



Acea SpA - Funzione Regulatory

Spett.le

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico

Direzione Mercati

Piazza Cavour 5

20121 Milano

tel. 02-65.565.284/290

fax 02-65.565.265

e-mail: mercati@autorita.energia.it

Prot. n. 4/P/R/Y del 16 marzo 2015

Osservazioni al documento di consultazione 34/2015/R/EEL

"Riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica"

1. OSSERVAZIONI GENERALI

Il gruppo Acea (di seguito "Acea"), presente sul mercato elettrico sia come distributore che come utente del trasporto (nella duplice veste di venditore sul mercato libero e di esercente il servizio di maggior tutela), riporta nel presente documento le proprie osservazioni in merito ai contenuti del documento di consultazione 34/2015/R/EEL (di seguito "DCO"), con il quale l'Autorità per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico (di seguito "Autorità") ha illustrato i propri orientamenti in merito alla riforma delle tariffe dei servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura) dell'energia elettrica, nonché delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici in bassa tensione, fornendo una prima analisi di impatto regolatorio funzionale anche a predisporre proposte per eventuali nuovi criteri per la determinazione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica (bonus sociale).

In via preliminare si intende evidenziare l'importanza che la riforma tariffaria in esame sia preceduta e accompagnata da un'efficace **campagna informativa** nei confronti della clientela interessata, volta a diffondere e pubblicizzare la massima conoscenza delle caratteristiche della riforma stessa e degli impatti sulla bolletta. Tale



attività, oltre che necessaria al fine di garantire la massima trasparenza nei confronti dei clienti finali in merito alle condizioni di erogazione dei servizi di rete, si pone anche nell'ottica di tutelare il buon funzionamento del mercato e la concorrenzialità delle offerte, in coerenza con i compiti attribuiti a codesta Autorità dalla sua stessa legge istitutiva; è di fondamentale importanza, infatti, che i clienti domestici siano resi edotti del fatto che le variazioni che si presenteranno in bolletta sono dovute alla nuova struttura tariffaria connessa all'erogazione dei servizi di rete ed oneri connessi ed imposta dalla legge (cfr. d. lgs. 102/14), anziché ad eventuali pratiche commerciali dei venditori, ciò anche al fine di evitare il proliferare di massive richieste di chiarimento nei confronti dei venditori stessi.

Infine, in merito alle implementazioni prospettate sui misuratori elettronici – segnatamente per le ipotesi di intervento sulla banda di tolleranza dei contatori –, Acea esprime l'auspicio e la richiesta che su questa tematica l'Autorità possa avviare quanto prima un **tavolo tecnico dedicato**, al fine di individuare le soluzioni più efficienti per il sistema, sia in relazione al costo degli eventuali sviluppi tecnologici in rapporto ai benefici correlati ad un maggior *empowerment* dei clienti finali, sia in relazione alle scelte in corso di valutazione per il passaggio ad una nuova fase di posa e messa in servizio di contatori elettronici di "seconda generazione".

Di seguito si riportano le osservazioni in merito ai singoli spunti di consultazione.

3. OSSERVAZIONI SUI SINGOLI SPUNTI PER LA CONSULTAZIONE

S1. Si condivide l'identificazione dei principali elementi da considerare e sui quali intervenire? Quali altri elementi si riterrebbe utile evidenziare?

R1. Nessuna osservazione.

S2. Si condividono le considerazioni sviluppate in merito agli scenari futuri di evoluzione dei consumi elettrici domestici? Si dispone di elementi informativi ulteriori che inducano a ritenere necessaria una diversa valutazione degli scenari futuri?

R2. Nessuna osservazione.



S3. Si ritiene che i benchmark proposti siano sufficientemente rappresentativi della maggior parte delle realtà domestiche italiane? Se no, quali modifiche o integrazioni si proporrebbero e per quali motivi?

S4. In particolare, si ritiene utile introdurre anche uno o più benchmark relativo/i a clienti domestici dotati di impianto di generazione fotovoltaico?

R3-4. Non si ritiene utile introdurre ulteriori *benchmark* relativi ai clienti domestici dotati di impianto di generazione fotovoltaico.

S5. Si ritiene che dovrebbero essere considerati ulteriori criteri di valutazione o ulteriori opzioni? Se sì, quali e per quali motivi?

S6. Si condividono le valutazioni delle diverse opzioni di tariffe a regime proposte? Se no, per quali motivi?

R5-6. Acea accoglie con favore l'introduzione di un regime tariffario svincolato da criteri di progressività, in quanto lo si ritiene un passo fondamentale verso la semplificazione della struttura tariffaria, da tempo auspicata anche per gli indubbi effetti positivi che essa produrrà lato cliente, favorendo la comprensibilità dei documenti di fatturazione senza comprometterne al tempo stesso la trasparenza.

In tale ottica sembra che **l'opzione T1** possa ulteriormente rafforzare l'attuazione degli obiettivi di semplificazione, in quanto eliminerebbe la distinzione dei regimi tariffari in funzione della residenza. Al riguardo è opportuno osservare che tale scelta consentirebbe altresì di superare le attuali distorsioni (ed i conseguenti indebiti vantaggi) correlati alla crescente diffusione del fenomeno della c.d. "residenza di comodo", per cui in casi non infrequenti le c.d. seconde case vengono optate per un'elezione di residenza in immobili diversi da quello oggetto di principale abitazione.

Oltre a ciò, rispetto all'opzione T0 - anch'essa priva di differenziazioni in funzione della residenza - l'opzione T1 avrebbe anche il pregio di spostare quota parte degli oneri generali sulla potenza, slegandoli in buona parte dai consumi, con i quali non vi è, per l'appunto, alcuna correlazione, trattandosi di oneri aventi natura parafiscale.

Da ultimo si ritiene opportuno svolgere alcune considerazioni in merito alla costruzione della componente DispBT, applicata ai clienti aventi diritto al servizio di maggior tutela, nel nuovo regime tariffario. Nella nota 27 di pagina 24 del DCO si precisa che, per quanto



riguarda la quantificazione della spesa relativa ai servizi di vendita, in tutte le opzioni sono state utilizzate aliquote non progressive per tutte le componenti, applicando per la componente DispBT l'aliquota – espressa in centesimi di euro/punto prelievo per anno – oggi definita per la tariffa D3. Al riguardo, pertanto, si ritiene opportuno che venga chiarito espressamente che, in analogia a quanto già previsto con la delibera 205/2014/R/EEL in merito alla sperimentazione tariffaria rivolta ai clienti domestici in bassa tensione che utilizzano pompe di calore elettriche, la componente DispBT sarà espressa solo in centesimi di euro/punto prelievo per anno, con l'eliminazione della quota energia, in ottica di semplificazione e trasparenza.

S7. Si condividono le considerazioni sul percorso di gradualità da impostare per la transizione alle nuove strutture tariffarie a regime? Se no, per quali motivi?

S8. Si ritiene che sussistano ulteriori leve per la gradualità disponibili all'Autorità? Indicare quali e come possono essere utilizzate.

R7-8. Acea condivide l'intenzione di superare la struttura progressiva delle tariffe di rete già a partire dal 1° gennaio 2016 e, inoltre, a prescindere dalla specifica opzione che verrà adottata, suggerisce l'opportunità di superare contestualmente anche la progressività afferente la quota energia degli oneri generali, a differenza di quanto indicato nella tabella 7.1 a pagina 36 del DCO che prevede di mantenere, per un anno, due scaglioni per i residenti.

Quanto proposto si ritiene una buona soluzione di compromesso in grado di mitigare, da un lato, le esigenze di gradualità, espressamente richiamate nel decreto legislativo 102/2014, dall'altro l'opportunità di non moltiplicare inutilmente gli interventi richiesti sui sistemi informativi aziendali raggruppando, ove possibile, gli interventi che presentano profili analoghi. La minimizzazione degli oneri di modifica di sistemi informativi si pone anche nell'ottica di evitare la proliferazione di costi a carico del sistema.

Ci si riserva, in ogni caso, di approfondire maggiormente gli aspetti inerenti al tema della gradualità in occasione della pubblicazione della preannunciata consultazione specifica sull'argomento, che si auspica avvenire nel più breve tempo possibile, anche prima di luglio 2015, al fine di poter disporre di tempi adeguati per le implementazioni informatiche che si renderanno necessarie.



S9. Si ritiene che dovrebbero essere considerati ulteriori criteri di valutazione o ulteriori opzioni? Se sì, quali e per quali motivi?

S10. Si condividono le valutazioni delle tre opzioni relative alla potenza? Se no, per quali motivi?

S11. Gli operatori di misura sono invitati a fornire elementi quantitativi in termini di tempi e costi relativi alle diverse opzioni presentate o a ulteriori opzioni suggerite.

R9-10-11. Nell'opzione base P1 l'Autorità propone l'introduzione di alcuni interventi volti a favorire la scelta, da parte del consumatore, del livello di potenza più adeguato alle proprie esigenze.

Si deve in primo luogo premettere che le tempistiche delineate al punto 8.16 del DCO, che prevedono la messa a disposizione dei dati di cui all'opzione P1 a partire da gennaio 2016, risultano eccessivamente stringenti qualora il provvedimento dell'Autorità ivi indicato venga adottato entro novembre 2015 come proposto dalla stessa Autorità al punto 1.8 del DCO.

Infatti, per quanto attiene alle informazioni che si vuole rendere disponibili ai clienti finali, si rileva che mentre il dato relativo alla massima potenza prelevata - su base quartoraria - nel mese (per livello quartorario si intende la registrazione del valore su tale periodicità, senza però dover fornire la "curva di carico" della potenza) è già disponibile nei contatori ed anche acquisito dal centro di gestione, per l'informazione circa il numero di interventi del limitatore avvenuti nel mese, invece, Acea rappresenta che il misuratore elettronico installato presso l'utenza (di seguito Lennt) dispone in forma nativa dell'informazione relativa agli ultimi 3 scatti del limitatore occorsi nel mese corrente ed ai 3 nel mese precedente, ma ad oggi non è prevista la sua trasmissione verso il centro di gestione. Tuttavia, nel merito della richiesta, si ritiene che la stessa non sia particolarmente significativa nell'ottica di accrescere la consapevolezza del cliente nella sua scelta della potenza contrattuale: infatti, il cliente ha conoscenza del numero di volte in cui è intervenuto il limitatore dal momento che ha dovuto procedere al riarmo dello stesso.

Qualora l'Autorità volesse dar seguito a tale implementazione, si precisa che l'estensione del massimo numero di scatti del limitatore oggi registrabile nel singolo mese (pari a 3) non sarebbe perseguibile senza importanti modifiche al *firmware* del contatore,



necessarie per riservare **specifiche celle di memoria – ad oggi non disponibili - da impiegare per registrare i dati richiesti.**

Si richiama, inoltre, l'attenzione dell'Autorità circa le **modalità atte a veicolare le citate informazioni al cliente finale.** Nel DCO si parla di utilizzare, in una prima fase, delle applicazioni *internet* e, in prospettiva, la bolletta o il rendiconto annuale. Non è chiaro, pertanto, se nella prima fase l'applicazione *internet* debba essere implementata e gestita da parte del distributore o del venditore, atteso che la bolletta e il rendiconto annuale sono necessariamente strumenti di pertinenza di quest'ultimo anche perché attualmente l'interfaccia commerciale con il cliente finale domestico è solo in capo al venditore.

Inoltre bisognerebbe in ogni caso disciplinare il canale attraverso il quale il distributore sia tenuto a trasmettere tali informazioni al venditore. Si esclude che ciò possa realizzarsi attraverso l'istituzione di un nuovo flusso informativo ai sensi della delibera 65/2012/R/EEL: si tratterebbe di un flusso anomalo in quanto non avrebbe ad oggetto un dato che il venditore utilizza per la fatturazione.

Da ultimo, ove si dovesse ritenere che la bolletta potrebbe rappresentare il miglior veicolo per il trasferimento delle informazioni di cui trattasi al cliente finale, si fa presente che tale scelta andrebbe operata in stretto coordinamento con le disposizioni adottate per la semplificazione dei documenti di fatturazione (**bolletta sintetica** prevista dalla delibera 501/2014/R/COM) che entreranno in vigore a breve (prossimo 1° settembre). Eventualmente può anche valutarsi l'opportunità di far slittare l'entrata in vigore delle disposizioni sulla bolletta 2.0 in modo tale da renderla contestuale alla messa a disposizione dei dati di potenza massima e scatti del contatore oggetto della presente opzione P1.

In merito alla **messa a disposizione di più livelli di potenza** contrattualmente impegnata, pur non evidenziandosi particolari criticità tecniche in merito all'introduzione di "taglie" da mezzo kW, preme evidenziare che eventuali richieste di variazione della potenza, presentate in forma massiva, potrebbero generare un c.d. "effetto fisarmonica" sulla rete, tale da esigere opportuni interventi di adeguamento della stessa che genereranno un onere emergente rispetto a quelli attualmente sostenuti dai distributori.



L'Autorità intende, inoltre, proporre un meccanismo complesso e articolato per la gestione delle **richieste di variazione della potenza contrattuale** successive all'introduzione del nuovo regime tariffario e per la gestione dei connessi oneri amministrativi di pertinenza sia del distributore che dell'esercente la maggior tutela.

Pur comprendendo lo spirito della proposta, si osserva che essa presuppone l'introduzione di un complesso meccanismo per la tracciatura delle richieste: per il suo corretto funzionamento è necessario, infatti, che le richieste pervenute possano essere correttamente qualificate come richieste di prima variazione, di rientro nel livello di potenza contrattuale originario (e in entrambi i casi non soggette agli oneri amministrativi), o come seconde richieste e, quindi, in quest'ultimo caso soggette agli oneri amministrativi ordinari. Tale tracciatura non appare di agevole implementazione, dovendo i sistemi informatici tracciare le prestazioni commerciali per singolo cliente e non più per POD, come attualmente avviene.

Ne deriva che in caso di una prima richiesta di variazione della potenza su un determinato POD bisognerebbe verificare innanzitutto che il cliente richiedente non abbia già presentato una precedente richiesta di variazione della potenza su un diverso POD, antecedentemente a lui intestato - in tal caso bisognerebbe tracciare la richiesta in oggetto come seconda ed applicare gli oneri amministrativi -; in caso, invece, di eventuale richiesta di rientro nel livello di potenza contrattuale originario, occorrerebbe verificare che quest'ultima provenga dal medesimo cliente che ha effettuato la prima variazione e che quindi non siano avvenuti nel frattempo subentri/volture su quel POD. Ove fosse cambiata l'intestazione, infatti, si tratterebbe di una prima richiesta e non di un rientro, sempreché il nuovo cliente non abbia già fatto in precedenza una analoga richiesta avente ad oggetto un diverso POD, nel qual caso la richiesta in esame si configurerebbe come seconda richiesta.

Da ultimo si osserva che la proposta dell'Autorità comporta un aggravio gestionale anche per la procedura di *switching*, atteso che il venditore entrante, per poter verificare l'applicazione o meno degli oneri amministrativi, dovrebbe essere a conoscenza di tutte le precedenti richieste di variazione di potenza effettuate dal cliente.

La complessità di gestione che si determina per gli operatori è evidente e, paradossalmente, non si lega ad essa una corrispondente remunerazione attraverso l'incremento degli oneri amministrativi, ma un totale azzeramento degli stessi.



Ancora più ingiustificata appare, altresì, la proposta di restituzione, in caso di rientro, di una quota significativa dell'eventuale contributo pagato per l'aumento della potenza in relazione a variazioni limitate. Si tratta del contributo dovuto per l'intervento di potenziamento della rete effettuato dal distributore per consentire una maggiore potenza disponibile sul punto di prelievo; tale contributo copre un investimento effettuato, sicché la sua restituzione non trova un apprezzabile fondamento giustificativo.

Se viceversa si usasse come *driver* il POD, oltre al fatto che a molti clienti verrebbe negato, in buona sostanza, il beneficio dell'esenzione dagli oneri amministrativi in maniera del tutto discriminatoria (es. se sul POD appena acquisito è già stata effettuata una prima richiesta di variazione, la nuova richiesta, a meno che non consista in una richiesta di rientro al precedente livello di potenza, si configurerebbe come seconda), in caso di richiesta di rientro si arriverebbe all'assurda conseguenza di dover restituire una quota significativa dell'eventuale contributo pagato per l'aumento della potenza ad un cliente diverso, in quanto il cliente avente diritto, nel frattempo, potrebbe essersi spostato su un altro POD.

Relativamente agli interventi prospettati dall'Autorità sui parametri della banda di tolleranza dei misuratori (opzione P2) si osserva quanto segue.

Per implementare la **variante P2a** occorrerebbe intervenire sul centro gestione modificando le logiche di programmazione della potenza disponibile dei LENNT, affinché, per valori di potenza contrattualmente impegnata sino a 5 kW, il valore della potenza disponibile sia pari (in modo continuativo) al +20% della potenza contrattualmente impegnata. Tale operazione avrebbe un costo orientativo di circa 50.000 Euro e richiederebbe circa 6 mesi per la sua implementazione e relativo collaudo. Tuttavia, in questo caso si fornirebbe al cliente domestico la possibilità di assorbire una potenza ben superiore a quella contrattuale a tempo indeterminato. Ciò potrebbe determinare, soprattutto nei momenti di maggior assorbimento, un notevole incremento del prelievo sulla rete di bassa tensione con possibili conseguenze in termini di degrado della stessa e, quindi, con impatti sulla continuità del servizio (si pensi ai clienti che avranno 5 kW di potenza contrattuale e che potranno assorbire continuativamente sino a 6 kW). Infatti, tale soluzione non determinerebbe esclusivamente un innalzamento temporaneo della potenza assorbita, bensì permanente.



In tale ipotesi si ritiene che i clienti interessati siano tenuti a **versare il corrispettivo** dovuto per la quota potenza afferente alla potenza disponibile aggiuntiva.

La **variante P2b**, invece, prevede l'implementazione di una logica "a tempo inverso" diversa da quella attualmente utilizzata da Acea. Infatti, l'esempio riportato nella nota 41 di pagina 42 sembra descrivere una logica di intervento a scaglioni, mentre l'algoritmo implementato da Acea simula l'intervento di un interruttore magneto-termico e può essere associato ad una curva decrescente e continua.

Una logica di scatto per supero diversa da quella attuale comporterebbe una modifica al *firmware* del LENNT (preceduto inoltre da un'analisi di fattibilità in seguito alla definizione esatta dell'algoritmo proposto). Per tale attività, qualora fattibili, si stimano tempi di sviluppo, comprensivi dell'acquisizione delle relative certificazioni e del collaudo, non inferiori a 12 mesi dalla sottoscrizione del contratto con il fornitore; oltre a ciò devono essere considerati i tempi di aggiornamento del *firmware* in campo: in totale, quindi, occorre ipotizzare almeno 18 mesi dalla pubblicazione della delibera. Il costo complessivo non dovrebbe superare i 500.000 Euro.

In conclusione, riguardo all'intero complesso di interventi prospettati dall'Autorità con le ipotesi P2a e P2b, Acea richiama quanto già riportato e richiesto nelle osservazioni generali in ordine alla **necessità di avviare un apposito tavolo tecnico su tale tematica**.

S12. Si ritiene che vi siano elementi che non sono stati adeguatamente valutati, o che sia possibile formulare ulteriori ipotesi di intervento in relazione all'impatto della riforma tariffaria per i clienti in disagio economico?

S13. Si ritiene che, ai fini del calcolo del bonus, siano presenti le condizioni per introdurre un ulteriore categoria di numerosità che si riferisca al benchmark A (famiglia monocomponente a cui associare un consumo di 1.500 kWh/anno)?

R12-13.

Nessuna osservazione.

Paolo Carta
(Resp.le Funzione Regulatory)