



**Acea SpA - Funzione Regulatory**

Spett.le

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

Direzione Infrastrutture, Unbundling e Certificazione

Direzione Mercati Elettricità e Gas

Piazza Cavour 5

20121 Milano

e-mail: [infrastrutture@autorita.energia.it](mailto:infrastrutture@autorita.energia.it)

**Prot. n. 0101692/15 del 26 ottobre 2015**

**Osservazioni al documento di consultazione 446/2015/R/EEL**

**"Criteri per la definizione delle tariffe per l'erogazione dei servizi di  
trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nel quinto periodo  
regolatorio.**

**Tariffe, vincoli ai ricavi e meccanismi di perequazione"**

\*\*\*

**1. OSSERVAZIONI GENERALI**

La presente consultazione (di seguito "DCO"), avente ad oggetto le tariffe di riferimento, obbligatorie ed i meccanismi di perequazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, completa la manovra regolatoria attesa per il ciclo tariffario che avrà inizio il 1° gennaio 2016 e che ha già visto l'Autorità e le imprese distributrici confrontarsi sul tema del costo riconosciuto per i medesimi servizi, trattato nelle consultazioni 275/2015/R/com (DCO WACC) e 335/2015/R/eel (DCO costi).

Come già osservato in risposta alle predette consultazioni (e segnatamente al DCO costi), Acea valuta positivamente il perseguimento, da parte dell'Autorità, dell'obiettivo della continuità regolatoria per la prima parte del nuovo periodo tariffario, giacché tale obiettivo viene esteso dal costo riconosciuto alla struttura tariffaria di riferimento, la quale, a meno dell'introduzione dei menù regolatori, resta, infatti, immutata.

Acea, tuttavia, segnala che tale quadro di regole, sostanzialmente certe e stabili, è al contempo privo delle informazioni quantitative utili a stimarne l'impatto economico e che i dati mancanti già dalle precedenti consultazioni, ovvero le indicazioni circa il valore



di *WACC* e *X-factor*, rivestono ora carattere di urgenza alla luce di due nuove disposizioni regolatorie prospettate, ovvero:

- estensione della durata del periodo tariffario a otto anni, per la cui valutazione è necessario conoscere la dinamica degli aggiornamenti infraperiodo del tasso di remunerazione del capitale investito, nonché la durata del relativo periodo regolatorio, e del tasso di recupero di efficienza;
- menù regolatori, il cui apprezzamento è condizionato dal valore, attualmente ignoto anche a grandi linee, del *WACC*, base e maggiorato, a seconda dell'opzione tariffaria scelta, ferma restando la sostanziale non condivisione di un principio di assunzione del rischio volume in capo ai distributori.

Per quanto riguarda la **durata del periodo regolatorio**, Acea conferma il proprio apprezzamento per un allungamento dello stesso in vista dell'introduzione della metodologia dei *totex* a partire dal 2020, ma la probabile **estensione** dello stesso **a otto anni**, con suddivisione in due periodi quadriennali, dovrebbe essere accompagnata da una riformulazione sia della durata del periodo regolatorio del tasso di remunerazione del capitale investito – attualmente ipotizzata pari a 6 anni con revisioni biennali dello stesso (cfr. DCO *WACC*) -, che dell'aggiornamento dell'*X-factor* – ipotizzato triennale in base ad una durata di sei anni del ciclo tariffario (cfr. DCO costi). Ciò in quanto le durate dei periodi regolatori, unitamente alle revisioni degli elementi determinanti il costo riconosciuto dei servizi regolati, permettono di conseguire la certezza dei ricavi delle imprese distributrici, ovvero di evitare che tali ricavi siano sottoposti a frequenti adeguamenti che potrebbero minarne la stabilità e la prevedibilità: tali circostanze, infatti, potrebbero verificarsi in caso di aggiornamenti infraperiodo di *WACC* e *X-factor* che dovessero succedersi, in alternanza, un anno dopo l'altro a causa di tempistiche di revisione non allineate fra di loro.

Per tali motivi Acea ritiene che, dato l'orizzonte temporale di lungo periodo cui guarda il periodo regolatorio tariffario, anche il periodo regolatorio del *WACC* dovrebbe basarsi su un analogo lasso temporale e le revisioni dello stesso, insieme con quelle dell'*X-factor*, dovrebbero essere coerenti con questi assunti.

In merito ai **menù regolatori**, Acea ribadisce la contrarietà, già espressa in risposta al DCO 5/2015/R/eel dello scorso gennaio, circa l'assunzione del rischio volume



(cioè i consumi di energia elettrica) da parte delle imprese distributrici, anche se fosse controbilanciata da una differenziazione del tasso di remunerazione del capitale investito il cui valore, nonché la sua maggiorazione in caso di scelta di opzioni tariffarie sfidanti, non è ancora noto nemmeno a livello indicativo.

Nel rimandare alla risposta alla citata consultazione di inizio 2015, di seguito si espongono ulteriori considerazioni utili a chiarire come **l’allocazione del rischio volume in capo ai distributori non si configuri come una scelta efficiente**, ovvero:

- le reti di distribuzione elettrica sono dimensionate per assicurare a ciascun utente il massimo prelievo di elettricità nei limiti della potenza disponibile assegnata, in condizioni di sicurezza del sistema elettrico e rispettando gli *standard* di continuità del servizio: gli investimenti necessari alla manutenzione e all’ampliamento delle infrastrutture elettriche, infatti, rispondono a tali *input* e, trattandosi di costi fissi e di lungo periodo, ne deriva che gli stessi, se già sostenuti nel momento in cui cambia il *trend* delle abitudini di consumo dei clienti, ad esempio contraendosi, non possono più essere rimodulati in funzione delle nuove attese della domanda elettrica se non a fronte di dismissioni anticipate di porzioni di rete (il che non sarebbe economicamente giustificabile).

Inoltre, lo scenario descritto varia poco se, invece, gli investimenti non sono stati ancora realizzati quando si è presenza di variazioni della domanda elettrica, perché le informazioni in possesso dei distributori per poter indirizzare detti investimenti (ovvero previsioni dei consumi energetici di breve-medio periodo), sono insufficienti a valutare il beneficio dell’investimento per tutta la durata della sua vita, giacché si tratta di *asset* la cui vita utile è molto lunga e le evoluzioni della domanda elettrica, se difformi da quelle che hanno portato ad una certa scelta di investimento, possono condurre, ad esempio, alla stessa casistica di sottoutilizzo delle reti come prima delineata<sup>1</sup>;

- l’esposizione del soggetto regolato al rischio di verifica di una variabile esogena, quale l’andamento della domanda di elettricità, quindi, porta il distributore ad agire in un contesto di incertezza circa la definizione della remunerazione associata ai propri investimenti, cui si accompagna una corrispondente alea sui ricavi ammessi a copertura dello svolgimento dell’attività

---

<sup>1</sup> Tale ragionamento si amplifica nel caso in cui l’Autorità decidesse di dar seguito alla proposta di allungamento delle vite utili regolatorie come prospettata nel DCO costi.



di distribuzione elettrica: tale considerazione, ad avviso di Acea, è in contrasto con l'obiettivo della stabilità tariffaria che la stessa Autorità intende perseguire nel primo quadriennio del nuovo periodo regolatorio, soprattutto perché l'introduzione dei menù regolatori sarebbe prevista proprio a partire dal 1° gennaio 2016.

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

\*\*\*

## **2. OSSERVAZIONI SUI SINGOLI SPUNTI PER LA CONSULTAZIONE**

### ***S1. Osservazioni in merito alla durata del periodo di regolazione.***

**R1.** Si rimanda alle osservazioni generali.

***S2. Osservazioni in merito alla possibile introduzione di una componente CTR in forma binomia.***

***S3. Osservazioni in merito al driver proposto per la determinazione della potenza impegnata nei punti di interconnessione.***

***S4. Osservazioni in merito all'ipotesi che potrebbe essere sviluppata in alternativa a quella descritta nel documento, di fare invece riferimento alla potenza installata degli impianti di interconnessione.***

***S5. Osservazioni sull'ipotesi di identificazione dei pesi della quota potenza e della quota energia.***

**R2-R3-R4-R5.** In merito alla definizione della struttura binomia della componente CTR, e segnatamente per l'elemento CTR espresso in quota potenza ( $CTR_p$ ), si evidenzia che la misura proposta ai punti 6.15 e 6.16 del DCO presenta una criticità dovuta alla mancata previsione di quei transiti di energia che, pur venendo immessi nella rete di distribuzione in alta tensione, successivamente ne fuoriescono, perché ceduti alla RTN; infatti, l'algoritmo proposto dall'Autorità sembra tener conto dei soli transiti energetici dalla RTN verso le reti di distribuzione.



Per tale motivo si suggerisce di modificare il *driver* di costruzione del CTR in quota potenza (e conseguentemente anche l'applicazione del CTR<sub>p</sub> in sede di fatturazione), prevedendo che sia pari alla "media calcolata su un orizzonte pluriennale delle potenze massime prelevate su base mensile nei punti di interconnessione equivalenti", dove il "punto di interconnessione equivalente" è quello la cui potenza è calcolata sulla base della somma algebrica delle energie/potenze prelevate e immesse nella RTN.

Circa la durata dell'orizzonte temporale necessario per il calcolo della potenza media di CTR<sub>p</sub> (*driver* e fatturazione), si ritiene utile che lo stesso sia pari a tre anni, in modo da intercettare le recenti evoluzioni dei consumi elettrici.

***S6. Osservazione sulle ipotesi relative alla struttura delle tariffe di trasmissione per i clienti finali.***

***S7. Osservazioni in merito ai criteri di costruzione della componente TRAS binomia.***

**R6-7.** Nessuna osservazione.

***S8. Osservazioni in merito alla proposta di non modificare l'attuale allocazione dei costi per il funzionamento di Terna relativi all'attività di dispacciamento, ai sensi del comma 24.3 del TIS.***

**R8.** Nessuna osservazione.

***S9. Osservazioni rispetto all'ipotesi di prevedere che i corrispettivi della tariffa di riferimento a copertura dei costi delle infrastrutture di rete siano fissati per il NPR1 in funzione del numero dei punti di prelievo serviti, differenziati per livello di tensione e per impresa distributrice.***

***S10. Osservazioni sull'ipotesi di utilizzare la potenza impegnata.***

**R9.** Si concorda che per il NPR1 la tariffa di riferimento a copertura dei costi delle infrastrutture di rete (TV1) sia espressa in funzione del numero dei punti di prelievo, differenziati per livello di tensione, e sia specifica aziendale, in quanto tale principio è



coerente con l'obiettivo della stabilità regolatoria del NPR1 annunciato dalla stessa Autorità.

**R10.** L'utilizzo della potenza impegnata, quale variabile di scala per fissare la tariffa di riferimento dei costi delle infrastrutture di rete a partire dal NPR2, deve essere valutato non solo in parallelo alla revisione dei criteri di allocazione dei costi alle tipologie di clienti (cfr. punto 11.3 del DCO) ma anche, e soprattutto, in funzione del conseguente rischio volume che tale variabile introdurrebbe nella determinazione dei ricavi riconosciuti. Ciò in quanto la variabile potenza impegnata presenta, esattamente come la variabile energia distribuita, una forte dipendenza dall'andamento della domanda elettrica e rischia, quindi, di minare la stabilità e la prevedibilità dei flussi di ricavo attesi a causa del rischio volume che viene, così, posto in capo alle imprese distributrici e su cui Acea ha già manifestato il proprio dissenso in caso di eventuale adozione dei menù regolatori (cfr. osservazioni generali).

Si ritiene corretto, quindi, al fine di mitigare il rischio volume correlato al possibile utilizzo della potenza quale variabile di scala per la fissazione del TV1 valido per il NPR2, impiegare come *driver* la potenza disponibile in luogo della potenza impegnata, atteso che la potenza disponibile è maggiormente rappresentativa dell'effettiva capacità di utilizzo della rete di distribuzione.

<p><b><i>S11. Osservazioni sulle ipotesi per la definizione delle tariffe di riferimento a copertura dei costi di commercializzazione.</i></b></p>
--

**R11.** Acea non concorda con la proposta di superare l'attuale differenziazione delle tariffe a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione (COT) tra distributori che svolgono il servizio di maggior tutela in modalità integrata e distributori che svolgono tale servizio con società separata, in quanto non si condivide il presupposto di tale scelta ovvero il riconoscimento dei costi sorgenti dovuti al rafforzamento degli obblighi di separazione funzionale imposti dal TIUF (Allegato A alla delibera 296/2015/R/com) alle imprese distributrici con meno di 100.000 clienti. Ciò perché l'impostazione seguita dall'Autorità non è coerente né con il riconoscimento dei costi dell'anno "n-2" nelle tariffe dell'anno "n" - le disposizioni del TIUF entreranno in vigore nel 2016 - né con il riconoscimento dei costi sorgenti - al punto 9.2 del DCO costi



l'Autorità "ritiene che non sussista la necessità di prevedere trattamenti specifici in relazione ai c.d. costi incrementali": in merito a quest'ultimo aspetto, al punto 9.3 dello stesso DCO l'Autorità afferma anche che gli unici costi sorgenti di cui è possibile valutare la copertura tariffaria (in sede di aggiornamento annuale delle tariffe e, quindi, non a partire dal 2016) sono i costi del *debranding ex TIUF* che valgono per tutti i distributori. Pertanto, Acea segnala la necessità che il riconoscimento dei costi di commercializzazione per le imprese di maggiori dimensioni non subisca riduzioni all'atto dell'eventuale dell'unificazione dei corrispettivi COT(ss) e COT(sd).

In linea generale Acea ritiene che la determinazione della **tariffa COT in base ai costi standard nazionali sia insufficiente a coprire i costi caratteristici** delle singole imprese distributrici: l'assenza di una tariffa di riferimento specifica aziendale (in analogia al TV1), o di un meccanismo perequativo anch'esso specifico aziendale (come la precedente perequazione COT vigente nel terzo periodo regolatorio), fa sì che i costi di capitale e operativi sostenuti dal singolo distributore, se più elevati della media dei costi nazionali, non siano intercettati dalla tariffa COT con indubbio pregiudizio economico. Questa circostanza è tipica della realtà di Acea, la quale nel ciclo regolatorio 2012-2015 non ha beneficiato del riconoscimento tariffario per gli investimenti sostenuti ai fini della separazione fisica della banca dati ex TIU (Allegato A alla delibera n. 11/07) e che rischia, per il periodo regolatorio che inizia il 1° gennaio 2016, di non avere il giusto riconoscimento tariffario per gli investimenti che si stanno avviando già nel 2015 e volti ad efficientare i sistemi di fatturazione e di gestione commerciale dell'utenza, in ottica evolutiva (c.d. progetto Acea 2.0), sia nei confronti dei venditori che del Sistema Informativo Integrato (SII).

Le predette considerazioni dovrebbero indurre il Regolatore, ad avviso di Acea, a riconsiderare le modalità di determinazione del costo riconosciuto per l'attività di commercializzazione della distribuzione, in modo da rendere la tariffa di riferimento COT realmente aderente ai costi efficienti sostenuti dai distributori.

<p><b><i>S12. Osservazioni sulle ipotesi relative alla definizione delle tariffe obbligatorie nel NPR1.</i></b></p>
---



**R12.** Si condivide il principio di maggiore aderenza ai costi delle tariffe obbligatorie per i clienti domestici e non domestici in bassa e media tensione, ovvero il rafforzamento delle quote fisse a scapito della quota energia nel corso del NPR1.

Si suggerisce solo di tener conto dei tempi necessari ad apportare le modifiche ai sistemi di fatturazione sia dei distributori che dei venditori, ovvero di permettere agli operatori di conoscere in anticipo il cambiamento della struttura tariffaria che sarà applicata nel corso del NPR1 (come sarebbe, ad esempio, in caso di azzeramento della quota energia).

Sempre in merito alle tariffe obbligatorie, come già espresso in risposta al DCO 5/2015/R/eel, Acea non reputa vantaggioso per il sistema elettrico reintrodurre “margin di flessibilità nella definizione delle strutture tariffarie” (cfr. punto 2.6 del presente DCO), in quanto il ritorno ad opzioni tariffarie di distribuzione diverse sul territorio nazionale comporterebbe notevoli impatti economico-gestionali sui sistemi di fatturazione dei venditori, oltre al fatto che il diverso prezzo dei servizi di rete sarebbe difficile da comprendere dai clienti finali, data l’assenza di liberalizzazione su tale segmento della filiera elettrica.

<b><i>S13. Osservazioni sulle ipotesi relative ai meccanismi di perequazione.</i></b>
---

**R13.** Acea ritiene necessario che anche nel NPR sia mantenuto il meccanismo di acconti bimestrali relativo alle perequazioni dei ricavi del servizio di distribuzione e dei costi del servizio di trasmissione come previsto dalla determina 4/2013 – DIUC.

Per quanto riguarda la perequazione dei ricavi di distribuzione si segnala che l’art. 6.1 dell’Allegato A alla delibera 180/2013/R/eel prevede che, dal 2016, l’80% del ricavo da energia reattiva, che sarà sommato ai ricavi effettivi per quantificare detta perequazione, è relativo ai clienti in bassa e media tensione e non solo ai clienti in bassa tensione come riportato al punto 14.4 del DCO.

Relativamente alla perequazione dei costi di trasmissione, al di là dei correttivi proposti in risposta agli spunti di consultazione S2, S3, S4 e S5 per la determinazione della quota potenza del corrispettivo CTR, Acea ritiene molto probabile che la nuova struttura tariffaria del CTR, incentrata sugli obiettivi di garanzia e tempestività del gettito tariffario





per Terna (abolendo il meccanismo di garanzia dei ricavi di trasmissione), nel 2016 comporterà per i distributori un incremento del costo per il servizio di trasmissione che, sebbene perequato con l'apposito meccanismo nel 2017, non sarà però intercettato dal meccanismo degli acconti di perequazione: tali acconti, infatti, saranno calcolati in misura pari all'80% della perequazione dei costi di trasmissione del 2014, quando il CTR era monomio e non inglobava il meccanismo di garanzia di ricavi di Terna.

Al fine di tener conto di questa discontinuità, si auspica che l'Autorità preveda un correttivo al meccanismo degli acconti della perequazione dei costi di trasmissione, che potrebbe consistere nel calcolare gli acconti dell'anno "n" in misura pari al 100% della perequazione dell'anno "n-2".

In merito al meccanismo di integrazione dei ricavi a copertura degli oneri per lo sconto dipendenti, come già argomentato in risposta al DCO costi, si chiede che l'ammontare relativo al 1° semestre 2014 sia liquidato entro la fine del corrente anno, in modo da iniziare il NPR senza tale partita pregressa.

***S14. Osservazioni sulle ipotesi relative alla tempistiche relative ai meccanismi di perequazione.***

***S15. Osservazioni riguardo alle ipotesi di applicazione di indennità amministrative sui versamenti alla CCSE derivanti da rettifiche dei dati di perequazione.***

**R14-15.** Si è d'accordo con la revisione delle tempistiche relative ai meccanismi di perequazione e in aggiunta, per allineare maggiormente le regolazioni dei settori elettrico e gas, si chiede che:

- le tempistiche di versamento ed erogazione dei saldi perequativi di CCSE siano mutate da quelle del settore gas, che sono pari, rispettivamente, a 30 novembre e 15 dicembre anziché 15 dicembre e 31 dicembre come proposto nel DCO;
- sia specificata la tempistica entro cui poter trasmettere le rettifiche dei dati precedentemente inviati senza incorrere nell'applicazione di indennità amministrative; tale tempistica dovrebbe essere compresa tra la data di comunicazione preliminare dei risultati della perequazione da parte di CCSE e la



data di comunicazione definitiva degli ammontari di perequazione da parte della stessa Cassa.

***S16. Osservazioni sulle ipotesi relative all'approccio ipotizzato per favorire le aggregazioni tra imprese.***

**R16.** Nessuna osservazione.

***S17. Osservazioni sulle ipotesi di assegnazione delle responsabilità per l'installazione e manutenzione dei misuratori.***

***S18. Osservazioni sulle ipotesi di assegnazione delle responsabilità per la raccolta, validazione e registrazione delle misure.***

**R17-18.** Di seguito sono esposte le considerazioni di Acea in merito ai diversi temi trattati nei presenti spunti di consultazione.

1) Rilevazione dell'energia elettrica consumata dai SEU.

L'Autorità prevede che, ai fini della fatturazione della maggiorazione degli oneri generali di sistema a partire dal 2017, i distributori rilevino, ed inviino ai venditori, la misura dell'energia elettrica prodotta per i clienti in media, alta e altissima tensione. Poiché la delibera 609/2014/R/eel prevede che per i clienti in alta e altissima tensione, nonché per quelli in media tensione energivori, la fatturazione di tale maggiorazione viene effettuata da CCSE, e non dai distributori verso i venditori e da questi ultimi verso i clienti, è opportuno che venga chiarito l'ambito di applicazione della misura posta in consultazione. È altresì opportuno che vengano definiti i canali di messa a disposizione dei dati di energia consumata da parte dei distributori verso i venditori: a tal fine si suggerisce di utilizzare, integrandoli, i flussi *standard* della delibera 65/2012/R/eel.

In merito alle tempistiche di messa a disposizione di tali dati ai venditori, l'Autorità ipotizza di mutuare le stesse tempistiche attualmente vigenti per l'energia elettrica prelevata, ovvero definite dal TIME (entro il 5° giorno lavorativo del mese m+1 per i POD trattati orari ed entro il giorno 20 del mese m+1 per i POD non trattati orari). A tal proposito si evidenzia che tali tempi sono insufficienti ai fini del calcolo dell'energia consumata, la quale, basandosi anche sui dati di energia prodotta, potrà essere



determinata solo a valle della validazione della misura dell'energia prodotta che deve essere trasmessa al GSE entro la fine del mese successivo a quello di competenza (entro il giorno 30 del mese  $m+1$ ): si suggerisce, quindi, che i tempi di messa a disposizione dei dati di energia consumata siano pari a quelli dell'energia prodotta inviata al GSE.

Le ipotizzate tempistiche di trasmissione dei dati di energia consumata ai venditori, in quanto diverse da quelle previste dal TIME, dovranno essere considerate anche ai fini dell'emissione delle fatture di trasporto dei distributori verso i grossisti, dato che il Codice di Rete (delibera 268/2015/R/eel) prevede che le fatture di trasporto siano emesse "sempre entro il quarto giorno lavorativo successivo alla messa a disposizione del dato di misura ai sensi del TIME".

Al di là delle tempistiche di invio dei dati energia consumata, è indubbio che le fatture di trasporto distributori/venditori<sup>2</sup> e quelle di fornitura di energia elettrica venditori/clienti dovranno prevedere l'inserimento dei dati di energia consumata, e la loro valorizzazione, dato che attualmente le fatture sono basate solo sui dati di energia prelevata.

Date le predette criticità, che sostanzialmente si traducono in interventi sui sistemi informatici dei distributori e dei venditori di impatto non trascurabile (invio/ricezione dei dati di energia consumata e fatturazione di tali dati), e tenuto conto che il decreto legge n. 91/14 prevede la possibilità di continuare ad applicare corrispettivi a *forfait* in luogo dell'energia consumata purché non si superi la soglia del 10%, Acea auspica che l'Autorità valuti attentamente il rapporto costi/benefici associato alle misure proposte, prendendo in considerazione anche l'eventualità di non modificare lo status quo in tema di applicazione della maggiorazione degli oneri di sistema per i SEU.

## 2) Interconnessione tra reti di distribuzione e RTN.

Acea ritiene che la previsione di attribuire a Terna la responsabilità della gestione dei dati di misura all'interconnessione tra reti di distribuzione e RTN sia molto critica.

Infatti, si reputa che la responsabilità dell'intera attività di misura debba essere attribuita ad un unico operatore, ovvero l'impresa distributrice, in modo da evitare che l'inserimento di un ulteriore soggetto nella filiera della misura possa generare contestazioni tra le parti, oltre ad una duplicazione delle attività (si pensi alla necessaria attività di riscontro, da parte del distributore, delle misure validate da Terna).

---

<sup>2</sup> È necessario che tale tema sia discusso all'interno del gruppo di lavoro Autorità/operatori che si occupa della standardizzazione delle fatture di trasporto.



Inoltre, poiché l'attribuzione di detta responsabilità a Terna deriva anche dalle criticità osservate da Terna stessa in merito ai misuratori installati all'interconnessione tra RTN e reti di distribuzione e alle relative misure (punto 17.20 del DCO), si evidenzia che Acea, data la sua configurazione impiantistica (misuratori posti in alta tensione e letture puntualmente rilevate), non è stata oggetto di tali segnalazioni e tuttora non lo è.

Se l'Autorità, nonostante le suesposte considerazioni, reputa comunque necessario attribuire a Terna la responsabilità della gestione dei dati di misura all'interconnessione tra reti di distribuzione e RTN, si osserva che è fondamentale definire le modalità e le tempistiche di messa a disposizione delle misure validate da parte di Terna verso i distributori, assicurando tempi sufficienti sia per rispettare le scadenze di *settlement* a carico dei distributori sia per permettere a questi ultimi la necessaria attività di riscontro delle letture ricevute da Terna: senza la definizione di tempi e modalità di tale attività, infatti, non è possibile, ad avviso di Acea, allocare la responsabilità della gestione dei dati di misura in capo a Terna già con l'avvio, dal 1° gennaio 2016, del nuovo periodo regolatorio.

### 3) Estensione del trattamento orario dei dati di misura.

Come già osservato in risposta al DCO 416/2015/R/eel (*smart meter* di seconda generazione in bassa tensione), la prospettata estensione del trattamento orario dei dati di misura anche ai punti di prelievo/immissione in bassa tensione inferiore ai 55 kW di potenza disponibile, oltre che ai clienti domestici *prosumer*, comporterà un notevole incremento della quantità di dati (curve orarie) che i sistemi di telegestione dovranno trattare, rischiando, così, di saturare la banda di trasmissione delle informazioni tra misuratori e concentratori; a ciò si aggiungano i tempi e i costi associati alla necessaria riprogrammazione dei contatori che dovranno passare dal trattamento non orario a quello orario.

Si consiglia, quindi, di valutare attentamente il rapporto costi/benefici della misura proposta anche, e soprattutto, nell'ambito dell'installazione massiva dei contatori elettronici di seconda generazione che avverrà nel corso del prossimo periodo regolatorio, onde evitare costose implementazioni sugli apparati in campo che, presumibilmente, a breve saranno dismessi.

In ultimo, si segnala che l'estensione del trattamento orario dei dati di misura ha importanti riflessi anche sull'applicazione della regolazione prevista dal Codice di Rete:



l'aumento delle curve orarie da inviare ai venditori, infatti, potrebbe comportare un possibile incremento delle misure stimate, in quanto i tempi di validazione delle letture si ridurrebbero, dovendo i distributori trasmettere ai venditori i dati di misura orari entro il 5° giorno lavorativo del mese  $m+1$  (e non più entro il giorno 20 del mese  $m+1$  come previsto per i dati di misura non orari) e ciò si tradurrebbe in una probabile crescita degli indennizzi sulla qualità del dato di misura, i quali, ai sensi del Codice di Rete, sono applicati proprio per l'invio di letture stimate.

Inoltre, l'estensione del trattamento orario dei dati di misura, insieme al disposto combinato delle norme del TIME e del Codice di Rete che stabiliscono l'invio delle misure orarie entro il 5° giorno lavorativo e l'emissione delle fatture di trasporto entro il 4° giorno lavorativo successivo alla messa a disposizione delle misure, avrà come conseguenza l'incremento dell'emissione delle fatture ad inizio mese, dato che attualmente la fatturazione viene frazionata nell'arco del mese grazie alla finestra temporale del giorno 20 per i POD non trattati orari.

<b><i>S19. Osservazioni sull'ipotesi di impostazione generale del sistema tariffario per il servizio di misura nel NPR1.</i></b>
--

**R19.** Acea condivide, come già espresso in risposta al DCO costi, l'introduzione della tariffa di riferimento specifica aziendale ( $MIS_{BT}$ ) per l'attività di misura in bassa tensione per i distributori che servono più di 100.000 clienti finali.

Non si ritiene corretto, tuttavia, che il perimetro dei costi riconosciuti sotteso a tale tariffa sia limitato ai soli costi di capitale relativi a misuratori elettronici e sistemi di telegestione: è opportuno, invece, che tutti gli investimenti afferenti all'attività di misura siano ricompresi nell'ambito di riferimento della  $MIS_{BT}$ , ovvero che siano riconosciuti tutti gli *asset*, con relativa stratificazione temporale, usualmente comunicati all'Autorità in occasione della raccolta dati RAB finalizzata agli aggiornamenti tariffari, come, ad esempio, mezzi di trasporto, *software* e sistemi di raccolta dati (concentratori).

In più, come già nel DCO costi, anche in questa sede Acea auspica che l'Autorità liquidi, entro la fine del corrente anno, gli importi della perequazione misura del 2011 (dato che la raccolta dati è stata effettuata a maggio 2013) e avvii la raccolta dati della perequazione misura del ciclo tariffario 2012-2015, in modo da chiudere, economicamente e finanziariamente, tali partite pregresse.



***S20. Osservazioni sull'ipotesi di semplificazione degli elementi della tariffa di misura, con accorpamento degli elementi relativi alla copertura dei costi rispettivamente di raccolta e validazione-registrazione delle misure.***

**R20.** Pur condividendo la proposta di accorpamento degli elementi MIS(RAC) e MIS(VER), si rappresenta che l'art. 10 del TIME prevede che per i punti dove, compatibilmente con la normativa vigente, non risulti installato un misuratore (cottimi) non v'è l'obbligo di fatturare l'elemento MIS(RAC): al riguardo, pertanto, si renderebbe necessario chiarire se in questi casi AEEGSI intenda distinguere ancora i due elementi tariffari della misura per i soli cottimi.

***S21. Osservazioni sulle ipotesi relative ai meccanismi di perequazione dei ricavi relativi al servizio di misura.***

**R21.** Si rimanda allo spunto di consultazione S19.

Inoltre si esprime apprezzamento, non solo per la conferma del meccanismo di integrazione dei ricavi di misura per la dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici, ma anche per l'introduzione di un analogo meccanismo in caso di sostituzione anticipata dei misuratori elettronici di prima generazione con quelli di seconda generazione.

***S22. Considerazioni riguardo alla disciplina relativa alle tariffe per i produttori.***

**R22.** Nessuna osservazione.

***S23. Considerazioni riguardo gli orientamenti dell'Autorità in materia di tariffe per usi di ricarica dei veicoli elettrici.***

**R23.** Nessuna osservazione.

***S24. Osservazioni riguardo alle modalità di rettifica dei dati comunicati dalle imprese distributrici ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento.***



**R24.** Acea non condivide le norme proposte dall'Autorità circa la rettifica delle informazioni patrimoniali necessarie alla definizione delle tariffe di riferimento, soprattutto per l'asimmetria che caratterizza tali disposizioni: infatti, in caso di rettifica a vantaggio del distributore, questi si vedrà riconosciuta tale rettifica nell'anno tariffario successivo a quello in cui comunica l'errore e non nell'anno tariffario stesso, come invece avverrebbe se la rettifica fosse a vantaggio del cliente.

Tale eccessiva penalizzazione non ha ragione d'essere, in quanto il motivo che spinge le imprese distributrici a richiedere le rettifiche dei dati sottostanti la quantificazione delle tariffe di riferimento nasce da semplici errori di comunicazione dei dati stessi: le informazioni trasmesse nelle raccolte dati RAB per gli aggiornamenti tariffari annuali, infatti, sono riconciliate con i conti annuali separati ex TIUC<sup>3</sup> sottoposti a revisione contabile, i quali sono a loro volta riconciliati con il bilancio civilistico aziendale anch'esso sottoposto a revisione contabile. Ne deriva che, salvo rare eccezioni, la rettifica dei dati patrimoniali non può che essere imputata a errori materiali di trasmissione delle informazioni (a vantaggio/svantaggio del distributore), atteso il duplice controllo cui tali informazioni sono sottoposte e che viene svolto da un soggetto esterno all'azienda deputato a certificare proprio la "bontà" delle poste patrimoniali aziendali.

Per tale motivo si ritiene corretto modificare la disposizione che l'Autorità, al punto 23.3 del DCO, intende introdurre per il nuovo periodo regolatorio, proponendo la seguente formulazione: "le richieste di rettifica di dati relativi a incrementi patrimoniali e contributi, sia che comportino vantaggi per i clienti finali che per le imprese distributrici, saranno accettate con decorrenza dall'anno tariffario cui si riferisce l'errore".

Paolo Carta  
(Resp.le Funzione Regulatory)

---

<sup>3</sup> Allegato A alla delibera 231/2014/R/com (Testo integrato *unbundling* contabile).  
Cfr. anche punto 17.4 del Manuale di contabilità regolatoria (determina 8/2015 – DIUC).