

Osservazioni Terna 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

Sommario

Premessa	3
Oggetto della consultazione	4
Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasmissione	5
Tariffe di trasmissione	12
Costi riconosciuti connessi allo svolgimento delle attività relative al dispacciamento	12
Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di distribuzione	13
Tariffa di riferimento	13
Tariffe obbligatorie	13
Meccanismi di perequazione	13
Meccanismi di promozione delle aggregazioni	14
Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di misura	14
Responsabilità del servizio	14
Tempistiche per il trasferimento di responsabilità	16
Trattamento dei dati di misura	17
Regolazione tariffaria per l'utenza domestica, produttori, connessioni e ricarica veicoli elettrici	18
Tariffe per i produttori	18
Tariffe usi di ricarica veicoli elettrici	19
Obblighi informativi in capo al gestore del sistema di trasmissione e alle imprese distributrici per la determinazione delle tariffe di riferimento	19

Premessa

In generale, Terna condivide gli obiettivi dell'intervento regolatorio ed apprezza il lavoro svolto dall'Autorità nella stesura del documento di consultazione, nella misura in cui lo stesso, per la parte relativa alla tariffa binomia, consenta effettivamente di sterilizzare il rischio volume per il gestore della rete di trasmissione e, quindi assicuri al gestore il riconoscimento dei relativi costi, e nella misura in cui consenta, per la parte relativa al servizio di misura, di definire in maniera chiara le relative responsabilità.

A tal fine si auspica che, nella modifica delle modalità di determinazione della tariffa unitaria, come meglio si chiarirà nelle risposte ai singoli spunti di consultazione, si tenga conto dei seguenti aspetti:

- esigenza di garantire a Terna il gettito tariffario a copertura dei costi di trasmissione, non essendo opportuna né dal punto di vista teorico né dal punto di vista tecnico, come segnalato dalla stessa Autorità, l'esposizione del gestore al rischio di variazione dell'energia trasportata. Al riguardo, oltre alle considerazioni circa la dipendenza del costo del servizio di trasmissione dalla capacità resa disponibile, si segnala, infatti, che i costi riconosciuti a Terna riguardano, in prevalenza, gli investimenti di sviluppo della rete di trasmissione relativi a progetti inclusi nel Piano di sviluppo approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico, previa consultazione anche da parte della stessa Autorità. Peraltro, le modifiche alla regolazione prospettate nel DCO 464/2015/R/eel - quali i meccanismi di incentivazione output based, le modalità di definizione del piano di sviluppo, l'evoluzione della metodologia CBA e a tendere l'applicazione della metodologia totex - vanno nella direzione di rafforzare la garanzia di realizzazione di opere utili per il Paese e in grado di apportare significativi benefici al sistema rispetto ai costi. L'evoluzione prospettata della regolazione, infatti, porterà alla definizione di un Piano di sviluppo ancor più condiviso con tutti gli stakeholder, prima fra tutti proprio l'Autorità, e sempre più soggetto ad una rigorosa analisi costi benefici. Si ritiene, dunque, che il parziale coinvolgimento di Terna nel rischio di inutilizzo di nuovi investimenti risulti ancor più ingiustificato nel nuovo quadro regolatorio, che si caratterizzerà sempre più per una maggiore selettività degli investimenti, e un notevole coinvolgimento di tutti gli stakeholder nella scelta degli investimenti da realizzare. In ogni caso, anche nell'attuale quadro regolatorio, tale esposizione al rischio volume non trova alcuna giustificazione in considerazione delle peculiarità degli investimenti nella rete di trasmissione, caratterizzati da un tempo medio intercorrente tra pianificazione e realizzazione molto significativo, durante il quale possono intervenire variazioni significative

e non ragionevolmente prevedibili negli scenari di pianificazione. Basti pensare, a titolo di esempio, alle modifiche intervenute negli ultimi anni nei quantitativi di energia trasportata e nella direzione dei flussi di energia, a causa della crisi economica e dello sviluppo della generazione distribuita;

- esigenza di semplicità, anche in considerazione del fatto che, come evidenziato dalla stessa Autorità, il costo del servizio di trasmissione è di natura passante per le imprese distributrici e quindi i benefici, in termini di segnali di prezzo, connessi con l'adozione di strutture di corrispettivi in grado di rispecchiare meglio i costi nei punti di interconnessione, non sono tali da giustificare eventuali significativi incrementi dei costi amministrativi;
- esigenza di coordinamento con le altre modifiche previste per il prossimo periodo regolatorio, quali quelle in materia di tasso di remunerazione degli investimenti, meccanismi di incentivazione, modalità di definizione del piano di sviluppo e futura applicazione della logica totex.

Si ribadisce quanto già rappresentato in risposta ai documenti di consultazione in materia di revisione tariffaria, circa la frammentazione delle proposte inerenti la regolazione del nuovo periodo regolatorio.

Di seguito si riportano le osservazioni di Terna agli specifici spunti di consultazione.

Oggetto della consultazione

S1. Osservazioni in merito alla durata del periodo di regolazione

Si condivide la proposta di definizione di un periodo regolatorio di otto anni suddiviso in due sottoperiodi di quattro anni ciascuno, in luogo dei tre anni inizialmente proposti, (NPR1-2016/2019, NPR2-2020/2023) in quanto tale proposta, in un'ottica di continuità regolatoria, garantirebbe la definizione di criteri di regolazione stabili per un periodo di tempo non inferiore ai precedenti periodi regolatori. La suddivisione in due sottoperiodi, però, per essere un efficace strumento di transizione verso la metodologia totex, deve assicurare la necessaria gradualità prevedendo, per il cosiddetto NPR1, l'adozione di criteri di determinazione dei costi riconosciuti analoghi a quelli del IV periodo regolatorio, in modo da consentire anche in parallelo l'avvio delle prime forme di sperimentazione della nuova metodologia totex. Al riguardo, si ribadisce che le proposte finora presentate dall'Autorità – quali, a titolo di esempio, l'eliminazione di gran parte dei meccanismi di incentivazione, il mancato riconoscimento della remunerazione base sulle immobilizzazioni in

corso, l'allungamento delle vite utili dei cespiti – se confermate, determinerebbero una forte discontinuità rispetto alla regolazione del precedente periodo regolatorio con impatti significativi anche sugli investimenti in corso di realizzazione.

Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasmissione

- 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.

Come già rappresentato in premessa, Terna condivide la proposta di introduzione della tariffa binomia solo a condizione che i criteri per la sua determinazione:

- a) si caratterizzino per una certa semplicità amministrativa, e
- b) consentano effettivamente di stabilizzare e di garantire un adeguato grado di certezza al gettito tariffario a copertura dei costi di trasmissione.

La proposta individuata nel DCO non soddisfa le due condizioni espresse. Si intende infatti introdurre una tariffa binomia nella quale la componente in energia sarebbe completamente esposta all'effetto volume (salvo che in caso di oscillazioni del prelievo superiori al 10%), e la componente in potenza appare di gestione complessa e decisamente meno stabile di quanto ipotizzato.

Più in dettaglio, oltre a richiamare quanto rappresentato in premessa, con riferimento alla **componente in energia**:

- la previsione di esposizione al volume appare in contrasto con quanto affermato dalla stessa Autorità al punto 6.7 del DCO: *“non appare opportuna, né da un punto di vista tecnico né sul piano teorico, l'esposizione del gestore di rete di trasmissione nazionale al rischio di variazione delle quantità di energia elettrica trasportata”*;
- le differenze rispetto alla regolazione attuale sono macroscopiche: oggi l'energia di riferimento viene aggiornata annualmente adeguandola a quella storica effettiva più recente

- (evitando dunque, a differenza che nella metodologia proposta, di accumulare nel tempo gli effetti derivanti da trend di variazione), e l'esposizione al rischio volume è limitata allo 0,5%;
- la scelta di commisurare la quota di corrispettivo in energia – tanto pesantemente esposta al rischio di variazione delle quantità di energia elettrica trasportata – *“alla quota parte dei ricavi tariffari destinata alla copertura dell’extra-remunerazione del capitale investito prevista dai meccanismi di incentivo [...] introdotti nei precedenti periodi di regolazione così da incidere sui ricavi riconducibili a quote di remunerazione eccedenti il livello base, ed eventualmente quote di ricavo a copertura di costi variabili”* appare una ingiustificata penalizzazione retroattiva degli extra-rendimenti cui Terna ha già maturato diritto.

Si ritiene che – per coerenza con quanto affermato al punto 6.7 – la componente in energia debba essere completamente sterilizzata rispetto ai rischi di variazione della quantità di energia elettrica trasportata. Ove l’Autorità ritenesse nondimeno opportuno voler lasciare un segnale legato al volume di energia per responsabilizzare Terna circa l'utilizzo degli asset, pur non condividendo in principio l'utilità di un tale approccio, Terna potrebbe in subordine accettare un'esposizione al rischio volume per la sola quota in energia e limitata alle variazioni dell'energia da un anno al successivo, evitando di cumularne gli effetti pluriennali.

Con riferimento alla quota parte in potenza, sono proposte modalità di calcolo che prevedono, quale driver per il calcolo del corrispettivo unitario, l'utilizzo della media, calcolata su un orizzonte temporale pluriennale (5 anni), delle potenze massime prelevate su base mensile nei punti di interconnessione; mentre prevedono, per l'applicazione del corrispettivo unitario, l'utilizzo della media del valore della potenza massima prelevata nel mese di riferimento e dei valori di potenza massima prelevata nei mesi omologhi dei 4 anni precedenti.

Tali modalità non soddisfano le due condizioni esposte al principio del presente capitolo. Alla luce delle simulazioni effettuate da Terna¹, la metodologia proposta infatti:

¹ Si allegano, a supporto delle osservazioni espresse, i risultati delle simulazioni effettuate da Terna sulla base dei dati quattrorari, nella disponibilità Terna, dell'energia elettrica prelevata/prelevata netta dalla RTN dalle imprese distributrici; tali dati:

- sono dati che Terna ha acquisito/acquisisce (tramite telelettura o SAS) ai sensi della Convenzione stipulata con ciascuna impresa distributtrice, ma la cui responsabilità è, ai sensi della normativa vigente, in capo all'impresa distributtrice stessa. Ai fini dell'utilizzo per la

- **non sterilizza il rischio volume** se non in misura marginale, dal momento che il driver proposto è funzione dell'energia prelevata nei punti di interconnessione con la RTN ed ha un'alta correlazione media con la stessa². Pertanto, al pari dell'utilizzo del driver attuale (energia elettrica prelevata netta dalla RTN), esporrebbe il gettito tariffario ad un'alea tanto maggiore quanto minore è la sovrapposizione tra l'orizzonte temporale usato per il calcolo del driver e quello usato per il calcolo del gettito tariffario. In particolare, ipotizzando, come nell'esempio al Box 1 del DCO, che si voglia determinare il driver come media delle potenze massime prelevate negli ultimi 5 anni di calendario disponibili, si può dimostrare che:

$$\frac{\text{Ricavi di trasmissione}}{\text{Costi riconosciuti di trasmissione}} = \frac{F_{N-4} + F_{N-3} + F_{N-2} + F_{N-1} + F_N}{F_{N-6} + F_{N-5} + F_{N-4} + F_{N-3} + F_{N-2}}$$

Ove F_N è la media annua per l'anno N della somma delle potenze massime mensili di tutti i punti di interconnessione.

In presenza di un marcato trend di decrescita dell'energia soggetta a CTR, quale quello registrato degli ultimi anni a causa del contemporaneo calo della domanda elettrica e dell'aumento della generazione distribuita, anche l'indicatore F_N ha subito un calo molto significativo nel tempo ($F_{N-1} + F_N \ll F_{N-6} + F_{N-5}$); conseguentemente la metodologia proposta penalizzerebbe fortemente gli operatori di trasmissione, comportando ricavi significativamente inferiori ai costi riconosciuti.

determinazione ed applicazione della componente CTR in potenza i suddetti valori dovrebbero, pertanto, essere "validati" dai distributori responsabili, o in alternativa, determinati e comunicati dai distributori stessi;

- sono incompleti (ricoprono circa il 92% dei punti di misura dell'anagrafica ufficiale utilizzata ai fini del CTR) anche in conseguenza delle problematiche segnalate da Terna nella relazione sul servizio di misura (anomalie su misuratori, mancato aggiornamento anagrafiche, ecc.).

² Nel periodo 2010-15, oggetto delle simulazioni effettuate, la variazione delle medie annuali della somma delle potenze massime mensili di tutti i punti di interconnessione, considerati nell'analisi, è pari a circa il 65%-70% della variazione dell'energia totale soggetta a corrispettivo di trasmissione.

- **appare di attuazione e gestione particolarmente complessa:** i principali aspetti di complessità sono legati alle attuali responsabilità della misura (destinate a modificarsi nel prossimo periodo di regolazione) ed alla numerosità dei dati che diventerebbero rilevanti ai fini della regolazione delle partite economiche. Con riferimento al primo tema, si segnala che, ad oggi, la responsabilità della misura dei punti soggetti a corrispettivo di trasmissione è assegnata dalla regolazione ai Distributori; gli stessi trasmettono in via ufficiale a Terna, che li utilizza per il settlement del CTR, le sole misure mensili dell'energia. Terna quindi non dispone allo stato attuale delle misure quartorarie storiche ufficiali che sarebbero necessarie sia per calcolare il corrispettivo unitario proposto nel DCO, sia per fatturare mensilmente lo stesso ai Distributori, ma dispone solo delle misure telelette per riscontro e di una quota parte delle misure comunicate via SAS dalle imprese distributrici in base alle attuali Convenzioni Bilaterali. A tendere, per il cambio di responsabilità prospettato in consultazione, questo problema si risolverebbe, ma la gestione del transitorio non appare semplice. Al riguardo si segnala che, ai fini della determinazione del driver e dei valori di potenza media mensili, le imprese distributrici dovrebbero in ogni caso integrare i dati mancanti sui periodi pregressi. Con riferimento al secondo aspetto, si segnala che la metodologia proposta moltiplicherebbe il numero dei dati rilevanti ai fini del settlement per un fattore pari a circa 2900 (numero dei quarti d'ora in un mese medio), con un aggravio non irrilevante dei costi amministrativi.

Sulla base delle considerazioni espresse, appare necessario, al fine di definire la quota in potenza, individuare modalità di calcolo alternative, come ipotizzato nello spunto per la consultazione S4. Di seguito si elencano alcune modalità alternative possibili.

Potenze installate assimilabili

Si tratta di una metodologia simile a quella originariamente prevista nella Deliberazione 199/11, seppur semplificata per renderne possibile l'implementazione grazie ad una migliore conoscenza da parte di Terna delle situazioni impiantistiche dei punti di interconnessione (in particolare a seguito del censimento effettuato ex art. 4.3 del TIME); in particolare la metodologia proposta prevede di utilizzare, quale potenza installata di ciascun punto di interconnessione con la RTN:

- per le Cabine primarie, la taglia dei trasformatori;
- per i punti di interconnessione con punti di misura in partenza di linea elettrica e ad anello su rete RFI, la portata massima trasportabile dalle linee (con limite di sicurezza estivo e

fattore di potenza = 0,98) in base al livello di tensione; al riguardo i valori ipotizzati sono i seguenti:

- 30 MW per le linee a 60 kV;
- 130 MW per le linee a 132 kV;
- 150 MW per le linee a 150 kV;
- 300 MW per le linee a 220 kV;

Un'ipotesi alternativa alle portate delle linee potrebbe essere la potenza installata nelle cabine primarie sottese alle porzioni di rete alimentate dalle linee stesse o la taglia dei trasformatori di cabina di conversione per le reti RFI ad anello (dati oggi non in possesso di Terna);

- per i clienti puri o «autoproduttori», la potenza disponibile utilizzabile potrebbe essere quella massima prelevabile estratta dai regolamenti di esercizio, dalle pratiche di connessione o dai contratti di trasporto (quest'ultima nella disponibilità delle imprese distributrici);
- per i prelievi dei servizi ausiliari delle UP, potrebbe essere utilizzata la potenza formalizzata nelle perizie asseverate, ma risulterebbe troppo grande rispetto al normale prelievo di energia elettrica dalla rete (prelievi che vengono quasi sempre spillati dai montanti dei gruppi di generazione); potrebbe pertanto essere ipotizzato l'utilizzo di valori di potenza convenzionali piccoli, ad esempio una quota percentuale di potenza legata alla tipologia di impianto (ad esempio: 1% della potenza in generazione per gli idroelettrici, 4% per i termoelettrici).

Questa proposta:

- una volta concordate le regole di quantificazione della potenza assimilata, è molto semplice, perché ogni punto ha una potenza costante nel tempo a meno di significative modifiche impiantistiche (es. sostituzione dei trasformatori in una cabina primaria);
- il settlement sarebbe grandemente semplificato rispetto alle ipotesi alternative;
- espone i ricavi di trasmissione ad un'alea, legata alle potenze effettivamente servite, che in condizioni normali dovrebbe essere abbastanza ridotta (sarebbe opportuno prevedere clausole di salvaguardia nel caso di disconnessioni di grossi clienti industriali, non prevedibili nell'ambito delle logiche di pianificazione della RTN).

Al fine di definire le convenzioni da usare per il calcolo della potenza installata “assimilabile”, Terna si rende disponibile ad inviare entro fine novembre una proposta completa, ed a confrontarsi a tal fine con l'Autorità e con i Distributori.

Metodologia DCO con riproporzione

Tale metodologia prevede di calcolare il corrispettivo in potenza unitario valido per l'anno Y (Driver Potenza Y) come proposto dall'Autorità nel DCO, ovvero in funzione della media delle potenze massime dei punti di interconnessione nei 5 anni da Y-6 a Y-2. Al fine di determinare la potenza cui applicare il corrispettivo nello specifico mese M, si propone di calcolare, coerentemente con quanto previsto nel DCO, la media delle potenze massime dei punti di interconnessione rilevate nei medesimi mesi M degli anni da Y-4 a Y (PotenzaPunto_i), e di determinare per ciascuno dei punti il peso di potenza rispetto al totale: $QuotaPotenzaPunto_i = PotenzaPunto_i / \text{Somma}(PotenzaPunto_i)$.

La potenza di ciascun punto di interconnessione a cui applicare il CTR è una potenza “convenzionale” pari al prodotto tra il Driver Potenza Y e il peso del medesimo punto calcolato come descritto sopra:

$Potenza\ Convenzionale\ Punto_i = QuotaPotenzaPunto_i * Driver\ PotenzaY$

Tale metodologia, apportando un correttivo alla proposta dell'Autorità nell'individuazione della potenza a cui applicare il CTR unitario, non risulterebbe meno complessa, ma consentirebbe la piena stabilizzazione dei ricavi di trasmissione per la quota parte in potenza.

Un'alternativa decisamente più semplice, ove si condividesse l'approccio di sterilizzazione del rischio volumi sul corrispettivo in potenza, potrebbe prevedere il calcolo del peso della potenza massima di ciascun punto di misura rispetto alla totalità dei punti, con riferimento al singolo mese di competenza cui si riferisce il calcolo invece di considerare la media delle potenze sugli ultimi 5 anni.

Metodologia DCO con intervalli temporali più sovrapposti³

Per mitigare la criticità del metodo proposto dal DCO derivante dalla scarsa sovrapposizione fra il periodo temporale considerato per il calcolo del corrispettivo unitario e quello considerato per il calcolo del corrispettivo mensile di ciascun punto, che porta ad una raccolta del gettito di trasmissione significativamente diversa dai costi riconosciuti in presenza di trend di variazione dell'energia assorbita dalla RTN, si propone di considerare periodi temporali quanto più possibile sovrapposti. In particolare una sovrapposizione completa, quale quella ottenibile per esempio utilizzando, sia per il calcolo del corrispettivo unitario sia per il calcolo dei corrispettivi mensili, il periodo da Y-6 a Y-2, garantirebbe l'identità fra costi riconosciuti e gettito annuale.

Ove l'Autorità volesse al contrario lasciare un segnale legato all'utilizzo degli asset di trasmissione (e si richiamano integralmente le motivazioni per le quali Terna non condividerebbe tale scelta), si potrebbe ipotizzare un metodo "ibrido" che utilizzi:

- il periodo da Y-5 a Y-1 per il calcolo del corrispettivo unitario (utilizzando, per i pochi mesi dell'anno Y-1 non ancora consuntivati al momento del calcolo del corrispettivo, i valori di potenze massime dei mesi omologhi dell'anno Y-2)
- il periodo da Y-5 a Y per il calcolo dei corrispettivi mensili.

La differente lunghezza dei periodi considerati (5 e 6 anni) non introduce distorsioni nel calcolo (si tratta in ogni caso di medie annuali o mensili di potenza), ma la maggiore sovrapposizione dei periodi rispetto all'ipotesi del DCO consente di ridurre, pur senza eliminarli, gli effetti sulla raccolta del gettito di trasmissione derivanti da variazioni delle potenze massime mensili.

In aggiunta alle considerazioni già espresse, ove si volessero usare metodologie basate sulla potenza massima calcolata a partire dai dati in energia, si segnala l'opportunità:

- che i dati relativi ai diversi punti di misura usati per il calcolo delle potenze massime prelevate siano opportunamente aggregati (ad esempio per cabina primaria) in modo da minimizzare la variabilità del driver utilizzato compensando particolari fenomeni transitori che influenzano il calcolo delle potenze massime (ad esempio: effetto sulla P_{\max} del trasformatore verde di una cabina primaria derivante dall'apertura dell'interruttore del trasformatore rosso);

³ Si rinvia al documento allegato di cui alla nota numero 1.

- di valutare, in alternativa all'energia prelevata, l'utilizzo dell'energia netta prelevata.

Si rappresenta infine l'esigenza di definire, a seconda della metodologia scelta, le tempistiche di implementazione della tariffa binomia anche alla luce dei tempi necessari per il reperimento dei dati e per lo sviluppo dei sistemi informativi di settlement a supporto della gestione ed elaborazione dei dati di input e dei corrispettivi.

In considerazione della modifica sostanziale del metodo di calcolo della tariffa CTR (da monomia a binomia) e delle ulteriori modifiche della responsabilità della misura dei prelievi, per permettere alle 26 imprese distributrici direttamente connesse alla RTN ed a Terna di implementare sui relativi sistemi le modifiche necessarie, si propone di posticipare la decorrenza della tariffa binomia a gennaio 2017 (sarebbe difficilmente gestibile un posticipo a metà anno 2016), mantenendo per la quota in energia del 2016 il meccanismo di garanzia dei ricavi introdotto con la Deliberazione 188/08.

Tariffe di trasmissione

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.

Nessuna osservazione.

Costi riconosciuti connessi allo svolgimento delle attività relative al dispacciamento

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.

Si condivide la proposta di non modificare l'attuale allocazione dei costi per il funzionamento di Terna relativi all'attività di dispacciamento e di uniformazione dei relativi criteri di riconoscimento rispetto a quelli usati per i costi del servizio di trasmissione. Con riferimento a questo aspetto, si segnala l'esigenza che, in ogni caso, occorrerà tenere in debita considerazione le peculiarità dei costi afferenti ad alcune attività specifiche, che trovano ad oggi copertura attraverso dal corrispettivo DIS, quali, a titolo di esempio, i costi relativi al sistema GAUDI'. Si rappresenta, inoltre, che, qualora l'Autorità intendesse calcolare il corrispettivo DIS secondo le modalità attualmente definite, occorrerà confermare il meccanismo di mitigazione dei volumi attualmente

previsto per il medesimo corrispettivo. In caso contrario, infatti, i costi riconosciuti per le attività di dispacciamento risulterebbero totalmente e ingiustificatamente esposti al rischio volume.

Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di distribuzione

Tariffa di riferimento

- 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.
- S11. Osservazioni sulle ipotesi per la definizione delle tariffe di riferimento a copertura dei costi di commercializzazione.

Nessuna osservazione.

Tariffe obbligatorie

- S12. Osservazioni sulle ipotesi relative alla definizione delle tariffe obbligatorie nel NPR1.

Nessuna osservazione.

Meccanismi di perequazione

- S13. Osservazioni sulle ipotesi relative ai meccanismi di perequazione.
- 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.

Con riferimento all'integrazione dei ricavi a copertura degli oneri per lo sconto dipendenti, si coglie l'occasione della presente consultazione per rappresentare che non è stata ad oggi ancora aperta la raccolta dati telematica per la trasmissione di tali oneri, afferenti al I semestre 2014.

Meccanismi di promozione delle aggregazioni

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

Le considerazioni rappresentate nel paragrafo 15 del DCO sembrano limitare il perimetro di analisi alla sola Distribuzione. Tuttavia, come già rappresentato in risposta al DCO 335/2015/R/eel, considerando che l'unificazione dei soggetti proprietari di asset RTN non si è ancora completata, si propone l'introduzione – anche per il settore della trasmissione – di meccanismi di promozione delle aggregazioni.

Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di misura

Con riferimento alla regolazione proposta del servizio di misura, in linea generale, Terna condivide l'impostazione dell'Autorità che tiene conto anche delle segnalazioni e delle evidenze emerse, negli anni, nella gestione del servizio da parte di Terna, oltre che del Resoconto a chiusura dell'indagine conoscitiva relativa all'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica, allegato alla deliberazione 413/2015/E/EEL.

Inoltre, da un punto di vista formale, è auspicabile la definizione di un Testo integrato della misura che accorpi in un unico documento di riferimento sia la regolazione della misura dell'energia immessa e prelevata dalle reti, sia la regolazione dell'energia prodotta, atteso che, ad oggi, la regolazione del servizio di misura, nei suoi vari aspetti, è frammentata in diversi provvedimenti.

Responsabilità del servizio

Per quanto riguarda gli aspetti di merito è senz'altro condivisibile l'attribuzione in via definitiva a Terna, in luogo dei Distributori, della responsabilità della raccolta, validazione e registrazione delle misure nei punti di interconnessione tra la RTN e la rete di distribuzione, nonché nei punti di misura afferenti a utenze connesse alla rete rilevante (punto 17.27 lettera b). L'esigenza di avere la responsabilità della rilevazione di tali misure è stata, infatti, da tempo evidenziata da Terna al fine di disporre di misure attendibili per la quantificazione e la conseguente valorizzazione dell'energia che transita sulla RTN, contenendo i quantitativi di energia da correggere a congruaggio. In aggiunta, la rilevazione delle misure per tutti i punti di immissione e prelievo sulla rete rilevante (punto 17.37 lettera c) consentirà a Terna di avere la visibilità di tutta la rete in alta tensione che,

anche in virtù delle acquisizioni che si sono succedute, coincide ormai in gran parte con la rete di trasmissione nazionale.

In relazione alla permanenza in capo al distributore della responsabilità dell'installazione dei misuratori ed alla scelta di evitare installazioni massive di misuratori nei punti di interconnessione, nel prendere atto delle valutazioni formulate con riferimento all'efficienza dei costi, dovrebbe essere chiarito che, nel caso in cui si renda necessaria l'installazione di un nuovo misuratore, l'impresa distributrice è tenuta ad installare il nuovo apparecchio di misura esattamente al punto di confine tra RTN e rete di distribuzione. Ciò al fine di evitare, almeno sulle nuove installazioni, le criticità connesse alla rilevazione della misura in punti diversi da quelli sul confine, limitando l'esigenza di definire gli opportuni algoritmi di riporto della misura alle configurazioni già esistenti. Per quanto riguarda la responsabilità dell'installazione e manutenzione dei misuratori nel caso dei punti di prelievo (punto 17.37 lettera a), Terna condivide che la stessa debba passare in capo ai gestori di rete in relazione alle sole nuove installazioni (punto 17.39) e sempre a condizione che siano soddisfatte le seguenti condizioni:

- i relativi costi operativi sorgenti e gli investimenti trovino adeguata copertura tariffaria;
- in caso di sostituzione di misuratori esistenti, tale sostituzione sia motivata, economicamente efficiente e tecnicamente fattibile.

Come già evidenziato nella Relazione di cui al punto 3 della Determinazione 6 dicembre 2012, n. 12/12, negli anni, Terna ha frequentemente riscontrato alcune anomalie nelle misure inviate dai Distributori, con conseguenti impatti anche sulla valorizzazione delle energie e sulle attività di congruaggio. Appare pertanto corretta la previsione di porre in capo alle imprese distributrici obblighi di segnalazione delle anomalie di funzionamento delle apparecchiature e parimenti di diritti in capo a Terna di accesso ai sistemi di misura (ispezioni d'impianto). In aggiunta a quanto già previsto nel DCO, andrebbe esplicitato l'obbligo per le imprese distributrici di comunicare a Terna l'aggiornamento dell'anagrafica dei misuratori nei punti di interconnessione, nei modi e nei tempi opportuni per consentire a Terna la corretta valorizzazione dell'energia elettrica prelevata anche in fase di acconto.

Obblighi e diritti reciproci, modalità di trasmissione dei dati e di ricostruzione dei dati di misura mancanti, nonché le eventuali conseguenze in caso di inadempimento, dovrebbero essere contenute nel nuovo Testo integrato della misura. Ulteriori procedure dovrebbero trovare puntuale declinazione in una convenzione tra Terna e le imprese distributrici che regoli altresì le modalità di

corresponsione del corrispettivo CTR da parte dei distributori e le modalità di determinazione e presentazione delle relative garanzie da prestare a Terna a copertura delle obbligazioni derivanti dal suddetto pagamento del corrispettivo CTR. Lo schema di tale convenzione dovrebbe essere approvato dall'Autorità al fine di garantirne l'uniformità di applicazione rispetto a tutte le controparti. Andrebbero, infine, definite le modalità di fatturazione del corrispettivo per la rilevazione e validazione delle misure per i punti di prelievo dei clienti finali connessi alla RTN, che ad oggi avviene per il tramite del contratto di trasporto stipulato dal cliente finale con il Distributore in considerazione dell'identità del soggetto responsabile dell'erogazione del servizio di misura e del servizio di trasporto. Per semplicità amministrativa, per tali punti, nonostante il passaggio della responsabilità della misura a Terna, si propone di continuare con le attuali modalità di fatturazione prevedendo che il distributore versi a Terna insieme al CTR anche il corrispettivo per lo svolgimento dell'attività di rilevazione e validazione delle misure.

Tempistiche per il trasferimento di responsabilità

Il trasferimento di responsabilità in merito all'attività di raccolta, validazione e registrazione delle misure nei punti di interconnessione, nei punti relativi alle utenze della rete rilevante e nelle centrali indirettamente connesse alla RTN, attualmente non gestiti da Terna, richiederà necessariamente un periodo di transizione.

Attualmente infatti Terna rileva direttamente buona parte delle misure del perimetro della rete rilevante, ma per la presa in carico ufficiale del 100 % delle misure risulta necessario procedere ad un riscontro formale delle anagrafiche di misura con tutte le imprese distributrici (sul nuovo Portale Metering dei Prelievi) e ad una verifica puntuale della effettiva corretta teleleggibilità di tutti i misuratori.

Prima del cambio delle responsabilità, nei sistemi di Terna e nei sistemi di tutte le imprese distributrici direttamente connesse alla RTN dovranno inoltre essere implementate le opportune modifiche necessarie alla corretta gestione delle anagrafiche e delle misure, dovranno essere rivisti i flussi logici di processo (ad esempio: chi ricostruisce le misure mancanti non sarà più il distributore, ma Terna) e i flussi informativi fra Terna e le imprese distributrici.

E' ragionevole che Terna debba inoltre ricevere dalle 26 imprese distributrici direttamente connesse alla RTN tutte le misure quart'orarie ufficiali degli ultimi 5 anni (2011, 2012, 2013, 2014, 2015) per diverse finalità: ricostruzione storica delle eventuali misure mancanti, eventuale calcolo ufficiale delle potenze massime associate alla tariffa binomia, eventuale gestione dei conguagli, ecc..

Nel periodo transitorio sopra descritto, la responsabilità dell'attività di raccolta, validazione e registrazione delle misure continuerebbe ad essere intestata in capo alle imprese di distribuzione, fermo restando che Terna potrà in parallelo e progressivamente farsi carico della nuova attività.

Si ritiene che per la completa assunzione di responsabilità e l'adeguamento dei sistemi si renda necessario un periodo transitorio pari a 6 mesi. In tale periodo, Terna si rende disponibile a istituire un tavolo tecnico con i distributori finalizzato a gestire ordinatamente la transizione.

In relazione all'applicazione di algoritmi, fondati sul calcolo teorico delle perdite, per il riporto delle misure ai punti di confine tra la RTN e le reti di distribuzione (punto 17.27 lettera a), si propone di continuare ad utilizzare gli attuali coefficienti di riporto convenzionali (derivati dalla tabella 4 dell'Allegato A alla deliberazione AERG/elt 107/09 - al netto del fattore di perdita previsto per il livello di tensione 380 kV), in modo tale da andare in continuità con le attuali procedure di valorizzazione dell'energia netta prelevata dalla RTN, ossia dell'energia oggi soggetta a CTR. I coefficienti di riporto convenzionali dovrebbero essere inseriti nel nuovo Testo integrato della misura.

Trattamento dei dati di misura

La proposta contenuta nel DCO di estendere il trattamento orario dei dati di misura anche ai punti aventi potenza inferiore a 55 kW o, comunque, inizialmente ad un sottoinsieme di tali punti, costituisce senz'altro un miglioramento della qualità dei dati di misura che consentirebbe di superare le distorsioni legate alla profilazione piatta, in particolare per quanto riguarda gli impianti di generazione da fonte solare. Il trattamento orario delle misure degli impianti di produzione avrebbe impatti positivi anche sulle attività di previsione delle immissioni di energia in rete, che potrebbero tener conto di misure affidabili e non profilate convenzionalmente in maniera costante nell'arco delle 24 ore.

Tuttavia, l'applicazione del trattamento orario dei dati di misura a tutti i punti di immissione, anche quelli in scambio sul posto sotto i 55 kW, avrà un impatto operativo notevole, oltre che sulle imprese di distribuzione, anche sull'attività di aggregazione delle misure ai fini del dispacciamento effettuata da Terna. Qualora tale modifica comportasse l'invio a Terna, ai fini del settlement, delle curve orarie di tutti gli impianti di generazione in scambio sul posto, Terna si troverebbe a dover adeguare i propri sistemi informatici al fine di gestire, solo per gli impianti in scambio sul posto sotto i 55 kW, ca. 494.000 curve orarie in luogo delle attuali 33 curve aggregate, cui, peraltro, corrispondono valori di energia molto contenuti (nel 2014 le unità in regime di scambio sul posto sotto i 55 kV hanno immesso in rete ca 2,3 TWh su un totale di energia immessa, da unità di produzione non rilevanti, pari a circa 43 TWh). A ciò si aggiunga che le curve di misura vengono

attualmente inviate utilizzando, quale unità di misura, il kWh e conseguentemente, per gli impianti di taglia ridotta e in scambio sul posto, le misure orarie potrebbero comportare in molti casi arrotondamenti a zero della misura stessa a meno di fare riferimento ad altra unità di misura per tutta la attività di aggregazione delle misure.

Pertanto occorrerebbe valutare se – al fine di evitare le distorsioni connesse alla profilazione piatta di tali impianti – possa costituire una misura idonea l'adozione di una profilazione convenzionale più aderente ai profili di immissione degli impianti di generazione, legata ad es. alla diversa tipologia di fonte.

- S17. Osservazioni sulle ipotesi di assegnazione delle responsabilità per l'installazione e manutenzione dei misuratori. Vedere commenti precedenti.
- S18. Osservazioni sulle ipotesi di assegnazione delle responsabilità per la raccolta, validazione e registrazione delle misure. Vedere commenti precedenti.
- S19. Osservazioni sull'ipotesi di impostazione generale del sistema tariffario per il servizio di misura nel NPR1.
- 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. Favorevole.
- S21. Osservazioni sulle ipotesi relative ai meccanismi di perequazione dei ricavi relativi al servizio di misura.

Regolazione tariffaria per l'utenza domestica, produttori, connessioni e ricarica veicoli elettrici

Tariffe per i produttori

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

Nessuna osservazione.

Tariffe usi di ricarica veicoli elettrici

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

Nessuna osservazione.

Obblighi informativi in capo al gestore del sistema di trasmissione e alle imprese distributrici per la determinazione delle tariffe di riferimento

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

Nessuna osservazione.