
 Reggio nell' Emilia - ITALIA	Oggetto Consultazione ARERA 30 luglio 2019 No. 337/2019/R/eel Criteri per l'aggiornamento infraperiodo della regolazione infrastrutturale del servizio di trasmissione dell'energia elettrica	Documento e revisione BT044ARE 1
Spettabile Autorità, si fa riferimento al documento per la consultazione di cui all'oggetto, recante "Criteri per l'aggiornamento infraperiodo della regolazione infrastrutturale del servizio di trasmissione dell'energia elettrica", ed in qualità di comproprietari e gestori della porzione di RTN denominata SE Voghera 380 kV in titolarità della società di scopo Seasm Srl, si <p style="text-align: center;">PRESENTA</p> nel seguito, le proprie osservazioni nel merito di tale documento, <u>contestando in radice la ratio dell'unificazione della RTN</u> , dei meccanismi di promozione della stessa nonché delle potenziali inefficienze derivate dal mancato conseguimento di ciò. Si contesta, innanzitutto, il principio sancito al §12.8 mediante il quale <i>"l'Autorità intende rivedere ed aggiornare, entro il 31 dicembre 2020 con efficacia a valere dal 2021, i criteri di determinazione del canone annuale di cui al punto 12.4, relativamente ai soli soggetti titolari di RTN diversi da Terna S.p.A. e da società interamente controllate da Terna S.p.A., come già detto, con l'obiettivo di garantirne l'allineamento al valore effettivo delle infrastrutture in questione e con la finalità di decurtare dalle medesime la miglior stima delle inefficienze sistemiche connesse alla proprietà separata"</i> . Si contesta, nello specifico, quanto indicato come <i>"inefficienze sistemiche connesse alla proprietà separata"</i> , a loro volta rubricate nel §12.6 lettera b in almeno: <ul style="list-style-type: none"> a) costi amministrativi gestione convenzioni; b) maggiori costi emergenti, rispetto al caso di piena integrazione della proprietà; c) costi sistemici connessi con mancati interventi di sviluppo, derivanti da difficoltà gestionali causate dalla molteplicità di proprietà. 		
Si chiede, pertanto, a Codesta Spettabile Autorità di stralciare dalla Deliberazione in procinto di essere emessa il paragrafo 12, in quanto non sussistono, a ragione della scrivente - come di seguito argomentato, i sottostanti sui quali si regge l'esigenza di tale regolamentazione, in quanto: <ul style="list-style-type: none"> i. I soggetti titolari di RTN, diversi da società del gruppo Terna, sono quattro (§12.2 del DCO), non si vede pertanto come si possa enucleare dai costi complessivi di Terna imputati al settore regolato in Italia (oltre 400 Milioni di euro nel 2018, per come evincibile dal bilancio consolidato di Terna) quanto da questa sostenuto per la gestione amministrativa delle convenzioni. Non risulta tale esercizio possibile, anche volendo includere in codesti costi quelli relativi alla gestione degli interventi di sviluppo a carico del titolare di RTN diverso da Terna (nel caso di Seasm, costo zero dal 2004 - anno di entrata in servizio della SE 380 kV Voghera - ad oggi). Non si ravvede, ad ogni modo, una maggiore complessità (e conseguente spesa) di quella della gestione di un fornitore di servizi o di lavori; ii. Alla stessa maniera, l'Autorità è incaricata (Art. 36 comma 9 DLgs 93/2011) della vigilanza affinché i titolari di RTN operino in coerenza con i loro compiti nel caso di interventi di sviluppo, ma giova ricordare che tale verifica è comunque effettuata dall'Autorità nei confronti di Terna per ciascun intervento di sviluppo e non si colgono pertanto i maggiori costi derivanti da tale situazione; iii. Inoltre, la convenzione tipo, approvata con DM MICA 22 Dicembre 2000 stabilisce che (Art. 16 comma 1, come del resto riportato dal DCO al §12.4a) <i>"Il Gestore corrisponde al Titolare [...] un canone annuale a copertura dei costi delle attività di esercizio e di manutenzione degli impianti, degli ammortamenti e della remunerazione del capitale investito"</i>, e al successivo comma 2, sancisce che detto canone è a fronte degli obblighi posti a carico del titolare. Orbene, è previsto anche in convenzione che l'aggiornamento della componente fissa del canone sia aggiornabile, in quanto il comma 7 statuisce che <i>"I valori dei parametri si possono essere aggiornati durante il periodo regolatorio dall'Autorità"</i> - e non v'è chi non veda come tale previsione se applicata con effetto retroattivo rispetto agli accordi stipulati con Terna a norma di legge, andrebbe a modificare <i>ex tunc</i> gli equilibri economico-finanziari sottostanti degli accordi stessi - fermo restando che resterebbe comunque valida la previsione che detto canone sia a copertura dei costi enumerati al comma 1, che non diminuiscono in funzione dei maggiori costi di sistema (anche qualora fossero rilevabili e rilevanti) scaturiti dall'esistenza stessa di una porzione di rete in titolarità di terzi diversi da Terna, possibilità peraltro prevista dalla legge; iv. Si ricorda inoltre che, come correttamente osservato nell'ambito del documento di consultazione 3 Agosto 2005 (cui è scaturita la Delibera AEEG 73/06), se ci trovassimo di fronte ad una mancata cessione, l'attribuzione delle inefficienze attraverso una remunerazione ridotta delle infrastrutture comporterebbe una riduzione della copertura di costi corrispondenti all'esercizio e alla manutenzione e, quindi, potrebbe comportare detrimento alla sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale; v. Si aggiunge inoltre che, in tale precedente sessione, l'Autorità ha già sottoposto a consultazione la valorizzazione delle inefficienze derivanti dalla mancata unificazione della proprietà della RTN, chiedendo alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale SpA di quantificare <i>"i costi derivanti dalla mancata unificazione della proprietà della rete di trasmissione nazionale tenendo conto, almeno: a) dei costi amministrativi per la gestione delle"</i> 		

 Reggio nell' Emilia - ITALIA	<p>Oggetto</p> <p>Consultazione ARERA 30 luglio 2019 No. 337/2019/R/eel Criteri per l'aggiornamento infraperiodo della regolazione infrastrutturale del servizio di trasmissione dell'energia elettrica</p>	<p>Documento e revisione</p> <p>BT044ARE</p> <p>2</p>
	<p><i>eventuali convenzioni con soggetti terzi proprietari di porzioni di RTN; b) dei maggiori costi emergenti, rispetto al caso di piena integrazione della proprietà, ai fini della gestione operativa unitaria di un sistema di trasmissione composto da porzioni di rete ciascuna esercita da un diverso soggetto; c) di una stima dei potenziali costi sistemici connessi con mancati interventi di sviluppo derivanti da difficoltà gestionali dovute alla situazione di molteplicità della proprietà della rete di trasmissione nazionale.</i>”, che sono esattamente gli stessi criteri che oggi ci si trova ad analizzare con il documento di consultazione in oggetto. Il GRTN, a fronte di tale richiesta, ha però evidenziato che, <u>“qualora determinabili, i costi amministrativi per la gestione delle eventuali convenzioni con soggetti terzi proprietari di porzioni di rete di trasmissione nazionale sarebbero di entità estremamente ridotta; i maggiori costi emergenti, rispetto al caso di piena integrazione della proprietà, sarebbero di difficile determinazione a meno dell'adozione di meccanismi convenzionali”</u>. Questa assunzione è ancor più valida oggi come oggi, quando restano solo quattro titolari di RTN diversi da Terna;</p> <p>vi. Sempre nell'ambito della consultazione del 2005, è stato - di nuovo giustamente - osservato che <i>“nella maggior parte dei casi, le infrastrutture di rete di trasmissione nazionale non integrate in TERNA corrispondono ad infrastrutture fortemente associate ad impianti di produzione e di distribuzione in capo ai soggetti terzi, non inserite in dorsali principali della rete di trasmissione e la cui integrazione funzionale nella rete di trasmissione nazionale non ha mai implicato particolari problematiche, non risulterebbero particolari inefficienze a fronte della mancata integrazione di tali infrastrutture in un'unica società e proprietà”</i>.</p> <p>vii. Secondo l'Autorità, la molteplicità di proprietà genererebbe difficoltà gestionali degli interventi di sviluppo e conseguenti costi di sistema: giova - prima di tutto - evidenziare di come non si possa ascrivere al summenzionato titolare di RTN alcuna difficoltà gestionale in relazione ad interventi di sviluppo: anzi, si ricorda di come già dal 2002 i piani di sviluppo, del GRTN prima e di Terna poi, trattavano dell'ampliamento della stazione di Voghera per consentire la connessione di una nuova linea 380 kV ST fra Voghera e La Casella, subordinata alla realizzazione delle centrali di Voghera da parte di Voghera Energia (realizzata), Casei Gerola da parte di Edison (non realizzata) e Ferrera Erbognone di Enipower (realizzata), oltre che della linea 380 kV da parte di Terna (non realizzata). Nonostante due centrali su tre siano state effettivamente realizzate, tale intervento di sviluppo non si è mai concretizzato in RdO da parte del Gestore, né tantomeno in contrattazione per la modifica della convenzione. Esempio con il quale si nota che le difficoltà gestionali di una infrastruttura pendente da almeno 17 anni non possono essere, pertanto, imputate al titolare;</p> <p>viii. Ad ogni modo, si sta parlando di soli quattro soggetti, tutti di innegabile elevato profilo, non aventi reti fra loro connesse (oltretutto Megareti, Arvedi e Seasm con 1 impianto, almeno per quanto consta a chi scrive): si fatica a comprendere dove potrebbero insorgere complessità dovute alla frammentazione della proprietà. Anche volendo prescindere da questo, non si ravvede alcun ulteriore onere che non si avrebbe nel caso in cui l'unico proprietario della RTN affidasse i lavori di costruzione di una nuova infrastruttura di rete a una società terza. Anzi, allo stato attuale, Terna si dovrebbe interfacciare con un unico soggetto (il titolare di RTN che ha la responsabilità complessiva dell'intervento) e non con una pluralità di imprese con tutte le alee di rischio connesse;</p> <p>ix. A ciò aggiungasi che, nel caso di affidamento dei lavori di ampliamento della RTN al soggetto proprietario, in base alle vigenti norme, Terna stipulerebbe una convenzione con questo, che prevede tempi e costi dell'intervento, ma anche sanzioni per i ritardi e soprattutto possibilità di porre in essere interventi prescrittivi e sostitutivi. Ne consegue che Terna ha, allo status quo, tutti gli strumenti per ribaltare detti costi sul titolare, come li avrebbe in caso di esecuzione in danno nei confronti di appaltatori, con però le aggravanti sopra menzionate;</p> <p>x. Ed ancora, si comprende la preoccupazione dell'Autorità per la mancata realizzazione di opere di interesse strategico per il Paese (sarebbe stato utile avere lo storico del numero di casi in cui i quattro titolari attuali non hanno adempiuto agli interventi di sviluppo, corredato dei relativi costi sistemici), ma non si coglie - comunque - la ratio per la quale, data l'estrema importanza delle opere, si penalizzi a prescindere chi le deve realizzare e gestire. Sarebbe come se gli appaltatori di un'opera strategica ricevessero una remunerazione ridotta ex ante, in ragione appunto dell'importanza dell'opera.</p> <p>Si auspica, in conclusione, di aver compiutamente espresso le motivazioni per le quali il mantenimento della attuale pluralità di titolari di RTN non porti alcun danno, inefficienza o maggiore onere per il sistema. Si resta comunque a disposizione per meglio approfondire ed argomentare le suddette tesi nelle sedi che Codesta Autorità riterrà più opportune.</p> <p>Reggio nell' Emilia, 20 Settembre 2019</p>	