

## **RISPOSTA DI ENEL AL**

### **DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE 25 SETTEMBRE 2015**

#### **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–**

### **OSSERVAZIONI GENERALI**

Di seguito si riportano le osservazioni generali agli aspetti di maggiore rilevanza per Enel.

#### **1. Durata del periodo regolatorio**

In linea generale, la proposta di rinviare al 2020 l'avvio della regolazione tariffaria basata sul principio della spesa totale appare condivisibile in considerazione degli aspetti innovativi e della rilevanza del tema.

Non appare del tutto chiaro, tuttavia, quali elementi della regolazione tariffaria rimarranno costanti per 4 anni e quali invece per 8 anni.

#### **2. Osservazioni relative all'introduzione del rischio volume**

L'Autorità ha proposto l'introduzione, in via sperimentale e facoltativa, di schemi di determinazione del vincolo ai ricavi a copertura dei costi del servizio di distribuzione diversi dal vincolo attualmente in vigore determinato in funzione del numero dei punti di prelievo serviti dal distributore.

L'introduzione di tali schemi alternativi si inquadrerebbero nelle misure finalizzate al contenimento dei costi del servizio di distribuzione attraverso un'attenta selezione degli investimenti in un contesto in cui, secondo l'Autorità, l'emergere dei clienti prosumers o l'evoluzione dei sistemi di accumulo individuale potrebbero portare nel lungo periodo ad una riduzione nell'utilizzo delle reti.

Tali schemi alternativi sarebbero articolati prevedendo per ogni schema di vincolo una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito in modo da compensare, per un soggetto neutrale al rischio, il maggior rischio implicito nel relativo schema di vincolo.

In merito alla suddetta proposta e all'obiettivo generale che questa persegue, di seguito si riportano le osservazioni specifiche di Enel.

L'attuale schema di vincolo è stato introdotto a seguito di analisi di impatto della regolazione (AIR).

In particolare, l'Autorità valutò diverse opzioni e decise di adottare una tariffa di riferimento monomia funzione solo dei punti di prelievo dei clienti in quanto presentava il più alto punteggio in termini di: a) semplificazione amministrativa e trasparenza dei meccanismi tariffari; b) certezza e stabilità del flusso di ricavi del distributore; c) aderenza della tariffa ai costi sottostanti il servizio.

Tale opzione presentava invece un punteggio inferiore rispetto all'efficiente ripartizione tra clienti e distributori del cd "rischio volume".

Tale schema andrebbe quindi sostituito o modificato solo nel caso in cui la suddetta valutazione, che quattro anni fa ha portato alla sua adozione, venisse sovvertita da un rilevante cambiamento di contesto e priorità e/o da nuovi elementi nel frattempo intervenuti.

Enel ritiene invece che le motivazioni che hanno portato alla scelta dell'attuale schema di vincolo siano tutt'altro che superate.

Enel quindi non condivide l'introduzione del rischio volume e al contrario ritiene, in considerazione del perdurare della crisi economica e della rilevante incertezza sulle dinamiche future, siano da privilegiare in misura maggiore rispetto a quattro anni fa, soluzioni nelle quali il rischio volume per il distributore sia quanto più possibile ridotto (come nell'attuale schema) se non annullato del tutto.

Pertanto, come si evince anche dal report finale **Ref E, Mercados, indra<sup>1</sup> preparato per la Commissione Europea**, in **quasi tutti gli Stati Membri il rischio volume è completamente sterilizzato**: *"in most Member States tariff adjustments during the regulatory period are allowed in order to hedge distributors for volume risk, i.e. from the risk that demand for distribution services turn out to be lower or higher than the level assumed when the tariff parameters are set."*

Le ragioni alla base di una posizione di netta contrarietà all'introduzione di rischio volume sono inoltre:

---

<sup>1</sup>Study on tariff design for distribution systems disponibile sul sito della Commissione Europea al link [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final\\_revREF-E.PDF](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final_revREF-E.PDF)

- la priorità di assicurare certezza e stabilità dei ricavi tariffari riconosciuti al fine di sostenere gli investimenti pianificati nei prossimi anni;
- la mancanza di leve a disposizione del distributore per la gestione delle variabili di scala sulle quali viene definito il vincolo di ricavo;
- la quota molto limitata (tra il 5-10%) di nuovi investimenti per l'adeguamento al carico (e quindi potenzialmente differibili);
- l'impossibilità di differire tutti gli altri investimenti, la cui quota prevalente è obbligatoria e guidata da driver esterni all'impresa come, ad esempio, le connessioni degli impianti di produzione, gli allacciamenti clienti finali, etc...

Con riferimento al primo aspetto, Enel evidenzia che il distributore, in quanto operatore infrastrutturale regolato, ha una forte esigenza riguardo la certezza del riconoscimento dei costi sostenuti per lo svolgimento del servizio di distribuzione e non ritiene opportuno introdurre un maggiore rischio connesso alla previsione dell'andamento delle variabili di scala sottostanti il vincolo di ricavo.

Peraltro, l'aleatorietà che circonda la stima delle suddette variabili è oggi particolarmente elevata in considerazione:

- della profonda incertezza sullo scenario macroeconomico italiano e in generale europeo;
- dell'impatto che la modifica di alcune regole potrà determinare sulle variabili stesse, come, ad esempio, l'imminente riforma della tariffa domestica e la possibilità per il cliente di scegliere di ottimizzare la potenza impegnata senza peraltro il pagamento del diritto fisso spettante al distributore per un periodo ancora da definire.

La proposta di introduzione del rischio volume appare inoltre intempestiva in quanto si colloca in un momento particolarmente critico con una probabile diminuzione dei ricavi tariffari riconosciuti nel prossimo periodo regolatorio.

Con riferimento al secondo aspetto, ribadiamo quanto già espresso in sede di risposta al DCO 5/2015, ovvero che il distributore non possiede strumenti che possano condizionare il livello delle variabili di scala. Peraltro, la normativa primaria in materia di efficienza energetica ha posto a carico del distributore un obbligo di riduzione dei consumi energetici che agirebbe a sfavore del distributore stesso se fosse implementata la proposta

dell'Autorità di introdurre un rischio volume dipendente, anche se marginalmente, dall'energia distribuita.

Con riferimento invece all'entità degli investimenti differibili e, in generale, sulla necessità di una maggiore selettività degli stessi, anche in ottica di futura regolazione basata sui Totex, si evidenzia una netta differenza tra il servizio di distribuzione e trasmissione.

Gli investimenti nella rete di trasmissione non sempre presentano un carattere prettamente obbligatorio e sono pertanto definiti anche sulla base di indicatori di costo-beneficio e criteri generali di sviluppo della rete.

Gli investimenti nella rete di distribuzione invece sono in larga misura guidati da driver esterni (adeguamenti alle prescrizioni di legge, richieste di connessione di produttori, nuovi allacciamenti dei clienti finali, aumenti di potenza, etc..) e costituiscono pertanto un obbligo per il distributore.

L'introduzione, quindi, di una regolazione che incentivi una maggiore selettività non appare per la distribuzione essere una priorità tale da anticipare, attraverso una maggiore flessibilità degli schemi per la determinazione del vincolo dei ricavi, la futura regolazione basata sulla spesa totale.

D'altra parte, a conferma di ciò, si evidenzia che gli investimenti del distributore legati all'adeguamento del carico e, quindi, potenzialmente differibili, rappresentano una quota minima degli stessi (tra il 5% e il 10% del totale).

Evidenziamo infine che, allo stato dell'arte, il rischio di inutilizzo futuro della rete appare ancora piuttosto remoto specie con riferimento alla clientela diffusa, e che, come peraltro sostenuto anche dall'Autorità, sono maggiormente probabili scenari con importanti investimenti, sia tradizionali che innovativi.

### **3. Proposte di estensione del trattamento orario**

Le proposte contenute nel presente DCO di estensione del trattamento orario a tutte le utenze BT non domestiche, a tutti i produttori e ai clienti domestici cd prosumers andranno valutate anche in considerazione della richiesta dati in corso.

In particolare, considerato l'impatto della proposta, andranno valutate con attenzione le condizioni di fattibilità, i costi, le modalità e la tempistica necessaria alla riprogrammazione dei misuratori anche e soprattutto in vista del processo di installazione del nuovo contatore previsto nei prossimi anni.

## SPUNTI PER LA CONSULTAZIONE

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

Si rimanda alle osservazioni di carattere generale

### **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 dell'Autorità

### **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.**

Si rimanda alle osservazioni di carattere generale sul rischio volume

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

Si condivide la proposta dell'Autorità

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

Si condivide l'azzeramento della quota energia della tariffa obbligatoria dei clienti non domestici al fine di stabilizzare il gettito in ottica di minimizzazione della perequazione dei ricavi di distribuzione

### **S13. Osservazioni sulle ipotesi relative ai meccanismi di perequazione.**

Non si hanno osservazioni in merito

**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.**

Si evidenzia che le tempistiche previste dal TIV sono allineate rispetto a quelle attualmente previste dal TIT e oggetto di proposta di modifica. In caso in cui l'Autorità decidesse di cambiare le tempistiche di invio dei dati e di versamento/erogazione alla CCSE/imprese previste dal TIT si introdurrebbe quindi un disallineamento e non una coerenza con quelle previste dal TIV.

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

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

Con riferimento ai punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale, si precisa quanto segue.

Non si condivide la proposta dell'Autorità di prevedere il passaggio della responsabilità della raccolta, validazione e registrazione delle misure a Terna per le motivazioni di seguito evidenziate.

Il tasso di insuccesso relativo alla rilevazione mensile delle misure nei punti di interconnessione con Terna è dipendente anche da fattori esogeni alla responsabilità del distributore.

Pertanto, si evidenzia che la percentuale di messa a disposizione delle misure mensili entro la scadenza, per i punti dei quali Terna ha già la responsabilità di rilevazione (circa 800 punti) risulta essere sensibilmente inferiore rispetto a quella che Enel Distribuzione registra per le misure in cabina primaria e che mette a disposizione della stessa Terna.

Enel fa presente che entro il giorno 20 di ogni mese mette a disposizione di Terna una percentuale prossima al 100% delle misure rilevate nelle cabine primarie e che, inoltre, entro il 5° giorno lavorativo del mese, la percentuale di messa a disposizione da parte di Enel Distribuzione è superiore di oltre 6 punti rispetto a quella di Terna nei confronti di Enel Distribuzione per i punti per i quali rileva le misure.

Pur ammettendo, come segnalato nel documento, che possano esservi errori nelle misure inviate dai distributori a Terna, riteniamo pretestuoso ipotizzare che tali errate misurazioni siano il risultato di una condotta opportunistica da parte dei distributori.

Si fa presente che le rettifiche di congruaggio CTR sono di ammontare trascurabile attestandosi su una percentuale di circa lo 0,04% dell'energia (dato 2014). Si segnala inoltre che la sottomisurazione evidenziata anche nel resoconto dell'indagine conoscitiva è una naturale conseguenza del fatto che, nel caso di gruppi di misura a inserzione indiretta, ovvero in cui la misura dell'energia avviene tramite interposizione di trasformatori di tensione e di corrente:

- l'incidenza dei guasti ai misuratori, che possono produrre errori in aumento o in diminuzione delle quantità misurate, è statisticamente inferiore rispetto a quella dei guasti degli altri componenti del complesso di misura;
- il guasto o la disconnessione in un qualsiasi componente del circuito di misura (trasformatori di tensione di corrente, cavetteria) determina normalmente una sottomisurazione dell'energia.

In tal caso, il cambio di soggetto che effettua le rilevazioni non farebbe venire meno tale errore.

Riteniamo, infine, che sia più opportuno mantenere la responsabilità della rilevazione e registrazione delle misure in capo al distributore anche per ragioni gestionali e di sicurezza.

Nella maggior parte dei casi, infatti, i misuratori sono posizionati all'interno dell'edificio servizi delle cabine primarie di proprietà del distributore e i trasformatori di tensione e di corrente sono posti sul lato MT del trasformatore AT/MT e, talvolta in comune con le protezioni di macchina e di montante.

Il primo aspetto citato introduce considerazioni circa il rispetto degli obblighi previsti per la Prevenzione Rischio Elettrico, con conseguente aumento di costi, tempi e complessità gestionali; il secondo aspetto rende necessaria l'individuazione di eventuali responsabilità nell'esercizio della rete e nella continuità del servizio elettrico.

Con riferimento a quanto indicato nel paragrafo 17.28, si precisa che alcune anomalie di funzionamento dei misuratori possono essere segnalate direttamente dal sistema di telegestione, mentre altri errori non sono intercettabili dal sistema di telegestione ma vengono individuati attraverso verifiche innescate dai nostri operatori che eseguono il processo di validazione. Pertanto, qualora tale attività uscisse dal perimetro di

competenza del distributore, non sarebbe possibile eseguire tempestivamente le attività di verifica.

Enel è in ogni caso disponibile a fornire a Terna, anche tramite flusso automatico, l'esito di ogni verifica, mirata o periodica, eseguita sui misuratori installati nei punti di interconnessione.

Enel ritiene accettabile l'attribuzione di ulteriori diritti a Terna circa l'accesso ai punti di misura per controlli di corretto funzionamento, fatto salvo quanto sopra esposto in merito all'accesso in sicurezza presso i nostri impianti.

**S19. Osservazioni sull'ipotesi di impostazione generale del sistema tariffario per il servizio di misura nel NPR1.**

Non si hanno osservazioni in merito

**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.**

Enel condivide la proposta di accorpamento degli elementi relativi alla copertura dei costi rispettivamente di raccolta e validazione-registrazione delle misure.

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

Enel ritiene fondamentale l'introduzione, citata nel documento di consultazione, di meccanismi di integrazione dei ricavi a fronte della sostituzione anticipata dei misuratori rispetto al termine della vita utile.

Il salto tecnologico derivante da una sostituzione massiva dei contatori, concentrata in pochi anni e non dipendente dal termine della vita utile degli stessi apporterebbe numerosi vantaggi.

In primo luogo si segnala che una sostituzione del misuratore a fine vita utile non è sempre possibile, in quanto il tasso di sostituzione è influenzato anche da fenomeni di gestione utenza (guasti, malfunzionamenti etc.) che sono presenti indipendentemente dall'anno di installazione del misuratore.

La sostituzione massiva consente una pianificazione dell'attività di sostituzione del contatore più efficiente rispetto alla pianificazione coordinata con il fine vita regolatoria dei contatori: la sostituzione a fine vita regolatoria presenta, infatti, dei costi di sostituzione



unitari maggiori, in quanto non sarebbe possibile sfruttare le economie di scala derivanti da contratti di installazione massiva. Inoltre, la sostituzione massiva, permetterebbe di cogliere in anticipo e più diffusamente i benefici derivanti dal passaggio verso le nuove tecnologie, mettendo a disposizione della clientela un sistema evoluto, con la possibilità di ottenere nuovi servizi di customer awareness, apportando benefici al sistema elettrico nel suo complesso. In assenza di installazione massiva si avrebbero per un lungo periodo due contatori di diversa generazione aventi performance tecniche diverse e un'iniqua disponibilità di servizi nei confronti del consumatore finale.

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

Si condividono gli orientamenti dell'Autorità

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

Affinché la mobilità elettrica possa dare un contributo importante al perseguimento degli obiettivi comunitari di decarbonizzazione e di efficienza energetica è fondamentale che il suo sviluppo sia supportato nel nostro Paese attraverso adeguate iniziative incentivanti.

Allo stato attuale infatti, come evidenziato nel documento per la consultazione, la diffusione della mobilità elettrica è ancora scarsa nonostante le diverse iniziative di sostegno messe in campo dall'Autorità.

In particolare per quanto riguarda **la ricarica dell'auto elettrica in ambito privato**, evidenziamo che quanto espresso nel documento di consultazione e cioè il fatto che a valle della riforma della tariffa dei clienti domestici verrà meno la necessità di un secondo punto di prelievo dedicato (e quindi l'applicazione della tariffa di trasporto meno incentivante già prevista per gli "altri usi diversi dall'abitazione") vale solo per i clienti domestici che ricaricano l'auto elettrica utilizzando lo stesso punto di fornitura dell'abitazione principale.

È fondamentale a nostro avviso, al fine di favorire quanto più possibile la diffusione dell'auto elettrica, che sia prevista anche nei casi di ricarica privata effettuata tramite un punto di prelievo distinto dall'abitazione (ad esempio, all'interno di un box con un punto di fornitura dedicato in quanto separato dall'abitazione) l'applicazione di tariffe più favorevoli rispetto a quelle attuali (e cioè a quelle previste per gli "usi diversi dall'abitazione").

Evidenziamo che l'utilizzo di un secondo punto di prelievo distinto da quello principale presenta il vantaggio di consentire l'ottimizzazione da parte del distributore del livello di

potenza prelevato dal cliente in occasione della ricarica del veicolo elettrico, consentendo una gestione più efficiente della rete stessa.

Con riferimento alla **ricarica pubblica** ricordiamo che le recenti analisi eseguite all'interno del progetto Green eMotion finanziato dalla Commissione Europea, hanno evidenziato che nelle condizioni attuali del mercato e per i prossimi 5 anni la ricarica in ambiente pubblico costituisce un'attività non remunerativa per un investitore di mercato.

Per tali ragioni riteniamo che, **almeno in una fase iniziale, il modello Distributore costituisca un passaggio necessario** per assicurare un'adeguata diffusione della mobilità elettrica sul territorio nazionale. Ricordiamo che il Modello Distributore, oltre a non essere in contrasto con la normativa comunitaria, presenta diversi vantaggi tra cui la possibilità di **realizzare un sistema di ricarica interoperabile diffuso territorialmente su larga scala, senza che ciò impedisca lo svolgimento del servizio di ricarica in un contesto di mercato aperto alla concorrenza**. Il Modello Distributore può consentire una diffusione della mobilità elettrica non solo nelle aree metropolitane, ma anche nelle aree extraurbane o in località remote e scarsamente popolate laddove nessun operatore sarebbe disposto a sopportare le diseconomie connesse alla gestione di tale servizio.

**Evidenziamo inoltre che il suddetto modello consente di gestire in modo integrato la rete di distribuzione elettrica e le infrastrutture di ricarica**, evitando sovraccarichi della rete, con evidenti vantaggi di costo complessivo per il sistema elettrico.

Tuttavia, affinché il Modello Distributore possa continuare ad esistere (almeno in una prima fase) è necessario **che sia mantenuta l'attuale tariffa monomia fissata dall'Autorità per la ricarica pubblica a partire dal 1° gennaio 2011**. Non condividiamo pertanto la sua rimozione tra 4 anni e l'applicazione della ordinaria tariffa prevista per la tipologia di utenza BT altri usi. Ricordiamo, infatti, che la presenza di una quota fissa e di una quota potenza (come avviene nel caso delle ordinarie tariffe UDA BT) pone per il distributore problemi di ripartizione di tali componenti tra i diversi utilizzatori che potrebbero connettersi all'infrastruttura di ricarica, in quanto non è possibile prevedere i profili di assorbimento dei diversi soggetti.

Per quanto riguarda infine i **punti di ricarica veloce**, occorre fare un'attenta valutazione in merito alla possibilità di prevedere anche in tali casistiche tariffe dedicate. Si tratta infatti di sistemi caratterizzati da livelli di potenza molto elevati proprio per consentire un servizio di ricarica in tempi brevi.

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

Enel non condivide l'introduzione di una indennità amministrativa (dell'ordine dell'1% della variazione dei ricavi derivante dalla rettifica) in caso di richiesta di rettifica dei dati comunicati dalle imprese di distribuzione. Si potrebbe al più prevedere un'indennità dopo un certo numero di rettifiche significative.