

**Osservazioni di Eni S.p.A. al documento per la consultazione dell’Autorità per  
l’Energia Elettrica e il Gas del 18 dicembre 2014**

**(atto n. 644/2014/R/eel):**

**“COMPLETAMENTO DEL QUADRO DEFINITORIO IN MATERIA  
DI RETI ELETTRICHE E REGOLAZIONE TRANSITORIA DEI  
SERVIZI DI CONNESSIONE, MISURA, TRASMISSIONE,  
DISTRIBUZIONE, DISPACCIAMENTO E VENDITA NEL CASO DI  
RETI ELETTRICHE PRIVATE (RIU E ALTRE RETI PRIVATE)  
ORIENTAMENTI FINALI”**

San Donato Milanese, 9 febbraio 2015

## **CONSIDERAZIONI GENERALI**

Eni accoglie con favore la pubblicazione del presente documento, auspicando che possa costituire un passaggio decisivo nel completamento del quadro regolatorio applicabile alle reti private - e alle Reti Interne di Utenza (RIU) in particolare – secondo quanto già stabilito dalla normativa vigente.

Eni ritiene infatti che il completamento di tale regolazione non sia più rimandabile, alla luce della notevole importanza delle realtà economiche ed industriali direttamente interessate dagli sviluppi del quadro regolatorio applicabile alle RIU, tra cui figurano non solo i proprietari e i gestori delle reti in oggetto ma anche, e soprattutto, i clienti connessi a tali reti.

Sotto questo aspetto, quindi, eni valuta molto positivamente l'indirizzo assunto da AEEGSI in relazione alle modalità di sviluppo di tali reti, pienamente compatibile con realizzazione di nuovi impianti di consumo e produzione all'interno dei siti; come infatti più volte rappresentato da eni ad AEEGSI, i siti caratterizzati dalla presenza di una RIU si configurano in genere come siti industriali di rilievo nazionale per i quali è fondamentale definire un quadro regolatorio che permetta di effettuare gli investimenti necessari per mantenere la competitività di tali siti o permetterne il rilancio industriale. Questo detto - e nell'ottica di contribuire alla definizione di una regolazione coerente e che non presenti profili di irragionevolezza o eccessiva onerosità nei confronti di determinate realtà esistenti – si ribadisce l'invito ad AEEGSI di avviare in tempi brevi un tavolo tecnico volto ad analizzare nel dettaglio le condizioni tecniche e gli assetti gestionali che caratterizzano le singole reti. Infatti, il considerare la totalità delle RIU come un insieme omogeneo risulta una semplificazione eccessiva (e, in alcuni casi, radicalmente errata) della realtà che, ad opinione di eni, ha determinato la formulazione di proposte semplici dal punto di vista regolatorio ma fondamentalmente non applicabili a ogni singola rete.

Quindi, in relazione al carattere eminentemente industriale della stragrande maggioranza dei siti oggetto di tale intervento (ivi compresi i siti nella titolarità del gruppo eni) eni sottolinea l'opportunità di ripensare integralmente, anche sulla base di una opportuna rilettura e reinterpretazione del quadro normativo applicabile, il principio di estensione alle reti private degli obblighi tipicamente posti in capo ai

distributori concessionari su rete pubblica (in relazione a connessione, misura, qualità del servizio...) prevedendone una declinazione maggiormente legata alla natura delle singole reti o, analogamente, prevedendo un maggior grado di libertà del Gestore in fase di definizione, in accordo con i clienti coinsediati, di tali aspetti tecnici. Inoltre, si sottolinea la necessità di circoscrivere al massimo gli oneri gestionali e amministrativi che verrebbero posti in capo, nello schema proposto da AEEGSI, ai gestori di rete. A riguardo, si ritiene peraltro necessario specificare che eventuali ulteriori oneri posti in capo ai gestori devono essere strettamente correlati al raggiungimento degli obiettivi regolatori indicati e che dovranno, in ogni caso, essere correttamente riconosciuti al Gestore ed essere applicati secondo principi di gradualità e tutela degli investimenti già effettuati. Peraltro, si sottolinea ulteriormente come in relazione a numerosi aspetti trattati dalla proposta, non si condividano le modalità con cui concetti e strumenti tipicamente legati a forniture su rete pubblica vengano estesi quasi integralmente agli SDC, senza tenere in sufficiente considerazione le specificità tecniche dei citati Sistemi Chiusi. Non si deve, invero, dimenticare che i SDC sono stati previsti dalla direttiva 2009/72/CE proprio al fine di *“esentare”* il gestore di tali sistemi *“dagli obblighi che costituirebbero un onere amministrativo superfluo a causa della natura particolare del rapporto tra il gestore del sistema di distribuzione e gli utenti del sistema”*. Ne consegue, quindi, che la regolazione dei SDC dev'essere adeguatamente differenziata rispetto a quella prevista per la rete pubblica e, nel contempo, dev'essere improntata ai principi di massima semplificazione procedimentale.

Infine, con riferimento alle proposte avanzate da AEEGSI in relazione alle modalità di fruizione del servizio di dispacciamento da parte delle utenze direttamente connesse a una RIU, si ritiene che esse risultino non sufficientemente dettagliate e, alla luce dei processi di revisione del servizio di dispacciamento già in corso, premature. Come meglio specificato nella risposta al relativo spunto di consultazione S27, infatti, si ritiene che le criticità e le complessità di carattere sia economico (relative, quindi, alla corretta declinazione del servizio di dispacciamento all'interno del sistema elettrico nel suo complesso) che tecnico (relative, quindi, all'attuale disponibilità delle misure e alle conseguenti tempistiche di adeguamento degli strumenti di misura all'interno di siti industriali complessi) siano tali da rendere preferibile un successivo approfondimento della proposta, in un tavolo tecnico dedicato, nell'ambito di un generale *assessment*

dell'attuale configurazione del servizio di dispacciamento (in coerenza, peraltro, con i processi regolatori già attivati da AEEGSI in relazione alle modalità di selezione e remunerazione delle risorse necessarie per il dispacciamento e di valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi) e su un orizzonte temporale compatibile con l'analisi e la risoluzione delle citate problematiche..

### **RISPOSTA AGLI SPUNTI DI CONSULTAZIONE**

*S1. Quali ulteriori considerazioni possono essere presentate in merito alla necessità di definire una regolazione transitoria delle reti private nelle more del completamento del quadro normativo?*

*S2. Quali ulteriori considerazioni possono essere presentate in merito alla classificazione delle Reti Elettriche?*

*S3. Quali ulteriori considerazioni possono essere presentate in merito alle ipotesi alla base della regolazione transitoria proposta?*

*S4. Si ritiene opportuno tenere conto di altri aspetti non evidenziati nel presente paragrafo? Quali e perché?*

Con riferimento a quanto affermato nel capitolo I.1 in merito all'opportunità "che al gestore sia riconosciuta una sub-concessione di distribuzione dal concessionario territorialmente competente", si rileva che tale affermazione è priva di qualsiasi fondamento giuridico. La sub-concessione presuppone infatti una situazione in cui il bene e/o l'attività siano già gestite in virtù di un in regime di concessione. Infatti, l'esempio citato nella nota del documento riguarda il caso dei concessionari delle attività di distribuzione che affidano ad un terzo l'attività precedentemente ottenuta in concessione dal Ministero dello sviluppo economico. I SDC sono invece reti private, la cui costruzione ed esercizio è avvenuta nell'ambito della libera iniziativa economica e non è mai stata regolata da alcun vincolo concessorio. Qualsiasi modifica della natura privatistica di un bene o di un'attività deve peraltro avvenire attraverso una chiara previsione di legge ai sensi di quanto previsto dall'articolo 43 della Costituzione. A questo proposito non si ravvisano norme primarie nazionali che abbiamo modificato

tale status giuridico né tale modifica può essere fatta discendere dalle disposizioni normative comunitarie.

D'altra parte, il riconoscimento legislativo delle RIU, ad opera dell'art. 33 della legge n. 99/09, e della altre reti elettriche private, ad opera dell'art. 38, comma 5, del d.lgs. n. 93/11, conferma la libertà di gestione dei sistemi di fornitura integrata di energia, specificatamente dedicati al fabbisogno di siti industriali, commerciali o di servizi condivisi. Ne discende quindi che il diritto dei gestori dei SDC di poter rifornire di energia elettrica i suddetti siti non discende né da una concessione del distributore locale, né da una discrezionale valutazione dell'AEEGSI, bensì deriva direttamente dalla legge ed è giustificato dalla natura particolare del rapporto tra gestore della rete e relativi utenti. Si osserva inoltre che l'obbligo di connessione di terzi non riguarda le RIU secondo quanto previsto dall'articolo 33 del legge 99/09 ma è un principio riferibile esclusivamente ai soggetti che gestiscono reti pubbliche in virtù di una concessione come chiarito anche dall'art. 3 del dal DM 10.12.2010 del Ministero dello sviluppo economico.

Con riferimento invece alle reti private di cui alla lettera d) del paragrafo I.2.2 eni richiede un approfondimento del prospettato subentro del gestore concessionario nella gestione dell'infrastruttura, in termini di tempistiche, responsabilità in relazione agli asset e remunerazione del gestore, anche considerato che quanto previsto dall'articolo 9.6 del d.lgs. n°79/99 dovrebbe essere parte di una convenzione tra tali soggetti, in merito alla quale l'AEEGSI non si è ancora mai espressa. Inoltre, si ritiene opportuno che AEEGSI definisca specifiche clausole di salvaguardia che, anche in deroga a quanto già previsto con delibera 578/13/R/eel, garantiscano ai clienti serviti da tali reti il mantenimento di eventuali condizioni di maggior favore, ove applicabili.

*S5. Quali ulteriori considerazioni possono essere presentate in merito all'obbligo di libero accesso al sistema?*

*S6. Si ritiene opportuno tener conto di altri aspetti non evidenziati nel presente paragrafo? Quali e perché?*

Con riferimento al modello di libero accesso presentato da AEEGSI, eni ravvisa una potenziale criticità legata all'eccessiva discrezionalità che sembrerebbe essere lasciata

al distributore concessionario in relazione alle modalità di applicazione del citato diritto. Inoltre, in quest'ottica, appare essenziale la parallela definizione di un quadro chiaro circa le condizioni tecniche ed economiche di utilizzo da parte del concessionario di infrastrutture di rete private (come peraltro necessario anche ai fini dell'utilizzo delle infrastrutture per cui vige l'obbligo di messa a disposizione, di cui ai successivi spunti S7 e S8).

*S7. Quali altri criteri potrebbero essere adottati per individuare le reti per cui vige l'obbligo di messa a disposizione delle infrastrutture per l'esecuzione di attività legate al servizio di pubblica utilità? Perché?*

*S8. Si ritiene opportuno tenere conto di altri aspetti non evidenziati nel presente paragrafo? Quali e perché?*

Non si hanno osservazioni ulteriori circa l'identificazione delle reti gravate dall'obbligo di messa a disposizione, fermi restando quanto già espresso allo spunto 6 e la necessità che tale obbligo venga comunque declinato alla luce delle specificità tecniche (e di sicurezza di esercizio) delle singole realtà.

*S9. Quali criticità si rilevano in relazione all'introduzione delle predette definizioni?*

Come accennato nelle premesse, eni ritiene necessario che il quadro definitorio applicabile alle RIU venga attentamente ponderato alla luce degli assetti già esistenti. In particolare, eni ritiene che:

- in relazione alle RIU, si debba intendere come "utenza" (ovvero unità di consumo) l'insieme di tutti i punti di prelievo fisico dalla rete nella titolarità del medesimo soggetto giuridico;
- sia necessaria una definizione più approfondita dei concetti di connessione diretta e indiretta, alla luce della reale sussistenza di tali ultime casistiche – non trattate nel documento – e anche in relazione alla gestione di eventuali SSPC connessi alla rete privata;

- la definizione di "utenza del SDC" debba comunque includere la possibilità per tale utenza di avvalersi delle prestazioni del gestore concessionario, con particolare riferimento agli impianti di produzione. L'esclusione di tale facoltà comporterebbe infatti il trasferimento in capo al gestore della RIU di attività di notevole entità economica (come ad esempio il dispacciamento di UP abilitate a MSD) ed operativa oltre che delle relative responsabilità.

*S10. Si rilevano criticità o si ritiene necessario evidenziare ulteriori elementi in relazione alla distinzione fra utenti del SDC e utenti della rete pubblica connessi sulla rete privata di un SDC?*

No. La distinzione appare esaustiva, ferma restando la necessità di definire nel dettaglio le condizioni tecniche, economiche e procedurali con cui l'utente può optare per il passaggio alla rete pubblica. In particolare, è necessario prevedere modalità di compartecipazione agli oneri eventualmente sostenuti dal gestore della rete in relazione ai punti di connessione dell'utente.

*S11. Si ritiene opportuno confinare le RIU e gli altri SDC esistenti, secondo le modalità indicate, al fine di evitare che tali realtà diventino sempre più estese, sfruttando i benefici ad esse concesse dalla legge 99/09? Si ritiene di dover evidenziare altre o ulteriori condizioni? Perché?*

*S12. Quali ulteriori considerazioni possono essere presentate in merito all'individuazione di criteri per regolare lo sviluppo dei SDC?*

Eni condivide l'affermazione dell'AEEGSI in merito alla possibilità per le RIU (e i SDC) di potersi modificare nell'ambito dei limiti territoriali del sito servito dalla rete elettrica privata. Ciò risulta, infatti, coerente con la disciplina attualmente vigente, la quale ammette l'estensione delle RIU a nuove unità di consumo e/o produzione, purché ciò avvenga nel rispetto dei vincoli di dimensione territoriale e di carattere funzionale che caratterizzano tale specie di SDC.

Eni confida, pertanto, che l'orientamento finora seguito dall'AEEGSI nel monitoraggio delle RIU, secondo cui tali sistemi sarebbero congelati nell'assetto impiantistico

esistente alla data del 15 agosto 2009, venga superato. Diversamente, la regolazione si scontrerebbe non solo con il dato testuale dell'art. 33, comma 1, lettera b), della legge n. 99/09, che nel disciplinare le utenze connettabili alla RIU non fissa vincoli di carattere temporale, ma anche con il disposto di cui all'art. 7, comma 4, del d.m. 10.10.2010, che nel prevedere il principio del contenimento dell'estensione territoriale, presuppone espressamente la libertà dei gestori delle RIU di modificare ed estendere le proprie reti elettriche.

Ciò premesso, eni riconosce la necessità di definire criteri univoci per impedire uno sviluppo "incontrollato" di tali realtà storiche e, in generale, condivide l'impostazione indicata da AEEGSI, pur ritenendo necessaria l'introduzione di alcuni correttivi. Ad esempio, eni ritiene necessario e corretto prevedere che – a parziale integrazione del criterio geografico indicato – vengano riconosciute come incluse nel perimetro geografico della RIU tutte le particelle catastali contigue che, alla data di entrata in vigore della legge 99/09, erano nella titolarità dei soggetti connessi alla RIU o del gestore della stessa. Di contro non ritiene corrette le limitazioni previste in relazione a successivi frazionamenti catastali. Una volta definito il perimetro del sito dovrebbe, infatti, essere consentito operare tutte le modifiche proprietarie che non estendono i confini delle particelle catastali originarie. Inoltre, appare eccessivamente rigido interpretare il principio del contenimento dell'estensione territoriale nel senso di un divieto assoluto di oltrepassare il perimetro della rete privata così come individuato secondo i criteri sopra esposti. In presenza di esigenze di sviluppo e/o riorganizzazione delle utenze esistenti dovrebbe essere consentito poter anettere nuove particelle catastali che si rendano necessarie per dare attuazione a queste finalità, purché si tratti di terreni confinanti.

Nel quadro proposto da AEEGSI, inoltre, un ruolo centrale è rivestito dalla definizione di "utenza connettabile" e, conseguentemente, eni ritiene necessario un ulteriore approfondimento del contenuto della definizione di "connettibilità", al fine di evitare la persistenza di ambiguità interpretative che, alla luce dell'obbligo di connessione che risulterebbe posto in capo ai gestori di rete a favore di tali utenze, potrebbe generare significative problematiche di carattere gestionale (a partire dall'individuazione, ad esempio, degli obblighi e delle procedure di verifica del rispetto di tale qualifica, nonché del soggetto cui spetterebbe l'onere della verifica). In generale, si ritiene che debbano

essere considerate come utenze connettibili tutte le utenze insistenti sulle particelle catastali sopra citate, ivi incluse le utenze associate a soggetti già presenti sul sito (anche in seguito a cessioni di ramo d'azienda, subenti anche parziali, cambi di titolarità...), le utenze legate alle forniture di sito condivise (anche diverse dall'energia elettrica), le utenze a servizio degli uffici direzionali societari e, infine, tutte le utenze od attività connesse a piani di rilancio, reindustrializzazione, sviluppo o recupero dei siti. Con riferimento alle proposte in merito alla "connettibilità" di unità di produzione, si ritengono invece eccessivamente stringenti i requisiti previsti, soprattutto nel caso di rifacimenti o riattivazioni di impianti già connessi in passato, anche in considerazione del fatto che la legge n. 99/09 non impone l'utilizzazione di una particolare tecnologia di produzione. In tali casi, quindi, non deve essere prevista alcuna limitazione tecnologica oltre a quelle disciplinate dalla legge, contenendo l'eventuale incremento di potenza entro il limite del 10%. Nel caso, invece, di realizzazione di nuove unità di produzione, eni ritiene che:

- qualora il sito servito dalla RIU risulti autosufficiente, non debba parimenti essere prevista alcuna limitazione tecnologica, salvo quelle già previste dalla legge;
- negli altri casi, che la definizione di assetto cogenerativo ad alto rendimento rilevante debba riferirsi esclusivamente all'indice di risparmio energetico primario (PES), per il quale è previsto il raggiungimento di un valore superiore al 10%.

Infine, si segnala che il riferimento alla documentazione presentata in sede di primo riconoscimento della qualifica RIU potrebbe generare criticità in termini di equità ed omogeneità di trattamento verso i clienti e i gestori, alla luce del fatto che tale primo riconoscimento è avvenuto sulla base di documentazioni e procedure non standardizzate e, peraltro, non soggette a specifica consultazione pubblica da parte di AEEGSI.

*S13. Si ritiene che le modalità di censimento e di aggiornamento dei registri relativi ai diversi SDC siano state correttamente individuate? In caso contrario, perché?*

*S14. Si ritiene opportuno evidenziare ulteriori elementi necessari ai fini di un corretto censimento degli SDC e di un corretto aggiornamento dei relativi registri?*

*S15. Si ritiene opportuno inserire un termine temporale oltre il quale non sia più possibile richiedere l'iscrizione al registro delle RIU?*

Si condivide quanto proposto da AEEGSI ma si ritiene opportuno valutare una proroga del termine temporale previsto, in considerazione del fatto che la regolazione delle RIU è tuttora oggetto di consultazione. Si richiede inoltre che, coerentemente con quanto proposto in relazione al termine previsto per il riconoscimento della qualifica RIU, venga prevista la riapertura dei termini anche in relazione al procedimento di cui alla delibera 165/2013/R/eel, alla luce delle significative evoluzioni normative e regolatorie intercorse. Con riferimento ai criteri di riconoscimento delle RIU, alla luce di quanto già evidenziato in relazione alla definizione di "utenza connettibile", si richiede un chiarimento circa la natura delle utenze ad essa riconducibili. In particolare, eni ritiene che il termine "industriale" debba essere interpretato come inclusivo delle attività di servizio o supporto legate ad attività industriali, in funzione ad esempio del codice ATECO prevalente del soggetto interessato.

*S16. Si ritiene opportuno introdurre ulteriori precisazioni relative al gestore del SDC? Se sì, quali?*

In relazione al gestore del SDC, si richiede di precisare se la prevista separazione funzionale e contabile debba essere estesa anche ai soggetti che rivestano contemporaneamente il ruolo di produttore e gestore di un SDC. Inoltre, si ritiene necessario richiedere la definizione di procedure chiare che consentano di gestire con fluidità e senza eccessivi oneri di carattere amministrativo e burocratico sia l'esternalizzazione - tramite specifici accordi di natura privata - di una o più attività connesse alla gestione della rete che eventuali modifiche dell'assetto della rete (cambi di titolarità di porzioni di rete, subentri nella gestione ecc. ecc.).

*S17. Si ritiene opportuno introdurre ulteriori precisazioni relative alla gestione dei codici identificativi dei punti di interconnessione e dei punti indiretti di interconnessione? Se sì, quali?*

*S18. Si rilevano criticità in relazione all'individuazione di codici identificativi specifici per i punti di connessione relativi ad utenze del SDC? Se sì, quali?*

*S19. Si ritiene opportuno introdurre ulteriori precisazioni relative alla gestione dei codici identificativi dei punti di connessione delle utenze del SDC? Se sì, quali?*

*S20. Quali ulteriori informazioni si ritiene debbano essere aggiunte in relazione all'anagrafica dei punti di interconnessione, dei punti indiretti di interconnessione e dei punti di connessione delle utenze del SDC?*

In relazione all'attribuzione dei codici identificativi relativi ai punti di prelievo interni alla rete, si rimanda a quanto riportato allo spunto S9 in relazione alla definizione di "utenza". Non si hanno ulteriori osservazioni sul punto fermo restando l'invito ad AEEGSI a rivalutare l'appropriatezza di tali previsioni in relazione alle specifiche realtà di rete, con particolare riferimento ai clienti che non accedano al libero mercato.

*S21. Quali altri elementi potrebbe essere necessario introdurre in materia di connessioni?*

Nel ribadire anche in relazione al servizio di connessione la necessità di considerare adeguatamente le esigenze tecniche e di sicurezza delle singole configurazioni impiantistiche, si aggiunge la necessità di provvedere alla definizione delle regole di connessione di eventuali SSPC sul SDC. In particolare, secondo le linee già indicate nelle premesse, si ritiene eccessivo l'allineamento a quanto già previsto per gli utenti della rete pubblica degli obblighi in materia di connessione. Tali obblighi, peraltro posti in capo ai gestori degli SDC, appaiono infatti eccessivamente onerosi in relazione alle effettive esigenze del sistema nei confronti di tali connessioni.

Si ritengono in particolare eccessivi gli obblighi e responsabilità posti in capo al gestore del SDC per quanto riguarda la verifica, nel caso di utenze già connesse al SDC, del rispetto delle regole tecniche di connessione valide per la rete pubblica e delle correlate delibere dell'AEEGSI. In generale, infatti, si ritiene che a tali fini debba essere preso in

considerazione esclusivamente il punto di connessione del SDC con la rete pubblica, il quale è naturalmente vincolato al rispetto delle suddette regole tecniche.

*S22. Quali altre considerazioni si potrebbero presentare ai fini della regolazione dell'attività di misura? Perché?*

Si ribadiscono, anche in relazione al servizio di misura, le considerazioni espresse nelle premesse e al precedente punto S21.

Infatti, come già sottolineato, i SDC sono sistemi complessi e non omogenei dal punto di vista tecnico, con particolare riferimento all'attività di misura dell'energia elettrica prelevata dai soggetti ad essi connessi. Appare pertanto necessario, innanzitutto, che venga concesso un sufficiente periodo di tempo per l'eventuale adeguamento dei sistemi di misura, da definire sulla base di informazioni tecniche specifiche fornite dai gestori dei SDC. Inoltre, anche per minimizzare gli oneri legati a tali adeguamenti, si ritiene necessario semplificare gli elementi della regolazione vigente che il gestore del SDC è tenuto ad applicare ai fini dell'erogazione del servizio di misura; in particolare, ci si riferisce alle caratteristiche degli strumenti che rilevano i prelievi in BT (le quali, diversamente da quanto stabilito dalle delibere AEEGSI in materia, dovrebbero essere analoghe a quelle previste per gli strumenti a tensione più elevata), ai limiti temporali per la messa a disposizione delle misure e, infine, alla necessità di procedere ad attività di profilazione delle misure.

Infine, si sottolinea che quanto riportato al punto d) del paragrafo II.9.3.B presuppone che il gestore del SDC debba necessariamente essere il titolare del contratto di dispacciamento in immissione relativo alle UP connesse al SDC; come già esposto in relazione allo spunto per la consultazione S9, si ritiene che tale requisito non sia indispensabile e che l'argomento debba comunque essere trattato nell'ambito della generale revisione dell'attuale configurazione del pubblico servizio di dispacciamento.

*S23. In relazione alla prestazioni fatturate tra gestori degli SDC e gestori concessionari si ritiene opportuno prevedere un sistema di garanzie a copertura delle obbligazioni derivanti dall'applicazione degli articoli 16, 17 e 18? Se sì, secondo quali forme e con quali requisiti?*

In relazione alla possibile definizione di un sistema di garanzie, si ritiene che esso debba essere improntato a un criterio di reciprocità tra concessionari e gestori RIU.

*S24. Quali altri elementi potrebbe essere necessario introdurre in materia di erogazione del servizio di trasmissione e di distribuzione? Perché?*

Il quadro indicato da AEEGSI, che prevede la piena libertà del Gestore nel definire le condizioni tecnico-economiche di utilizzo delle proprie reti e dei servizi ad esse afferenti a fronte della non inclusione nei meccanismi di perequazione generale, appare adeguato a riflettere la specificità tecnica delle reti (con riferimento, ad esempio, all'impossibilità di effettuare distacchi) in oggetto e conseguentemente condivisibile.

*S25. Quali altri elementi potrebbe essere necessario introdurre in materia di esazione degli oneri generali di sistema? Perché?*

*S26. In relazione alle prestazioni aventi ad oggetto l'esazione delle componenti A, UC e MCT fatturate dai gestori degli SDC e versate a Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico, si ritiene opportuno prevedere un sistema di garanzie a copertura delle obbligazioni derivanti dall'esazione delle predette componenti? Se sì, secondo quali forme e con quali requisiti?*

Si ritiene innanzitutto necessario precisare di non condividere l'impostazione data dall'AEEGSI per il calcolo degli oneri di sistema gravanti sull'energia elettrica consumata ma non prelevata dalla rete nel caso delle RIU. Non si ritiene infatti che tali oneri debbano essere determinati con riferimento alla tensione dei punti di prelievo interni alla RIU, bensì alla tensione del punto di connessione con la rete pubblica. Tale impostazione, oltre che caratterizzata da maggiore semplicità, appare certamente quella più aderente ad una logica applicazione di quanto stabilito dall'articolo 24 della legge 91/14; diversamente, infatti, risulterebbe che un soggetto connesso ad una RIU dovrebbe corrispondere oneri generali di sistema sull'energia consumata ma non prelevata dalla rete in misura ben superiore del 5% di quanto dovrebbe corrispondere se tale energia fosse interamente prelevata dalla rete (ovvero di quanto dovuto nel

caso fosse un cliente della rete pubblica), e questo per il solo motivo delle caratteristiche tecniche della RIU in termini di tensione delle varie parti che la compongono. Si ritiene quindi che, come per i prelievi dalla rete pubblica, effettuati da una RIU o da un ordinario cliente connesso a tale rete, gli oneri generali di sistema dovuti sull'energia elettrica consumata ma non prelevata dalla rete pubblica debbano essere determinati con riferimento al livello di tensione della connessione della RIU con la rete pubblica.

Per quanto riguarda invece le modalità previste dall'AEEGSI per il riaddebito ai clienti della RIU degli oneri di sistema versati dal gestore della RIU alla Cassa, si ritiene che le stesse possano essere definite autonomamente dal gestore in accordo con i soggetti connessi alla RIU. Peraltro, qualora l'AEEGSI ritenesse effettivamente necessario introdurre regole per tali riaddebiti, è opportuno che le stesse siano le più semplici possibili e che facciano comunque riferimento a parametri relativi al punto di connessione della RIU con la rete pubblica (ad esempio, il consumo di ciascun soggetto connesso alla RIU riferito alla tensione di connessione della RIU stessa; in proposito, si sottolinea che in molti casi non è correntemente determinabile la potenza impegnata di un'utenza nei punti di connessione con la RIU).

A tutela del Gestore della RIU, al quale sembrerebbe essere allocato un consistente rischio finanziario, si ritiene che debba essere demandata alla libertà dello stesso la definizione di adeguate garanzie in capo ai clienti utenti del SDC.

*S27. Si ritiene opportuna la configurazione dell'accesso al servizio di dispacciamento sopra riportata? Quali altri elementi potrebbe essere necessario introdurre e perché?*

Eni, come indicato nelle premesse, ritiene opportuno un ulteriore approfondimento delle modalità di applicazione di quanto previsto dalla legge 99/09 in materia di dispacciamento, nell'ambito dei processi già avviati di revisione del quadro regolatorio applicabile al servizio di dispacciamento. In tale ambito, sarebbe infatti possibile:

- valutare l'evoluzione dell'attuale corrispettivo di uplift, nell'ottica di migliorarne la *cost reflectivity* (ovvero l'efficienza in termini allocativi) differenziandolo in

funzione ad esempio della tipologia di utenza e dei relativi profili di utilizzo della rete;

- approfondire nel dettaglio le modalità con cui riflettere nel quadro regolatorio le specificità tecniche ed economiche che caratterizzano le RIU, con particolare riferimento ai servizi di bilanciamento interno già offerti dalle UP connesse alle RIU e alle attuali modalità di regolazione degli sbilanciamenti afferenti alla RIU.

Nell'opinione di eni, tale approccio consentirebbe di raggiungere un doppio risultato in quanto permetterebbe la definizione di regole efficienti e non distorsive su un orizzonte temporale pienamente coerente con le tempistiche di adeguamento delle reti e con gli equilibri economico-finanziari dei soggetti interessati. Come già evidenziato nel documento, infatti, le attuali tempistiche di adeguamento delle reti in termini di qualità e disponibilità delle misure ai fini del dispacciamento non risultano coerenti con la proposta di decorrenza a partire dal 1 gennaio 2016.

*S28. Quali altri elementi potrebbe essere necessario introdurre? Perché?*

Non si hanno osservazioni sul tema, eccezion fatta per la regolazione dei distacchi per morosità. Come più volte richiamato, la complessità tecnica delle RIU è spesso tale da generare la sostanziale impossibilità, per ragioni di sicurezza, di effettuare distacchi. Conseguentemente, tale previsione non può essere estesa agevolmente all'intera fattispecie e deve quindi essere oggetto di un successivo approfondimento che valuti, ad esempio, la possibilità di richiedere elevate garanzie finanziarie ai clienti connessi alle reti private.

*S29. Di quali altri elementi potrebbe essere necessario tenere conto in materia di qualità del servizio? Perché?*

Non si hanno osservazioni a riguardo, ferma restando la necessità di verificare in ogni caso con i gestori la fattibilità di quanto esposto in relazione agli utenti "virtuali" della rete pubblica.

*S30. Quali altri elementi potrebbe essere necessario introdurre in relazione a quanto esposto nel presente paragrafo? Perché?*

Non si hanno osservazioni a riguardo.

*S31. Quali altri elementi potrebbe essere necessario introdurre in relazione a quanto esposto nel presente paragrafo? Perché?*

Non si hanno ulteriori osservazioni a riguardo. Si coglie l'occasione per sottolineare che, in assenza di tali convenzioni, non risulterebbe possibile procedere all'implementazione – neppure parziale – della regolazione indicata.

*S32. Quali altri elementi potrebbe essere necessario introdurre in relazione a quanto esposto nel presente paragrafo? Perché?*

In relazione ai meccanismi di conguaglio in merito all'applicazione, a partire dal 2015 e ai sensi di quanto previsto dal DL 91/14, di un'aliquota degli oneri di sistemi all'energia consumata ma non prelevata nel sito eni ritiene necessario precisare, al fine di evitare rigidità implementative ed eventuali contenziosi e alla luce di quanto già esposto in relazione allo spunto S25, che tali oneri siano trasferiti integralmente, per quanto spettante in funzione dei rispettivi consumi, ai clienti finali.

Con riferimento invece al meccanismo di conguaglio proposto per l'intero periodo 15 agosto 2009 – 31 dicembre 2015, si richiede ad AEEGSI un ulteriore approfondimento circa le modalità da impiegare per la corretta ricostruzione del dovuto. Infatti, in ragione della già citata e rilevante evoluzione del contesto regolatorio e normativo, potrebbero essersi susseguite negli anni situazioni soggettive differenti e con differenti ricadute sulle modalità di applicazione degli oneri, con particolare riferimento alla possibile presenza di configurazioni assimilabili a RIU (come peraltro implicito negli spunti S13-15) o Sistemi Efficienti di Utenza. In tale caso, come già peraltro evidenziato nelle premesse, si ritiene necessaria la definizione da parte di AEEGSI di specifiche clausole di salvaguardia che, anche in deroga a quanto già previsto con

delibera 578/13/R/eel, garantiscano ai clienti serviti da tali reti il mantenimento di eventuali condizioni di maggior favore, ove applicabili.

San Donato Milanese, 9 febbraio 2015