

6. Vigilanza e contenzioso | Intersettoriale

dei servizi ausiliari non assume carattere vincolante ai fini della quantificazione della misura dell'energia ammessa a beneficiare dell'incentivo. Inoltre, secondo il TAR, il riconoscimento degli incentivi è sempre soggetto al potere di controllo dell'Autorità, volto ad accertare l'effettiva sussistenza dei presupposti previsti nella convenzione di cessione dell'energia elettrica e autodichiarati e documentati dall'operatore ammesso all'incentivazione.

Sempre riferita a tale ambito, si segnala la sentenza n. 1672/2016 sulla nozione di servizi ausiliari, ove si afferma che, per quantificare l'energia assorbita dai servizi ausiliari di centrale, rileva il rapporto di "oggettiva funzionalità" tra struttura servente e impianto servito (sul tema anche la sentenza non definitiva del

Consiglio di Stato n. 900/2016).

Sul piano procedimentale, la sentenza n. 1428/2016 del TAR Lombardia investe il tema della permanenza del potere ispettivo dell'Autorità anche al tempo in cui le convenzioni CIP6 siano scadute. Secondo la sentenza, la delibera 14 dicembre 2004, 215/04, non contiene preclusioni esplicite allo svolgimento di verifiche successive alla vigenza delle convenzioni. Peraltro, una siffatta preclusione si porrebbe in contrasto con il principio generale di buon andamento della pubblica amministrazione, sancito dall'art. 97 della Costituzione, atteso che si frapporrebbe un ostacolo ingiustificato al recupero degli incentivi indebitamente corrisposti (incentivi che sono finanziati dall'utenza tenuta a corrispondere la componente tariffaria A₃).

Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati

Le direttive comunitarie di prima generazione e i relativi decreti legislativi di recepimento n. 79/99 e n. 164/00 avevano già attribuito all'Autorità il potere di risoluzione delle controversie tra imprese che operano a diversi livelli della filiera energetica, in relazione alle modalità e ai termini di accesso alla rete. In seguito, la funzione giustiziale dell'Autorità è stata ulteriormente rafforzata dalle direttive di seconda e terza generazione, che attribuiscono all'Autorità il potere di dirimere, con decisione vincolante, le controversie infrastrutturali che insorgono nei mercati dell'energia elettrica e del gas. Dall'entrata in vigore della *Disciplina per la trattazione dei reclami presentati dagli operatori contro un gestore di un sistema di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio, di un sistema GNL o di distribuzione*, approvata con la delibera dell'Autorità 18 maggio 2012, 188/2012/E/com, sono stati presentati 311 reclami. Di questi:

- 113 sono stati archiviati: per irricevibilità (14), per mancata regolarizzazione del reclamo entro i termini prescritti (6), per inammissibilità (52), per intervenuta transazione tra le parti nel corso del procedimento (10), ovvero per improcedibilità per sopravvenuta carenza di interesse (9) o per aver il gestore di rete soddisfatto, nel corso del procedimento, l'istanza del reclamante (20) o, ancora, per sostanziale coincidenza delle questioni devolute alla cognizione dell'Autorità giudiziaria e dell'Autorità (1) o per l'avvio, per la fattispecie oggetto dell'istanza, di un procedimento per l'esercizio dei poteri di cui alla lettera c), dell'art. 2, comma 20, della legge n. 481/95 (1);
- 37 sono in corso di trattazione;
- 161 sono stati oggetto di decisione.

La durata media di tali procedure gestite dall'Autorità e, quindi, il tempo medio necessario per la risoluzione delle

6. Vigilanza e contenzioso | Intersettoriale

controversie tra operatori economici è di 5 mesi e 20 giorni; la percentuale di rispetto delle decisioni assunte dall'Autorità è del 100%. In particolare, l'86% delle decisioni è stato

immediatamente ottemperato dalle parti, mentre nel restante 14%, l'ottemperanza è avvenuta a seguito dell'intervento dell'Autorità.

Settore elettrico

Con riferimento al settore elettrico, le decisioni adottate dall'Autorità nel corso dell'ultimo anno si riferiscono alle tematiche di seguito illustrate.

Con le delibere 1 aprile 2016, 153/2016/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla Società Lucon nei confronti di Enel Distribuzione, pratiche di connessione 79603730, 79130075, T0730802, T0718843, 79437394 e 75204322*, 28 aprile 2016, 199/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Ditta individuale Cucci Carlo nei confronti di Enel Distribuzione relativo alla pratica di connessione 79684298*, e 28 aprile 2016, 200/2016/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla Società Eurogreen nei confronti di e-distribuzione, pratiche di connessione 80729713, 80727171 e 71345274*, l'Autorità ha respinto i reclami con i quali si contestava il mancato accoglimento, da parte del gestore della rete di distribuzione, delle richieste di modifica dei preventivi di connessione alla rete di distribuzione di alcuni impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. L'Autorità ha ritenuto il rifiuto del gestore legittimo e adeguatamente motivato, poiché le richieste di modifica dei preventivi, prevedendo lo spostamento dell'impianto di produzione su una particella catastale diversa e non adiacente alla particella catastale precedentemente indicata, erano in contrasto con il criterio stabilito dal gestore di rete (Guida per le connessioni di Enel Ed. 5.0).

Con le delibere 19 maggio 2016, 240/2016/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla Società Energika nei confronti di e-distribuzione, pratiche di connessione T0675270 e T0675271*, 19 maggio 2016, 241/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Eurogreen nei confronti di e-distribuzione, pratica di connessione T0684338*, 8 settembre 2016, 481/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Ditta individuale Mele Claudio nei confronti di e-distribuzione, relativo alla pratica di connessione T0711107 e 24*

marzo 2017, 173/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Eurogreen nei confronti di Enel Distribuzione, relativo alla pratica di connessione 110712242*, l'Autorità ha, invece, accolto i reclami con i quali veniva contestato il diniego, opposto dal gestore della rete di distribuzione dell'energia elettrica, alla modifica di preventivi di connessione alla rete di impianti di produzione da fonti rinnovabili, ritenendo inadeguata la motivazione fornita dal gestore al rifiuto di elaborare un nuovo preventivo di connessione, basata esclusivamente sulla circostanza che la richiesta di modifica del preventivo contiene la contestuale istanza di spostamento dell'impianto e la modifica della soluzione tecnica per la connessione. Ciò in quanto ogni modifica del preventivo di connessione, che implichi lo spostamento del relativo impianto di produzione, comporta, necessariamente, il cambiamento anche della soluzione tecnica di connessione.

Del pari, con la delibera 30 marzo 2017, 197/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Eurogreen nei confronti di e-distribuzione, relativo alla pratica di connessione 114414041*, l'Autorità ha accolto il reclamo con il quale si contestava il rifiuto del gestore di rete di modificare il preventivo di connessione alla rete di un impianto di produzione da fonte rinnovabile, ritenendo inadeguata la motivazione fornita dal gestore, basata esclusivamente sull'imposizione, da parte del gestore medesimo, del vincolo di invarianza del "tronco di linea".

Infine, con la delibera 16 febbraio 2017, 55/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Lucon nei confronti di Enel Distribuzione, pratica di connessione T0723983*, l'Autorità ha accolto il reclamo, limitatamente alla richiesta del reclamante di vedersi corrisposto l'indennizzo previsto dall'art. 14, comma 1, del TICA, per il ritardo nella messa a disposizione del preventivo di connessione.

6. Vigilanza e contenzioso | Intersettoriale

Con la delibera 29 luglio 2016, 429/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Confederazione Liberi Agricoltori Regionale Molise nei confronti di e-distribuzione, relativo alla pratica di connessione T0657501*, l'Autorità ha respinto il reclamo con il quale si contestava la soluzione tecnica minima contenuta nel preventivo di connessione, avendo ritenuto idonea la proposta formulata dal gestore della rete di valutare una modifica dell'assetto di esercizio della propria rete, in modo da poter connettere l'impianto di produzione del richiedente sulla linea elettrica più prossima all'ubicazione di tale impianto, invitando, nel contempo, quest'ultimo a presentare una nuova richiesta di connessione, essendo il precedente preventivo di connessione nel frattempo decaduto.

Del pari, con la delibera 14 luglio 2016, 388/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Ditta individuale Mele Claudio nei confronti di e-distribuzione, relativo alla pratica di connessione 104079607*, l'Autorità ha rigettato il reclamo, con il quale si contestava il mancato accoglimento della richiesta di modifica del preventivo di connessione, ritenendo corretto il comportamento del gestore, che ha valutato una richiesta di nuova connessione e una richiesta di modifica di un preventivo di connessione già emesso secondo l'ordine cronologico di presentazione delle relative istanze.

Con la delibera 28 giugno 2016, 345/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Eurogreen nei confronti di e-distribuzione, relativo alla pratica di connessione 104770507 (ex T0727441)*, l'Autorità ha accolto un reclamo in cui si contestavano le modalità di emissione, le tempistiche e i contenuti di un preventivo di connessione alla rete di un impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonte rinnovabile. L'Autorità ha accertato che la modifica del codice di rintracciabilità della pratica di connessione, operata dal gestore di rete nel corso della procedura di connessione, si poneva in aperta violazione dell'art. 7, comma 3, lettera g), del *Testo integrato delle connessioni attive* - TICA (Allegato A alla delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08), la cui *ratio* è di fornire un riferimento univoco, in ordine all'identificazione della pratica stessa durante tutto il proprio iter. Nella specie, la modifica del codice di rintracciabilità, operata dal gestore unilateralmente e senza avvisare il titolare della pratica, aveva, invece, di fatto impedito al medesimo di rintracciare, univocamente e immediatamente, le prestazioni rese nel corso dell'iter di connessione.

Con la delibera 16 giugno 2016, 309/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Benedini Costruzioni nei confronti di Azienda Energetica Reti*, dato che l'impianto di produzione di energia elettrica non è stato realizzato per cause indipendenti dalla volontà del produttore, l'Autorità ha ritenuto equo che il gestore, per un verso, trattenesse la parte di corrispettivo a copertura dei costi già sostenuti in relazione alla pratica e, per l'altro, restituisse gli importi non ancora utilizzati per remunerare eventuali attività strettamente funzionali rispetto alla connessione dell'impianto di produzione.

Con la delibera 16 giugno 2016, 310/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Zecca Prefabbricati nei confronti di e-distribuzione, relativo al POD IT001E71948548*, l'Autorità ha accolto il reclamo avente ad oggetto la cessione della titolarità di uno dei due POD inerenti alla medesima pratica di connessione alla rete elettrica di un impianto di produzione, non avendo rilevato ragioni ostative a che l'efficacia dell'assegnazione del POD retroagisse al momento dell'accordo di assegnazione stipulato in una delle fasi che precedono l'immissione in rete dell'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile.

Con la delibera 4 agosto 2016, 451/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Triera Power nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha accolto il reclamo con il quale si contestava la condotta del gestore, in merito al completamento dell'iter per la connessione di un impianto di produzione da fonte rinnovabile. Infatti, il gestore, avendo attivato la connessione e proceduto all'entrata in esercizio dell'impianto, senza che tale impianto avesse prima ottenuto l'*Abilitazione ai fini dell'attivazione e dell'esercizio* sul sistema di Gestione delle anagrafiche uniche degli impianti di produzione e delle relative unità (GAUDI), ha violato l'obbligo di cui all'art. 10, comma 11, del TICA; il gestore, inoltre, non avendo ottemperato all'obbligo di confermare, entro cinque giorni lavorativi dall'attivazione della connessione, l'entrata in esercizio dell'impianto sul sistema GAUDI, inserendo la data di attivazione della connessione ed entrata in esercizio dell'Unità di produzione e del relativo impianto, ha violato anche l'art. 10, comma 12, del TICA.

Con la delibera 29 luglio 2016, 430/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Elettrica Italiana nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità, accogliendo il reclamo con cui si

6. Vigilanza e contenzioso | Intersettoriale

contestava l'annullamento della pratica di connessione, ha stabilito che deve considerarsi regolarmente accettato il preventivo di connessione nel caso in cui il produttore, entro il termine di validità dello stesso, alleggi alla comunicazione di accettazione la ricevuta di bonifico rilasciata dal proprio istituto bancario (art. 7, comma 6, lettera a), del TICA. La prova del pagamento della quota del corrispettivo di connessione dovuta all'atto di accettazione del preventivo può ritenersi, infatti, soddisfatta dalla trasmissione al gestore di rete della ricevuta di bonifico, dalla quale si evince che il 45° (ultimo) giorno di validità del preventivo di connessione, il pagamento a favore del gestore di rete è stato addebitato sul conto corrente del produttore.

Con la delibera 20 ottobre 2016, 579/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Eurogreen nei confronti di e-distribuzione, relativo alla pratica di connessione 108387025*, l'Autorità, rigettando il reclamo, ha ritenuto giustificata la limitazione di potenza applicata dal gestore di rete di distribuzione alla richiesta di connessione di un impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonte rinnovabile, nel punto di connessione indicato dal richiedente, ex art. 6, comma 4, del TICA, in quanto motivata dalla necessità di contenere le variazioni della tensione in regime permanente e transitorio sulla rete in media tensione interessata dalla connessione entro i livelli previsti dalle norme tecniche di riferimento.

Con le delibere 16 settembre 2016, 494/2016/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla Ditta individuale Cucci Carlo nei confronti di e-distribuzione, in relazione alle pratiche di connessione 103574740 e 92263386*, 16 settembre 2016, 493/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Lucon nei confronti di e-distribuzione, relativo alla pratica di connessione 86373511*, e 4 novembre 2016, 620/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Ditta individuale Cucci Carlo nei confronti di e-distribuzione, relativo alla pratica di connessione 10711118*, l'Autorità ha respinto i reclami con i quali si contestavano i dinieghi di modifica del preventivo di connessione alla rete di distribuzione elettrica di quattro impianti di produzione, avendo ritenuto adeguate, in tutti i casi, le motivazioni addotte dal gestore, poiché la saturazione della rete di distribuzione di energia elettrica e della capacità di trasporto non consentiva l'immissione dell'intera potenza richiesta dal produttore.

Nel caso della delibera 1 dicembre 2016, 697/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Eurogreen nei confronti di e-distribuzione relativo alla pratica di connessione 10660443*, l'Autorità ha rigettato il reclamo, poiché la richiesta di modifica del preventivo di connessione alla rete elettrica di un impianto di produzione non è stata sottoscritta dal titolare della pratica di connessione, ma da persona fisica alla quale il titolare del preventivo di connessione aveva in precedenza revocato il mandato con rappresentanza e, pertanto, non più autorizzata ad avanzare alcuna richiesta in nome e per conto del titolare del preventivo medesimo.

Con la delibera 15 dicembre 2016, 752/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Energyka nei confronti di e-distribuzione, relativo alla pratica di connessione 106930069*, l'Autorità ha accolto il reclamo con il quale veniva contestata l'eccessiva complessità della soluzione tecnica di connessione contenuta nel preventivo trasmesso dal gestore di rete, avendo accertato la violazione, da parte del gestore medesimo, dell'art. 7, comma 3, lettera b), del TICA (soluzione tecnica di connessione non al minimo tecnico).

Con la delibera 16 febbraio 2017, 54/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dall'Azienda agricola Le Comete nei confronti di Enel Distribuzione*, l'Autorità ha accolto il reclamo in ragione dell'ingiustificata negligenza del gestore di rete che, in violazione dell'art. 9, comma 6, del TICA, non ha fornito al richiedente la connessione le dovute informazioni in merito allo stato di avanzamento della procedura di connessione alla rete di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, con particolare riferimento allo stato di avanzamento dell'iter autorizzativo relativo alla realizzazione dell'impianto di rete per la connessione.

Infine, con la delibera 26 gennaio 2017, 24/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Lucon nei confronti di Enel Distribuzione, pratica di connessione 109494371 (ex 78279238)*, l'Autorità ha accolto il reclamo con il quale si contestava la decadenza del preventivo di connessione, avendo accertato la violazione, da parte del gestore, dell'art. 7, comma 3, lettera g), del TICA, avendo lo stesso gestore modificato il codice di rintracciabilità della pratica di connessione nella titolarità del richiedente, e attribuito al nuovo preventivo un codice di rintracciabilità diverso da quello precedentemente assegnato alla pratica, impedendo in tal modo al

6. Vigilanza e contenzioso | Intersettoriale

richiedente di perfezionare l'accettazione del preventivo tramite il portale dei produttori.

Servizio di misura

Con la delibera 12 maggio 2016, 224/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Europe Energy Gas & Power nei confronti di Amet*, l'Autorità ha accolto il reclamo avente ad oggetto il mancato invio, da parte del gestore della rete di distribuzione elettrica, dei dati di misura relativi a punti di prelievo secondo le modalità e le tempistiche definite dall'Autorità. In particolare, l'Autorità ha ritenuto che l'inadeguatezza del software in dotazione non potesse giustificare la mancata o ritardata trasmissione dei dati di misura da parte del gestore della rete, in considerazione della qualifica professionale di esercente l'attività di trasporto, propria del gestore di rete.

Con la delibera 26 maggio 2016, 259/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Cooperativa SEA nei confronti di Selnet*, l'Autorità ha accolto il reclamo avente ad oggetto la mancata consegna delle *digital keys* (ovvero delle password necessarie per effettuare la telelettura dei dati di misura archiviati nei contatori installati presso i clienti finali e nei concentratori installati presso le cabine secondarie della rete di distribuzione) per la telelettura dei misuratori elettronici e dei concentratori ricompresi nel ramo di azienda relativo alla distribuzione dell'energia elettrica, ceduto al reclamante. Ciò in quanto l'Autorità, avendo accertato l'impossibilità, in assenza delle *digital keys*, di esercire il servizio di misura in conformità alle regole dettate dall'Autorità, ha evidenziato come le *digital keys* costituiscano parte integrante del ramo di azienda relativo alla distribuzione di energia elettrica e non possano non essere comprese tra i beni oggetto di una cessione del ramo d'azienda (rete di distribuzione elettrica), pena l'impossibilità stessa di esercire il servizio di misura conformemente alle regole definite dall'Autorità.

Con la delibera 14 luglio 2016, 386/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Amarossi Energia & C nei confronti di e-distribuzione, relativo ai POD IT001E49682132 e IT001E496259823*, l'Autorità ha stabilito che il gestore di rete, in qualità di soggetto responsabile dell'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica, al fine di garantire la corretta erogazione del servizio medesimo, è tenuto ad eseguire, su richiesta e in contraddittorio

con il produttore, la verifica dei trasformatori voltmetrici (TV) e/o di quelli amperometrici (TA), nonché del contatore installato sul punto di immissione.

Con le delibere 8 settembre 2016, 480/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Servizi Unindustria Multiutilities nei confronti di e-distribuzione*, e 15 dicembre 2016, 753/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalle società Ascotrade, Estenergy e dalla Società Veritas Energia nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità, in entrambi i casi, ha parzialmente accolto il reclamo nella parte avente ad oggetto l'errata determinazione delle misure di energia elettrica stante il malfunzionamento del gruppo di misura. Infatti, l'Autorità, nelle decisioni, ha ritenuto che il comportamento tenuto dal gestore, a seguito del rilevamento dell'errore di misura, fosse conforme alla regolazione, avendo lo stesso gestore fornito un'accurata spiegazione in merito alla ricostruzione delle misure dell'energia elettrica prelevata nel periodo di malfunzionamento del contatore.

Con la delibera 19 gennaio 2017, 9/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Exergia nei confronti di Enel Distribuzione*, l'Autorità ha accolto il reclamo con il quale l'utente della rete di trasporto lamentava di aver ricevuto, dal gestore di rete, numerose comunicazioni di rettifica delle fatture relative al servizio di trasporto dell'energia elettrica, per importi maggiori di quelli precedentemente fatturati. Nella fattispecie, l'Autorità ha accertato la violazione dell'obbligo di cui all'art. 21 del TIT (per il periodo di regolazione 2008-2011) e all'art. 4 del TIME (per il periodo di regolazione 2012-2015), non avendo il gestore di rete, in esecuzione del contratto di trasporto e di misura dell'energia elettrica, erogato correttamente il servizio di misura a causa dell'errata impostazione della costante di lettura "K" dei misuratori.

Interruzione della fornitura

Con le delibere 4 agosto 2016, 450/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società VRD 12 nei confronti di e-distribuzione*, e 3 marzo 2017, 93/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società VRD 13 nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha accertato l'inadempimento all'obbligo previsto dall'art. 48, comma 1, del TIQE, non avendo l'impresa di distribuzione avvisato l'utente interessato con modalità idonee ad assicurarne

6. Vigilanza e contenzioso | Intersettoriale

un'adeguata informazione, in occasione di interruzioni dovute all'esecuzione di interventi e manovre programmati sulla propria rete di distribuzione in media tensione.

Con la delibera 29 settembre 2016, 526/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Amarossi Energia & C nei confronti di e-distribuzione, relativo a due impianti di produzione di energia elettrica da fonte eolica, connessi alla rete in corrispondenza dei POD IT001E49682132 e IT001E49625982*, l'Autorità, avendo rilevato dai dati di continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica riferiti al reclamante (utente connesso alla rete di distribuzione in media tensione) il mancato rispetto, da parte dell'impresa di distribuzione, dei livelli specifici di continuità nell'erogazione del servizio, essendosi registrato un numero di interruzioni senza preavviso, lunghe e brevi, che superano il limite stabilito dalla regolazione, ha imposto alla impresa di distribuzione di corrispondere un indennizzo automatico a favore dell'utente in media tensione.

Infine, con la delibera 22 dicembre 2016, 770/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società VRD 8 nei confronti di Distribuzione Elettrica Adriatica*, l'Autorità, accogliendo il reclamo, ha stabilito che non è conforme all'obbligo di cui all'art. 48, comma 1, del TIQE, la condotta del distributore il quale, in occasione di interruzioni con preavviso per l'esecuzione di interventi e di manovre programmati sulla propria rete di distribuzione non dovuti a guasti o emergenze, non dia agli utenti interessati un preavviso di almeno tre giorni lavorativi. Nella specie, il gestore non ha rispettato il suddetto termine, avendo comunicato all'utente interessato la data e gli orari di interruzione dell'erogazione di energia elettrica con un solo giorno di anticipo rispetto alla data di sospensione della fornitura.

Agevolazioni tariffarie

Con la delibera 526/2016/E/eel, l'Autorità ha ribadito che spetta al gestore, in qualità, sia di soggetto responsabile del servizio di misura, che di soggetto responsabile dell'applicazione dell'art. 19 del *Testo integrato trasporto per il periodo regolatorio 2012-2015* (TIT), il compito di monitorare la potenza massima prelevata sui punti di connessione interessati dall'esenzione dei corrispettivi di trasporto, al fine di verificare l'eventuale superamento della potenza dichiarata dal produttore. Il gestore deve, quindi, attivarsi

tempestivamente nei confronti del produttore, ogni volta che riscontri un superamento del livello di potenza dichiarata. Pertanto, l'Autorità ha ritenuto, con riferimento al caso di specie, che il notevole lasso di tempo trascorso prima che il gestore effettuasse i dovuti conguagli fosse eccessivo e non giustificabile, considerata la diligenza richiesta ad un operatore economico professionale, esercente un servizio di pubblica utilità, nell'adempimento dei propri obblighi.

Con le due identiche delibere, 27 ottobre 2016, 599/2016/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla Società Nepos Energia nei confronti di e-distribuzione*, e 27 ottobre 2016, 598/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Arxel Energia nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha respinto i reclami aventi ad oggetto l'applicazione delle agevolazioni tariffarie per i prelievi di energia elettrica destinati ad alimentare i servizi ausiliari di generazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e, più nel dettaglio, il momento a partire dal quale il distributore deve riconoscere al produttore le agevolazioni tariffarie. Nella specie, infatti, il distributore ha correttamente applicato le condizioni tariffarie agevolate a partire dal primo giorno del secondo mese successivo a quello in cui è entrato nella disponibilità della certificazione asseverata da perizia indipendente. Ciò perché la FAQ con cui l'Autorità ha chiarito che gli operatori che inviano, oltre la data del 30 giugno 2008, la certificazione attestante la potenza dell'impianto di produzione destinata ai servizi ausiliari di generazione, hanno diritto all'applicazione delle condizioni tariffarie agevolate per i predetti servizi ausiliari entro il primo giorno del secondo mese successivo a quello in cui la certificazione viene resa disponibile all'impresa distributrice, è da ritenersi applicabile anche alla disciplina contenuta nell'art. 19 del TIT 2012-2015.

Reti interne di utenza

Con la delibera 10 novembre 2016, 643/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Exergia nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità, con riferimento alla Rete interna di utenza (RIU) di Torviscosa (UD), ha accertato il diritto del reclamante al conguaglio della differenza fra il *quantum* dei corrispettivi tariffari di trasporto, calcolato sulla base dell'energia elettrica consumata dalle singole utenze, e il *quantum* da calcolarsi sulla base

6. Vigilanza e contenzioso | Intersettoriale

dell'energia elettrica prelevata nei punti di connessione con la rete pubblica. Nondimeno, quanto all'obbligo del gestore di effettuare da subito il conguaglio richiesto, l'Autorità, una volta accertato che la RIU di Torviscosa è gestita in "configurazione aperta" sin dal 2009, ha rilevato come nella specie, con la delibera 10 marzo 2016, 101/2016/R/eel, non abbia consentito ad oggi di riconoscere l'esistenza di un obbligo, in capo al gestore, di immediata restituzione dei corrispettivi di trasporto da questi versati descritte nel seguito.

Mercato all'ingrosso

Con la delibera 15 dicembre 2016, 151/2016/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società E.JA nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità, respingendo il reclamo, ha stabilito che l'inclusione degli oneri generali nel calcolo della garanzia finanziaria si giustifica, essendo detta garanzia, richiesta dal gestore per l'accesso alla rete, stata prevista dalle condizioni generali di contratto precedentemente praticate dal gestore della rete di

distribuzione, accettate dal reclamante ed eventualmente rinegoziate tra le parti, in forza di quanto previsto dalla sentenza del Consiglio di Stato, sezione VI, 24 maggio 2016, n. 2182/2016. Infatti, nei contratti di trasporto tra il gestore della rete di distribuzione e gli utenti della rete, l'autonomia contrattuale si esprime nella predisposizione, da parte del gestore, di condizioni generali di contratto e nella successiva accettazione o meno delle stesse da parte degli utenti della rete. In altri termini, l'assetto delle condizioni generali di contratto in tema di garanzie praticate dal distributore prima della delibera 612/2013/R/eel, dovrebbe trovare applicazione anche con riferimento alle posizioni maturate nel periodo successivo a tale provvedimento, e sino al 31 dicembre 2015. In definitiva, ciò perché la predetta sentenza n. 2182/2016 ha disposto l'annullamento della citata delibera 612/2013/R/eel, sulla base della ravvisata carenza di potere dell'Autorità a integrare i contratti di trasporto nel punto in questione, e non perché il divieto di computare gli oneri generali costituisca una norma imperativa di legge.

Settore gas

Con riferimento al settore del gas naturale, le decisioni adottate dall'Autorità hanno riguardato le tematiche descritte nel seguito.

Accesso per sostituzione nella fornitura ai clienti finali (switching)

Con la delibera 26 gennaio 2017, 25/2017/E/gas, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Goldenergy nei confronti di Ireti*, l'Autorità ha accolto il reclamo con il quale un esercente il servizio di vendita contestava la mancata accettazione, da parte del gestore, della revoca della richiesta di accesso per sostituzione nella fornitura del gas naturale presso un punto di riconsegna. In particolare, l'Autorità ha accertato la violazione, da parte del gestore, dell'art. 39-ter dell'Allegato A alla delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, *Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane* (TIVG), con riferimento sia al contenuto della

comunicazione di revoca della richiesta di accesso per sostituzione nella fornitura inviata al gestore sia alla individuazione del termine per l'esercizio della revoca della richiesta di accesso.

Allocazione dei volumi di gas

Con la delibera 14 luglio 2016, 387/2016/E/gas, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Pomi Gas & Power nei confronti di Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas*, l'Autorità ha ricordato che, qualora il distributore non inserisca nella apposita piattaforma informatica i dati di prelievo relativi ai punti di riconsegna e l'utente della distribuzione (UdD), in conseguenza di tale condotta omissiva, paghi una penale per il superamento della capacità di trasporto contrattualmente impegnata con il proprio utente del bilanciamento, la regolazione vigente non prevede il conguaglio di quanto indebitamente versato a titolo di penale. Nondimeno, nel caso di specie, l'Autorità ha ritenuto equo che l'importo della penale

6. Vigilanza e contenzioso | Intersettoriale

già corrisposta dall'UdD, venisse ripartito nella misura di 2/3 a carico del distributore, per il mancato inserimento dei dati di prelievo nella piattaforma informatica, e nella misura di 1/3 a carico dell'UdD, per non avere quest'ultimo né comunicato né tempestivamente segnalato al distributore le anomalie riscontrate in relazione ai prelievi allocati. La *ratio* complessiva ricavabile dalla regolazione vigente è, infatti, nel senso che entrambi i soggetti - impresa di distribuzione e UdD - sono tenuti a porre in essere comportamenti sinergicamente diretti al rispetto della disciplina regolatoria.

Codici di rete

Con la delibera 6 dicembre 2016, 728/2016/E/gas, *Decisione del reclamo presentato da Estra Energie nei confronti del Consorzio Simegas*, l'Autorità ha stabilito che, in applicazione del fondamentale principio di libero accesso alle infrastrutture di rete, non è legittimo far sottoscrivere all'utente della rete di distribuzione un contratto integrativo del contratto di distribuzione, avendo il distributore aderito al Codice di rete tipo. Pertanto, ogni diversa condizione contrattuale apposta dal gestore, per esempio, come nel caso di specie, in materia di garanzia finanziaria, è da ritenersi in contrasto con la vigente regolazione.

Con la delibera 16 febbraio 2017, 56/2017/E/gas, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Velga nei confronti di Snam Rete Gas*, l'Autorità ha rigettato il reclamo con il quale si contestava la

mancata accettazione, da parte del gestore di rete, delle garanzie presentate a copertura dei corrispettivi di conferimento della capacità di trasporto per l'anno termico 2016-2017. Nella specie, le garanzie bancarie necessarie a consentire il conferimento di capacità, oltre ad essere state trasmesse con una modalità di notifica diversa da quella specificata sul sito del gestore di rete, sono state redatte su un modello non conforme a quello previsto dal Codice di rete del gestore medesimo. Nel rigettare il reclamo, l'Autorità ha ricordato che il gestore di rete, nell'esercizio della propria autonomia imprenditoriale, dispone di un certo margine di apprezzamento discrezionale nell'applicare gli istituti previsti dalla regolazione e attuati nel Codice di rete a tutela del credito maturato nell'ambito del servizio di trasporto e di bilanciamento; ciò posto, l'Autorità non ha ravvisato violazioni, da parte del gestore di rete, del proprio Codice di rete, né inefficienze tali da pregiudicare i diritti del reclamante, ben rientrando l'applicazione rigorosa delle clausole del Codice di rete nella piena disponibilità del gestore medesimo.

Trasmissione dei dati di misura

Con la delibera 9 marzo 2017, 121/2017/E/gas, *Decisione del reclamo presentato dalla Società Sorgenia nei confronti della Società Italiana per il Gas. - Italgas*, l'Autorità ha accolto il reclamo, con il quale un esercente la vendita di gas naturale ha contestato il mancato invio, da parte del gestore di rete, dei flussi di misura TML, TGL, TAL, SW 0300/0350/0351 in formato *xml*.



7.

Tutela dei consumatori

Intersettoriale

Regolazione del mercato elettrico e del gas

Mercato elettrico

Nel settore dell'energia elettrica, la legge 3 agosto 2007, n. 125, ha completato la liberalizzazione del mercato *retail* ed ha al contempo istituito il servizio di maggior tutela, disciplinato dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico e destinato ai clienti domestici e alle piccole imprese che non scelgono un venditore nel mercato libero. Il servizio di maggior tutela assolve a una duplice finalità consistente nell'assicurare, da un lato, la continuità del servizio elettrico (funzione di servizio universale) e, dall'altro, una qualità (contrattuale) specifica a prezzi ragionevoli (funzione di controllo di prezzo). La regolazione del servizio da parte dell'Autorità avviene in ossequio ai principi di temporaneità rispetto al processo di apertura del mercato e di proporzionalità, individuati dalla Corte di giustizia europea¹.

In relazione al contesto di mercato discendente dalle innovazioni introdotte nel 2007, anche tenuto conto del principio di temporaneità, l'Autorità ha condotto il procedimento, avviato con la delibera 4 giugno 2015, 271/2015/R/com, per la definizione di un percorso di riforma (c.d. *Roadmap*) con l'obiettivo generale di sviluppo di un mercato efficiente della vendita di energia elettrica al dettaglio, attraverso il consolidamento della fornitura del mercato libero, quale unica modalità ordinaria di approvvigionamento anche per i clienti di piccole dimensioni (clienti domestici e piccole imprese).

Anche in ossequio al principio di proporzionalità, che si sostanzia nell'adozione di misure coerenti con l'effettiva evoluzione della situazione che caratterizza il mercato di riferimento, la valutazione delle opzioni di intervento è avvenuta rispetto non solo alle condizioni dell'offerta, bensì anche a quelle della domanda. In altre parole, gli interventi sono stati calibrati per tenere conto dell'effettiva capacitazione dei clienti di piccole

dimensioni e della sua evoluzione nel tempo.

L'intervento dell'Autorità ha, pertanto, seguito due linee di intervento.

La prima ha previsto la riforma del servizio di maggior tutela, al fine di renderlo via via più coerente con il ruolo di servizio universale che esso è destinato ad assumere, con l'affermazione del mercato quale unica normale modalità di approvvigionamento di energia elettrica per la generalità dei clienti: Ciò ha richiesto di rivalutare, tra l'altro, le modalità di determinazione delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela, in particolare per quanto riguarda i corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento² e dei costi di commercializzazione, per i quali è ragionevole attendersi - una volta che il servizio di maggior tutela si evolva, assumendo la connotazione di servizio universale utilizzato da un numero sempre più limitato di clienti - che i valori unitari per cliente aumentino rispetto a quelli attuali, allontanandosi dalle condizioni di prezzo cui i clienti hanno normalmente accesso approvvigionandosi sul mercato libero.

La seconda linea di intervento è finalizzata a supportare la maturazione del mercato *retail* nel segmento dei clienti di piccole dimensioni, facilitando l'accesso di tale clientela al mercato, attraverso un'evoluzione dei meccanismi di tutela "guidata e vigilata" dall'Autorità, con il superamento dell'attuale alternanza tra il servizio di maggior tutela e il mercato libero, tramite l'introduzione della *Tutela SIMILE*.

Nel corso del 2016, sono stati definiti gli interventi sia per favorire il graduale assorbimento dei meccanismi di tutela di prezzo sia per consentire la maturazione di un mercato *retail* di massa e, quindi, l'uscita volontaria e consapevole dei clienti finali dagli attuali servizi di tutela verso il mercato libero.

¹ Sentenza della Corte di Giustizia europea - Grande Sezione, 20 aprile 2010, procedimento C-265/08.

² Tali costi sono determinati dall'Autorità al termine di ciascun trimestre per il trimestre successivo e, dunque, necessariamente basati sulle stime dei costi di approvvigionamento da parte dell'Acquirente unico, inclusi delle eventuali coperture contro la volatilità dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica.

7. Tutela dei consumatori | Intersettoriale

Tutela SIMILE

Nell'ambito del procedimento di riforma dei meccanismi di mercato per la tutela di prezzo, nel corso del 2016 è stato emanato il documento per la consultazione 25 febbraio 2016, 75/2016/R/eel, che ha sviluppato gli orientamenti finali dell'Autorità in tema di servizio di maggior tutela riformato, con l'introduzione della *Tutela SIMILE*, in altre parole di una tutela simile ad una fornitura del mercato italiano libero di energia elettrica.

La disciplina del nuovo regime è stata approvata con la delibera 7 luglio 2016, 369/2016/R/eel, e si sostanzia in un ambiente di negoziazione sorvegliato, atto ad agevolare la partecipazione del cliente al mercato libero; in particolare, si prevede che:

- la partecipazione dei clienti finali abbia carattere facoltativo e sia riservata ai clienti serviti in maggior tutela (o ai clienti che richiedono una voltura o una nuova attivazione aventi diritto al servizio di maggior tutela);
- possano erogare la *Tutela SIMILE* solo i fornitori in possesso di predeterminati requisiti e a tal fine abilitati, identificati a valle di una apposita procedura di selezione condotta dall'Acquirente unico in qualità di amministratore della medesima *Tutela SIMILE*, sulla base dei criteri e delle tempistiche definite dalla delibera 369/2016/R/eel e secondo quanto stabilito dal regolamento a tal fine predisposto dallo stesso Acquirente unico, approvato con la delibera 29 settembre 2016, 541/2016/R/eel;
- l'Acquirente unico conduca un monitoraggio trimestrale in ordine al mantenimento dei requisiti necessari all'abilitazione del singolo fornitore e svolga attività di reportistica nei confronti dell'Autorità;
- il contatto tra il cliente finale e il fornitore ammesso avvenga mediante un sito internet predisposto dall'Acquirente unico (www.portaletutelasimile.it), dove i clienti possono acquisire informazioni generali sul nuovo regime, confrontare le offerte dei fornitori ammessi e contattare il fornitore prescelto;
- il cliente che intende scegliere un fornitore di *Tutela SIMILE* venga reindirizzato a una specifica pagina web predisposta dal medesimo fornitore e interamente dedicata a tale servizio, anch'essa soggetta al monitoraggio dell'Acquirente unico;
- il contratto possa essere sottoscritto nel periodo 1 gennaio 2017 – 30 giugno 2018 e preveda condizioni standard, definite dall'Autorità, con oggetto la sola fornitura di *Tutela SIMILE* (è, pertanto, esclusa la possibilità di fornire servizi aggiuntivi); le condizioni economiche siano pari a quelle del servizio di maggior tutela, al netto di uno sconto espresso in euro da corrispondere nella prima fattura (c.d. "bonus *una tantum*"); lo sconto sia differenziato tra clienti domestici e clienti non domestici e sia liberamente definito da ciascun fornitore ammesso in sede di istanza di abilitazione al nuovo regime. La scelta di definire condizioni contrattuali standard e condizioni economiche uguali a quelle del servizio di maggior tutela, al netto dello sconto, mira a massimizzare la comparabilità delle offerte di *Tutela SIMILE* tra di loro e rispetto a quelle della maggior tutela, al fine di facilitare la scelta del cliente e, quindi, il suo passaggio al mercato libero;
- il cliente possa accedere al nuovo regime solo una volta ed il contratto abbia durata di un anno a partire dalla data di *switching* e non sia rinnovabile;
- al termine della *Tutela SIMILE*, il cliente possa scegliere se continuare ad essere servito nel mercato libero dal fornitore ammesso o da un altro venditore liberamente scelto oppure se rientrare nel servizio di maggior tutela; in mancanza di una scelta espressa, il cliente continuerà ad essere servito dal fornitore di *Tutela SIMILE*, che gli applicherà le condizioni previste dalla c.d. "offerta PLACET", per una descrizione più approfondita della quale si rimanda al relativo paragrafo di questo Capitolo;
- per accedere al nuovo regime, il cliente finale possa avvalersi dell'aiuto dei facilitatori, soggetti deputati a coadiuvare il cliente nella comprensione ed eventualmente nella sottoscrizione del contratto. Possono operare come facilitatori, previo accreditamento presso l'Acquirente unico, soltanto le associazioni dei consumatori riconosciute nell'ambito del Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU), di cui al decreto legislativo 6 settembre 2005, n. 206, c.d. "Codice del consumo", e le associazioni aderenti al Protocollo di intesa tra l'Autorità e le organizzazioni di rappresentanza delle piccole e medie imprese in qualità di consumatori di energia elettrica e di gas naturale, di cui alla delibera 20 dicembre 2012, 549/2012/E/com. In particolare, risultano accreditate 14 associazioni dei consumatori e quattro organizzazioni di rappresentanza delle piccole e medie imprese;
- il ricorso al facilitatore da parte del singolo cliente finale sia gratuito. Tuttavia i facilitatori, a fronte di ogni contratto di *Tutela SIMILE* concluso con il loro supporto, ricevono un

7. Tutela dei consumatori | Intersettoriale

contributo forfettario il cui importo, definito dalla delibera 24 novembre 2016, 689/2016/R/eel, risulta pari a 15 €, in caso di contratto concluso da un cliente domestico, e a 25 €, in caso di contratto concluso da un cliente non domestico; il contributo è erogato a valere sul Conto qualità dei servizi elettrici e promozione selettiva degli investimenti, di cui all'art. 48, comma 48.1, lettera f), del *Testo integrato*

delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (TIT 2016-2019, Allegato A alla delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel).

I fornitori ammessi alla *Tutela SIMILE*³ sono riportati nella tavola 7.1, con l'indicazione dei bonus *una tantum* da loro offerti⁴, differenziati per clienti domestici e non domestici.

TAV. 7.1

Elenco dei fornitori ammessi alla Tutela SIMILE

FORNITORE AMMESSO	BONUS PER I CLIENTI DOMESTICI €	BONUS PER I CLIENTI NON DOMESTICI €
A.I.M. Energy	50,00	100,00
A2A Energia	40,00	80,00
Agsm Energia	60,00	110,00
Alperia Energy	25,00	10,00
Ascotrade	33,00	70,00
Axpo Italia	40,00	80,00
Bluenergy Group	65,00	100,00
Dolomiti Energia	31,00	61,00
E.On Energia	70,00	120,00
Edison Energia	55,00	40,00
Enel Energia	33,00	90,00
Enercom	20,00	40,00
Enerxenia	30,00	50,00
Engie Italia	115,00	200,00
Eni	106,00	106,00
Estenergy	35,00	50,00
Gas Natural Vendita Italia	75,00	150,00
Gelsia	33,00	70,00
Green Network	40,20	82,80
Hera Comm	80,00	30,00
Illumia	65,15	81,15
Iren Mercato	12,00	20,00
Linea Più	65,00	80,00
Sgr Servizi	40,80	96,60
Sinergas	10,00	30,00
Sorgenia	36,00	52,00
Vivigas	84,00	102,00

³ Elenco fornitori aggiornato alla data del 9 marzo 2017.

⁴ Il bonus *una tantum* è fisso per tutta la durata della *Tutela SIMILE* dall'1 gennaio 2017 al 30 giugno 2018.

7. Tutela dei consumatori | Intersectoriale

Servizio di maggior tutela: revisione delle condizioni di erogazione del servizio

La revisione delle condizioni di erogazione del servizio di maggior tutela, attuata con la delibera 4 novembre 2016, 633/2016/R/eel, ed operativa dall'1 gennaio 2017, persegue l'obiettivo di rendere le caratteristiche di questo servizio maggiormente coerenti con quelle di servizio universale, ruolo che la maggior tutela è destinata ad assumere con il progressivo affermarsi del mercato libero come modalità ordinaria di approvvigionamento dell'energia elettrica.

In particolare, con la citata delibera l'Autorità è intervenuta sia sulle condizioni contrattuali sia su quelle economiche del servizio di maggior tutela.

Con riferimento al primo aspetto, è stata rivista la disciplina della rateizzazione del deposito cauzionale nei casi di nuova attivazione del servizio, superando la precedente impostazione e stabilendo che tale deposito, ove previsto, debba essere versato in un'unica soluzione.

In merito alle condizioni economiche, sono state modificate le modalità per la determinazione dei corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica. Nello specifico:

- è stato previsto che il costo di acquisto dell'energia elettrica (elemento PE del corrispettivo PED) sia determinato con esclusivo riferimento al prezzo nei mercati a pronti all'ingrosso dell'energia elettrica;
- per il costo complessivo di approvvigionamento dell'energia elettrica (elementi PE e PD del corrispettivo PED), è stata estesa a tutti i clienti finali la logica di determinazione di tipo trimestrale, in luogo di quella annuale fino a quel momento utilizzata per i clienti domestici e per una quota residuale dei clienti non domestici. Pertanto, a partire dall'1 gennaio 2017, il corrispettivo PED è determinato con riferimento alla stima dei costi per l'approvvigionamento dell'energia elettrica nel trimestre oggetto di aggiornamento, ponderata con il profilo di prelievo dei clienti appartenenti a ciascuna tipologia contrattuale.

È stata confermata la metodologia per il calcolo del recupero relativo alla differenza tra la stima dei costi e la stima dei ricavi conseguiti dagli esercenti la maggior tutela nell'anno solare in cui gli aggiornamenti hanno luogo. La metodologia prevede che la stima

dei predetti importi sia recuperata nei successivi sei mesi, mediante un'aliquota unitaria il cui valore viene cumulato all'importo derivante dalla stima dei costi di acquisto e dispacciamento relativa alla quantificazione degli elementi PE e PD.

La menzionata delibera 633/2016/R/eel ha poi disposto interventi finalizzati alla confrontabilità e al coordinamento con la disciplina della *Tutela SIMILE*. Al riguardo, in particolare:

- sono stati definiti i corrispettivi per il servizio di dispacciamento che concorreranno alla determinazione dell'elemento PD per l'anno 2017, prevedendo tra l'altro la determinazione, per tutto l'anno 2017, del corrispettivo a copertura degli oneri di sbilanciamento a partire dal valore storico dei costi di sbilanciamento dell'Acquirente unico ed effettuando una stima secondo un approccio prudenziale;
- è stato aggiornato il livello del corrispettivo PPE a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela, prevedendo che il suo livello sia predeterminato e mantenuto fisso per tutto l'anno 2017. Ciò è risultato necessario poiché il corrispettivo PPE non trova applicazione nei contratti di *Tutela SIMILE*, per i quali è tuttavia prevista l'applicazione del corrispettivo PCR a copertura dei rischi connessi alle modalità di approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso; ai sensi della disciplina relativa alla *Tutela SIMILE*, è previsto che i predetti corrispettivi assumano il medesimo valore e possano essere rivisti al rialzo a partire dal 2018;
- è stato aggiornato il corrispettivo PCV relativo all'attività di commercializzazione al dettaglio dell'energia elettrica, applicato in egual misura sia nel regime di maggior tutela sia nel regime di *Tutela SIMILE*. Al riguardo è stata effettuata la determinazione del corrispettivo per tutto il periodo di durata della *Tutela SIMILE* (vale a dire fino al 30 giugno 2018), con riferimento ai costi di un operatore efficiente del mercato libero e tenendo al contempo conto della stima dei costi sostenuti o che si prevede saranno sostenuti nel corso degli anni 2016 e 2017, relativi ad interventi avviati (o da avviare) dovuti a nuovi provvedimenti regolatori (per un esame più dettagliato in merito alle modalità di determinazione del corrispettivo PCV, si rimanda al paragrafo successivo relativo alle modifiche delle componenti di commercializzazione al dettaglio).

7. Tutela dei consumatori | Intersettoriale

Servizio di maggior tutela: modifiche delle componenti di commercializzazione al dettaglio

Con le delibere 633/2016/R/eel e 29 dicembre 2016, 816/2016/R/eel, l'Autorità ha aggiornato i livelli delle componenti di commercializzazione al dettaglio del servizio di maggior tutela. In particolare, sono stati aggiornati i valori:

- del corrispettivo PCV relativo ai costi di commercializzazione di un operatore efficiente del mercato libero, definito per il periodo 1 gennaio 2017 - 30 giugno 2018;
- della componente RCV per la remunerazione dei costi di commercializzazione sostenuti dall'esercente la maggior tutela, definita per il periodo 1 gennaio 2017 - 31 dicembre 2017;
- della componente DISP^{BT}, a restituzione del differenziale tra quanto complessivamente pagato dai clienti finali in maggior tutela a titolo di corrispettivo PCV e quanto riconosciuto agli esercenti mediante le componenti RCV. Tale componente è di norma soggetta ad aggiornamento all'inizio dell'anno, ma può subire successive modifiche, in occasione degli aggiornamenti trimestrali delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela.

Ai fini del suddetto aggiornamento, a partire dall'1 gennaio 2017 l'Autorità ha confermato le modalità di definizione delle singole componenti relative alla commercializzazione previste, per l'anno 2016, dalla delibera 28 dicembre 2015, 659/2015/R/eel, provvedendo alla quantificazione delle medesime, sulla base di analisi effettuate a partire dalle informazioni messe a disposizione da un campione rappresentativo di venditori del mercato libero e di esercenti la maggior tutela che operano in regime di separazione societaria.

Nel dettaglio, in merito al corrispettivo PCV, è stata confermata la differenziazione tra le diverse tipologie di clientela; i livelli fissati sono stati definiti considerando:

- per gli oneri relativi alla morosità, il livello di *unpaid ratio* riconosciuto definito sulla base del tasso di mancato incasso delle fatture trascorsi 24 mesi dalla loro emissione, rilevato dai venditori sul mercato libero, considerando il comportamento efficiente degli operatori in termini di gestione della clientela e di gestione del credito; nello specifico, tale tasso è risultato complessivamente pari al 2,6772%, differenziato per tipologie

di clienti (2,2217% per i clienti domestici e 2,9314% per i clienti allacciati alla rete in bassa tensione altri usi);

- per gli altri costi operativi, i valori di costo dell'anno 2015, desumibili dai conti annuali separati inviati dagli operatori ai sensi della normativa sull'*unbundling*, comprensivi dei costi connessi con le politiche di marketing e di acquisizione della clientela, opportunamente rettificati, al fine di tenere conto unicamente delle partite ordinarie relative all'attività di commercializzazione dell'energia elettrica e delle voci di costo che non trovano già copertura mediante altre componenti delle condizioni economiche;
- per la remunerazione del capitale investito netto, l'adozione di una metodologia di quantificazione parametrica del capitale circolante netto, definito in base alla stima dell'esigenza di cassa cui un venditore deve far fronte nell'ambito della propria attività di vendita, e fissando l'esposizione media in 55 giorni. È stato, altresì, previsto che la remunerazione sia definita, in continuità con le precedenti determinazioni, mediante la metodologia *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), utilizzando il tasso di interesse nominale di livello pari a quello dell'anno precedente e non considerando, ai fini della remunerazione, gli oneri connessi con l'IRAP, per la copertura dei quali è previsto un riconoscimento separato.

La necessità di definire il corrispettivo PCV fino al 30 giugno 2018 è connessa con l'esigenza di coordinamento con la durata del regime di *Tutela SIMILE*. Per tale motivo, la definizione del corrispettivo PCV è avvenuta, come in passato, facendo riferimento ai costi di un operatore efficiente del mercato libero e tenendo parimenti conto, nell'ambito della definizione dei costi operativi, della stima dei costi sostenuti o che si prevede saranno sostenuti nel corso degli anni 2016 e 2017 per interventi avviati (o da avviare) dovuti a nuovi provvedimenti regolatori.

Per quanto riguarda la remunerazione degli esercenti la maggior tutela, con la delibera 816/2016/R/eel è stata confermata la differenziazione delle componenti, al fine di rispecchiare le differenziazioni di costo unitario dei diversi esercenti, ascrivibili alla potenziale presenza di economie di scala presumibilmente connesse con l'ottimizzazione sia dei costi fissi sia della gestione dei processi (indicato come effetto dimensione). In particolare, è confermata l'applicazione di tre distinte componenti: la componente RCV da riconoscere agli esercenti societariamente separati che servono un numero rilevante

7. Tutela dei consumatori | Intersettoriale

di clienti finali (superiore a 10 milioni), la componente RCV_{sm} per gli altri esercenti societariamente separati e la componente RCV_i per gli esercenti non societariamente separati. Trova altresì conferma la differenziazione di ciascuna di queste componenti per tipologia di clienti finali e per zone territoriali (Centro-Nord e Centro-Sud), dipendente quest'ultima dal riconoscimento differenziato degli oneri della morosità, fenomeno che mostra andamenti differenziati sul territorio nazionale. La quantificazione dei livelli delle singole componenti è stata effettuata secondo una metodologia di riconoscimento analoga a quella usata per il corrispettivo PCV. In particolare:

- per gli oneri relativi alla morosità, si è riconosciuto il livello di *unpaid ratio* a 24 mesi, differenziato per zona geografica e tipologia di clienti, determinato a partire dalle informazioni trasmesse dagli esercenti la maggior tutela e tenendo conto di una gestione efficiente del credito da parte dei singoli esercenti; nello specifico il livello del tasso è risultato pari a:
 - 0,4198% per i clienti domestici, zona Centro-Nord;
 - 1,0893% per i clienti domestici, zona Centro-Sud;
 - 1,3250% per i clienti allacciati alla rete in bassa tensione altri usi, zona Centro-Nord;
 - 3,1250% per i clienti allacciati alla rete in bassa tensione altri usi, zona Centro-Sud;
- per gli altri costi operativi, sono stati presi a riferimento i valori di costo 2015, opportunamente rettificati, in linea con quanto disposto per il corrispettivo PCV, ed escludendo i costi relativi al marketing e all'acquisizione dei clienti, in quanto funzioni non inerenti all'attività di commercializzazione al dettaglio del servizio di maggior tutela;
- per la remunerazione del capitale investito netto, si è effettuata la quantificazione parametrica del capitale circolante netto ed è stata utilizzata, anche in questo caso, la metodologia WACC, confermando un tasso di interesse nominale pari a quello prevalente.

In merito alla remunerazione degli esercenti la maggior tutela, sono stati confermati due meccanismi di riconoscimento ulteriori rispetto all'applicazione della componente RCV , atti alla copertura di costi non inclusi nella definizione della suddetta componente. Tali meccanismi sono applicabili ai soli esercenti che presentino detti costi e sono finalizzati, da un lato, al riconoscimento dei costi sostenuti da

alcuni esercenti la maggior tutela in ragione dell'effetto dimensione e, dall'altro, alla compensazione della morosità legata a prelievi fraudolenti dei clienti finali.

Infine, con la delibera 16 febbraio 2017, 69/2017/R/eel, è stato introdotto, a partire dall'anno 2016, un ulteriore meccanismo volto a compensare l'esercente la maggior tutela della mancata copertura di eventuali costi fissi, che potrebbero manifestarsi nell'ipotesi di un'uscita dei clienti dal servizio di maggior tutela superiore ai livelli fisiologici, già considerati dall'Autorità nell'ambito dell'aggiornamento annuale delle componenti RCV . Tale meccanismo trova applicazione, pertanto, nei soli casi in cui il tasso di uscita dei clienti dal servizio di maggior tutela registrato dai singoli esercenti sia superiore al valore soglia definito dall'Autorità, in base a quanto assunto al momento dell'aggiornamento annuale delle componenti RCV .

Servizio di salvaguardia: selezione dei nuovi esercenti a partire dall'1 gennaio 2017

Il servizio di salvaguardia è erogato dagli operatori individuati attraverso specifiche procedure di selezione, svolte sulla base degli indirizzi emanati dal Ministro dello sviluppo economico, su proposta dell'Autorità. Per la selezione dei nuovi esercenti il servizio di salvaguardia, a decorrere dall'1 gennaio 2017, alla luce dell'esperienza maturata in materia e dell'evoluzione del contesto normativo e regolatorio, l'Autorità ha ritenuto necessario perfezionare alcuni degli elementi di disegno delle gare e del servizio di salvaguardia; ciò al fine di garantire la massima partecipazione da parte degli operatori in possesso di predeterminati requisiti.

Nello specifico, con la delibera 29 settembre 2016, 538/2016/R/eel, sono stati rivisti i requisiti per la partecipazione alle procedure di selezione, prevedendo che, in assenza di un singolo soggetto in posizione di controllo, il giudizio sulla rischiosità futura (*rating creditizio*) possa essere soddisfatto anche da società non controllanti, che però detengano una partecipazione nella società che intende aderire a dette procedure sufficiente ad esercitarne, congiuntamente, il controllo, a patto che la società che partecipa sia in possesso di una lettera di garanzia, rilasciata congiuntamente da tali società, che esprima l'impegno, da parte di queste ultime, di far fronte alle obbligazioni in nome e per conto dell'istante.

Inoltre, sempre in tema di requisiti per la partecipazione a tali procedure, è stato specificato quello relativo al versamento delle