

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

Prot. IR004346-2015-P

Genova, 4/12/2015

Inviata tramite sito internet Autorità per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico

**Oggetto: Invio 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".**

Spett.le Autorità,

Si trasmettono in allegato le osservazioni al documento di consultazione in oggetto.

Distinti saluti,



Ing. Alessandro Cecchi

Responsabile Affari Regolatori Gruppo Iren

Allegato: Osservazioni Gruppo Iren al DCO 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"

**Sede Legale**

Via Nubi di Magellano, 30  
42123 Reggio Emilia  
Tel. +39 0522 2971  
Fax +39 0522 286246

**Uffici di Torino**

Corso Svizzera 95  
10143 Torino  
Tel. +39 011 4098111  
Fax +39 011 0703598

**Uffici di Genova**

Via SS. **Giacomo** e Filippo, 7  
16122 Genova  
Tel. +39 010 558115  
Fax +39 010 5586348

**Uffici di Parma**

Strada S. Margherita, 6/A  
43123 Parma  
Tel. +39 0521 2481  
Fax +39 0521 248262

**Uffici di Piacenza**

Strada Borgoforte, 22  
29122 Piacenza  
Tel. +39 0523 5491  
Fax +39 0523 615297

**Allegato: Osservazioni Gruppo Iren al  
DCO 544/2015/R/COM “CRITERI PER LA DEFINIZIONE DELLE TARIFFE PER  
L’EROGAZIONE DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA  
DELL’ENERGIA ELETTRICA NEL QUINTO PERIODO REGOLATORIO”**

Nel corso degli ultimi quindici anni il quadro regolatorio si è dimostrato adeguato ad attrarre gli ingenti investimenti necessari all’ammodernamento della rete elettrica italiana, a indurre i gestori a comportamenti efficienti e a migliorare la qualità dei servizi a rete: nel complesso, dall’avvio della regolazione sono stati investiti oltre 18 miliardi di euro nella distribuzione a fronte di una riduzione dell’incidenza della componente “costi di rete” sul prezzo dell’energia applicato al cliente finale del 9% in termini nominali.

Per quel che concerne la distribuzione, il sistema regolatorio dell’Autorità e le capacità tecniche degli operatori hanno consentito un’importante riduzione dei costi operativi delle imprese di settore e miglioramenti significativi della qualità del servizio, tanto che l’Italia si colloca oggi tra i paesi europei più efficienti, con costi medi di distribuzione per utente inferiori rispetto a tutti i competitor europei.

E’ importante quindi che tale percorso possa procedere anche nel V periodo regolatorio a condizioni, chiaramente, non penalizzanti per l’operatore.

Considerando l’importante passaggio ai totex nel NPR2 per i principali DSO (2020-2023), si ritiene opportuno proporre la limitazione di eventuali modifiche significative (tra cui quelle relative ai costi operativi, come meglio indicato in seguito) in quanto, esplicando i loro effetti su un periodo di tempo troppo limitato, potrebbero produrre effetti distorsivi.

Di seguito la risposta agli spunti di consultazione.

## **S1. Osservazioni in merito alla durata del periodo regolatorio**

Non si rilevano particolari criticità circa l'allungamento della durata a 4+4 anni, che anzi offre maggiore stabilità regolatoria ed un migliore allineamento con l'orizzonte di investimento dell'operatore.

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

Si condivide l'allineamento tra la durata della regolazione tariffaria e quella della qualità.

In merito allo standard sul numero massimo annuo di interruzioni lunghe e brevi per gli utenti MT (punto 5.4 DCO), si segnala la necessità per i DSO di conoscere in dettaglio l'eventuale individuazione di possibili nuovi gradi di concentrazione (zone geografiche "industrializzate").

Non appare del tutto chiaro, nei totex nel NPR2, il trattamento della regolazione della qualità del servizio (punto 5.5 DCO).

In merito alla regolazione sperimentale delle interruzioni con preavviso con origine MT o BT (punto 5.6 DCO), si segnala che eventuali disservizi per investimenti nelle colonne montanti dei condomini (punto 22.7 DCO) occorre siano scorporati dai conti di tale regolazione sperimentale. In caso contrario, un DSO che investe nelle colonne si troverebbe di contropartita penalizzato nella regolazione delle relative interruzioni.

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

Nessuna considerazione.

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

Come già indicato, il passaggio ai totex dal 2020 suggerisce l'opportunità di limitare il numero e la portata di modifiche regolatorie che riguarderebbero prevalentemente il quadriennio 2016-2019.

In merito agli oneri per assicurazioni (punto 7.4 DCO), si segnala l'opportunità di prevederne il riconoscimento, in continuità con quanto previsto nel IV periodo regolatorio (si veda punto 19.6 della AIR al TIT 4PR). In subordine si richiede ad AEEGSI di riconoscere i costi almeno delle assicurazioni legate allo svolgimento delle attività proprie del DSO.

In merito invece ai costi per l'incentivo all'esodo dei dipendenti (punto 7.9 DCO) si ritiene opportuno prevederne il riconoscimento a) in caso anche di solo accantonamento, oppure b) nella misura della movimentazione del fondo, per esborso, negli anni anche successivi al 2014; diversamente si causerebbe una penalizzazione per le società che hanno realizzato piani di incentivi all'esodo con attuazione successiva al 2014.

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

Una continuità regolatoria è peraltro ragionevole dal momento che la stessa AEEGSI considera plausibile un'eventuale assenza di maggiori efficienze del 4PR, prevedendo eventuali verifiche e approfondimenti per analizzare le cause di eventuali incrementi del COE rispetto ai COR (punto 7.15): discutere di come anticipare il recupero di efficienze che forse non vi sono neanche state appare evidentemente inopportuno. Per tali ragioni, si richiede ad AEEGSI che il livello di x-factor sia definito considerando un contributo estremamente contenuto (se non nullo) di recupero delle dubbie maggiori efficienze del 4PR.

In condizione di indisponibilità di informazioni puntuali sull'x-factor, si può solo esprimere generale contrarietà circa le ipotesi proposte sul profit-sharing (punti 8.6 e 8.7 del DCO), in quanto entrambe rappresenterebbero una discontinuità rispetto alla situazione attuale:

- in un caso, il recupero delle maggiori efficienze avverrebbe nella metà del tempo;
- nell'altro, il recupero avverrebbe nello stesso tempo, ma con effetto estremamente penalizzante nel primo anno.

Dal momento che la prevista introduzione dei Totex tra soli 4 anni comporterebbe impatti anche sulla componente opex, nel rispetto del principio di continuità regolatoria, si richiede il mantenimento dell'attuale regola, dunque il recupero in 8 anni al 50-50.

In merito all'aggregazione dei costi legati alla gestione delle infrastrutture di rete e alle attività di commercializzazione ed al riconoscimento puntuale di entrambe le voci di costo di capitale per Impresa (punti 8.11 e 30.3), si suggerisce l'opportunità di trattamento in analogia alle altre categorie di costo. Sulla commercializzazione del trasporto, dopo un necessario periodo transitorio, nel 2012 si era giunti alla determinazione dei costi riconosciuti per le imprese che

erogano il servizio in modalità separata basata sul dato medio nazionale delle imprese che operano secondo tale modalità (punto 23.4 relazione AIR al TIT 4PR).

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

Si apprezza la conferma del calcolo puntuale della maggiorazione dell'1% del tasso di remunerazione sul valore netto degli investimenti entrati in esercizio nel 2012-2014 (punto 10.4.a) per le imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo.

Non si condivide invece la proposta di superare il regulatory lag riconoscendo solo la remunerazione del 100% degli investimenti di preconsuntivo dell'anno t-1 e non anche delle loro quote di ammortamento (punto 10.1 del DCO).

Il riconoscimento di tali quote, infatti, è necessario per giungere a una soluzione che consenta il superamento della maggiorazione forfettaria dell'1% e il ritardo regolatorio senza tuttavia comportare un eccessivo impatto economico/finanziario per i DSO; infatti l'atteso calo del tasso di remunerazione infatti provocherebbe minore disponibilità di risorse finanziarie per la realizzazione degli investimenti e pertanto la proposta di riconoscere anche la quota di ammortamento con time lag di 1 anno risulta alquanto auspicabile.

Si esprimono invece forti perplessità sulle possibili penali automatiche previste nel caso di RAB a consuntivo minori di oltre il 5% di RAB a preconsuntivo (punto 10.12).

Si vuole in proposito evidenziare che la comunicazione del preconsuntivo t-1 indicativamente nel mese di ottobre dell'anno t-1 è di fatto una novità per il settore elettrico e pertanto comporterà necessari maggiori affinamenti contabili per disporre, in anticipo rispetto alla chiusura dell'esercizio, di dati attendibili.

Per tale ragione, si chiede la disponibilità degli uffici a valutare, in luogo di tali penalità, verifiche dei soli scostamenti, con eventuali approfondimenti solo ove necessari.

Con riferimento invece alle tempistiche di pubblicazione delle tariffe di riferimento definitive dell'anno t solo entro il 31 marzo dell'anno t+1 (punto 10.15.c del DCO), si ritiene che tale data sia eccessivamente lontana nel tempo.

La scadenza proposta, infatti, comporterebbe incertezza nella chiusura dei bilanci, che considerando i necessari tempi tecnici contabili dovrebbero essere chiusi o con la tariffa di riferimento provvisoria o con ulteriori stime degli uffici interni per avvicinarsi a quella di riferimento definitiva non ancora disponibile.

Pertanto, nuovamente in analogia con quanto già avviene per il settore gas, si richiede che il termine del 31 marzo dell'anno t+1 sia anticipato al 28 febbraio dello stesso anno.

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

Non si rilevano particolari criticità sull'ipotesi di accorpamento delle tipologie di cespiti indicate al punto 11.7 del DCO.

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

In merito all'allungamento delle vite utili di alcune infrastrutture di rete, si ritiene che le vite utili proposte di 35 anni e 40 anni rispettivamente per le prese MT-BT e per i trasformatori AT non appaiono tecnicamente ragionevoli, essendo l'attuale vita utile di 30 anni già adeguata.

Nel caso l'Authority intenda allungare comunque le vite utili dei cespiti, considerando le peculiarità delle tipologie sopraesposte, si richiede comunque che tali asset siano gestiti separatamente dalla tipologia cui appartengono (rispettivamente "Linee di media e bassa tensione, prese utenti" e "Stazioni elettriche e cabine primarie") e possano mantenere le loro attuali vite utili senza gli allungamenti proposti.

In subordine, le disposizioni circa l'allungamento delle vite utili dovrebbero trovare applicazione solamente a partire dagli investimenti effettuati dal 2016, onde non pregiudicare il business plan degli investimenti effettuati sino all'anno 2015.

Si apprezza il mantenimento delle attuali vite utili delle tipologie di cespiti che più dovrebbero essere interessate dai processi di innovazione in logica smart grid (punto 11.9). In proposito, si richiede di esplicitare quali cespiti siano da considerare smart.

Inoltre va considerato come l'allungamento delle vite utili potrebbe comportare penalizzazioni fiscali a carico dei DSO.

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

Come già espresso in precedenza, in considerazione del futuro passaggio ai totex e quindi della transitorietà delle regole del prossimo quadriennio, si suggerisce il mantenimento dell'attuale quantificazione parametrica del Capitale Circolante Netto all'1% del valore complessivo delle immobilizzazioni nette.

#### **S10. Osservazioni in merito ai criteri per la fissazione del parametro $\beta$ .**

In merito al gearing (punti 14.8-14.9), benché si comprenda la logica di fondo di riallineare i livelli di gearing a quelli adottati dagli altri regolatori europei, si vuole segnalare che i diversi operatori possono avere situazioni specifiche anche notevolmente differenti dalla media; nel

caso specifico del nostro distributore, questi già da tempo ha valori di D/E ben al di sotto del valore definito dall'AEEGSI e dunque un futuro innalzamento di tale valore comporterebbe una ulteriore penalizzazione per la nostra realtà.

E' necessario comunque evidenziare la scarsa *disclosure* circa gli elementi che hanno portato l'Autorità a ritenere adeguato un range di  $\beta$ unlevered compreso tra 0,36-0,39.

Infine, considerata la maggiore centralità che il cliente avrà nel nuovo periodo regolatorio (a riguardo basti considerare il passaggio ad un approccio output based e l'implementazione dei sistemi di smart metering) si ritiene opportuno proporre la reintroduzione di uno specifico WACC per l'attività di misura.

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

Nessuna considerazione.

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

Nessuna considerazione.

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

Nessuna considerazione.

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

Nessuna considerazione.

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

Nessuna considerazione.

#### **S16. Osservazioni sui criteri generali per il riconoscimento dei costi di capitale relativi al servizio di misura.**

In merito alla conferma di riconoscimento dei costi di capitale basati sugli investimenti in misuratori elettronici BT effettivamente realizzati dalle singole imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo (punto 20.3), si vuole ricordare che il metodo di costruzione dell'attuale perequazione:

- va a premiare chi ha installato i misuratori prima delle tempistiche obbligatorie ex. del. 292/06;
- penalizza chi ha sostenuto costi più efficienti della media;
- è difficilmente quantificabile vista l'incidenza di variabili settoriali.

In considerazione di ciò, si auspica per il 5PR un miglioramento rispetto all'attuale formula che corregga le distorsioni precedentemente indicate.

Inoltre, non è chiaro se la nuova perequazione misura ingloberà anche l'installazione dei misuratori 2G o terminerà con la chiusura dell'installazione dell'1G. Infatti, l'eventuale inclusione dei misuratori 2G potrebbe replicare le distorsioni circa le tempistiche di sostituzione precedentemente evidenziate.

Si segnala apprezzamento per il mantenimento (anche nelle modalità) del meccanismo di integrazione dei ricavi di misura a copertura del costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con i misuratori elettronici ai sensi delle Direttive smart meter fino al 2027.

In proposito, si suggerisce ad AEEGSI di valutare nuove previsioni per obbligare la sostituzione del residuo di misuratori elettromeccanici ancora presenti. Ad esempio, si potrebbe applicare un corrispettivo a tantum in bolletta ai clienti titolari di pod con ancora i misuratori meccanici, di modo da motivarli alla sostituzione. Il meccanismo potrebbe essere simile a quanto già previsto per il CTS.

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

Nessuna considerazione.

#### **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.**

Non essendo progetti che consentono una concreta applicazione negli ambiti urbani e considerandone le difficoltà di pianificazione e realizzazione, non si hanno considerazioni da proporre.

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

In merito al rifacimento delle colonne montanti obsolete nei condomini, si apprezza l'impegno dell'AEEGSI nell'affrontare la tematica e in linea generale si concorda con l'orientamento dell'Autorità volto a favorire il rinnovo degli impianti interni agli stabili.

Tale rinnovo ha trovato e trova sempre parecchie difficoltà in quanto risulta nella maggioranza dei casi piuttosto invasivo poichè per il rinnovo dell'impianto del DSO sono necessarie opere



edili nelle parti comuni degli stabili. E' abbastanza evidente che per superare queste difficoltà si debbano trovare modalità per incentivare il cliente.

Nello specifico, rispetto a quanto proposto dall'Autorità al punto 22.7 del DCO, si segnala quanto segue per gli specifici punti:

1. si ritiene di scarsa efficacia l'inserimento di clausole contrattuali;
2. si condivide la proposta, e si richiede, vista le dimensioni dell'intervento, di aumentare a 5 anni la durata del piano di rinnovo;
3. il budget previsto oltre che per campagne di sensibilizzazione potrebbe essere utilizzato come contributo una tantum ai condomini interessati dal piano, per coprire almeno in parte le spese per le opere edili che il condominio stesso dovrebbe affrontare. Questo allo scopo di incentivare davvero i condomini a non ostacolare il rinnovo delle colonne, ravvisandone un qualche concreto beneficio in termini economici;
4. si concorda con l'impostazione di un regime di premi/penalità. Peraltro la possibilità di definire l'aumento di capacità complessiva nell'area urbana e di selezionare nel piano gli stabili più critici non è così semplice in quanto non esistono negli archivi dati tecnici di questo dettaglio. Sarebbe però possibile fornire report di avanzamento del piano in cui si evinca la capacità prima e dopo l'intervento nei singoli stabili. Nel caso di Torino vi sono circa 15.000 stabili e l'adeguamento richiederebbe investimenti consistenti (dell'ordine di decine di milioni di euro).

Si ricorda, inoltre, quanto già espresso allo spunto S2: eventuali disservizi per rinnovi di colonne montanti dei condomini occorre siano scorporati dal calcolo della regolazione sperimentale delle interruzioni con preavviso con origine MT o BT (punto 5.6 DCO), onde evitare di penalizzare il DSO.

Per quanto riguarda i progetti "smart city", riguardando di fatto solo pochissime realtà ed essendo calato sugli ambiti urbani, offre la possibilità di importanti sviluppi, per i quali sono necessari approfondimenti sia da parte degli operatori sia da parte dell'Authority.

Ad esempio, sarebbe importante poter arrivare a schede standard di definizione degli output, considerando la difficoltà per singolo DSO di determinare la quantificazione del metodo output-based.

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

Nessuna considerazione.

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

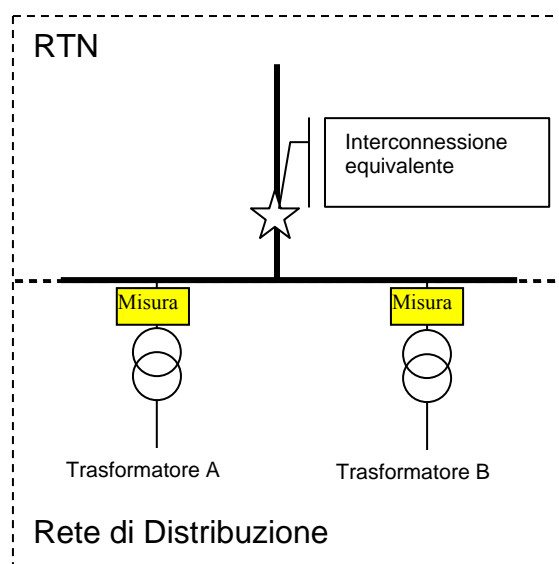
Con riferimento alla tariffa di trasmissione per le imprese distributrici, si rileva che non sono state recepite le approfondite e motivate proposte federali avanzate da Utilitalia nelle osservazioni al DCO 446/2015/R/eel (concetto di punto di interconnessione equivalente), che qui vengono nuovamente e dettagliatamente riproposte.

Riteniamo che sia corretto considerare il concetto di punto di interconnessione equivalente la cui potenza è calcolata sulla base del profilo di carico determinato in ciascun quarto d'ora come differenza tra l'energia immessa dai punti d'interconnessione con la rete di trasmissione nazionale, e l'energia prelevata dai punti medesimi punti. I valori energetici saranno corretti per

opportuni coefficienti per tener conto delle perdite sulle reti di distribuzione e rendere tali valori omogenei rispetto ad un determinato valore di tensione indipendentemente dalla posizione del misuratore, in analogia alla tabella 4 del TIS.

La procedura, molto simile a quella ad oggi applicata per il calcolo del PRA, sembrerebbe poter risolvere le criticità di seguito riportate e garantire una certa stabilità nei flussi di cassa, evitando eccessivi esborsi poi solo successivamente compensati con la perequazione. Anche al fine di intercettare le più recenti evoluzioni dei consumi, riteniamo preferibile che l'orizzonte temporale del driver sia triennale.

Il concetto di punto di interconnessione equivalente consente, se applicato ad una singola cabina primaria, di determinare l'effettivo impegno delle linee della RTN. Ad esempio si consideri il caso di una Stazione alimentata da una linea e alla cui sbarra siano presenti due trasformatori, come da figura seguente.



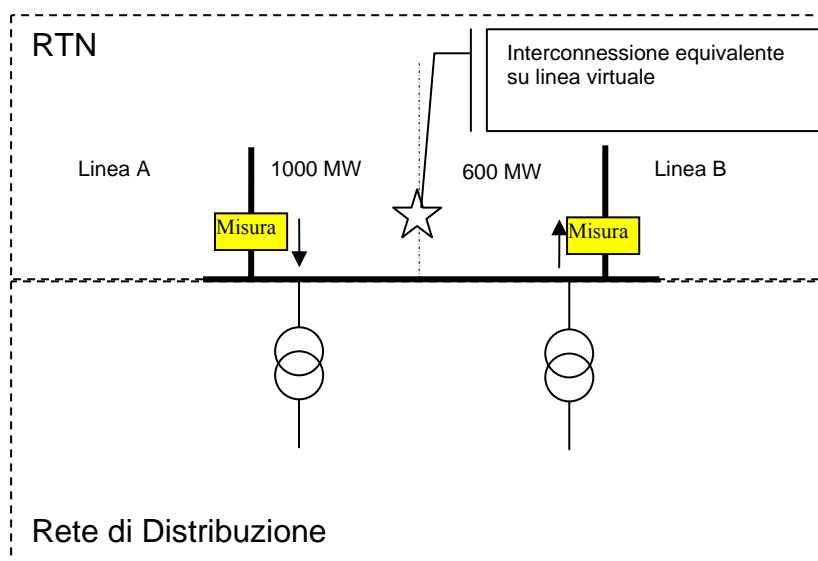
Ipotizziamo che le misure siano posizionate su ciascuno dei singoli trasformatori. Il valore di potenza determinato dalle singole misure risulterà maggiore, e solo in casi eccezionali, pari al valore che si sarebbe misurato sulla linea. Allo stato attuale vengono considerati come punti d'interconnessione le linee a valle della sbarra.

Rilevazione	Trasformatore A		Trasformatore B		Linea RTN (Punto equivalente A+B)	
	Energia kWh	Potenza kW	Energia kWh	Potenza kW	Energia kWh	Potenza kW
10:15	4.215,20	16.860,80	7.004,80	28.019,20	11.220,00	44.880,00
10:30	4.056,80	16.227,20	7.198,40	28.793,60	11.255,20	45.020,80
10:45	3.977,60	15.910,40	7.427,20	29.708,80	11.404,80	45.619,20
11:00	3.819,20	15.276,80	7.673,60	30.694,40	11.492,80	45.971,20
		16.860,80		30.694,40		45.971,20

*Il valore di potenza è determinato tramite il valore energetico di un quarto d'ora moltiplicato per quattro (Potenza prelevata TIT)*

La mancata contemporaneità dei picchi di prelievo rilevati nei singoli trasformatori, celle evidenziare, determina un maggior valore di potenza 47.555,20 kW (somma delle singole potenze massime dei trasformatori) rispetto alla potenza effettiva erogata dalla RTN di 45.971.20 kW.

Tale metodologia risulta particolarmente utile nel rappresentare l'impegno di potenza della RTN nei casi di alimentazioni tramite linee entra/esci come rappresentata nella figura sottostante.



Il contributo della RTN in questa configurazione è determinato dalla differenza tra le due misurazioni effettuate, energia entrante misurata dalla linea A al netto dell'energia uscente dalla linea B e viceversa, Il risultato ottenuto diviene equivalente alla misura posta su una unica linea alimentante la stazione. Ad esempio ipotizzando che il misuratore A rilevi 1.000 MW

erogati dalla linea A e contemporaneamente, il misuratore B rilevi 600 MW ricevuti da dalla linea B, l'apporto della RTN nei confronti della rete di distribuzione è pari a 400 MW.

Il medesimo concetto, esteso all'intero insieme dei punti d'interconnessione, un solo punto d'interconnessione per area di riferimento, consentirebbe di rendere trasparente l'assetto impiantistico di alimentazione della rete di distribuzione. Si consideri ad esempio una rete alimentata da due stazioni, (Configurazione A) e la medesima rete alimentata da una sola stazione (Configurazione B). A pari rete il carico totale, derivante dai prelievi dei Clienti, è il medesimo. Estremizzando si ipotizzi per semplicità che il carico si mantenga costante a 500 MW e che per la configurazione A i primi quindici giorni il carico totale sia soddisfatto da una stazione e i rimanenti quindici giorni dall'altra. Il valore di potenza risultante per la Configurazione A calcolata sulle singole stazioni sarà di 1000 MW contro i 500MW della configurazione B. L'adozione del punto d'interconnessione equivalente ricondurrebbe in termini di impegno complessivo delle reti entrambe le configurazioni ad un valore di potenza di 500MW evitando eventuali fattori perequativi.

Considerando infine che, per la determinazione mensile del Prelievo Residuo d'Area, viene applicata una analoga metodologia, si propone l'utilizzo di tale convenzione anche per la determinazione mensile delle quota potenza ed quota energia nel calcolo dei corrispettivi mensili a carico delle imprese distributrici.

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

In merito all'efficace intercettamento negli aggiornamenti annuali di variazioni nel livello dei costi del servizio per lo sviluppo delle interfacce con le imprese di vendita e per il SII (punto 30.9) si vuole richiamare l'attenzione dell'Authority sui previsti futuri rilevanti costi per:

- Implementazione del Sistema Indennitario;
- SII (es.: switching nel 2016);
- Standardizzazione delle fatture di trasporto e garanzie (CRDE, del. 268/2015/R/eel);
- Gestione delle interfacce dei produttori (TICA e Gaudi).

Inoltre, in considerazione dei cambiamenti nelle tariffe obbligatorie per le utenze domestiche in bassa tensione ai sensi del DCO 293/2015/R/eel (punto 31.1 del DCO) e dell'attuale già previsto e mantenuto meccanismo di acconto per le perequazioni di distribuzione e di trasmissione (punto 33.1 del DCO), si richiede per analogia l'estensione di tale meccanismo anche alla perequazione per i ricavi dei domestici.

In merito alle tariffe obbligatorie per le utenze non domestiche in bassa e media tensione (punto 31.3 del DCO), si segnala che il meccanismo non si semplifica se le componenti A e UC continuano a essere legate ai consumi. Si chiede pertanto l'intendimento futuro dell'Authority a questo proposito.

Per quanto riguarda le maggiorazioni delle perequazioni secondo modalità operative definite da CCSE in caso di colpa del DSO (punto 33.6 del DCO) si chiedono maggiori dettagli in merito.

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

Nessuna considerazione.

**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.**

Nessuna considerazione.

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

Nessuna considerazione.