



Acea SpA - Funzione Regulatory

Spett.le

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

Direzione Infrastrutture, Unbundling e Certificazione

Piazza Cavour 5

20121 Milano

e-mail: infrastrutture@autorita.energia.it

Prot. n. 0103458/15 del 4 dicembre 2015

Osservazioni al documento di consultazione 544/2015/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 - Orientamenti finali"**

1. OSSERVAZIONI GENERALI

Acea accoglie con favore l'importante novità metodologica introdotta dall'Autorità in quest'ultima consultazione che chiude il lungo *iter* di aggiornamento tariffario dei servizi regolati delle reti elettriche valido dal 1° gennaio 2016, ovvero il **riconoscimento specifico aziendale dei costi di capitale relativi all'attività di commercializzazione del trasporto**: tale intervento, unitamente all'analogo già preannunciato per l'attività di misura in bassa tensione, rende il costo riconosciuto aderente agli investimenti effettuati dall'operatore.

In relazione al complesso degli interventi tariffari contenuti nella presente consultazione (di seguito "DCO"), tuttavia Acea, nel rimandare integralmente alle proprie osservazioni in risposta ai documenti di consultazione 5/2015/R/eel, 335/2015/R/eel (DCO costi) e 446/2015/R/eel (DCO tariffe), rileva come questo DCO non abbia tenuto conto delle predette considerazioni le quali, in sintesi, si sostanziano in due principi:

- plauso per l'impulso agli investimenti grazie alle condizioni di stabilità regolatoria dettate dall'Autorità (primo quadriennio del nuovo ciclo tariffario in continuità con il precedente e avvio dello studio dei *totex* nel corso dello stesso);



- correttivi alla manovra tariffaria del Regolatore per conseguire detto principio (trattamento dei costi operativi, di capitale e ammortamento esattamente come nel quarto periodo regolatorio).

Dal complesso dei DCO finora pubblicati si evince una non completa coerenza tra il generale proposito di stabilità, perseguito solo in parte attraverso una sostanziale continuità delle “regole del gioco” per il periodo 2016-2019 (NPR1), e i profondi cambiamenti prospettati dall’Autorità nei vari DCO, nonché confermati nell’ultima consultazione, su cui Acea ha fin da subito manifestato la propria contrarietà. Essi, infatti, non permettono di raggiungere l’obiettivo della stabilità regolatoria e, quindi, del sostegno agli investimenti, come di seguito illustrato.

A. Costi operativi

L’esclusione, dal computo dei costi operativi per i servizi di distribuzione (compresa l’attività di commercializzazione del trasporto) e misura dell’energia elettrica, degli oneri assicurativi non previsti per legge contrasta con il principio di ordinaria diligenza nello svolgimento dei servizi pubblici di distribuzione e misura elettrica cui è sottoposto il concessionario di tali attività.

L’Autorità, nell’attuale consultazione, motiva tale esclusione con l’assunzione secondo cui tali costi sono “implicitamente remunerati nei meccanismi tariffari tramite la remunerazione del rischio (parametro β del WACC)”: si osserva, a tal proposito, che la stessa Autorità, in merito al parametro $\beta_{unlevered}$, afferma che lo stesso può essere stimato in un *range* compreso tra 0,36 e 0,39, ovvero il coefficiente β , contrariamente a quanto prospettato nel DCO 509/2015/R/com (DCO WACC), viene definito in riduzione anziché in regime di invarianza¹ (o in aumento per l’inclusione delle assicurazioni).

Si evidenzia, quindi, una palese illogicità delle due misure poste in consultazione (riduzione *opex* per i costi di quota parte delle assicurazioni e mancato riconoscimento delle stesse nell’elemento del WACC a ciò deputato), motivo per cui Acea ritiene fondamentale che **il parametro $\beta_{unlevered}$, nell’incorporare il rischio assicurativo, sia**

¹ Né tale riduzione può essere imputata all’adozione dei *menù* regolatori, perché l’Autorità ne aveva già tenuto conto nel DCO WACC, laddove si dice che “si potrebbe giungere alla stima di un livello base del parametro β associato a esposizioni nulle o contenute al rischio domanda (perché già incorporato nei *menù* regolatori) e quindi coerenti in generale con l’attuale contesto di regolazione tariffaria italiana”.



necessariamente rivisto in aumento, evitando così l'emergere di costi non coperti dalla struttura tariffaria.

Ulteriori costi operativi solo parzialmente riconosciuti nelle tariffe del NPR1 sono relativi all'incentivazione all'esodo dei dipendenti, in quanto il presente DCO propone che "il riconoscimento di tali costi non debba comunque superare la quota del 50%-70%", al contrario dell'attuale metodologia tariffaria che prevede il riconoscimento totale del costo per la mobilità ad incremento degli *opex*.

A tal proposito, infatti, nella raccolta dati Vs. prot. n. 0029012 del 6/10/2015 Acea ha esposto all'Autorità la ricostruzione del proprio costo operativo comprensivo anche del totale degli oneri per l'incentivazione dell'esodo dei dipendenti, in continuità con quanto già avvenuto per la definizione dei costi utili alla quantificazione dei saldi di perequazione specifica aziendale (PSA) e perequazione dell'attività di commercializzazione del trasporto (COT), così come certificati dal Regolatore nel corso delle relative istruttorie.

Per tali motivi, quindi, Acea ritiene che il livello iniziale dei costi operativi riconosciuti per le tariffe 2016 debba **ricomprendere per intero gli oneri connessi alla mobilità del personale dipendente**.

B. Costi di capitale e ammortamento

L'allungamento delle vite utili regolatorie (a supporto del quale l'Autorità non ha addotto evidenze tecnico-istruttorie in grado di giustificare tale intervento), seppur applicato a un perimetro di cespiti ridotto rispetto a quanto ipotizzato nel DCO costi, si sostiene che risulterebbe neutrale, rispetto all'attuale durata degli *asset* del servizio di distribuzione di energia elettrica, in termini di valore attuale netto dei flussi tariffari attesi "in presenza di un tasso di remunerazione del capitale investito adeguato a riflettere il costo del capitale".

In merito alla precedente affermazione, come già argomentato in risposta alle consultazioni sul WACC circa l'adeguatezza del tasso di remunerazione del capitale (soprattutto per quanto riguarda la definizione del tasso del debito), si ribadisce che il WACC determinato ai sensi della delibera 583/2015/R/com, nonché delle previsioni sul β contenute in questo DCO, non rappresenta un tasso adeguato a riflettere il costo del capitale e tanto meno non è sufficiente a rendere neutrale l'allungamento delle vite utili delle immobilizzazioni: tale WACC, infatti, modifica notevolmente la valorizzazione dei



flussi tariffari attesi, perché non riflette il livello del costo del debito storico in base al quale le imprese si sono indebitate per realizzare gli investimenti.

Si evidenzia, inoltre, che il previsto allungamento della durata della vita utile dei beni, seppur neutrale nel lungo periodo, comporta comunque, nel breve periodo, una significativa riduzione dei ricavi tariffari attesi per il primo anno del nuovo periodo regolatorio: per Acea Distribuzione, infatti, tale ipotesi, se confermata dal provvedimento finale, si sostanzierebbe in una diminuzione del flusso degli ammortamenti riconosciuti superiore al 13%², di poco mitigata dal beneficio che si otterrebbe dalla remunerazione sul capitale investito riconosciuto (CIR).

Se, come precedentemente osservato, l'obiettivo di questa revisione tariffaria è anche quello della stabilità regolatoria nel NPR1, assicurata attraverso la continuità metodologica con il vecchio periodo tariffario, in modo da assicurare agli investitori un quadro di regole certe con effetti positivi per la propensione ad investire delle imprese stesse, l'orientamento espresso dall'Autorità in merito alla revisione delle vite utili dei cespiti non va in questa direzione. Inoltre, atteso che l'intervento sulla durata degli asset potrebbe anche essere rivisto nel corso del NPR1 per effetto dello studio sulla metodologia della spesa totale da applicare nel NPR2³, la stabilità e la certezza per gli investitori circa le modalità di riconoscimento dei costi e di aggiornamento degli stessi - che rappresentano gli elementi fondamentali per investire in settori regolati - non verrebbero assicurate neppure tra un periodo regolatorio e l'altro (contrariamente a quanto affermato dall'Autorità al punto 6.46 del DCO WACC).

Acea, quindi, ritiene necessario che la durata delle vite utili regolatorie dei cespiti di rete resti immutata nel NPR1.

Se l'Autorità intende comunque dare seguito all'ipotizzato allungamento delle vite utili regolatorie, Acea, pur ribadendo la ferma contrarietà a tale proposta, ritiene che questa revisione potrebbe essere attuata in maniera diversa da quanto prospettato nel DCO, ovvero 1) applicando le nuove vite utili esclusivamente agli investimenti realizzati dall'anno 2014 in poi oppure 2) applicando le nuove vite utili solo agli investimenti realizzati dall'anno 2008 in poi in analogia a quanto previsto per gli investimenti nel

² Tale gradino tariffario si somma a quello derivante dalla riduzione del WACC ex delibera 583/2015/R/com.

³ Cfr. punto 29.16 del DCO 335/2015/R/eel in tema di *totex* "Le quote di ammortamento e la conseguente evoluzione del valore del capitale investito sono determinate sulla base di una vita utile regolatoria *standard*, unica per tutte le categorie di cespiti."



servizio di trasmissione (punto 15.14 del DCO): tali misure consentirebbero, infatti, di attutire la predetta discontinuità tariffaria (ammortamenti e WACC) attesa per il 2016⁴, dato che il WACC ex delibera 583/2015/R/com non rende neutrale la revisione delle viti utili regolatorie rispetto all'attuale regolazione.

In tema di riconoscimento dei costi per i *capex*, e segnatamente per il tema del *lag* regolatorio per i servizi di distribuzione (compresa l'attività di commercializzazione del trasporto) e misura dell'energia elettrica, sorprende che in questa consultazione l'Autorità, pur accogliendo l'apprezzamento delle imprese distributrici per la proposta del DCO costi circa il passaggio dall'*extra-WACC* dell'1% al riconoscimento dei dati patrimoniali di preconsuntivo dell'anno *t-1*, abbia poi dato seguito parziale a tale proposta: il Regolatore, infatti, "è orientato a riconoscere la sola remunerazione del capitale investito nell'anno *t-1* e non anche le relative quote di ammortamento".

Si ricorda, a tal proposito, che la maggiorazione forfetaria dell'1% del WACC, fissata in esito alle consultazioni per l'avvio del corrente periodo tariffario, si è resa necessaria in quanto misura atta a ridurre gli effetti finanziari del ritardo con cui gli investimenti (remunerazione del capitale e ammortamenti) vengono riconosciuti nella tariffa dell'anno *t* (per la regola dell'anno *t-2*); l'inclusione degli investimenti di preconsuntivo (e dei relativi ammortamenti) dell'anno *t-1* nella tariffa dell'anno *t*, pur non consentendo agli operatori di usufruire dello stesso beneficio finanziario assicurato dall'*extra* remunerazione del WACC in termini di tasso interno di rendimento, è stata comunque giudicata favorevolmente dai distributori, in quanto permette loro di beneficiare del vantaggio finanziario dovuto all'inclusione nel CIR delle immobilizzazioni che sono temporalmente più vicine all'anno di vigenza della tariffa.

Se il *lag* regolatorio fosse compensato solo dalla remunerazione del capitale investito dell'anno *t-1*, infatti, il vantaggio finanziario nel tempo derivante da tale intervento risulterebbe notevolmente deteriorato rispetto all'attuale *extra* remunerazione dell'1%, comportando, di fatto, la riduzione del tasso di rendimento interno e del valore attuale netto dei flussi futuri dei ricavi tariffari: di conseguenza, l'intervento dell'Autorità non andrebbe nella direzione auspicata dagli operatori e dallo stesso Regolatore (cfr. pag. 11 della delibera ARG/elt 199/11), ovvero di sostegno dei nuovi investimenti.

⁴ Come già avvenuto con la delibera 607/2013/R/eel: il cambio metodologico del trattamento, ai fini tariffari, dei contributi di allaccio a *forfait* ha mitigato, infatti, la riduzione del WACC per le tariffe dell'anno 2014.



Per tali motivi, il passaggio dall'*extra-WACC* dell'1% all'inclusione degli incrementi patrimoniali di preconsuntivo dell'anno *t-1* in tariffa si ritiene che debba avvenire considerando il complesso degli investimenti, ovvero, **oltre al costo storico rivalutato degli investimenti *t-1* (secondo la regola della RAB lorda del 1° anno), anche i conseguenti ammortamenti.**

C. Menù regolatori e parametro β

In occasione di tutte le consultazioni tariffarie del 2015, cui si rimanda per le risposte prodotte, Acea ha sempre espresso la propria contrarietà circa l'adozione di *menù* regolatori caratterizzati dall'assunzione di un diverso grado di rischio volume/qualità controbilanciato da una differente remunerazione del capitale investito (attraverso il parametro β): le argomentazioni addotte, come riepilogato anche dall'Autorità nella presente consultazione, sono tutte incentrate sulla inopportunità che l'attività di distribuzione elettrica sia indotta ad assumersi rischi, relativamente alla copertura dei propri costi, derivanti da variabili al di fuori del proprio raggio di azione.

D'altronde, questa considerazione era stata già fatta propria anche dal Regolatore: la tariffa di riferimento definita in forma binomia fino al 2011, con una forte preponderanza della quota variabile legata ai consumi elettrici, aveva già mostrato, infatti, la sua inadeguatezza a coprire i costi della distribuzione elettrica in presenza di forti oscillazioni dei consumi dei clienti, con conseguente danno economico per gli operatori di settore. Quindi, sulla scorta di quanto si stava già avviando per la regolazione del gas naturale (settore più esposto alla stagionalità dei consumi), nonché sulla base della contrazione della domanda elettrica *post* crisi economica dal 2008 in avanti, l'Autorità aveva deciso di sterilizzare il rischio volume introducendo, dal 2012, una tariffa di riferimento espressa in quota fissa.

Si ritiene, dunque, stante l'attuale impossibilità da parte dei distributori di disporre di leve di governo e/o puntuale previsione della domanda, che **l'introduzione dei *menù* regolatori, indipendentemente dal "premio" ad essi connesso, non sia, come già dichiarato in più occasioni, la scelta più efficiente per indirizzare gli investimenti infrastrutturali.**

Inoltre, l'avvio dei *menù* regolatori per il prossimo periodo tariffario, unitamente alla partenza della regolazione *output based* e, successivamente, della metodologia dei *totex*, avrebbe un profondo impatto sulle imprese regolate, in quanto il paradigma di



determinazione delle tariffe di riferimento, ovvero dei costi riconosciuti, cambierebbe notevolmente e velocemente: sebbene gli interventi menzionati si succederanno in sequenza, e non in parallelo, gli stessi, però, avverranno a breve distanza temporale gli uni dagli altri, con conseguenti frequenti soluzioni di continuità di difficile gestione da parte dei distributori.

Ciò è ancora più vero dal momento che le imprese distributrici non hanno avuto a disposizione, per le opportune valutazioni, l'impatto regolatorio atteso dalle predette novità metodologiche e che la procedura AIR, cui questa lunga consultazione tariffaria è sottoposta ai sensi della delibera 483/2014/R/eel, avrebbe dovuto garantire.

Ferme restando le predette considerazioni sul rischio volume, la contrarietà ai *menù* regolatori, secondo Acea, deve essere vista anche in riferimento al parametro β : l'indicazione di modulare il coefficiente β in base alla scelta aziendale di aderire a una certa configurazione tariffaria, infatti, non permetterebbe agli *stakeholder* di analizzare, e confrontare, correttamente gli operatori sul piano della loro redditività.

Ciò perché **il β è un parametro finanziario legato alla rischiosità dell'intero settore** in cui operano i distributori elettrici e la sua **"personalizzazione" con il rischio regolatorio che la singola impresa è indotta ad assumersi** difficilmente verrebbe colta come variabile positiva da parte degli investitori, proprio per la natura esogena rispetto al settore che tale variabile riveste. Al contrario, il parametro β potrebbe essere visto non come l'espressione della rischiosità dei settori regolati, come l'Autorità ha sempre auspicato in virtù del quadro di regole certe e stabili che la stessa definisce, ma come l'indice, per singolo operatore o gruppi di essi, della personale propensione al rischio, rischio che aumenta per la scelta di "scommettere" su opzioni tariffarie sfidanti e che può essere letto dagli *stakeholder* come vera e propria speculazione.

Ancora una volta, quindi, **Acea manifesta il proprio disaccordo circa l'introduzione dei *menù* regolatori**, anche perché il ritardato avvio degli stessi, pur accolto positivamente, avvicinerebbe la loro entrata in vigore all'avvio dei *totex*, con il rischio che la durata dei *menù* sarebbe di breve periodo (dal momento che al punto 29.3 del DCO l'Autorità prospetta un cambio del sistema tariffario in ottica *totex* e allocazione dei costi alle tipologie di utenza).



In più, si osserva che la citata rischiosità di settore misurata dal parametro β non viene correttamente quantificata nel DCO, in quanto l'Autorità non ha seguito la metodologia che, viceversa, ha applicato nel settore del gas naturale (cfr. punti 35.17-35.53 della relazione AIR alla delibera 573/2013/R/gas): in quel caso, infatti, è stato esplicitato che la base di partenza del calcolo del parametro β è il β_{raw} , che viene corretto sulla base di un'ipotesi di lungo periodo per arrivare a determinare il $\beta_{adjusted}$ e solo da questi due parametri di partenza viene poi opportunamente individuato il $\beta_{unlevered}$. Poiché nella presente consultazione, così come nelle precedenti sul WACC, non si è mai fatto riferimento a tale metodologia, si suppone che i valori di β riportati nel DCO siano quelli del β_{raw} , data l'omogeneità tra questi valori e quelli di partenza del settore gas. Per tale motivo si chiede che i valori del β indicati al punto 14.7 della consultazione siano riportati al livello del $\beta_{adjusted}$ prima di quantificare il giusto livello di $\beta_{unlevered}$.

D. Promozione selettiva degli investimenti

Acea giudica positivamente la volontà dell'Autorità di continuare nelle attività di **promozione ed incentivazione di alcune tipologie di investimento**, alla luce delle nuove tecnologiche sviluppate, esplorando campi di azione non approfonditi nell'ambito dei progetti pilota, con l'obiettivo di perseguire risultati in termini di efficienza energetica e di sicurezza nella gestione delle infrastrutture di rete.

Nel merito delle osservazioni sui singoli spunti di consultazione saranno riportate alcune richieste di chiarimento sulle modalità di attuazione delle forme di promozione illustrate nel presente DCO ed alcune osservazioni rivolte a indirizzare correttamente le scelte sugli investimenti da incentivare agendo sui criteri di selezione degli stessi.

Verranno, altresì, brevemente illustrati alcuni progetti già elaborati da Acea Distribuzione sul tema del potenziamento della resilienza del sistema elettrico.

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 regolatorio.

S2. Osservazioni in merito alle implicazioni del passaggio a un periodo di otto anni con riferimento alla regolazione della qualità.

R1. Si condivide che la durata del periodo regolatorio tariffario sia pari a otto anni, nonché che lo stesso sia suddiviso nei due sotto periodi quadriennali NPR1 (2016-2019) e NPR2 (2020-2023), di cui il NPR1 in continuità con l'attuale regolazione tariffaria e il NPR2 con l'avvio della metodologia *totex* previamente consultata nel NPR1.

R2. Nel merito, Acea Distribuzione ritiene necessario evidenziare alcune problematiche associate all'eventuale introduzione di possibili nuovi gradi di concentrazione. Si fa riferimento alle zone geografiche "industrializzate" che tipicamente sono ubicate in contesti territoriali con basso grado di concentrazione e, quindi, alimentate da linee aeree maggiormente soggette a disservizi; ciò dovrà essere considerato nella definizione di eventuali livelli *standard* specifici, che non dovranno differenziarsi eccessivamente da quelli attualmente previsti per gli ambiti territoriali in bassa concentrazione.

S3. Osservazioni in merito al perimetro dei costi riconosciuti per il servizio di trasmissione.

R3. Nessuna osservazione.

S4. Osservazioni in merito alla fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi.

R4. Nel rimandare a quanto già esposto nelle osservazioni generali al paragrafo A "Costi operativi", vengono qui sottolineati degli aspetti ulteriori per i quali si rimanda anche alle osservazioni già prodotte in risposta alle precedenti consultazioni tariffarie del 2015:

- sconti sui consumi elettrici dei dipendenti: è necessario che l'Autorità provveda alla liquidazione degli importi del meccanismo di integrazione dei ricavi a copertura degli oneri per tali sconti del 1° semestre 2014;



- ripartizione costi operativi nazionali tra le imprese distributrici: occorre che l'Autorità definisca tale criterio di ripartizione, indicando, nella relazione AIR di accompagnamento al provvedimento tariffario finale, l'ammontare degli *opex* nazionali e la modalità di costruzione del *driver* di ribaltamento di tali costi sui singoli distributori, provvedendo, altresì, a comunicare a ciascuna impresa la propria incidenza percentuale sul totale dei costi operativi;
- X-factor e profit sharing (servizi di distribuzione e misura): l'Autorità propone due alternative per la restituzione ai clienti finali del *profit sharing* del quarto periodo regolatorio, ovvero restituzione simmetrica entro il 2019 oppure restituzione non simmetrica entro il 2023; sulla base dell'opzione scelta, sarà poi definito l'*X-factor* con l'obiettivo di effettuare tali restituzioni, compresa quella del residuo del *profit sharing* del terzo ciclo tariffario (quest'ultima entro il 2019). Sebbene l'Autorità affermi che tali scelte lasciano "invariato il valore attuale netto dei benefici relativi ai maggiori recuperi di produttività lasciato in capo alle imprese", non si è comunque in grado di valutare le ipotesi poste in consultazione, dato che nel presente DCO manca l'indicazione del *range* dell'obiettivo di recupero della produttività atteso per il NPR1.

Ad ogni modo, relativamente alla sola proposta di asimmetrica ripartizione del *profit-sharing* – di cui solo in questo DCO di orientamenti finali se ne viene a conoscenza – si osserva che tale disposizione comporterebbe, già dal primo anno tariffario, una maggiore penalizzazione per i distributori in termini di maggiore restituzione delle efficienze conseguite verso i clienti finali, rispetto a quanto finora previsto dalla regolazione.

Anche per tale motivo, Acea conferma il suo precedente orientamento in materia, ovvero 1) apprezzamento per l'assenza di ulteriori obiettivi di efficienza per il NPR1 e per la conferma del riassorbimento delle maggiori efficienze del periodo 2008-2011 entro il 2019 e 2) **restituzione ai clienti finali delle maggiori efficienze del periodo 2012-2015 entro la fine del quinto periodo regolatorio (2023) secondo il principio della simmetrica ripartizione**, in coerenza con gli orientamenti dell'Autorità espressi ai punti 8.8 del DCO 5/2015/R/eel, 8.11 e 9.7 lett. b) del DCO 335/2015/R/eel (DCO costi) e 7.13 del presente DCO. Infatti, tenuto conto che nel DCO costi veniva prospettata la restituzione del *profit sharing* del quarto periodo regolatorio entro la fine del



quinto ciclo tariffario (che era ipotizzato pari a sei anni e, quindi, entro il 2021), l'allungamento della durata del quinto periodo regolatorio a otto anni comporta che la predetta restituzione avvenga entro il 2023 (occorre seguire, in sostanza, lo stesso *modus operandi* già utilizzato al punto 5.2 del DCO per la regolazione premi-penalità del numero di interruzioni della continuità del servizio elettrico).

S5. Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti.

R5. Sebbene non vi sia un'esplicita indicazione circa l'aggiornamento infra-periodo dell'*X-factor* (nel DCO costi era ipotizzato un aggiornamento triennale nell'ambito di un periodo regolatorio di sei anni), dal punto 8.9 del DCO si intuisce che l'aggiornamento dell'*X-factor* avverrà alla fine del primo quadriennio del quinto periodo regolatorio (2019) a valere per il successivo quadriennio, sulla base della *activity based costing* e in ottica *totex*. In base a questa interpretazione, **Acea non condivide tale cadenza di aggiornamento, perché non è coerente con l'aggiornamenti triennale del WACC fissato con la delibera 583/2015/R/com.**

Come più volte sottolineato nel corso delle consultazioni tariffarie 2015, Acea auspica che l'Autorità voglia preservare il principio della stabilità regolatoria per evitare frequenti oscillazioni dell'ammontare dei ricavi tariffari dovute agli aggiornamenti infra-periodo ravvicinati del WACC e dell'*X-factor*: occorre, infatti, che tali revisioni non avvengano a distanza di un anno l'una dall'altra, come anche osservato dalla stessa Autorità nella parte motivazionale della delibera 583/2015/R/com, laddove afferma che l'aggiornamento infra-periodo del WACC è triennale, e non più biennale, "al fine di evitare un numero eccessivo di aggiornamenti per uno stesso servizio infrastrutturale".

Sempre in tema di aggiornamento infra-periodo, si nota che la citata delibera di fissazione del WACC ha stabilito, come già previsto nella delibera 597/2014/R/com in tema di criteri per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale, che la revisione periodica degli elementi costituenti il WACC riguardi tutti i parametri ad eccezione di quelli specifici dei singoli servizi regolati, ovvero D/E e β .



Poiché il WACC è sottoposto ad aggiornamento triennale, mentre il *gearing*⁵ e il β seguono le tempistiche di aggiornamento del periodo regolatorio tariffario, che, per quanto sopra, sembrano essere quadriennali, si creerebbe nuovamente lo stesso sfasamento temporale già evidenziato tra WACC e *X-factor* a carico delle tariffe di riferimento. In particolare, tale sfasamento si registrerebbe all'interno della stessa formula di calcolo del tasso di remunerazione del capitale, con le seguenti conseguenze, ovvero 1) **doppia revisione del WACC nell'arco di due anni** e 2) percezione, da parte del mercato finanziario, di maggiore rischiosità per le aziende regolate.

Pertanto, si rinnova l'auspicio che l'Autorità tenga debitamente conto di tali considerazioni nel definire i criteri di aggiornamento delle variabili alla base del periodo regolatorio tariffario valido dal 1° gennaio 2016.

In merito all'aggregazione dei costi operativi di distribuzione e di commercializzazione del trasporto (COT), il DCO non descrive il trattamento cui sono assoggettati gli *opex* di COT: per la regolazione attuale questi costi (e i conseguenti ricavi dei diritti fissi di cui alla tabella n. 2 del TIC – Allegato C alla delibera ARG/elt 199/11) non sono sottoposti ad efficientamento tramite *X-factor*, come gli *opex* della distribuzione, ma sono solo inflazionati: è necessario, quindi, che l'Autorità chiarisca se gli *opex* di COT, e i relativi diritti fissi, sono aggiornati con l'intero meccanismo del *price-cap* o quota parte di esso (ad esempio, solo con l'inflazione, come avviene attualmente, o con un *X-factor* che tiene conto unicamente del recupero delle maggiori efficienze del periodo 2012-2015, dato che COT non ha contribuito, e non contribuisce, al recupero del *profit sharing* 2008-2011).

S6. Osservazioni in merito alle ipotesi di compensazione del lag regolatorio nel riconoscimento degli investimenti.

R6. Si rimanda alle osservazioni generali, paragrafo B "Costi di capitale e ammortamento", ribadendo la necessità che, a compensazione del *lag* regolatorio, la tariffa dell'anno *t* comprenda gli incrementi patrimoniali di preconsuntivo dell'anno *t-1*, calcolati in base alla regola della *RAB* lorda 1° anno, e i relativi ammortamenti (sia per il

⁵ In realtà il *gearing* è stato definito nella delibera 583/2015/R/com (WACC), sia per il primo triennio del periodo regolatorio del WACC che come criterio di aggiornamento per il triennio successivo.



servizio di distribuzione elettrica, compresa l'attività di commercializzazione del trasporto, che per quello di misura elettrica).

Al contempo, Acea condivide l'orientamento dell'Autorità di continuare a riconoscere la maggiorazione forfetaria dell'1% del WACC per la vita utile residua degli investimenti entrati in esercizio nel periodo 2012-2014.

Circa la franchigia di applicazione automatica delle penali in caso di consuntivo superiore al preconsuntivo, si propone che, poiché si è in sede di prima attuazione di tali norme, la stessa sia pari al 10% e che tale valore sia progressivamente ridotto nel tempo.

In merito alle tempistiche di definizione delle tariffe di riferimento (TV1 compresa COT e MIS_{BT}), si osserva che la determinazione delle tariffe di riferimento definitive dell'anno t entro il 31 marzo dell'anno $t+1$ non consente ai distributori di elaborare i ricavi tariffari in tempo utile per la chiusura del bilancio d'esercizio dell'anno t . A tal fine, infatti, in risposta allo spunto di consultazione S7 del DCO costi, Acea aveva proposto che le tariffe dell'anno t fossero deliberate entro il 15 dicembre dello stesso anno t (cfr. delibera 573/2013/R/gas).

Nell'ottica di definire un tempo congruo che soddisfi le esigenze sia dei distributori (bilancio) che dell'Autorità (oneri gestionali), si propone che le tariffe di riferimento definitive dell'anno t siano pubblicate entro il 31 gennaio dell'anno $t+1$ o, in subordine, coerentemente con quanto già stabilito per il settore del gas naturale con la delibera 367/2014/R/gas, al massimo entro il 28 febbraio dell'anno $t+1$.

S7. Osservazioni sull'ipotesi di accorpamento delle tipologie di cespiti.

S8. Osservazioni sull'ipotesi di allungamento delle vite utili.

R7. Circa l'ipotesi di accorpamento delle tipologie di cespiti, si rimanda allo spunto di consultazione S13.

R8. Si rimanda alle osservazioni generali, paragrafo B "Costi di capitale e ammortamento", rimarcando la necessità che le vite utili regolatorie dei cespiti dell'attività di distribuzione elettrica siano pari, nel NPR1, a quelle già vigenti nel periodo tariffario 2012-2015.



S9. Osservazioni in merito a criteri per il trattamento dei contributi e del capitale circolante netto.

R9. Come già in risposta al DCO costi (spunto di consultazione S10), si condivide la proposta di incentivare gli investimenti di rete con finanziamenti derivanti da contributi pubblici.

Rispetto alle due misure attuative poste in consultazione, Acea esprime la sua preferenza per quella già presente nel DCO costi, ovvero non portare in detrazione dagli ammortamenti riconosciuti, per i primi 3/5 anni, una quota pari al 50% dell'ammortamento del contributo pubblico.

S10. Osservazioni in merito ai criteri per la fissazione del parametro β .

R10. Come già indicato in risposta al DCO WACC alla spunto di consultazione S4, si condivide l'approccio espresso dall'Autorità in merito alla differenziazione del parametro β per tipologia di servizio e all'individuazione di soglie differenti per il servizio di trasmissione e di distribuzione, in linea con quanto avviene nelle regolazioni internazionali e con la diversa natura del rischio sotteso.

In più, va sottolineato come l'Italia, nonostante la grande sfida colta a partire dal *black-out* del 2003 in termini di omogeneità della rete e dei sistemi di controllo e *back-up*, resti un Paese molto complesso dal punto di vista delle differenti tipologie di territorio e di sviluppo economico e industriale, oltre che sociale, nelle sue diverse aree. Tale punto si mostra ancora più vero in relazione ai grandi centri urbani, dove l'ossatura della distribuzione elettrica deve essere capillare, flessibile, stabile ed efficiente e dove, anche in termini di sistemi di *back-up*, la rete di distribuzione deve necessariamente essere gestita in maniera efficace ed oculata per il mantenimento degli elevati *standard* di servizio richiesti dalla regolazione.

Tale complessità, però, non è completamente misurata dal parametro β : per quanto la regolazione debba tener conto dei livelli di rischio associati all'attività sottesa, e in qualche modo riorientarli e identificarli anche grazie al β , si ribadisce come il coefficiente β sia sostanzialmente un indicatore finanziario (oltre che il moltiplicatore nella formula del riconoscimento della remunerazione del capitale lato *equity* nel WACC), che ha e crea



valore dal punto di vista del confronto e della competizione tra attività nel mercato dei capitali, e che da solo non possa assolvere alla quantificazione complessiva del rischio aziendale. Infatti, tale parametro trova la sua collocazione in riferimento alla remunerazione del capitale investito e non dei costi operativi e, dunque, lo stesso sembrerebbe non intercettare quelle onerosità operative che, sempre a copertura del rischio, vengono sostenute in una azienda, quali i costi assicurativi. È per questo motivo, quindi, come argomentato nelle osservazioni generali al paragrafo A “Costi operativi”, che è necessario, qualora l’Autorità decidesse di **non riconoscere negli *opex* gli oneri per assicurazioni, qualora non espressamente previste da specifici obblighi normativi**, che **il coefficiente β venga rivisto al rialzo** in modo da incorporare anche questo rischio ulteriore che, attualmente, esula dalla sua determinazione e che a tutti gli effetti andrebbe a coprire rischi gestionali ed operativi e non formulazioni avulse dalla rischiosità dell’intero settore della distribuzione, come invece osservato nel caso dei *menù* regolatori (cfr. paragrafo C “*Menù* regolatori e parametro β ” nelle osservazioni generali).

Anche in merito al livello di *gearing* si rinvia alle osservazioni in risposta al DCO WACC; in questa sede preme ribadire che l’attuale struttura del debito delle società oggetto di regolazione è massimamente rappresentata da una esposizione di lungo termine stratificata nel tempo (ed in linea con le vite utili dei beni oggetto della propria attività) e che non rispecchia, quindi, le attuali condizioni temporanee ed eccezionali sul mercato dei capitali, anche a causa degli ingenti costi di rinegoziazione del debito che altrimenti le società sarebbero costrette a sostenere.

Tale situazione è sostanzialmente stabile e l’invito pressante che l’Autorità ha rivolto agli operatori, in tutti i documenti di consultazione tariffaria del 2015, ad **incrementare il capitale di debito** alle attuali condizioni finanziarie, instabili e aleatorie, rappresenta un’importante misura che andrebbe in maniera appropriata **ribaltata sul parametro β** in termini di incremento della rischiosità del settore.

La sola indicazione di seguire la regolazione europea, in questo senso, sembra debole: mercati di capitali come il Regno Unito poco hanno di confrontabile con le modalità di approvvigionamento dei capitali in Italia (cfr. risposta al DCO 275/2015/R/com), dove la volatilità e la liquidità del mercato e delle contrattazioni sono ben diverse e seguire le



indicazioni di quei mercati, senza tener conto di queste pesanti differenze presenti nel nostro Paese, rappresenta una miopia che non va avallata.

Per tutte queste ragioni, la condizione di incertezza legata alla revisione del *gearing* ad ogni aggiornamento infraperiodo, al netto di qualsiasi reale variazione nel livello di indebitamento delle società regolate, rappresenta un'azione avulsa dalla realtà operativa e che può condizionare le aziende a inseguire modelli, come quelli europei, non replicabili in Italia, con conseguenze dannose per le imprese distributrici e gli *stakeholder* (*in primis* gli istituti finanziari).

Tenuto conto di tali considerazioni, e del fatto che la proposta del DCO di aggiornamento biennale del *gearing* con progressivo innalzamento dei valori risulta ora superata dalle disposizioni della delibera 583/2015/R/com (determinazione e aggiornamento del WACC per il periodo 2016-2021), si propone che **il livello di *gearing* fissato da tale delibera per il triennio 2016-2018 sia mantenuto costante per tutto il periodo regolatorio del WACC** (in coerenza con quanto già proposto da Acea in risposta al DCO WACC – spunto di consultazione S9).

S11. Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento del capitale investito riconosciuto per il servizio di trasmissione.

R11. Nessuna osservazione.

S12. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione e aggiornamento degli ammortamenti per il servizio di trasmissione.

R12. Nessuna osservazione.

S13. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione dei livelli iniziali del capitale investito riconosciuto per il servizio di distribuzione.

S14. Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento del capitale investito riconosciuto per il servizio di distribuzione.



R13. Acea, come già esposto nelle osservazioni generali, conferma il pieno apprezzamento per la scelta dell'Autorità di includere gli investimenti dell'attività di commercializzazione del trasporto (COT) negli investimenti del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, accogliendo, così, le istanze che la Società ha più volte portato all'attenzione della stessa Autorità (in ultimo in risposta al DCO tariffe) in merito all'opportunità di rendere la tariffa di riferimento **COT realmente aderente ai costi specifici** sostenuti dalle imprese distributrici.

In merito alla composizione del capitale investito netto riconosciuto (CIR) per la determinazione dei livelli tariffari iniziali (anno 2016) per tutti i servizi regolati, si osserva, come già esposto nelle osservazioni generali al paragrafo B "Costi di capitale e ammortamento" e in risposta allo spunto di consultazione S6, che la voce del CIR relativa agli incrementi patrimoniali di preconsuntivo dell'anno 2015 deve essere determinata con il criterio della *RAB* lorda 1° anno, in coerenza con gli incrementi patrimoniali di consuntivo 2014.

Circa la previsione di **accorpare in un unico cespite** i beni relativi ad attrezzature, mezzi di trasporto, mobili e arredi e macchine d'ufficio per tutti i servizi regolati (con probabile vita utile pari a 10 anni), riconoscendo i relativi **costi sui dati medi di settore**, occorre che l'Autorità renda noti tali livelli di costo, in quanto le imprese distributrici sono a conoscenza del costo specifico aziendale di tali investimenti, ma non di quello nazionale.

In generale, si osserva che la semplificazione così introdotta, motivata con l'indifferenza delle scelte di costo *make or buy*, potrebbe, ad avviso di Acea, essere **rimandata al NPR2 con l'avvio della metodologia totex**, atteso che tale metodologia, come affermato ai punti 8.2 del DCO 5/2015/R/eel e 29.4 del DCO costi, è neutrale rispetto alle opzioni *make or buy*, grazie alla vista unica sul complesso dei costi operativi e di capitale.

R14. Si condivide.

S15. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione e aggiornamento degli ammortamenti per il servizio di distribuzione.



R15. Si condivide, con la precisazione, già riportata nelle osservazioni generali al paragrafo B “Costi di capitale e ammortamento” e in risposta allo spunto di consultazione S6, che negli ammortamenti da riconoscere in tariffa per l’anno 2016 per tutti i servizi regolati sia compresa anche la quota di ammortamento degli incrementi patrimoniali di preconsuntivo dell’anno 2015.

<p><i>S16. Osservazioni sui criteri generali per il riconoscimento dei costi di capitale relativi al servizio di misura.</i></p>

R16. Come espresso nelle osservazioni generali, e ancora prima in risposta ai DCO costi e DCO tariffe (cui si rimanda per approfondimenti), Acea condivide l’orientamento dell’Autorità in merito al **riconoscimento puntuale**, per singolo distributore con oltre 100.000 punti di prelievo, **dei costi di capitale relativi ai misuratori elettronici in bassa tensione**, così da coprire in maniera più tempestiva – senza l’interposizione dei meccanismi perequativi – i costi effettivi delle imprese.

Si sottolinea, però, che tale riconoscimento dovrebbe avere ad oggetto l’intero perimetro dei costi di misura in bassa tensione, ovvero anche gli investimenti in sistemi di telegestione e concentratori che l’Autorità, invece, vorrebbe riconoscere secondo logiche di costo medio nazionale di settore, in analogia a quanto proposto per il cespite “altre immobilizzazioni materiali”.

Mentre per il cespite “altre immobilizzazioni materiali” si rinvia a quanto riportato in risposta allo spunto di consultazione S13, in merito ai sistemi di telegestione, ma soprattutto in merito ai concentratori, non si condivide l’approccio parametrico voluto dall’Autorità, in quanto è motivato, ancora una volta, con la neutralità della regolazione verso scelte di tipo *make or buy*. Si osserva, invece, che i concentratori rappresentano apparati del sistema di misura strettamente connessi con i contatori elettronici installati sul territorio, essendo deputati a raccogliere le letture da remoto, per cui è poco probabile il ricorso a forme di *outsourcing* connesse alle funzioni di telegestione.

A ciò si aggiunga che la perequazione dei ricavi di misura in bassa tensione remunera, oltre gli investimenti e i relativi ammortamenti per l’installazione e la manutenzione dei misuratori elettronici, anche gli investimenti, e relativi ammortamenti, per i sistemi di raccolta dei dati di misura dell’energia elettrica: giacché tale perequazione sarà sostituita dalla tariffa di misura in bassa tensione (MIS_{BT}) specifica aziendale, è corretto che tale



tariffa rifletta lo stesso perimetro dei costi già intercettato dalla precedente tariffa nazionale e dal relativo sistema perequativo.

Per tali motivi, quindi, Acea auspica che l'Autorità voglia **ricomprendere nella tariffa specifica MIS_{BT} anche gli investimenti in telegestione e concentratori**, rimandando ai progetti pilota per l'installazione dei contatori 2G in ottica *totex* (cfr. punti 2.6 e 20.14) la possibilità del riconoscimento parametrico di tali investimenti.

Infine, anche in questa sede Acea sollecita una rapida conclusione del procedimento relativo alla liquidazione della perequazione dei ricavi di misura in bassa tensione dell'anno 2011, nonché l'avvio della raccolta dati dello stesso meccanismo perequativo per il periodo 2012-2015.

S17. Osservazioni sulle ipotesi relative al riconoscimento degli investimenti in smart meter di seconda generazione.

R17. Si condivide la metodologia proposta dall'Autorità circa l'avvio dei progetti pilota in logica *totex* per il riconoscimento dei costi relativi ai sistemi *smart metering* 2G nel corso del biennio 2018-2019.

Si evidenzia, altresì, come osservato in risposta alle precedenti consultazioni tariffarie nonché a quella specifica per i contatori elettronici 2G in bassa tensione (DCO 416/2015/R/eel), che l'eventuale sostituzione massiva dei misuratori 1G con quelli 2G deve essere accompagnata da adeguati meccanismi tariffari deputati alla copertura del costo residuo, e non ancora ammortizzato, dei contatori 1G a causa della loro dismissione anticipata (come già accennato dall'Autorità al punto 18.17 di DCO tariffe).

S18. Osservazioni sui meccanismi di incentivazione degli investimenti di sviluppo dei sistemi di distribuzione nelle aree a forte penetrazione di generazione distribuita a fonte rinnovabile.

S19. Osservazioni sui meccanismi di incentivazione degli investimenti di sviluppo dei sistemi di distribuzione nelle aree urbane.

R18. Con riferimento agli investimenti dettagliati al paragrafo 21 del DCO, la Società ritiene che sia necessario incentivare lo sviluppo delle funzionalità innovative descritte anche nei **contesti urbani** che, pur non potendosi definire al momento come aree ad



elevata penetrazione della generazione distribuita a fonte rinnovabile, necessitano comunque dello sviluppo e della sperimentazione delle tecnologie in gioco, nella prospettiva, da molti indicata come prossima, di una proliferazione della generazione distribuita ivi connessa, sulla spinta della diffusione dei sistemi di accumulo.

In questa fase, tali investimenti potrebbero essere incentivati con il meccanismo dei **“progetti pilota”** da attuare su porzioni limitate della rete urbana, ritenendo necessario procedere con lo svolgimento di una fase sperimentale propedeutica ad una prossima implementazione diffusa.

D'altronde, con i criteri di selettività individuati dall'Autorità (inversione di flusso e *hosting capacity*) tali ambiti non potrebbero rientrare tra quelli soggetti alla promozione degli investimenti. Ad esempio, nella città di Roma solo il 4,3% delle cabine primarie presenta un'inversione di flusso annua superiore all'1%, laddove sono connessi importanti impianti di produzione centralizzata; di conseguenza, le porzioni di rete cui sono connessi impianti di produzione diffusa (in numero notevole, ma non tali da determinare un'inversione di flusso o problemi di *hosting capacity* a causa dell'altrettanto notevole concentrazione di centri di consumo) non verrebbero interessati dalla promozione selettiva degli investimenti necessari ad attuare una fase sperimentale che si ritiene fondamentale in un'ottica futura, che appare quindi meritevole di una forma di incentivazione.

R19. Con riferimento agli investimenti nelle aree urbane (prima parte del paragrafo 22 del DCO), la Società manifesta un notevole apprezzamento per l'ampia trattazione svolta sul tema del rifacimento delle **colonne montanti** obsolete, già più volte segnalata da Acea come una criticità rilevante sul tema della continuità del servizio, della raggiungibilità dei misuratori elettronici ed ora, con lo sviluppo del vettore elettrico, anche in termini di capacità disponibile al cliente finale.

Appare però necessario definire chiaramente come la spinta più forte per convincere i condomini ad intraprendere le necessarie attività di bonifica delle colonne montanti o di centralizzazione dei contatori sia di carattere economico. Infatti, soprattutto nella difficile congiuntura economica degli ultimi anni, si ritiene che solo la corresponsione di un incentivo, a copertura (anche parziale) dei costi da sostenere per la realizzazione delle opere di carattere edile possa configurarsi come uno strumento efficace ad ottenere l'autorizzazione della spesa da parte dei proprietari.



Si ritiene quindi, che il **budget** che potrà essere messo a disposizione (lettera c) del punto 22.7 del DCO), anche alla luce dei dati richiesti dall'Autorità e che la Società provvederà a comunicare con la presentazione di un piano di azione, dovrà essere **utilizzato dalle imprese distributrici come leva verso i proprietari degli immobili coinvolti**. Le campagne mirate di sensibilizzazione e promozione della sicurezza elettrica appaiono decisamente poco incisive nell'opera di persuasione cui si tende.

Naturalmente, pur con le difficoltà già ampiamente illustrate, la Società sta continuando negli interventi sulle colonne montanti, consuntivando ogni anno alcune centinaia di interventi, insufficienti però a conseguire, in tempi brevi, l'obiettivo di completa bonifica dei circa 25.000 impianti presenti nell'area romana.

In più, Acea intende ricorrere, come attività alternativa al rifacimento delle colonne montanti, a quella di **centralizzazione dei misuratori**, che la Società ritiene di dover perseguire con carattere prioritario rispetto al "semplice" potenziamento, perché consentirebbe di apportare dei sostanziali benefici in termini di riduzione delle frodi, di raggiungibilità dei misuratori elettronici (con incremento del numero di letture effettive e riduzione dei conguagli) e di aumento della capacità di potenza a disposizione del cliente finale⁶. Di conseguenza, si ritiene che **gli incentivi prospettati nella lettera d) del punto 22.7 del DCO, così come l'utilizzo del budget già citato, si riferiscano ad ogni forma di bonifica delle colonne montanti vetuste, compresa quindi la eventuale centralizzazione dei contatori**.

Peraltro, con riferimento alle infrastrutture di rete gestite da Acea, l'attività in oggetto si accompagna con la necessaria opera del cambio della tensione di alimentazione (passaggio dal sistema trifase 220 V al sistema trifase 380 V), con il conseguente automatico aumento della potenza messa a disposizione del cliente finale.

Infine, si cita un ulteriore vantaggio che l'attività in oggetto potrebbe apportare al cliente finale, alla luce degli investimenti previsti dallo sviluppo della banda ultralarga, per la possibilità di posare direttamente e a bassi costi la fibra ottica con benefici, limitandosi al sistema elettrico, di un più efficace sviluppo dei servizi aggiuntivi (*demand response*).

Come già accennato, la Società si impegna a presentare all'Autorità una proposta in merito ai criteri selettivi da utilizzare per la definizione della priorità degli interventi di

⁶ Si fa riferimento a quanto riportato nella nota 17 del DCO, in termini di dimensionamento delle colonne montanti.



bonifica delle colonne montanti, corredati da valutazioni anche preliminari di carattere economico (analisi costi/benefici).

Anche sul tema dei progetti **smart cities** (seconda parte del paragrafo 22 del DCO) si conferma una valutazione del tutto positiva sull'avvio di sperimentazioni incentivate. Acea, in questo particolare momento, caratterizzato da obiettivi di continuità del servizio ormai giunti ai livelli più sfidanti, riscontrando dei limitati margini di miglioramento sulla rete di media tensione, sta orientando una rilevante quota di investimenti verso la rete di bassa tensione; di conseguenza, sono in corso analisi e valutazioni di diverse soluzioni innovative, a partire dallo sviluppo tecnologico per estendere all'infrastruttura di bassa tensione il concetto di **osservabilità** (monitoraggio dei principali parametri elettrici e ambientali) e di **regolazione** (telecontrollo di bassa tensione di terza generazione e sistemi automatici di regolazione).

Nel merito, alla conclusione del procedimento, si attende di ricevere le necessarie indicazioni circa le modalità di presentazione, i tempi, i referenti e gli incentivi previsti.

S20. Osservazioni sulle ipotesi relative a meccanismi di incentivo agli investimenti per il servizio di trasmissione.

R20. Sul tema del potenziamento della **resilienza del sistema elettrico**, la Società conferma la disponibilità a partecipare attivamente alle iniziative promosse dall'Autorità, precisando che le azioni indicate nel documento sono normalmente affrontate nei piani d'investimento annuali secondo approcci di tipo *risk based management*. Sono state avviate diverse **iniziative**, tra le quali vale la pena di citare il progetto R.o.M.A. (*Resilience enhancement of a Metropolitan Area*), Progetto SNC_00064 finanziato dal MIUR, che intende realizzare azioni finalizzate ad aumentare la resilienza di un complesso sistema come quello di una moderna città e della sua area metropolitana (interna ed esterna). Il progetto presenta diversi *partner*, tra i quali Enea, Telecom Italia SpA, l'ATI Digicom SpA – EPS Datacom Srl e l'Università di Roma "La Sapienza".

Tra gli obiettivi del lavoro c'è la definizione di una politica di gestione e di *governance* dei risultati in associazione con il Comune, i dipartimenti della Protezione Civile regionale e gli attori istituzionalmente preposti per la gestione delle informazioni raccolte e gestite nel progetto. I temi sviluppati sono i seguenti:



- la definizione di una piattaforma urbana sulla quale sono condivise ed integrate le informazioni delle infrastrutture critiche sul territorio urbano (elettriche, idriche, delle telecomunicazioni, dei trasporti), con l'ottica di definire una mappatura del rischio integrato delle reti citate in relazione a fenomeni atmosferici particolarmente gravosi;
- la definizione e standardizzazione di una nuova cabina secondaria (cabina secondaria 2.0), che prevede la semplificazione e l'innovazione tecnologica, introducendo apparati con protocolli di comunicazione *standard* e funzioni non personalizzate (che permettono un'apertura ad un mercato più ampio di prodotti) associati a elevate capacità di elaborazione, varietà di tecnologie di telecomunicazione gestite, elevata robustezza e dimensioni ridotte;
- *data mining* e algoritmi utili alla pianificazione, alla manutenzione e all'esercizio della rete in tempo reale, sviluppando un'analisi predittiva delle criticità legate all'infrastruttura elettrica e condizionate dalle altre infrastrutture e dalle caratteristiche del territorio urbano, sia in termini di probabilità che l'evento si verifichi che in termini di impatto dell'evento stesso.

Si è pensato anche ad un seguito del Progetto R.o.M.A. e sono state presentate due proposte progettuali a "respiro" europeo nell'ambito del programma H2020 sul tema della resilienza:

- il Progetto CITISCORES (*Critical Infrastructure Protection topic 3: Critical Infrastructure resilience indicator - analysis and development of methods for assessing resilience, H2020, DRS-14-2015*) che si pone come obiettivo lo sviluppo di nuove metriche di resilienza (multidimensionale) validabili attraverso modelli di simulazione. Una volta identificate le minacce sulla rete, e definita la metrica di resilienza, si passa alla definizione/verifica di un modello di simulazione del sistema di infrastrutture critiche integrato, con l'obiettivo di valutare e migliorare le *performance* in termini di resilienza in relazione a eventi atmosferici particolarmente gravosi;
- il Progetto PACER (*Crisis management topic 1: potential of current and new measures and technologies to respond to extreme weather and climate events, H2020, DRS-01-2015*) che si pone come obiettivo l'osservazione e il miglioramento delle operazioni di gestione dell'emergenza e di coordinamento di



primo intervento in situazioni di eventi climatici e meteo estremi. Acea Distribuzione interviene nel progetto come pilota italiano e in tale contesto esamina l'attuale organizzazione per la gestione delle emergenze e le sue possibili ottimizzazioni. Il progetto prevede lo sviluppo di un simulatore attraverso il quale saranno testate e verificate le soluzioni considerate.

Nell'ambito di questi progetti, seguendo l'approccio di considerare l'insieme degli utenti finali come un'infrastruttura critica da integrare come le altre, è prevista anche la definizione e la realizzazione di strumenti innovativi che permettano la partecipazione dell'utente alla risoluzione della criticità ed al miglioramento della resilienza del sistema.

S21. Osservazioni sulle ipotesi di regolazione tariffaria del servizio di trasmissione.

R21. Nessuna osservazione.

S22. Osservazioni sui criteri di regolazione tariffaria per il servizio di distribuzione.

R22. In merito ai menù regolatori si rimanda alle osservazioni generali del paragrafo C "Menù regolatori e parametro β ".

Circa le tempistiche delle perequazioni generali disciplinate dal TIT (Allegato A alla delibera ARG/elt 199/11), come già osservato in risposta agli spunti di consultazione S14 e S15 del DCO tariffe, 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.

Si chiede, altresì, che 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.



S23. Osservazioni sulle ipotesi per la regolazione del servizio di misura.

R23. Si accoglie con favore la proposta di rinviare al 2017 l'attribuzione a Terna della gestione dei dati di misura afferenti la rete rilevante.

Per quanto riguarda l'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*, si rimanda integralmente alle risposte di Acea agli spunti di consultazione S17 e S18 del DCO tariffe (soprattutto per i risvolti di tale previsione sul Codice di Rete) e alla raccolta dati Vs. prot. n. 0030167 del 14/10/2015 (per le criticità e le tempistiche ivi evidenziate).

Anche per la rilevazione dell'energia elettrica consumata dai SEU si rinvia integralmente alla risposta di Acea agli spunti di consultazione S17 e S18 del DCO tariffe.

In questa sede si osserva che l'ambito di applicazione della proposta dell'Autorità (fatturazione ai SEU della maggiorazione degli oneri generali di sistema utilizzando l'energia consumata in luogo dei attuali corrispettivi forfetari) ancora non è stato chiarito: la disposizione del punto 35.26 del DCO, infatti, oltre a essere stata estesa anche ai punti connessi in bassa tensione (oggetto di fatturazione distributore-venditore e venditore-cliente finale), resterebbe valida per tutti i punti connessi in media tensione (oggetto delle precedenti fatturazioni solo se si tratta di clienti non energivori) e in alta tensione. Ad avviso di Acea, quindi, la proposta del DCO andrebbe circoscritta ai solì clienti in bassa tensione e media tensione non energivori, lasciando la fatturazione dei clienti in media tensione energivori e in alta tensione a CCSE come attualmente previsto dalla delibera 609/2014/R/eel.

Inoltre, non si condivide l'orientamento dell'Autorità di assoggettare i dati di energia consumata alle stesse tempistiche di invio dei dati di energia prelevata ai venditori, nonché di ricorrere a tali tempistiche anche con il GSE: in risposta al DCO tariffe, infatti, erano state già evidenziate le criticità sui tempi per l'invio ai venditori dei dati di energia consumata in quanto dipendenti dalle tempistiche di invio al GSE dei dati di energia prodotta. La nuova proposta del DCO, che allinea a una stesa data gli invii di tutte le tipologie dei dati di misura (prelevata, consumata e prodotta), quindi, comporterà sicuramente un aggravio gestionale in capo ai distributori, aggravio che potrebbe essere



evitato prevedendo diverse finestre temporali per gli invii dei dati di misura differenziati in base alla tipologia degli stessi.

Se l'Autorità intendesse comunque dare seguito agli intendimenti posti in consultazione, sebbene gli stessi siano previsti andare in vigore dal 2017, si auspica che la stessa Autorità, interessando le apposite Direzioni, avvii quanto prima i lavori necessari a modificare la **delibera 65/2012/R/eel** (coinvolgendo anche il GSE, che attualmente non è destinatario dei flussi *standard* di invio delle misure), i nascenti *format* delle **fatture di trasporto** previsti dal Codice di Rete (che non prevedono l'inserimento in fattura del dato di energia consumata con conseguente valorizzazione) e la struttura della **Bolletta 2.0** (compreso il Glossario e la Guida alla lettura) per i clienti finali in bassa tensione (che non contempla la fatturazione dell'energia consumata).

In tema di tariffa di misura applicata ai clienti finali, pur condividendo la proposta di accorpamento degli elementi MIS(RAC) e MIS(VER), si rappresenta che l'art. 10 del TIME (Allegato B alla delibera ARG/elt 199/11) 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 (come già richiesto in risposta agli spunti di consultazione S17 e S18 del DCO tariffe).

S24. Osservazioni in merito all'ipotesi alternativa rispetto a quella prospettata nel paragrafo 37.8, di differire la data di entrata in vigore dei nuovi corrispettivi calcolati in coerenza con quanto previsto dalla deliberazione 180/2013/R/EEL in attesa di una più generale revisione dei criteri di allocazione dei costi alle tipologie di utenza la cui analisi sarà condotta nel corso dell'anno 2016.

S25. Osservazioni sulle ipotesi relative alle tempistiche delle rettifiche di dati.

R24. In merito all'energia reattiva, Acea preferisce che l'entrata in vigore della delibera 180/2013/R/eel resti confermata al 1° gennaio 2016.

R25. Come espresso in risposta allo spunto di consultazione S24 del DCO tariffe, Acea non condivide l'asimmetria proposta dall'Autorità circa la rettifica delle informazioni



patrimoniali necessarie alla definizione delle tariffe di riferimento, preferendo, invece, che tali rettifiche, sia che comportino vantaggi per i clienti finali che per le imprese distributrici, siano tutte accettate con decorrenza dall'anno tariffario cui si riferisce l'errore.

Paolo Carta
(Resp.le Funzione Regulatory)