionale obbligatorio di efficienza energetica», che dovrà garantire il raggiungimento di un obiettivo cumulato vincolante di risparmio energetico negli usi finali nel periodo considerato.

Al fine poi di consentire una più efficace pianificazione degli investimenti da parte degli operatori, dando certezza e stabilità ai meccanismi di incentivazione, l'Autorità ritiene, invece, che il recepimento della direttiva debba essere anche l'occasione per definire la suddivisione del target tra i diversi strumenti disponibili (certificati bianchi e, in base alla Relazione accompagnatoria allo schema di decreto, detrazioni fiscali e Conto energia termico di cui al decreto ministeriale 28 dicembre 2012, fatto salvo quanto disposto al comma 8, dell'art. 7, dello schema di decreto).

Inoltre, affinché l'Autorità possa esercitare efficacemente la funzione di formulare proposte al Ministero dello sviluppo economico e al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, è fondamentale che essa abbia garanzia di accesso a tutte le informazioni necessarie a monitorare il funzionamento degli strumenti di promozione dell'efficienza energetica in vigore ed eventuali scostamenti dei risultati conseguiti rispetto al target.

Per quanto riguarda, invece, la quota dell'obiettivo obbligatorio da conseguire negli usi finali nel periodo 2014-2020 con strumenti diversi dai certificati bianchi, si ritiene necessaria l'eliminazione di quanto disposto al comma 8 dell'art. 7 del decreto, in considerazione della difficoltà di contabilizzare con precisione i risparmi energetici addizionali connessi unicamente all'attuazione di Sistemi di gestione dell'energia o di *audit* energetici, e del connesso rischio di *double counting*.

Il perseguimento degli obiettivi di efficienza energetica e gestione attiva della domanda richiede non solo lo sviluppo di un'offerta concorrenziale di servizi energetici ma, al contempo, una maggiore consapevolezza dei consumatori in relazione ai propri consumi, ai costi connessi e alle opportunità di ridurre la propria spesa per l'energia, argomenti di cui lo schema di decreto tratta all'art. 9. Su tale punto, l'Autorità ha ricordato come il nostro Paese sia all'avanguardia in materia di misura dei consumi di energia elettrica e di gas naturale e nel mondo nel campo dei contatori intelligenti; inoltre, il regolatore ha menzionato anche quanto fatto in relazione sia allo sviluppo del Sistema informativo integrato, di cui all'art. 1-bis della legge 13 agosto 2010, n. 129, per assicurare la terzietà nel trattamento dei dati di *switching*, sia al progetto Bolletta 2.0 per la revisione della struttura dei documenti di fatturazione, volto a semplificarne la lettura e la comprensione da parte dei consumatori finali.

L'art. 11 dello schema di decreto attribuisce all'Autorità il compito di valutare, entro giugno 2015, i potenziali di efficientamento delle infrastrutture elettriche e del gas. In merito, l'Autorità ha ricordato che tale tempistica, peraltro prevista dalla direttiva, risulta critica in ragione della complessità di tale valutazione.

Nel corso dell'audizione, l'Autorità ha affrontato anche il tema dell'articolazione delle tariffe elettriche di rete – tema su cui nel 2013 il regolatore aveva già avviato un procedimento di revisione, nell'ambito del quale è stata anche attuata una sperimentazione tariffaria su scala nazionale per utenti che usano le pompe di calore come sistema principale di riscaldamento della propria abitazione di residenza – sottolineando come, per completare il percorso verso il superamento della tariffa elettrica domestica progressiva, sia necessario anche provvedere all'eliminazione degli attuali scaglioni tariffari, previsti per le accise sull'energia elettrica consumata dai clienti domestici. Senza tale provvedimento normativo la transizione verso una tariffa domestica semplice e comprensibile resterebbe incompiuta. Tale impostazione è coerente con quanto esplicitamente previsto dallo schema di decreto (art. 11, comma 2), che precisa come il superamento dell'attuale struttura progressiva della tariffa elettrica domestica debba avvenire «secondo criteri di gradualità», che l'adeguamento «non deve produrre impatti sulle categorie di utenti con struttura tariffaria non progressiva» e che l'Autorità può proporre al Governo «eventuali nuovi criteri per la definizione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica».

Inoltre, relativamente alle funzioni di regolazione e controllo nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento attribuite al regolatore dallo schema di decreto (puntualmente elencate all'art. 10, comma 16, e all'art. 9, comma 1), l'Autorità, anche al fine di garantire omogeneità sotto il profilo della tutela dei consumatori e degli obblighi di servizio pubblico in un settore che presenta notevole frammentarietà, ha osservato la necessità che nelle funzioni a essa attribuite venga ricompresa quella di definire una o più convenzioni tipo tra il gestore del servizio e il Comune.

Oltre a ciò, poiché lo schema di provvedimento (art. 10, comma 16, lettera e) attribuisce all'Autorità la definizione di tariffe di cessione del calore limitatamente ai casi di nuove reti ubicate in aree urbane non metanizzate e a quelli in cui i Comuni abbiano imposto l'obbligo di allacciamento alla rete di teleriscaldamento, l'Autorità ritiene che tale previsione dovrebbe essere riferita a tutti in casi in cui non esiste un efficace assetto concorrenziale tra sistemi alternativi di produzione e fornitura del calore, oltre che (come già

previsto dallo schema di decreto) ai casi in cui l'allacciamento alla rete è imposto dai Comuni.

Inoltre, si suggerisce di includere nelle funzioni attribuite all'Autorità anche quella relativa alla definizione dei criteri di quantificazione del valore residuo delle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento al termine delle concessioni, ove tali criteri non siano previsti nelle convenzioni. Tale previsione favorirebbe lo sviluppo delle reti, anche in prossimità della scadenza della convenzione, darebbe certezza ai finanziatori e tranquillità agli operatori, ed eviterebbe il rischio di impatti tariffari negativi di altre soluzioni.

L'Autorità ritiene, infine, auspicabile che lo schema di decreto preveda che anche le funzioni di cui all'art. 9, comma 1, in materia di attività di misura dei consumi di calore, freddo e acqua calda sanitaria nel settore domestico distribuiti da reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, siano esercitate dall'Autorità con i medesimi poteri previsti dalla legge istitutiva.

Disegno di legge di conversione del decreto legge 24 giugno 2014, n. 90, recante Misure urgenti per la semplificazione e la trasparenza amministrativa e per l'efficienza degli Uffici giudiziari

Nell'audizione del 9 luglio 2014 presso la 1ª Commissione affari costituzionali della Camera, l'Autorità ha offerto il proprio contributo in merito all'esame del disegno di legge di conversione in legge del decreto legge n. 90/14, recante *Misure urgenti per la semplificazione e la trasparenza amministrativa e per l'efficienza degli Uffici giudiziari*, proponendo osservazioni sulle criticità emerse dall'art. 22 che contiene norme concernenti questa stessa Autorità di regolazione. In particolare, il comma 9 dell'art. 22 prevedeva che, entro il 30 settembre 2014, il Ministero dell'economia e delle finanze individuasse, tramite l'Agenzia del demanio, uno o più edifici contigui da adibire a sede comune dell'Autorità di regolazione dei trasporti, dell'Autorità, dell'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni, della Commissione di vigilanza sui Fondi pensione e della Commissione di garanzia dell'attuazione della legge sullo sciopero nei servizi pubblici essenziali e che il trasferimento dei relativi Uffici venisse effettuato entro il 30 giugno 2015.

Infatti, tale previsione, se letta unitamente al successivo comma 10 – che prevedeva l'abrogazione dell'art. 2, comma 3, della legge n. 481/95, il quale poneva il divieto per più Autorità di regolazione dei servizi pubblici di avere sede nella stessa città – e al comma 12 – che stabiliva

l'abrogazione della norma del Codice del processo amministrativo la quale devolve la competenza esclusiva delle controversie relative ai poteri esercitati dall'Autorità al TAR Lombardia – induceva a ritenere che gli Uffici di tutte le Autorità di regolazione potessero essere trasferiti nella città di Roma, considerato che nella capitale hanno la propria sede principale alcune Autorità indipendenti elencate al comma 9. Alcune osservazioni sono state formulate anche con riferimento al comma 4 dell'art. 22, che prevede una procedura concorsuale unica per il reclutamento di personale non solo delle Autorità di regolazione, ma di tutte le principali Autorità amministrative indipendenti, gestite unitariamente, previa stipula di apposite convenzioni tra gli stessi organismi. Infine, l'Autorità si è soffermata sul regime di incompatibilità previsto per i dirigenti a tempo indeterminato e per i Componenti degli organi di vertice delle Autorità di regolazione (inclusa l'Autorità), rispetto alla disciplina prevista per le altre Autorità indipendenti. L'art. 22, al comma 3, lettera a), integrando l'art. 2, comma 9, della legge n. 481/95, stabilisce, infatti, per i dirigenti a tempo indeterminato e per i Componenti delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità, il divieto, per i quattro anni successivi alla cessazione dell'attività, di «intrattenere, direttamente o indirettamente, rapporti di collaborazione, di consulenza o di impiego con le imprese operanti nel settore di competenza». Detto regime di incompatibilità *ex post* per ben quattro anni, unitamente al giusto regime della incompatibilità assoluta durante il servizio (rafforzata rispetto al restante mondo della Amministrazione pubblica) e agli ulteriori limiti di progressione di carriera ed economica già in vigore, rischia di provocare una notevolissima decrescita del grado di interesse delle posizioni offerte presso l'Autorità nei confronti del mercato privato, in settori ove il presidio pubblico di un'Autorità indipendente si connota anche per l'elevata qualificazione e la competenza riconosciuta alle persone che vi operano.

Conversione in legge del decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, recante Disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea

Nell'audizione del 3 luglio 2014 presso le Commissioni industria, commercio e turismo e territorio, ambiente, beni ambientali del

Senato, l'Autorità ha formulato le proprie osservazioni e proposte in merito agli artt. da 23 a 30 del decreto legge n. 91/14, recante *Disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea*, in materia di:

- * riduzione delle bollette elettriche a favore dei clienti forniti in media e bassa tensione (art. 23);
- * disposizioni in materia di esenzione da corrispettivi e oneri del sistema elettrico per reti interne e sistemi efficienti di produzione e consumo (art. 24);
- * modalità di copertura di oneri sostenuti dal GSE (art. 25);
- * interventi sulle tariffe incentivanti dell'elettricità prodotta da impianti fotovoltaici (art. 26);
- * rimodulazione del sistema tariffario dei dipendenti del settore elettrico (art. 27);
- * riduzione dei costi del sistema elettrico per le isole minori non interconnesse (art. 28);
- * rimodulazione del sistema tariffario elettrico delle Ferrovie dello Stato (art. 29);
- * semplificazione amministrativa e di regolazione a favore di interventi di efficienza energetica e impianti a fonti rinnovabili (art. 30).

Relativamente al comma 1 dell'art. 23, che individua la platea dei beneficiari dello sconto in bolletta, l'Autorità precisa che il riferimento alla soglia di potenza dovrebbe essere relativo alla «potenza disponibile superiore a 16,5 kW» e non alla potenza «impegnata non inferiore a 16,5 kW», sia per rendere i raggruppamenti dei clienti coerenti con le vigenti classi tariffarie della distribuzione, sia per stabilizzare la definizione dell'ambito, dal momento che, se restasse il riferimento alla potenza "impegnata", la platea delle utenze ammesse alla rimodulazione varierebbe di mese in mese in funzione del variare dell'effettivo prelievo di potenza che, per gran parte di questi clienti, viene rilevato su base mensile, potendo scendere anche sotto la soglia dei 16,5 kW in alcuni mesi.

Il successivo art. 24, in merito all'applicazione degli oneri di trasmissione e distribuzione e degli oneri generali di sistema con riferimento alle RIU, ai SEU e ai SEESEU, prevede che, nel caso dei suddetti SEU, SEESEU e RIU, le componenti variabili siano applicate all'energia

elettrica prelevata dalla rete pubblica in misura pari al 100% del loro valore unitario e all'energia elettrica consumata ma non prelevata dalla rete pubblica in misura pari al 5% del loro valore unitario totale. Considerato che, nel caso di sistemi che entrano in esercizio dopo il 31 dicembre 2014, la quota del 5% potrebbe essere modificata a partire dal 2016, l'Autorità ha evidenziato l'opportunità di prevedere i criteri secondo cui verrà aggiornata la quota di applicazione degli oneri generali di sistema, al fine di garantire sicurezza e stabilità per gli investitori, eventualmente anche valutando l'opportunità di prevedere, per i sistemi non ancora in esercizio, una quota fin da subito più elevata rispetto a quella definita per i SEU già in esercizio. Il regolatore ha consigliato di estendere a regime quanto previsto dal decreto per il transitorio 2015, ossia una maggiorazione delle parti fisse dei corrispettivi a copertura degli oneri di sistema, di effetto stimato equivalente a quanto previsto dal decreto legge. La misurazione effettiva dell'energia autoconsumata è troppo complessa e richiederebbe «una completa innovazione dei flussi informativi del sistema elettrico». Il tutto nell'attesa di un'auspicata «ampia revisione» del meccanismo degli oneri.

Con riferimento alle modalità di copertura degli oneri sostenuti dal GSE, individuate dall'art. 25, l'Autorità ritiene che sia preferibile specificare che la definizione dei corrispettivi, da approvare con decreto del Ministro dello sviluppo economico previa proposta del GSE, e la compensazione eventualmente disposta dall'Autorità, dovrebbero essere riconosciute solo se ancorate a criteri di efficienza. Riguardo l'art. 26, che prevede per gli impianti fotovoltaici specificatamente di potenza superiore a 200 kW, a decorrere dall'1 gennaio 2015, l'estensione del periodo incentivante da 20 a 24 anni a fronte di una rimodulazione del valore unitario dell'incentivo di entità dipendente dalla durata del periodo incentivante residuo, l'Autorità accoglie con favore la disposizione relativa all'erogazione degli incentivi in acconto, che consentirebbe una stabilizzazione dal punto di vista sia dei produttori, sia del sistema elettrico, pur sottolineando la necessità che siano utilizzati dati di misura effettivi, al fine di aggiornare la producibilità e di erogare i conguagli.

L'Autorità, inoltre, condivide e ritiene effettivamente perseguibile nel medio termine l'obiettivo di una riduzione dei costi del sistema elettrico per le isole minori non interconnesse, come previsto dall'art. 28; ma tale obiettivo, a parere dell'Autorità, richiede un intervento più incisivo, mirato a un trattamento omogeneo di tutte le realtà isolate minori, che preveda meccanismi di regolazione inducenti il recupero di efficienza e, di conseguenza, riducenti l'onere sostenuto dal

sistema per garantire il servizio elettrico in tali isole. Detta riforma, da applicare a tutte le isole non interconnesse, sia a quelle ammesse al regime di integrazione tariffaria previsto dall'art. 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10 (c.d. "imprese elettriche minori"), sia a quelle per le quali la sostenibilità economica della produzione dell'energia elettrica è garantita dall'essenzialità degli impianti in ragione della assenza di interconnessione con il sistema elettrico nazionale, deve anche incentivare la progressiva copertura del fabbisogno tramite fonti rinnovabili e l'efficienza energetica da parte dei gestori del servizio elettrico. Inoltre, ai fini di una completa riforma della materia nel medio termine, l'Autorità propone che venga dato mandato al Governo di richiedere alla Commissione europea l'ammissione alle deroghe, di cui all'art. 44 della direttiva 2009/72/CE, per tutti i microsistemi isolani non interconnessi; ciò al fine di consentire la gestione del servizio elettrico da parte di imprese verticalmente integrate in regime di regolazione completa del servizio anche per le fasi di produzione e vendita.

L'Autorità ritiene inoltre prioritario che, a valle di approfondite analisi costi/benefici, il gestore del sistema di trasmissione (Terna) valuti la fattibilità e la convenienza economica a procedere all'interconnessione di tali reti alla RTN per promuovere la coesione elettrica del Paese e, in caso positivo, proceda a inserire tali sviluppi nel proprio piano decennale. L'art. 29 del decreto introduce un intervento, condiviso dall'Autorità, di contenimento dell'onere gravante sulle bollette elettriche per finanziare il regime tariffario speciale a favore dei trasporti ferroviari, che incide complessivamente per circa 350 milioni all'anno. L'articolo in esame prevede, dunque, una riduzione di 120 milioni di euro.

Sul punto, l'Autorità ha segnalato l'opportunità che la norma precisi la sua decorrenza e i suoi effetti sulle componenti compensative di competenza dell'anno 2014.

Infine, in merito alle misure di semplificazione amministrativa a favore di interventi di efficienza energetica e impianti a fonti rinnovabili (art. 30) e, in particolare, al modello unico da introdurre per la comunicazione relativa alla realizzazione, alla connessione e all'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, l'Autorità ha ritenuto che tale modello non consenta di garantire l'auspicata semplificazione amministrativa, perché non comporterebbe l'unificazione delle attività in capo ai diversi soggetti coinvolti (Comuni, gestori di rete e GSE). Il modello unico potrebbe comportare effettive semplificazioni solo se fosse indirizzato a un soggetto unico, che svolgerebbe un ruolo di intermediazione tra

i produttori e i medesimi tre soggetti; tale ruolo attualmente non è previsto dalla regolazione e comunque, anche se fosse previsto, comporterebbe maggiori costi per la collettività.

Durante l'audizione l'Autorità ha poi illustrato le possibili ulteriori misure che mirano a eliminare oneri impropri attualmente gravanti sui consumatori elettrici, per consentire un'effettiva riduzione della spesa elettrica per i soggetti individuati dal decreto legge, estendibile anche alle famiglie. In primo luogo, come peraltro già segnalato in precedenti occasioni, l'Autorità ha proposto di prevedere che gli oneri generali non siano soggetti all'applicazione dell'IVA, consentendo così una immediata e generalizzata riduzione del prezzo finale dell'energia elettrica e ponendo fine a una doppia imposizione fiscale che penalizza le attività economiche sottostanti. In secondo luogo, il regolatore ha ricordato anche come le disposizioni previste dalla legge 10 giugno 2004, n. 11, e dalla legge n. 266/05 comportino sulla bolletta elettrica dei clienti finali del servizio elettrico un aggravio annuo pari a 135 milioni di euro, importo che le medesime norme prevedono venga versato a favore del Bilancio dello Stato. A tale riguardo, l'Autorità ha sottolineato come il permanere di forme indirette e occulte di sovra-tassazione dell'energia elettrica sia in palese contrasto con l'obiettivo di ridurre il costo sopportato dai clienti finali per la fornitura del servizio elettrico, a danno della competitività del Paese.

Conversione in legge del decreto legge 12 settembre 2014, n. 133, recante Misure urgenti per l'apertura dei cantieri, la realizzazione delle opere pubbliche, la digitalizzazione del Paese, la semplificazione burocratica, l'emergenza del dissesto idrogeologico e per la ripresa delle attività produttive

Nell'audizione del 29 settembre 2014 presso la Commissione ambiente, territori, lavori pubblici della Camera dei deputati, l'Autorità ha offerto il proprio contributo in merito all'esame del disegno di legge di conversione in legge del decreto legge n. 133/14, recante *Misure urgenti per l'apertura dei cantieri, la realizzazione delle opere pubbliche, la digitalizzazione del Paese, la semplificazione burocratica, l'emergenza del dissesto idrogeologico e per la ripresa delle attività produttive* (c.d. "Sblocca Italia").

Nella memoria del 25 settembre 2014, 467/2014/l, predisposta per la suddetta audizione, l'Autorità si è soffermata sulle sole disposizioni del decreto legge attinenti alle materie ricomprese nelle proprie competenze e, segnatamente, su quanto disposto negli articoli

relativi alla gestione delle risorse idriche (art. 7) e alle misure urgenti per l'approvvigionamento e il trasporto del gas naturale (art. 37).

Le disposizioni contenute all'art. 7 del decreto in esame incidono su numerosi e rilevanti aspetti di interesse per l'Autorità nel settore idrico, in relazione ai profili della *governance* e della promozione degli investimenti.

L'Autorità condivide i principi generali sottesi alla normativa in questione, che induce e favorisce processi di aggregazione dei servizi sia relativamente all'affidamento del servizio – per quanto riguarda l'assetto dei soggetti competenti all'affidamento del servizio e i correlati ambiti territoriali –, sia con riferimento ai soggetti gestori, oltre a permettere di conseguire più elevati standard di qualità dei servizi, tramite l'ulteriore promozione degli investimenti infrastrutturali rispetto a quella già significativa indotta dalla regolazione, ma segnala alcune criticità. Tra queste, *in primis*, la previsione dell'art. 7 relativa alla possibilità di ricorrere al subaffidamento del servizio, previa approvazione espressa da parte dell'ente di governo d'ambito. Tale previsione non appare del tutto coerente con il principio dell'unicità della gestione, sancito, peraltro, dallo stesso art. 7, per cui l'Autorità sottolinea l'opportunità di valutare la soppressione di tale previsione o, in subordine, di introdurre requisiti verificabili dall'ente di governo d'ambito che limitino la possibilità di ricorrere al subaffidamento del servizio, comunque ammettendo detta facoltà soltanto fino alla scadenza prevista per l'avvio della gestione unica del servizio. Inoltre, in relazione alla previsione dell'art. 7 che stabilisce che le convenzioni tipo approvate dall'Autorità devono disciplinare in particolare «*gli strumenti per assicurare il mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario della gestione*», oltre all'obbligo del suo raggiungimento, il regolatore ha inteso soffermarsi sulla necessità di responsabilizzare di più i gestori sull'equilibrio economico-finanziario, per non far incrementare le tariffe senza una pari garanzia di efficienza del servizio. Infatti, una regolazione economica ottimale non dovrebbe prevedere strumenti volti ad assicurare l'equilibrio economico-finanziario anche in presenza di una gestione inefficiente, bensì meccanismi volti a stimolare l'efficienza e ad assicurare la redditività dell'attività economica per i soli soggetti gestori in grado di erogare il servizio a costi efficienti, evitando così sia il trasferimento sugli utenti di costi anche non efficienti, sia l'eliminazione di ogni rischio di impresa per il gestore del servizio idrico. L'Autorità, dunque, ha proposto di valutare la modifica di detta disposizione, riconducendo l'equilibrio economico-finanziario alla responsabilità,

posta in capo ai gestori ed estranea alla regolazione, di esercire i servizi secondo criteri di efficienza.

L'Autorità ha, altresì, evidenziato l'opportunità di eliminare o di limitare la deroga rispetto alla scadenza del 13 settembre 2015 per la definizione del Piano d'ambito, per la scelta della forma di gestione e per l'avvio della procedura di affidamento. Tale deroga, infatti, riferita ai casi in cui i gestori attualmente presenti, diversi dall'affidatario di ambito, esercitano il servizio «*in base a un affidamento assentito in conformità alla normativa pro tempore vigente e non dichiarato cessato ex lege*», potrebbe vanificare in parte i positivi effetti del nuovo art. 172 del decreto legislativo n. 152/06, atteso che la quasi totalità delle gestioni diverse dalle società affidatarie d'ambito oggi presenti eroga il servizio «*in base a un affidamento assentito in conformità alla normativa pro tempore vigente e non dichiarata cessato ex lege*». La deroga finirebbe, quindi, per intercettare la gran parte delle gestioni verso cui la norma principale – che disciplina il subentro del gestore affidatario per l'ambito al fine di assicurare l'unicità della gestione – è rivolta.

Con riferimento alle modifiche apportate dal decreto legge in esame all'art. 151 del decreto legislativo n. 152/06 che, recependo un orientamento giurisprudenziale già formatosi in relazione ai poteri dell'Autorità, si riferiscono al potere di incidere sulle convenzioni in corso, l'Autorità ha proposto di inserire esplicitamente il riferimento puntuale alle norme che già attribuiscono all'Autorità tale potere.

Infine, con riguardo ai meccanismi finalizzati a superare l'eventuale inerzia da parte degli enti chiamati a procedere all'affidamento in base alla nuova disciplina legislativa, l'Autorità ha sottolineato come l'attribuzione alla medesima del compito di segnalazione al Governo degli eventuali casi di inerzia dei Presidenti delle Regioni, non appare del tutto coerente con la natura del regolatore quale amministrazione indipendente e neutrale.

In relazione agli investimenti, estremamente necessari per il settore considerato, l'Autorità ha ricordato la particolare rilevanza della regolazione innovativa e asimmetrica, specificando tuttavia la necessità di affiancare a tale regolazione ulteriori strumenti di finanziamento delle opere.

In tal senso, l'Autorità ha valutato positivamente la previsione dello specifico Fondo finalizzato alla promozione degli investimenti nel settore idrico, sottolineando però l'opportunità di valutare la sostituzione del Fondo come definito dall'art. 6 del decreto legge cui si riferisce l'audizione, con il Fondo di garanzia delle opere idriche, individuato dall'art. 24 del disegno di legge recante *Disposizioni in materia*

ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell'uso eccessivo di risorse naturali (c.d. "collegato ambientale"), da cui differisce sia per modalità di gestione, sia per fonti di finanziamento. A parere dell'Autorità, il Fondo previsto dal disegno di legge c.d. "collegato ambientale" si configura come l'avvio di una soluzione a regime per l'ulteriore rilancio degli investimenti nel settore.

In relazione alle misure urgenti per l'approvvigionamento e il trasporto del gas naturale, previste dall'art. 37 del decreto legge n. 133/14 (c.d. "Sblocca Italia"), convertito dalla legge n. 164/14, l'Autorità ritiene che, in relazione alla sicurezza del sistema, l'individuazione della dotazione infrastrutturale necessaria, con particolare riferimento ai possibili rischi connessi alle tensioni politiche internazionali, richieda una valutazione specifica del Governo, che tenga conto di un corretto equilibrio tra i costi associati allo sviluppo delle suddette infrastrutture e la relativa capacità incrementale per il sistema gas, anche per non incidere eccessivamente sui consumatori. Da questo punto di vista l'Autorità ha riconosciuto l'importanza non solo dell'applicazione selettiva degli incentivi da destinare agli sviluppi di nuovo stoccaggio con prestazioni di punta di erogazione particolarmente "performanti", ma anche dell'attuazione di «meccanismi di verifica ex post delle performance, al fine di responsabilizzare gli operatori su basi contrattuali e di corresponsabilità».

Disegno di legge recante Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell'uso eccessivo di risorse naturali

Nell'audizione del 16 dicembre 2014 presso la Commissione territorio, ambiente, beni ambientali del Senato, l'Autorità si è soffermata sulle disposizioni del disegno di legge recante *Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell'uso eccessivo di risorse naturali*, con particolare riferimento ai SEU e alle risorse idriche, agli accordi di programma per l'attuazione del principio "chi inquina paga" (art. 39), al Fondo di garanzia delle opere idriche (art. 42), alla tariffa sociale del servizio idrico integrato (art. 44), alla regolazione del SII e delle regioni a statuto speciale (art. 46) e al trattamento delle acque reflue di vegetazione (art. 48).

In sintesi, l'art. 8 del decreto rimuove la soglia della potenza nominale dei SEU, come definita dal decreto legislativo n. 115/08 e s.m.i., pari a 20 MW, estendendo la platea dei soggetti per i quali trovano applicazione le esenzioni parziali dall'applicazione degli oneri generali di sistema. Tale estensione, a parità di gettito necessario per la

copertura degli oneri generali di sistema, comporta un aggravio significativo di spesa per tutti gli altri clienti finali del settore elettrico. Con la memoria in esame, l'Autorità ha sottolineato, pertanto, la non sostenibilità della previsione dell'art. 8 citato, suggerendone la soppressione in considerazione del fatto che l'attuale soglia, posta pari a 20 MW, appare già ampiamente sufficiente per comprendere i sistemi efficienti realizzati presso l'utenza diffusa.

L'art. 39, comma 7, del provvedimento in esame reca una modifica all'art. 119 del decreto legislativo n. 152/06, prevedendo che il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e le Regioni, mediante la stipula di accordi di programma, possano determinare la quota parte delle entrate dei canoni derivanti dalle concessioni del demanio idrico, nonché le maggiori entrate derivanti dall'applicazione del principio "chi inquina paga" da destinare al finanziamento di talune funzioni attribuite alle Autorità di bacino. L'Autorità ha evidenziato i rischi di detta previsione sotto il profilo dell'attuazione del principio "chi inquina paga": da una parte, l'eventuale elusione della regolazione economica relativa alla determinazione di tale principio, giacché l'attuazione di tale principio verrebbe di fatto rimessa a decisioni assunte su base negoziale discrezionale, senza un coordinamento con i limiti e le valutazioni tecniche richieste dal diritto comunitario e in parte sviluppate anche nell'ambito della regolazione definita dall'Autorità; dall'altra parte, un possibile aumento delle tariffe degli utenti finali, prevalentemente domestici, sui quali finirebbero per gravare costi – non controllati dal regolatore nella loro efficienza, ma stabiliti per via negoziale – eventualmente generati anche da altri utilizzatori della risorsa idrica, in contrasto con il richiamato principio "chi inquina paga".

Con riferimento al Fondo di garanzia delle opere idriche, previsto dall'art. 42, l'Autorità si è espressa a favore del Fondo stabilito dal disegno di legge in trattazione, ritenendolo preferibile al Fondo destinato al finanziamento degli interventi relativi alle risorse idriche, delineato al comma 6 dell'art. 7 del decreto legge n. 133/14 – c.d. "Sblocca Italia". Tuttavia, l'Autorità precisa come, in relazione al Fondo previsto dall'art. 42 in esame, appare opportuno eliminare il richiamo, contenuto al termine del comma 1, al finanziamento degli «interventi connessi alla tutela della risorsa idrica dal punto di vista idrogeologico», al fine di evitare che, tramite il Fondo, con le tariffe del SII finiscano indirettamente per essere finanziate anche opere non pertinenti al servizio reso agli utenti finali.

Inoltre, l'Autorità è intervenuta anche in materia di tariffa sociale così come prevista dall'art. 44, accogliendo con estremo favore le

attribuzioni previste in tal senso, ma sottolineando un elemento di potenziale criticità della norma nella parte in cui essa subordina la definizione delle condizioni agevolate, da assicurare agli utenti in condizioni disagiate da parte dell'Autorità, al parere degli enti d'ambito nelle loro forme rappresentative.

Infine, con riferimento all'art. 48, che prevede l'assimilazione alle acque reflue domestiche, ai fini dello scarico in pubblica fognatura, delle acque reflue di vegetazione dei frantoi oleari, l'Autorità ha evidenziato la criticità di tale disposizione – atteso che detta tipologia di refluo si caratterizza per un elevato carico inquinante connesso alla alta concentrazione di alcune sostanze quali polifenoli totali, grassi e fosforo, oltre a non trascurabili concentrazioni di metalli – che determina la necessità di elevate o onerose attività depurative. Tale previsione appare, dunque, contraddittoria e discriminatoria rispetto all'implementazione del principio comunitario "chi inquina paga". L'eventuale misura finirebbe, infatti, per produrre effetti discriminatori verso altre attività industriali, con reflui meno inquinanti e che figurano nel novero di quelli non assimilabili.

Indagine conoscitiva dell'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni concernente i servizi di comunicazione machine-to-machine (M2M)

L'Autorità ha fornito un contributo all'Indagine conoscitiva avviata dall'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni sulle complesse tematiche delle comunicazioni *machine-to-machine* (M2M), al fine di favorire lo sviluppo delle applicazioni c.d. *smart* (lettura, automazione, controllo, sicurezza ecc.) dei settori energetici e del settore idrico.

Per l'Autorità risulta rilevante:

- * assicurare la necessaria interoperabilità (tra apparati di costruttori diversi, tra sistemi basati su tecnologie diverse, tra piattaforme di raccolta dati e gestione ecc.) e la facile sostituibilità di servizi offerti da operatori diversi o con tecnologie diverse, in settori ormai ampiamente liberalizzati e soggetti a dinamiche concorrenziali;
 - * orientare la regolazione in modo da favorire uno sviluppo delle applicazioni *smart* tale da minimizzare i costi che ricadono sui sistemi regolati e in ultima analisi sui clienti finali, inclusi in particolare i costi dei servizi di comunicazione;
 - * evitare che la diffusione (anche stimolata dal regolatore) delle applicazioni M2M nei settori dell'energia e delle risorse idriche possa costituire un ostacolo verso lo sviluppo di soluzioni multiservizio e multisettore, come per esempio le *smart city* basate su infrastrutture di comunicazione condivise.
- L'Autorità ha, dunque, osservato:
- * la necessità di concentrare l'attenzione sulle applicazioni verticali, mantenendo un quadro quanto più ampio possibile sulla definizione della categoria generale delle comunicazioni M2M. In quest'ottica, le applicazioni che ricadono nei settori di competenza dell'Autorità rappresentano dei casi di analisi molto rilevanti per diffusione e importanza strategica;
 - * l'esigenza di favorire la diffusione di servizi M2M per le *smart grids* mediante la definizione di un ristretto insieme di servizi standard *no frills* essenziali, in grado di soddisfare una larga maggioranza di scenari pratici e ai quali i distributori elettrici possano avere facilmente accesso possibilmente come servizi *business* di mercato libero ma, se necessario, anche come servizi all'ingrosso da completare con le indispensabili strutture di gestione;
 - * l'opportunità di analizzare lo sviluppo delle infrastrutture *smart city* e multiservizio, valutando eventuali azioni regolatorie che possano evitare ostacoli alla diffusione di servizi dovuti al rischio di mancato coordinamento tra operatori sugli stessi canali di comunicazione (in particolare per lo spettro a 169 MHz);
 - * la possibilità di allargare l'ambito di interesse a servizi M2M per il *metering* elettrico, includendo anche le linee elettriche in bassa tensione con trasmissione dati PLC, allo scopo di analizzare le problematiche relative all'accesso e alla condivisione dei dati disponibili sul contatore per lo sviluppo di applicazioni di gestione dell'energia da parte di soggetti diversi dal distributore.

Rapporti con le altre istituzioni

L'Autorità, nell'esercizio delle proprie funzioni istituzionali, interagisce e collabora con numerosi soggetti pubblici, anche al fine di diffondere la conoscenza della materia oggetto della regolazione e di raccogliere i dati utili alle analisi statistiche.

Nell'ambito dei rapporti con le altre Autorità indipendenti, con l'obiettivo di dare attuazione alle disposizioni contenute nell'art. 22 del decreto legge n. 90/14, convertito, con modifiche, dalla legge n. 114/14, recante *Razionalizzazione delle Autorità indipendenti*, l'Autorità ha sottoscritto tre apposite convenzioni.

Con riferimento al comma 7 del citato articolo, nel dicembre 2014 è stata stipulata con l'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni e con il Garante per la protezione dei dati personali una prima convenzione sulla gestione unitaria dei servizi strumentali attinenti agli affari generali, agli acquisti e agli appalti, nonché all'amministrazione del personale. Una successiva convenzione è stata sottoscritta con l'Autorità per la garanzia nelle comunicazioni, in merito alla gestione del servizio denominato "servizi finanziari e contabili".

In merito al comma 4 della medesima disposizione, nel marzo 2015 l'Autorità ha sottoscritto un'apposita convenzione con tutte le altre Autorità amministrative citate dalla norma, per la gestione unitaria delle procedure concorsuali per il reclutamento del personale.

Inoltre, nel corso dell'intero 2014 si sono approfonditi i rapporti con l'Agenzia del demanio e con gli enti territoriali (Comune di Milano, Città metropolitana, Regione Lombardia), al fine di dare attuazione al comma 9 del menzionato art. 22, con l'obiettivo di procedere all'individuazione, nella città di Milano, di un immobile di proprietà pubblica da destinare a sede principale dell'Autorità.

L'Autorità ha, infine, sottoscritto due nuovi Protocolli d'intesa, uno con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato e l'altro con l'Istituto per la vigilanza sulle assicurazioni, finalizzati alla gestione efficace delle attività interistituzionali.

Autorità garante della concorrenza e del mercato

Con l'obiettivo di rafforzare la tutela dei consumatori, con particolare riferimento alle pratiche commerciali scorrette nei settori regolati⁸³, nell'ottobre 2014 questa Autorità e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato hanno siglato un Protocollo d'intesa a integrazione del precedente Protocollo quadro del 2012.

Questo Protocollo integrativo è teso ad assicurare un efficace coordinamento tra i due organismi, al fine di una puntuale e concreta attuazione delle recenti novità legislative introdotte, nel Codice del consumo, dal decreto legislativo 21 febbraio 2014, n. 21, che ha recepito la direttiva 2011/83/UE.

La cooperazione fra le due Autorità si realizza attraverso la segnalazione reciproca, nell'ambito di procedimenti di diretta competenza, dei casi di pratiche commerciali scorrette e/o di violazioni delle disposizioni nei settori dell'energia elettrica, del gas e dei servizi idrici.

L'intesa prevede anche ulteriori azioni quali l'istituzione di un gruppo di lavoro permanente per sovrintendere e monitorare l'attuazione del Protocollo stesso; lo scambio di documenti, dati e informazioni sui procedimenti avviati; interventi congiunti per le casistiche che richiedono una specifica attenzione; la fissazione di precisi termini di 30 e di 45 giorni (nel caso di presentazione di impegni che possono sostituire le sanzioni) per il parere previsto nella procedura in questione.

Altre forme di collaborazione si realizzeranno sia con la comunicazione all'Autorità garante della concorrenza e del mercato, da parte di questa stessa Autorità, dell'esito negativo dei tentativi di conciliazione delle controversie tra imprese e consumatori, sia con la relativa trasmissione del fascicolo per le valutazioni di competenza, in caso di contratti afferenti ai settori dell'elettricità e del gas conclusi in violazione delle disposizioni del Codice di condotta commerciale.

⁸³ Le pratiche commerciali scorrette sono definite al Capo II del Titolo III della Parte II del decreto legislativo 6 settembre 2005, n. 206; per queste, la competenza sanzionatoria spetta all'Autorità garante della concorrenza e del mercato, ai sensi dell'art. 27 dello stesso decreto.

Istituto per la vigilanza sulle assicurazioni

Nel febbraio 2015, l'Autorità e l'Istituto per la vigilanza sulle assicurazioni hanno sottoscritto un Protocollo d'intesa per rafforzare la collaborazione reciproca in materia di tutela dei consumatori nei settori regolati.

Il Protocollo prevede di intensificare la cooperazione interistituzionale tra queste due amministrazioni, coordinando e sviluppando gli interventi nei confronti degli operatori, per consolidarne l'efficacia, l'efficienza e la coerenza complessiva. Particolare attenzione sarà posta allo scambio delle informazioni, alle reciproche segnalazioni di violazioni delle norme da parte degli operatori vigilati e alla vigilanza congiunta sulle offerte commerciali che abbinano forniture di servizi energetici o idrici a prodotti assicurativi.

Per promuovere l'attuazione del predetto Protocollo d'intesa e garantire i più ampi livelli di tutela dei consumatori, è stata decisa la costituzione di un gruppo di lavoro permanente.

Come prima iniziativa è stata inviata una lettera di richiesta di informazioni⁸⁸, a firma congiunta da parte delle tre Autorità interessate (questa Autorità, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato e l'Istituto per la vigilanza sulle assicurazioni), a un selezionato cluster di imprese che commercializzano offerte di polizze assicurative in abbinamento ai servizi di erogazione di energia elettrica, gas e acqua. L'obiettivo principale è quello di contattare le imprese in modo ampio, simultaneo e coordinato, ed evitare, quindi, la proliferazione di richieste agli operatori simili tra loro e ravvicinate nel tempo, da parte di ciascuna delle tre Autorità coinvolte.

Guardia di Finanza

Anche nell'anno 2014 l'Autorità ha rafforzato la propria attività di controllo e di ispezione verso gli operatori, gli impianti, i processi e i servizi dei settori elettrico, gas e idrico, avvalendosi, tra gli altri, della collaborazione del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, ai sensi del Protocollo di intesa adottato nel settembre 2001 e rinnovato ed esteso nel dicembre 2005. Detta collaborazione ha riguardato, in particolare, le attività inerenti alla vigilanza sul rispetto del divieto di traslazione dell'addizionale Ires sui prezzi al consumo, di cui alla legge 6 agosto 2008, n. 133 (c.d. *Robin Hood Tax*).

Per un'illustrazione dettagliata dell'attività svolta, si rimanda al Capitolo 6.

Cassa conguaglio per il settore elettrico

Fin dalla propria istituzione, l'Autorità vigila, unitamente al Ministero dell'economia e delle finanze, sulla Cassa conguaglio per il settore elettrico, ente di diritto pubblico non economico, che esercita le funzioni di istruzione e di esazione tariffaria, con la conseguente redistribuzione di natura contributiva e perequativa agli operatori del settore dell'energia elettrica e del gas naturale, nonché le attività istruttorie, di controllo, di verifica e di recupero finanziario di carattere coattivo delle componenti tariffarie e degli aiuti di Stato indebitamente percepiti.

Ai sensi dell'art. 9 del decreto legislativo 26 gennaio 1948, n. 98, la Cassa conguaglio per il settore elettrico esercita le attività funzionali agli interessi generali perseguiti dall'Autorità nel rispetto delle delibere e secondo gli indirizzi dalla medesima disposti, ai sensi del regolamento di organizzazione e funzionamento, approvato con la delibera 21 dicembre 2009, GOP 64/09, in particolare gestendo i conti amministrati, in base alla normativa stabilita dall'Autorità.

Altre istituzioni

Anche nel 2014 sono proseguite le collaborazioni fra l'Autorità e le altre istituzioni tecniche ed economico-sociali, inquadrate in apposite convenzioni e finalizzate al supporto delle attività degli Uffici. In particolare, esse riguardano la cooperazione:

- * con il Comitato elettrotecnico italiano (CEI), sui temi delle connessioni con le reti elettriche, della qualità del servizio, della misura e dell'efficienza energetica e degli accumuli. Tale cooperazione è disciplinata nel Protocollo d'intesa attivato con la delibera 9 maggio 2013, 195/2013/A;
- * con il Comitato italiano gas (CIG). La proficua cooperazione è stata rinnovata con il Protocollo d'intesa approvato con la delibera 30 aprile 2014, 197/2014/A. Il nuovo Protocollo elenca i possibili temi di collaborazione tra l'Autorità e il CIG, in materia di qualità del servizio, connessioni alle reti di trasporto e

⁸⁸ L'indagine svolta dall'Istituto per la vigilanza sulle assicurazioni *Sei assicurato e forse non lo sei*, pubblicata a luglio 2014, ha fatto emergere profili sensibili per la tutela del consumatore che riguardano, in particolare, la conoscibilità delle coperture assicurative e la loro azionabilità in caso di sinistro, le modalità di adesione e di recesso, i costi delle garanzie, il design dei prodotti assicurativi e la loro comprensibilità da parte dell'utente.

distribuzione del gas naturale, sicurezza e prevenzione, efficienza energetica, *metering*, *meter reading* e *data processing*, attività di formazione e informazione;

- * con il Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU), tramite un apposito Protocollo di intesa attivato con la delibera 1 aprile 2009, GOP 15/09. Sono tuttora in corso attività relative all'informazione dei consumatori, all'educazione al consumo di energia, alla formazione delle associazioni dei consumatori e all'accesso alle forme stragiudiziali di risoluzione delle controversie;
- * con l'Associazione nazionale Comuni italiani (ANCI), tramite una convenzione da ultimo integrata con la delibera 503/2013/A, grazie alla quale si è provveduto ad aggiornare e a mantenere le funzionalità di SGATE, che presiede alla gestione dei rapporti tra i Comuni chiamati ad accogliere le istanze di riconoscimento dei bonus elettrico e gas e le imprese distributrici tenute a erogare i bonus medesimi, oltre che a individuare le necessarie misure di efficientamento;
- * con l'Istat tramite l'avvio di un confronto tecnico finalizzato all'allineamento delle definizioni e delle grandezze richieste nelle raccolte dati promosse dalle due istituzioni, nell'ottica di perseguire l'obiettivo di semplificazione e di riduzione degli oneri amministrativi gravanti sugli operatori del settore, nell'ambito dell'attività di raccolta dei dati tecnici;
- * con il Ministero dell'ambiente attraverso la partecipazione a un tavolo interistituzionale sui temi connessi alla definizione del costo ambientale e del costo della risorsa per i vari settori d'impiego dell'acqua; in attuazione degli obblighi di cui agli artt. 4, 5 e 9 della direttiva europea 2000/60/CE.

2.

Regolamentazione nel settore dell'energia elettrica

settoriale

Unbundling

Regolamentazione dell'unbundling

In attuazione delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE che prevedono, in continuità con quanto già introdotto dalle precedenti direttive in merito al mercato interno dell'elettricità e del gas, specifici obblighi di separazione e di trasparenza della contabilità per gli operatori, nel corso del 2014 è proseguita l'attività dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico in materia di revisione e di semplificazione della normativa che disciplina la separazione contabile, la separazione funzionale e la certificazione dei gestori dei sistemi di trasmissione e trasporto, prevedendo procedimenti e norme comuni per i settori dell'energia elettrica e del gas.

In particolare, con la delibera 22 maggio 2014, 231/2014/R/com, l'Autorità ha concluso il procedimento avviato con la delibera 28 giugno 2012, 266/2012/R/com, attinente alla revisione sia delle disposizioni in materia di separazione contabile (*unbundling*) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, sia dei relativi obblighi di comunicazione, approvando l'allegato *Testo integrato di unbundling contabile* (TIUC). Il nuovo TIUC, che sostituisce la previgente regolazione in materia, contenuta nella delibera 18 gennaio 2007, n. 11, prevede alcune importanti novità, tra le quali:

- lo studio e la definizione delle regole per la quantificazione dei costi ambientali e della risorsa, necessarie per incentivare un utilizzo sostenibile della risorsa idrica;
- la razionalizzazione degli obblighi di comunicazione delle informazioni di separazione contabile per gli esercenti dei settori elettrico e del gas, prevedendo l'esonero dalla predisposizione e dall'invio delle suddette informazioni alle imprese di minori

dimensioni, a quelle che non operano nelle attività oggetto di regolazione tariffaria e alle imprese estere. Inoltre, è previsto l'esonero dalla predisposizione e dall'invio dei conti annuali separati anche per le imprese che operano esclusivamente nel settore della distribuzione e della vendita di altri gas a mezzo rete;

- l'avvio di un tavolo tecnico con gli operatori per la redazione di un manuale di contabilità regolatoria finalizzato a fornire specifiche tecniche di dettaglio per la redazione dei conti annuali separati;
- la revisione di una serie di disposizioni di natura tecnica in materia di separazione contabile, finalizzate a rendere più trasparente e omogeneo il processo di redazione dei conti annuali separati da parte delle imprese;
- la decorrenza delle nuove disposizioni in materia di separazione contabile per i settori elettrico e del gas già a partire dall'esercizio 2014, anno base per le future determinazioni tariffarie da parte dell'Autorità. Il nuovo TIUC ha dettato alcune deroghe ai principi di separazione contabile per quelle attività che hanno subito una significativa variazione di perimetro, quali la vendita ai clienti finali dell'energia elettrica e del gas;
- la decorrenza delle disposizioni di razionalizzazione degli obblighi di comunicazione delle informazioni di separazione contabile per gli esercenti dei settori elettrico e del gas, già a partire dai dati afferenti l'esercizio 2013.

Sempre con riferimento al tema della separazione funzionale, con il documento per la consultazione 17 luglio 2014, 346/2014/R/com,

l'Autorità ha illustrato i propri indirizzi sulla riforma degli obblighi di separazione funzionale per gli esercenti dei settori dell'energia elettrica e del gas, oggi disciplinati dalla delibera n. 11/07. Nel documento, tra le altre cose, l'Autorità ha prospettato di:

- modificare la definizione di impresa verticalmente integrata operante nei settori dell'energia elettrica e del gas, alla luce sia della definizione contenuta nelle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, nonché nel decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, sia dell'esigenza di affinare l'ambito dell'impresa verticalmente integrata facendo riferimento a un'interpretazione estensiva basata sulla nozione di gruppo societario di cui al suddetto decreto, comprensiva pure del caso di controllo esercitato da una persona fisica e da un ente pubblico, anche non economico;
 - raccordare le disposizioni adottate dall'Autorità, riguardo alla certificazione del gestore del sistema di trasmissione di energia elettrica e dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale, con le norme di separazione funzionale previste per le altre imprese operanti nei servizi infrastrutturali, prevedendo che, per i suddetti gestori, gli obblighi imposti dalle decisioni di certificazione adottate dall'Autorità sostituiscono in maniera definitiva gli altri obblighi di separazione funzionale;
 - mantenere gli specifici obblighi di separazione, almeno di tipo funzionale, per le imprese di trasporto regionale del gas
- esentate dalle procedure di certificazione dal decreto legislativo n. 93/11, mutuandoli da quelli previsti per i gestori di distribuzione del gas naturale con più di 100.000 clienti allacciati;
 - integrare gli obblighi di separazione funzionale a carico sia dei gestori dei sistemi di distribuzione del gas naturale con più di 100.000 clienti allacciati, sia dei gestori dei sistemi di distribuzione dell'energia elettrica indipendentemente dalla loro dimensione, alla luce delle scelte operate dal legislatore nazionale nel decreto legislativo n. 93/11;
 - rivedere gli obblighi di separazione funzionale a carico dei gestori dei sistemi di distribuzione del gas naturale con meno di 100.000 clienti allacciati, in conformità al decreto legislativo n. 93/11;
 - introdurre specifici obblighi relativamente alle politiche di comunicazione e di marchio per la generalità dei distributori di energia elettrica e di gas naturale – indipendentemente dalla loro dimensione o dalla forma societaria – stabilendo i criteri di dettaglio per una completa separazione, senza alcun rischio di confusione, tra l'attività di vendita e quella di distribuzione di energia elettrica e di gas naturale e tra l'attività di vendita di energia elettrica nel mercato libero e il servizio di maggior tutela;
 - rivedere gli obblighi posti a carico dei gestori dei sistemi di distribuzione, sia nel settore dell'energia elettrica, sia nel settore del gas naturale, in materia di riservatezza del trattamento delle informazioni commercialmente sensibili.

Certificazione del gestore del sistema di trasmissione e di trasporto

Con la delibera 29 gennaio 2015, 20/2015/R/com, l'Autorità ha avviato la procedura per la ricertificazione di Terna, quale gestore del sistema di trasmissione elettrica, e di Snam Rete Gas, quale gestore del sistema di trasporto del gas naturale ai sensi delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, nonché del decreto legislativo n. 93/11. Le due società, già certificate secondo il modello di

separazione proprietaria previsto dalle citate direttive europee, sono state nuovamente sottoposte al procedimento di certificazione, a causa della modifica dell'assetto proprietario delle stesse, dovuta alla cessione, da parte della Cassa depositi e prestiti, di una quota rilevante del capitale sociale della medesima Cassa, controllante diretta dei due gestori, a investitori istituzionali italiani ed

esteri. Il procedimento è teso alla valutazione della sussistenza dei requisiti già considerati dall'Autorità per l'adozione delle precedenti certificazioni, con particolare riguardo all'esistenza, in capo agli

azionisti rilevanti, di diritti in imprese di produzione o di fornitura di energia elettrica o gas naturale, come definiti dall'art. 9 delle menzionate direttive.

Regolamentazione delle reti e del sistema elettrico

Regolamentazione tecnica: servizio di dispacciamento

Revisione delle regole per il dispacciamento

Nel corso del 2014 è proseguita l'azione dell'Autorità tesa a incrementare l'efficienza del servizio di dispacciamento. In tale ambito, si collocano i seguenti provvedimenti:

- la delibera 29 ottobre 2014, 525/2014/R/eel, che ha dato attuazione alla disposizione di cui all'art. 23, comma 3-bis, del decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, in materia di disciplina degli sbilanciamenti;
- il documento per la consultazione 7 agosto 2014, 430/2014/R/eel, che ha illustrato gli orientamenti dell'Autorità in merito alla modifica dei criteri per l'assegnazione degli strumenti di copertura dal rischio di volatilità del Corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (CCC), e la conseguente delibera 9 ottobre 2014, 487/2014/R/eel;
- la delibera 6 giugno 2014, 265/2014/R/eel, con la quale l'Autorità ha esaminato e approvato le modifiche e le integrazioni al Codice di rete proposte da Terna, concernenti la modifica delle tempistiche dei mercati ai fini dell'integrazione del Mercato del giorno prima (MGP) italiano con quello dei Paesi confinanti.

Revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi

L'art. 23, comma 3-bis, del decreto legge n. 91/14, ha previsto che: «*In attesa di una riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti nell'ambito del mercato dei servizi di dispacciamento, l'Autorità procede entro 60 giorni a rimuovere le macrozone Sicilia e Sardegna*».

La disciplina degli sbilanciamenti effettivi, come definita dall'Autorità, in vigore fino all'attuazione della disposizione del summenzionato decreto legge, prevedeva, ai fini del calcolo dei prezzi di sbilanciamento, la suddivisione della rete rilevante nelle seguenti quattro macrozone:

- la macrozona A, che coincide con la zona Nord (o macrozona Nord);
- la macrozona B, che coincide con l'aggregato della zona Sicilia e del polo di produzione limitata di Priolo (o macrozona Sicilia);
- la macrozona C, che coincide con la zona Sardegna (o macrozona Sardegna);
- la macrozona D, che coincide con l'insieme di tutte le altre zone e dei poli di produzione limitata non già incluse nelle macrozone A, B e C e diverse dalle zone estere (o macrozona Sud).

Poiché le macrozone Sardegna e Sicilia sono interconnesse solo con la macrozona Sud, l'Autorità, per dare attuazione al dettato

normativo, con la delibera 525/2014/R/eel ha individuato due macrozone di bilanciamento:

- * la macrozona Nord, che coincide con la zona Nord;
- * la macrozona Sud, che coincide con l'insieme di tutte le altre zone e dei poli di produzione limitata non già incluse nella macrozona Nord.

Modifiche e integrazioni alla disciplina dei Corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto

Con la delibera 487/2014/R/eel, l'Autorità è intervenuta sui criteri per l'assegnazione degli strumenti di copertura dal rischio di volatilità del CCC.

Già nel documento per la consultazione 430/2014/R/eel, l'Autorità aveva proposto la modifica di tali criteri, offrendo la possibilità agli operatori di mercato di aggirare le limitazioni previste dalla disciplina vigente attraverso una revisione *ad hoc* della rispettiva struttura societaria.

In particolare, nel documento 430/2014/R/eel l'Autorità aveva esposto l'opportunità di attenuare le limitazioni alle quantità di CCC assegnabili a ciascun operatore, eliminando il parametro α (relativo al valore della distribuzione percentuale nelle diverse zone della quantità di energia elettrica in prelievo) dal meccanismo di calcolo della quantità massima complessiva di CCC assegnabili al singolo operatore nelle aste annuali.

Tale proposta non ha avuto seguito, poiché le osservazioni pervenute dalla quasi totalità degli operatori hanno evidenziato potenziali criticità derivanti dall'eliminazione del suddetto parametro, tra cui:

- * il rischio che gli operatori di maggiori dimensioni risultino in grado di esercitare il proprio potere di mercato, con una conseguente maggiore difficoltà per gli operatori di minori dimensioni di coprirsi in modo adeguato;
- * la possibilità che tale eliminazione possa comportare un incremento della domanda di CCC nelle aste annuali, con una conseguente maggiore onerosità e complessità, per gli operatori, nel mettere in atto adeguate strategie di copertura.

In considerazione di ciò, la delibera 487/2014/R/eel prevede che l'assegnazione annuale dei CCC sia effettuata conservando il meccanismo di calcolo della quantità massima complessivamente assegnabile al singolo operatore di mercato in vigore.

Per risolvere le criticità legate alla possibile elusione delle limitazioni previste dalla disciplina vigente, l'Autorità e Terna procederanno a compiere i necessari approfondimenti finalizzati a verificare la possibilità di utilizzare, a partire dal prossimo anno, il registro istituito ai sensi del REMIT per definire la quantità massima di CCC complessivamente assegnabile al singolo operatore, sulla base della distribuzione della capacità produttiva ottenuta aggregando tutti gli impianti afferenti a operatori appartenenti allo stesso gruppo societario.

La delibera 487/2014/R/eel ha, altresì, previsto l'introduzione delle seguenti modifiche alla disciplina vigente:

- * l'armonizzazione del profilo dei CCC di tipo *peak load* con il profilo *peak load* di normale utilizzo nei mercati a termine dell'energia;
- * l'aggiornamento delle modalità di calcolo della capacità produttiva delle unità non termoelettriche, al fine di tener conto della stagionalità tipica di tali unità;
- * l'inclusione nella zona adiacente della capacità produttiva localizzata nei poli di produzione di Brindisi, Foggia e Priolo, ai fini dell'applicazione delle limitazioni previste nelle aste annuali;
- * la pubblicazione dei limiti di transito utilizzati nell'algoritmo di selezione delle offerte e di tutte le offerte presentate dagli operatori nell'ultimo round delle procedure concorsuali mensili e annuali.

Modifiche e integrazioni al Codice di rete

Al fine di implementare il *Target Model* definito a livello europeo per l'MGP, che prevede l'allocatione dei diritti di utilizzo della capacità di interconnessione transfrontaliera tramite il meccanismo di *market coupling*, è stato necessario armonizzare le tempistiche e l'algoritmo di risoluzione dell'MGP italiano con quelli dei Paesi confinanti. Per quanto concerne le tempistiche, è emersa la necessità di posticipare la chiusura dell'MGP (*gate closure*) alle ore 12.00 e, conseguentemente, di riorganizzare in modo contestuale le tempistiche di svolgimento delle sessioni del Mercato infragiornaliero (MI) e del Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD).

Alla luce di quanto sopra, il Gestore dei mercati energetici (GME) e Terna hanno sottoposto alla valutazione dei soggetti interessati una proposta di modifica delle tempistiche dei Mercati a pronti, con l'obiettivo di estendere il *market coupling* a tutte le frontiere con i Paesi membri dell'Unione europea entro la fine del 2014. In particolare:

- * il GME, con il documento n. 1/2014, ha avviato un'apposita consultazione, finalizzata alla revisione della disposizione tecnica di funzionamento dei Mercati a pronti (DTF MPE), sulla tempistica delle attività relative alle sessioni di MGP, MI e MSD;
- * Terna ha posto in consultazione una proposta di modifica del Codice di rete, afferente al Capitolo 4, recante le regole per il dispacciamento, e all'Allegato A22, relativo alla procedura per la selezione delle risorse per la fase di programmazione dell'MSD.

Oltre alla modifica delle tempistiche dei mercati, la proposta di GME e Terna prevede l'introduzione di una nuova sessione infragiornaliera di MI (per un totale di cinque sessioni di MI, di cui tre infragiornaliere) e, di conseguenza, di una nuova e successiva sottofase infragiornaliera di MSD (per un totale di quattro sottofasi di MSD, di cui tre infragiornaliere).

Con la delibera 265/2014/R/eel, l'Autorità ha approvato le modifiche al Codice di rete proposte da Terna ai fini della riorganizzazione delle tempistiche dei mercati.

Servizi di interrompibilità istantanea e di emergenza

Con la delibera 20 giugno 2014, 301/2014/R/eel, l'Autorità:

- * ha emanato la disciplina per l'approvvigionamento a termine dei servizi di interrompibilità istantanea e di emergenza (servizi di interrompibilità), a decorrere dall'1 gennaio 2015;
- * ha prorogato fino al 31 dicembre 2014 la scadenza dei vigenti contratti plurimensili, fatto salvo il diritto del titolare di recedere unilateralmente non oltre il 24 giugno 2014;
- * ha previsto lo svolgimento di aste mensili per i mesi di luglio, agosto, settembre, ottobre, novembre e dicembre dell'anno 2014.

Con la delibera 13 novembre 2014, 566/2014/R/eel, l'Autorità ha successivamente integrato la disciplina per l'approvvigionamento a termine dei servizi di interrompibilità, tenendo conto degli indirizzi emanati dal Ministero dello sviluppo economico.

Con la delibera 20 novembre 2014, 578/2014/R/eel, l'Autorità ha:

- * introdotto un'ultima innovazione alla disciplina per l'approvvigionamento a termine dei servizi di interrompibilità;
- * approvato lo schema di regolamento delle procedure di approvvigionamento a termine dei servizi di interrompibilità nel triennio 2015-2017 (regolamento) e lo schema di contratto standard per l'erogazione dei medesimi servizi (contratto standard).

La disciplina finale stabilisce le modalità e i criteri per l'assegnazione dei servizi di interrompibilità, da applicarsi a decorrere dall'1 gennaio 2015 in poi (ossia senza limiti di durata della nuova disciplina), che possono essere così schematizzati:

- * il 75% della quantità massima dei servizi di interrompibilità definita dal Ministero dello sviluppo economico è approvvigionata tramite asta pluriennale, organizzata nel mese di dicembre, per un prodotto di durata pari a 36 mesi e profilato secondo i coefficienti mensili pubblicati da Terna. Se l'offerta aggregata supera il 100% della quantità massima definita dal ministero, si procede ad approvvigionare l'intera quantità massima con asta pluriennale;
- * il 25% della quantità massima dei servizi di interrompibilità, definita dal ministero, è eventualmente approvvigionata tramite asta annuale, organizzata nel mese di dicembre, per un prodotto di durata pari a 12 mesi e profilato secondo i coefficienti mensili pubblicati da Terna;
- * la facoltà di riacquistare definitivamente, ossia per un periodo pari ai mesi di durata residua del contratto, la potenza interrompibile originariamente ceduta a Terna tramite l'asta pluriennale, a condizione che sia già trascorso almeno un terzo dei mesi di durata del contratto prima dell'esercizio di tale facoltà;
- * la riassegnazione del servizio di interrompibilità sulla potenza riacquistata da Terna ai sensi del punto c), tramite le aste annuali di cui alla lettera b), e le aste infrannuali di cui alla lettera f);
- * la facoltà di riacquistare definitivamente, ossia per un periodo pari ai mesi di durata residua del contratto, la potenza interrompibile originariamente ceduta a Terna tramite l'asta annuale, a condizione che sia già trascorso almeno un terzo dei mesi di durata del contratto prima dell'esercizio di tale facoltà;
- * la riassegnazione del servizio di interrompibilità sulla potenza riacquistata da Terna ai sensi del punto e) tramite aste infrannuali,

A differenza di quanto previsto dalla procedura di aggiornamento del Codice di rete, le DTF predisposte e aggiornate dal GME non sono soggette alla verifica di conformità da parte dell'Autorità, che può, comunque, formulare le proprie osservazioni.