



Regulatory and Antitrust Italy

00198 Roma - Viale Regina Margherita 125
T +39 06 83051 - F +39 02 39652806

enelitalia@pec.enel.it

ITA/RA

Raccomandata AR

Spett.le
Autorità per l'energia elettrica il gas e
il sistema idrico
Direzione infrastrutture, certificazione e
unbundling e
Direzione mercati elettrici e il gas
Piazza Cavour 5
20121 Milano

Oggetto: : Documento di consultazione 255/2015/R/eel Smart distribution system: promozione
selettiva degli investimenti nei sistemi innovativi di distribuzione di energia elettrica

Si trasmette la risposta di Enel al documento in oggetto.
Con i migliori saluti.

Francesca Valente
La Responsabile

Il presente documento è sottoscritto con firma digitale ai sensi dell'art. 21 del d.lgs. 82/2005. La riproduzione dello stesso su supporto analogico è effettuata da Enel Italia srl e costituisce una copia integra e fedele dell'originale informatico, disponibile a richiesta presso l'Unità emittente.

1/1



RISPOSTA DI ENEL AL

DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE 255/2015/R/EEL

SMART DISTRIBUTION SYSTEM : PROMOZIONE SELETTIVA DEGLI INVESTIMENTI NEI SISTEMI INNOVATIVI DI DISTRIBUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

Orientamenti iniziali

OSSERVAZIONI GENERALI

Enel accoglie con estremo favore il documento di consultazione sugli *Smart Distribution System*, primo esempio in ambito Europeo di iniziativa regolatoria che concretamente individua le tecnologie volte ad attribuire un ruolo innovativo al Distributore, in accordo con quanto delineato dal documento CEER recentemente pubblicato sul nuovo ruolo dei DSO¹.

Si condivide, altresì, la posizione dell'Autorità in merito alla futura evoluzione della regolazione tariffaria verso una logica innovativa *output-based* che promuova la realizzazione di una infrastruttura *smart* "di base" e si orienti verso l'incentivazione di progetti infrastrutturali in grado di apportare benefici tangibili al sistema e che siano al contempo "*future proof*", in grado cioè di abilitare futuri sviluppi.

Nel prossimo futuro le reti di distribuzione saranno protagoniste di una vera e propria rivoluzione che richiederà nuovi e importanti investimenti. Tali iniziative necessitano di un quadro regolatorio certo e stabile nel medio-lungo periodo, che assicuri una remunerazione adeguata agli operatori di rete, anche attraverso la definizione di meccanismi incentivanti che tengano conto delle importanti esternalità positive derivanti da tali investimenti.

La presenza di una rete di distribuzione moderna ed efficiente è infatti cruciale per fornire un servizio sicuro, con livelli di qualità elevati e che risponda alle nuove esigenze del mercato.

Le smart grid consentono, infatti, di integrare in maniera ottimale una generazione sempre più capillare e distribuita, con i diversi profili di domanda dei singoli clienti, contribuendo al contempo a garantire livelli elevati di qualità del servizio, a migliorare l'efficienza energetica e la consapevolezza dei consumi oltre che ad abilitare l'ampliamento dell'offerta nei mercati *retail* (es. *demand response*).

Lo sviluppo delle reti intelligenti contribuisce, inoltre, al rilancio delle iniziative infrastrutturali nel Paese; gli investimenti nelle reti elettriche del futuro potrebbero infatti avere un effetto positivo su tutto l'indotto che, in Italia, è sempre stato caratterizzato dalla presenza di un tessuto imprenditoriale di alta innovatività e profonda competenza tecnica.

Con riferimento al sistema di incentivazione delineato nel DCO, Enel concorda con l'ipotesi che lo stesso dovrebbe essere in grado di trasferire al distributore parte dei benefici esterni derivanti dagli

¹ Documento CEER "The Future Role of DSOs a CEER Conclusions Paper Ref: C15-DSO-16-03 13 July 2015"

investimenti in innovazione tecnologica. Il sistema dovrebbe inoltre garantire maggiore redditività agli operatori per compensare i maggiori rischi che essi affrontano con gli investimenti innovativi (ad esempio, il rischio di dismissione anticipata degli asset, della veloce evoluzione tecnologica o del cambiamento dei modelli di business). Ciò è in linea con quanto segnalato da codesta Autorità nel DCO, laddove si esplicita che *“in mancanza di specifici incentivi le imprese di distribuzione potrebbero preferire soluzioni tradizionali che, in qualche misura consentono di minimizzare i costi operativi, rispetto a tali investimenti innovativi di tipo smart che, a fronte di un contenimento degli investimenti possono comportare costi operativi più elevati”*.

La presenza di strumenti di incentivazione per i nuovi investimenti - anche in logica *output based* - è sicuramente uno strumento importante, ma risulterebbe inefficace in assenza di un'adeguata remunerazione del capitale investito.

Infatti, oltre agli investimenti in innovazione tecnologica, il distributore si trova a dover affrontare ulteriori obiettivi sfidanti. In particolare dovrà continuare a mantenere gli standard di servizio raggiunti e migliorarli ulteriormente attraverso importanti investimenti attraverso l'ottimizzazione della struttura della rete di distribuzione. Tale rete infatti si è evoluta negli ultimi anni in tempi rapidi a causa della necessità di connettere un numero senza precedenti di impianti di generazione da fonti rinnovabili e inoltre dovrà fronteggiare sempre più frequentemente eventi non prevedibili ed esogeni che impattano in modo rilevante sull'erogazione del servizio.

Relativamente alla disponibilità di infrastrutture di comunicazione altamente performanti, per lo sviluppo delle smart grid è necessario che l'Italia recuperi il profondo ritardo nello sviluppo nell'ultrabroadband. Come indicato nel documento “Strategia italiana per la banda ultra larga” approvato dal Consiglio dei Ministri il 3 marzo 2015, vi è una importante sinergia tra lo sviluppo delle infrastrutture ultrabroadband e lo sviluppo su larga scala delle smart grid. In particolare, per l'esercizio avanzato della rete MT e BT, mediante l'impiego di apparecchiature per il monitoraggio esteso (AdM power quality, controllo flussi di energia, sensori distribuiti) e sistemi di telecontrollo e automazione evoluti (dispositivi *anti-islanding*) sono necessarie reti di comunicazioni *always-on* sicure, affidabili, ultraveloci e con bassissimi tempi di latenza. Lo sviluppo di infrastrutture ultrabroadband sulla rete di Enel Distribuzione consentirebbe di avere la disponibilità di un canale di rete di comunicazione con una capacità disponibile veloce, sicura e affidabile. Infatti molte applicazioni smart grid richiedono un controllo completo del sistema, oltre che la necessità di stringenti garanzie di prestazioni della rete di comunicazione. In caso di posa della fibra su infrastrutture di rete elettrica di media tensione, si potrebbe ipotizzare il diritto di utilizzo da parte del distributore di una quota della capacità trasmissiva della fibra ottica; ciò permetterebbe di godere di condizioni economiche più favorevoli con un diretto risparmio anche per i clienti elettrici. Si evidenzia che le zone a fallimento di mercato sono proprio quelle in cui si registra una maggiore presenza di impianti di generazione distribuita da fonti rinnovabili non programmabili. In tali aree la diffusione di tecnologie ultrabroadband procede lentamente determinando così, almeno nel breve

termine, la necessità di soluzioni alternative con costi significativi. Infatti, come evidenziato nei progetti pilota, l'assenza di disponibilità di canali in banda larga e ultra larga nelle aree rurali del Paese è critica per lo sviluppo delle smart grid. La partecipazione di Enel nello sviluppo delle infrastrutture della banda ultra larga renderebbe disponibile una nuova connettività al cliente elettrico e al prosumer verso il quale altrimenti tali servizi sarebbero non disponibili o disponibili a costi ben più alti.

La condivisione delle infrastrutture, oltre a essere un'opportunità per il Paese, è richiesta dalla Direttiva 61/2014/UE richiamata dal DCO in oggetto e dalla corrispondente normativa nazionale in corso di definizione. La Direttiva prevede che sia facilitata e incentivata la coesistenza di reti ultrabroadband in infrastrutture fisiche esistenti per consentire un dispiegamento più efficiente delle reti di TLC e per abbattere i costi dell'installazione di tali reti. La Direttiva inoltre prevede che i Paesi membri debbano eliminare ogni ostacolo oltre che sviluppare una normativa in grado di rendere attraente la coesistenza per il gestore di rete ospitante.

In conclusione, relativamente agli *Smart Distribution Systems*, si accoglie dunque con favore la proposta di codesta Autorità relativa alla costituzione di un tavolo tecnico di lavoro congiunto dove Enel si rende disponibile a contribuire attivamente al fine di identificare il possibile processo di funzionamento del meccanismo e di individuare i requisiti e le relative grandezze obiettivo.

Di seguito riportiamo la posizione di Enel sui principali temi trattati all'interno del documento di consultazione.

RISPOSTE AGLI SPUNTI DI CONSULTAZIONE

S1. Si condivide l'analisi delle funzionalità innovative esaminate? Se no, per quali motivi specifici?

Enel condivide l'analisi delle funzionalità innovative condotta dall'Autorità e, specificatamente per ognuna si evidenzia quanto segue:

1. *Funzione di osservabilità dei flussi di potenza e delle risorse.* L'osservabilità della rete, in modo sempre più capillare, favorirà certamente l'evoluzione del sistema elettrico verso uno *Smart Distribution System*, migliorando le performance di rete sia per i DSO che per il TSO, con la prospettiva di ottimizzare l'approvvigionamento delle risorse (riserva terziaria e secondaria) sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento. Nello specifico delle varie funzionalità proposte nella tabella 2 si condivide a pieno lo scenario in merito agli attori coinvolti e al sistema di comunicazione necessario. In tale contesto, si tiene a sottolineare e a ribadire che l'approntamento di un sistema coerente con le funzionalità descritte nel

punto 1.a ed 1.b (previsione continua della generazione e del carico basata sui dati storici e meteoologici nonché sulle misure in real-time a livello d'impianto di distribuzione basata su calcoli di DMS), costituirà la base per l'evoluzione della funzionalità stessa (1.c ed 1.d) in maniera più capillare e precisa. Al fine di rendere più completa possibile tale funzione ENEL ritiene sia fondamentale incrementare le potenzialità della funzione di osservabilità del sistema, prevedendo un'estensione dello scambio d'informazioni tra DSO e TSO nei seguenti termini:

- Invio di dati dal TSO al DSO;
- Informazioni sullo stato degli organi di manovra delle linee AT in partenza dalle stazioni AAT della RTN e valore pianificato (stimato) dei valori di tensione e fase ai nodi AT/MT (cabine primarie) interfacciate con la RTN;

la realizzazione di una tale estensione dello scambio dei dati consentirebbe:

- Un miglioramento della funzione di *“osservabilità e monitoraggio della rete”* con riflessi positivi sulla qualità del servizio (conoscere per tempo nuovi schemi di rete AT permette di adottare le giuste contromisure. Si ricordino i disservizi MT occorsi per smagliature di rete AT non noti a priori al distributore);
- un'applicazione completa mediante DMS della funzionalità di *“Regolazione della tensione MT”* (migliore impostazione delle condizioni di riferimento per il regolatore di trasformatore); a tale proposito è necessario adeguare i trasduttori di corrente delle linee MT in modo che possano rilevare flussi di potenza bidirezionali;
- un'applicazione estesa dello stesso DMS consentendo la realizzazione della funzionalità di *“Esercizio avanzato delle reti MT”* (rendere efficiente il calcolo di load flow e stima dello stato per riconfigurare la rete elettrica in occasione di piani di lavoro MT o applicazione di indisponibilità di elementi di rete AT).

A tal fine si auspica che gli attori coinvolti (DSO e TSO) raccolgano l'invito dell'AEEGSI a sviluppare e a stabilire flussi di scambio dati tra i sistemi della tipologia sopra descritta.

2. *Funzione della regolazione della tensione.* Si condivide pienamente uno sviluppo della suddetta funzionalità di livello 2.a e 2.b descritti nella tabella 3 del DCO, almeno in una prima fase, in attesa dell'implementazione di sistemi di comunicazione con adeguate caratteristiche di velocità ed efficienza. La possibilità di implementare uno scambio di dati ed informazioni tra gli operatori di rete, come richiamato nel punto precedente, consentirà di irrobustire la funzione di regolazione della tensione in termini di efficacia ed efficienza.

Il punto 2.e (regolazione di tensione mediante un set point di potenza reattiva inviato ai produttori MT) appare poco realizzabile nell'immediato se non a scapito della potenza attiva immessa. Inoltre, come evidenziato nel DCO stesso (art. 3.18) una tale modalità di regolazione della tensione potrebbe peggiorare le performance della rete di distribuzione in termini di perdite.

3. *Funzione della regolazione della potenza attiva.* Relativamente a tale funzionalità, Enel vede con favore quanto già sperimentato nei progetti pilota in termini di regolazione della potenza attiva immessa dagli impianti di generazione distribuita connessi alla rete in media tensione. Tale provvedimento consentirebbe di gestire al meglio le problematiche di dispacciamento e realizzare quanto descritto nel punto 3.1 del DCO.

Se la possibilità di impostare un *set-point* di potenza attiva per i generatori distribuiti connessi alla rete di media tensione fosse poi estesa ai DSO durante condizioni di emergenza della rete (ad. es. disalimentazioni della rete), unitamente all'impiego di sistemi di accumulo anch'essi direttamente controllati dal DSO, ciò permetterebbe la realizzazione della funzionalità 3.b

Riguardo tale tematica, si potrebbe valutare l'opportunità di sviluppare, magari con ulteriori progetti pilota, dei sistemi di difesa evoluti, stile RIGEDI, da applicarsi agli utenti consumatori di media tensione. Un provvedimento del genere consentirebbe di gestire, analogamente a come avviene con gli utenti produttori di media tensione, i transitori di sotto frequenza, oltrepassando le soluzioni tradizionali attualmente implementate (EAC). Gli utenti passivi di media tensione sarebbero visti come dei BMI (Banco di Manovra Interrompibili) ed in prospettiva questo potrebbe anche favorire degli sconti di tariffa per la potenza interrompibile messa a disposizione. Un provvedimento del genere è del tutto in linea con le indicazioni date nei Network Code (ambito Commissione europea ed ENTSOe) determinando, in caso di applicazione, il disagio più contenuto possibile, in termini di numero di utenze e porzioni di rete disalimentate.

4. *Funzionalità di protezione: telescatto e selettività logica.* Relativamente a tale funzionalità Enel ritiene condivisibile quanto argomentato dall'Autorità riguardo la possibilità di implementare nuovi sistemi di automazione rivolti al miglioramento delle performance della rete di distribuzione in termini di indicatori di qualità del servizio ed è del tutto favorevole ad implementare la funzione di selettività logica presso i sistemi di protezione generale di utenza secondo come già previsto dalla norma CEI 0-16. Lo sviluppo di tali nuove tecnologie ovviamente resta subordinato alla disponibilità di sistemi di comunicazione affidabili e veloci, come argomentato in premessa.

Riguardo quanto descritto nell'art. 2.42 dall'Autorità si precisa che, per quanto appurato nell'applicazione dello sblocco voltmetrico, tale provvedimento non è esattamente un metodo *anti-islanding* migliorativo valido in qualsiasi condizione. Tale provvedimento consente infatti di portare la rete di distribuzione ad una probabilità remota d'isola incontrollata (limitatamente alla generazione di media tensione) solamente in un regime di guasto della stessa. Tale provvedimento evita anche che la GD connessa alla MT non si distacchi ed alimenti il guasto. Per separazioni intenzionali (manuali o in telecomando) per cambi schema di esercizio lo sblocco voltmetrico non fornisce nessun valore aggiunto in termini di riduzione e contenimento del rischio di formazione di isole di carico in media tensione. L'unico provvedimento sicuro è quello del tele scatto.

In ogni caso è necessario prevedere l'adeguamento delle protezioni di linea MT affinché siano dotate della funzione di inibizione della richiusura su rete attiva. Ciò rappresenta un'ottima soluzione di detection.

I provvedimenti sopra descritti, insieme alle proposte argomentate nel punto 1 del presente elenco riguardo l'osservabilità della rete elettrica, fornirebbero, come già ribadito, anche un importante beneficio in termini di conduzione della rete, favorendo l'evoluzione di metodi di esercizio evoluti.

5. *Sistemi di accumulo per esigenze di rete.* Enel accoglie favorevolmente tale prospettiva, che, insieme a quanto argomentato nel paragrafo relativo alla regolazione di potenza attiva, favorirebbe lo sviluppo della funzione smart di controllo di porzioni di rete in isola controllata (cambi schema e contro alimentazioni) e/o riaccensione del sistema (mitigazione dei disservizi).

S2. Vi sono altre funzionalità innovative che devono essere considerate dall'Autorità? Si prega di fornire analisi costi/benefici basate su esperienze sperimentali in campo.

Riteniamo che il documento illustri compiutamente tutte le tecnologie disponibili e testate nei progetti pilota.

Un'ulteriore sperimentazione potrebbe riguardare il test di tecniche di *Dynamic Thermal Rating* sulla rete di distribuzione, analogamente a quanto avviene sulla rete di trasmissione, per consentire una riconfigurazione dinamica dell'assetto di rete al fine di risolvere problemi di congestione locale.

Con riferimento a possibili funzionalità innovative da testare sulla rete BT si rimanda a quanto riportato allo spunto S12.

S3. Si condividono i criteri proposti per l'impiego dei sistemi di accumulo per esigenze di rete?

L'elenco proposto al paragrafo 2.52 del DCO può essere condiviso come insieme di condizioni da rispettare per consentire la remunerazione in tariffa di tali dispositivi.

Per finalità di test e sperimentazione a favore dell'intero sistema elettrico, si ritiene invece opportuno mantenere aperta la possibilità che siano individuati con approccio selettivo specifici progetti pilota da finanziare. Da questo punto di vista la condizione a) andrebbe interpretata come possibilità di avviare progetti di sperimentazione nella fase in cui sarebbe più utile svolgerle, vale a dire prima della definizione delle regole di dispacciamento locale.

S4. Si condivide l'analisi condotta delle altre regolazioni che interagiscono con lo sviluppo infrastrutturale? Vi sono altri aspetti da considerare?

Enel ribadisce la necessità di coordinamento con la revisione della disciplina del dispacciamento.

Sulla base dell'analisi esposta in più punti del DCO, la definizione della disciplina in materia di abilitazione al mercato dei servizi di dispacciamento delle risorse distribuite costituisce una condizione necessaria per poter procedere allo sviluppo di ulteriori e più avanzate funzionalità smart, specialmente di quelle che richiedono una partecipazione attiva e diretta da parte degli utenti finali. Ciò anche al fine di consentire agli operatori di valutare la fattibilità degli adeguamenti impiantistici necessari alla fornitura di servizi di dispacciamento, seguendo così un approccio "di mercato" al *deployment* di tali funzionalità.

Ferma restando la correttezza di fondo di tale impostazione, Enel auspica l'avvio a livello di sistema elettrico di sperimentazioni tramite progetti pilota per testare i differenti approcci percorribili in materia di partecipazione al dispacciamento delle risorse connesse alle reti di distribuzione. Tali sperimentazioni, in particolare, dovrebbero testare efficacia e criticità nel coordinamento tra Terna, i distributori e gli utenti finali, e contribuire ad individuare in maniera ottimale la ripartizione delle competenze tra gestori di distribuzione e gestore della rete di trasmissione per lo svolgimento dell'attività di dispacciamento del sistema elettrico. I risultati raccolti potranno fornire indicazioni sul paradigma più corretto da seguire a livello regolatorio – contribuendo in maniera sostanziale al dibattito aperto dal DCO 354/13 – e preparando il terreno per lo sviluppo dei nuovi segmenti di mercato.

In questo contesto, Enel ritiene importante il ruolo attivo del Distributore per la gestione di contingenze locali, la regolazione della tensione della rete di media e bassa tensione e la gestione del dispacciamento locale dell'energia. Tali elementi, che non sono ancora trattati nel DCO potrebbero essere oggetto delle sperimentazioni estese sopra menzionate.

Al fine di una più puntuale gestione della regolazione della tensione della rete di distribuzione e di un attingimento alle risorse locali di generazione che avvenga solo quando siano state utilizzate al meglio le risorse disponibili sul mercato, è necessario introdurre un vincolo alla tensione fornita dalla RTN sulle Cabine Primarie del Distributore, che oggi non presentano alcuna indicazione circa il livello contrattuale prestabilito.

S5. Si condivide la proposta di individuazione degli output per le due funzionalità innovative selezionate? Si suggeriscono alternative?

Con riferimento all'incentivazione dei nuovi investimenti sulla rete, Enel condivide la proposta dell'Autorità di introdurre meccanismi di incentivazione del tipo *output based*. Si concorda inoltre con gli indicatori proposti dall'Autorità con riferimento alla quantificazione degli incentivi unitari.

Enel esprime la propria disponibilità a partecipare a un tavolo tecnico di lavoro congiunto, imprese e Autorità, al fine di delineare la metrica del meccanismo regolatorio ed identificare le relative grandezze obiettivo.

S6. Si invitano i soggetti partecipanti alla consultazione a fornire ulteriori elementi utili per migliorare le prime considerazioni svolte nell'Appendice D sul rapporto benefici/costi delle funzionalità innovative selezionate

Enel ha condotto un'analisi costi benefici sul progetto pilota Isernia (Del. 39/10) applicando la metodologia proposta dal JRC, che è disponibile a condividere.

Enel sta per avviare un'analisi più approfondita che, partendo dalla CBA del progetto Green-Me, lo estende e lo rende applicabile ad altri contesti.

Nell'appendice D.1, sono richiamati alcuni risultati della CBA di Green-Me. Tali valori sono stati calcolati sulla base di ipotesi ex-ante. Per misurare il beneficio, potrebbe essere importante definire degli strumenti/metodologie per misurare i risultati ex-post.

Nell'appendice D.2, i rapporti costi-benefici evidenziati sembrano legati all'implementazione di un certo sistema di forecast e trasmissione dei dati in tempo reale. A seconda del sistema ipotizzato, l'accuratezza dei risultati di forecast e di monitoraggio potrebbe influenzare molto il risultato atteso: l'accuratezza dei dati meteo, la disponibilità dei dati di produzione e consumo in tempo reale (non necessariamente tutte le risorse verranno monitorate in tempo reale), e l'efficienza degli algoritmi rappresentano dei fattori chiave che possono influenzare il beneficio reale.

S7. Si condividono le indicazioni sulle aree prioritarie? Si suggeriscono alternative?

L'indicazione delle aree prioritarie va valutata a seconda della funzionalità, in quanto i criteri per l'individuazione delle stesse potrebbero non coincidere.

Il criterio della risalita dell'energia potrebbe non essere in tutte le casistiche rappresentativo della presenza di criticità sulla rete di distribuzione, e di conseguenza di criticità per Terna, nella previsione dei flussi netti che transitano in cabina primaria.

Si potrebbe proporre di individuare un'ulteriore dimensione, da sommarsi alla precedente, che consideri ad esempio il rapporto tra potenza della GD (connessa e con preventivo accettato) e potenza del carico sotteso alla cabina; sopra una certa soglia (ad es 50%) la cabina potrebbe

avere un comportamento “imprevedibile” per Terna e determinare pertanto la necessità di maggiore riserva.

Per quanto riguarda la regolazione della tensione inoltre, il parametro proposto potrebbe essere più rappresentativo della criticità sulla rete di distribuzione e di maggiore coerenza con i criteri di sviluppo della rete adottati dagli operatori.

Enel concorda, infine, con la previsione di corresponsione di premi per i primi tre anni e di assenza di penali, allo scopo di consentire agli operatori di implementare le innovazioni tecnologiche testandole su larga scala così da fornire elementi per il perfezionamento del meccanismo proposto.

S8. Si ritiene che debbano essere considerati aspetti particolari per le aree urbane, ad elevata densità di carico e quindi con limitati problemi di inversione di flusso?

Con riferimento alle aree urbane l’inversione di flusso non è un elemento di criticità, mentre lo diventa il carico. In tal senso potrebbero essere definiti, per gli interventi in tali aree, criteri di individuazione delle aree prioritarie basati sulla percentuale di saturazione delle cabine primarie.

Si potrebbe ipotizzare l’applicazione di tecnologie smart per modulare i picchi e risolvere congestioni locali.

Da ultimo si segnala che tra le aree ad alta densità di carico sarebbe opportuno considerare non soltanto le aree urbane, ma anche le aree industriali nelle quali sono presenti sempre più impianti rinnovabili.

S9. Si ritiene che la regolazione incentivante proposta nel capitolo 4 sia sufficientemente “future-proof” rispetto a possibili sviluppi innovativi? In altri termini, ci sono motivi per ritenere che gli investimenti delle imprese distributrici necessari per sviluppare le funzionalità innovative possano precludere o preconstituire in modo non desiderabile le scelte future in tema di partecipazione delle risorse diffuse al mercato dei servizi di dispacciamento?

Enel ritiene che le funzionalità innovative proposte in ottica *quick win* non vincolino le scelte future relative alla struttura del mercato di dispacciamento, poiché rendono disponibile un’infrastruttura abilitante per qualsiasi modello. Si evidenzia inoltre che l’infrastruttura di base sopra descritta è comunque necessaria per il distributore per la corretta pianificazione e gestione della rete. L’osservabilità è necessaria non soltanto per Terna ma anche per il distributore per l’esercizio in sicurezza della propria rete.

S10. Si condividono le prime ipotesi circa la possibilità di far sostenere al distributore, in relazione al beneficio per il sistema, parte dei costi relativi agli apparati di utenza, nei casi indicati al punto 5.10? Se sì, in quali condizioni e in quale misura? Se no, per quali motivi?

Si ritiene che il caso indicato nello spunto sia trattato al punto 5.10 e non 5.7 come indicato nel documento.

La socializzazione di alcuni costi afferenti agli apparati di utenza – in generale da escludere per le ragioni già esposte nella risposta allo spunto S4 – può essere utile al fine di stimolare il coinvolgimento di alcuni utenti finali nella sperimentazione su larga scala tramite progetti pilota della fornitura di servizi di dispacciamento sulle reti di distribuzione. Si tratterebbe di interventi aventi natura selettiva ed il cui beneficio in termini sperimentali sarebbe messo a disposizione dell'intero sistema elettrico. La sperimentazione consentirebbe di testare anticipatamente, rispetto ai futuri sviluppi della regolazione sul dispacciamento, alcune funzionalità già individuate nel DCO quali la funzionalità 2e (regolazione della tensione su reti MT tramite *set-point* di potenza reattiva all'utente finale) e la funzionalità 3 (regolazione potenza attiva).

S11. Si condividono le prime ipotesi circa la possibilità di consentire al distributore di offrire agli utenti abilitati servizi di comunicazione in modo non discriminatorio o trasparente come ipotizzato al punto 5.12? Se sì, a quali condizioni di neutralità?

Si condivide quanto proposto e si ritiene che il rispetto della vigente normativa in tema di unbundling assicuri il dovuto livello di neutralità.

S12. Si condividono le indicazioni circa le aree di ulteriore sperimentazione proposte? Ve ne sono altre da considerare?

In aggiunta a quanto indicato nel DCO si potrebbero avviare sperimentazioni nelle isole minori volte a testare l'aumento dell'efficienza di sistema e la fornitura di servizi di dispacciamento in bassa e media tensione e l'impiego di storage.

Inoltre, la notevole quantità di GD connessa alla rete BT (circa 600.000 impianti per complessivi 6,6 GW installati, pressoché tutti fotovoltaici) implica la necessità di *smartizzare* anche l'ultimo tratto della rete di distribuzione.

I problemi di formazione di isola indesiderata, inversione flussi di potenza, regolazione della tensione e le necessità di monitoraggio/stima dello stato, previsione della produzione e distacco preventivo di GD sono del tutto simili a quelli della rete MT.

L'estensione del sistema di monitoraggio e controllo, incluso il DMS, alla rete BT rappresenta quindi una naturale evoluzione dell'attuale *SCADA system*.

A tale proposito è in corso di svolgimento il progetto di ricerca Res Novae (Bari Smart City) finanziato nell'ambito NER 300 dal quale potranno emergere ulteriori indicazioni utili.

Si ritiene tuttavia che potrebbe essere opportuno estendere tali sperimentazioni ad altre porzioni di rete BT.

Enel ribadisce altresì la propria disponibilità a valutare la realizzazione di ulteriori sperimentazioni sui sistemi di storage già in campo sulla propria rete, volte a testare ad esempio la messa a

disposizione di capacità alle RES di sistemi di accumulo agli impianti alimentati da fonti non programmabili connessi alla propria rete, al fine di ottimizzare la gestione dell'energia immessa e limitare l'impatto negativo di eventuali azioni di modulazione poste in essere (ricorso alla procedura RIGEDI e riduzione degli sbilanciamenti) e ai clienti finali per abilitare la *demand response*.

Infine, condividiamo con l'Autorità l'interesse per la sperimentazione della gestione della rete o porzione di essa in isola intenzionale rispetto al sistema elettrico, attraverso la generazione distribuita ed opportuni strumenti di regolazione; tale soluzione potrebbe essere sfruttabile per la gestione di situazioni di emergenza.

S13. Come potrebbero in particolare essere strutturate sperimentazioni della fornitura ai distributori di servizi di rete?

Tali sperimentazioni potrebbero avvenire tramite progetti pilota finalizzati a testare le modalità di coordinamento tra distributore e Terna e il riparto di competenze e responsabilità tra tali soggetti ai fini della gestione del dispacciamento.

La sperimentazione dovrebbe prendere come riferimento i modelli descritti nel DCO 354/13 e simularne l'implementazione attraverso:

- l'abilitazione di alcuni utenti finali (generatori e domanda) alla fornitura di servizi, finanziando eventualmente gli adeguamenti impiantistici necessari;
- la predisposizione di una piattaforma che consenta ai suddetti utenti di simulare la partecipazione al MSD;
- la definizione di una procedura per il coordinamento tra distributori e Terna per la definizione del fabbisogno di servizi e la selezione delle risorse per il dispacciamento.

S14. Quali aspetti dovrebbe considerare l'Autorità, nella propria regolazione, per favorire lo sviluppo di corrette pratiche di cybersecurity?

Ad avviso di Enel l'Autorità dovrebbe supportare l'adozione di soluzioni architetturali e tecnologiche tenendo in dovuta considerazione i requisiti di sicurezza e affidabilità e cercando il giusto equilibrio tra esigenze regolatorie, di mercato e di sicurezza del sistema elettrico. Bisogna pertanto evitare quanto accaduto ad esempio in alcune procedure critiche, laddove sono state definite soluzioni tecniche di rapida implementazione ma deboli dal punto di vista architetturale per l'aspetto della sicurezza informatica.

In particolare l'AEEGSI, nella scelta delle soluzioni tecnologiche alla base degli *smart distribution system* e dei futuri sviluppi del mercato del dispacciamento, dovrebbe tenere in debita considerazione le vigenti linee guida e le *best practice* definite da organismi internazionali quali il NIST (National Institute of Standards and Technology-USA), le direttive di ENISA, nonché le indicazioni che emergono dagli organismi di standardizzazione quali quelle IEC su Working Group 15 sul protocollo IEC 62351 per gestire la sicurezza informatica dei protocolli riconducibili al

Telecontrollo e Automazione tra i quali IEC 60870-5 (attualmente in uso in Enel) e IEC 61850 per le soluzioni Smart grid. La definizione di requisiti di sicurezza solidi risulta necessaria dal momento che l'implementazione delle reti intelligenti, coinvolgendo una molteplicità di soggetti e rivoluzionando le modalità di gestione delle reti, è strettamente correlata alla sicurezza delle infrastrutture critiche.