

TE/P2015
D004241 - 07/08/2015

Spett. le
Autorità per l'Energia Elettrica il Gas
e il sistema idrico
Direzione infrastrutture, certificazione e
unbundling
Direzione mercati elettricità e gas
Piazza Cavour, 5
20121 Milano

Oggetto: DCO 255/2015/R/eel – *Smart Distribution System*: promozione selettiva degli investimenti nei sistemi innovativi di distribuzione di energia elettrica - Orientamenti iniziali

Si trasmette in allegato la risposta di Terna S.p.A. al documento di consultazione in oggetto.
Nel rimanere a disposizione per ogni eventuale chiarimento, si porgono i più cordiali saluti.


Luigi de Francisci

All.: c.s.

Copia: AD-TRI, DSC, SVR, CA-TA,SSV

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

Il documento di consultazione è, per espressa indicazione della stessa Autorità, focalizzato sul servizio di distribuzione e non tratta il tema della promozione selettiva degli investimenti sulla rete di trasmissione nazionale che sarà oggetto di una successiva consultazione. Tuttavia, in considerazione delle implicazioni che gli aspetti trattati nel documento hanno sulla gestione in sicurezza del sistema elettrico nonché in considerazione del ruolo centrale del TSO ai fini di una corretta implementazione delle principali funzionalità innovative ipotizzate nel DCO in oggetto, Terna ritiene opportuno effettuare le osservazioni di seguito riportate.

In generale, nel mutato contesto di mercato che vede una forte penetrazione della generazione distribuita e in particolare da fonte rinnovabile, si ritiene condivisibile la proposta dell'Autorità di orientare la promozione selettiva degli investimenti a partire dall'individuazione delle funzionalità necessarie allo sviluppo dei sistemi innovativi di distribuzione di energia elettrica (c.d. *smart distribution system*) e più in generale allo sviluppo di reti elettriche intelligenti. La corretta individuazione delle priorità e delle modalità di implementazione delle diverse funzionalità è indispensabile per un reale "traghettaggio" delle reti verso le smart grid e per consentire la gestione in sicurezza di elevati quantitativi di generazione distribuita e lo sfruttamento del potenziale delle risorse diffuse in termini di servizi di flessibilità.

Tuttavia, ad avviso di Terna, in un'ottica di massimizzazione dei benefici per il sistema, nella definizione di una regolazione incentivante e selettiva degli investimenti funzionali allo sviluppo degli *smart distribution system* e delle *smart grid* in generale, appare indispensabile considerare i seguenti aspetti:

- l'opportunità di adottare un approccio di sistema al tema dello sviluppo delle *smart grid* tenuto conto che Terna, in qualità di concessionario del servizio dispacciamento sull'intero territorio nazionale e pertanto responsabile della gestione in sicurezza del sistema, è chiamata a fornire un contributo importante in termini di adeguamento delle logiche e delle periferiche d'interfacciamento tra gli *smart distribution systems* e la rete di trasmissione nazionale. Tale approccio integrato sarebbe tra l'altro coerente con l'obiettivo, fissato dal legislatore con il D.lgs n. 28 del 3 Marzo 2011 (art. 18 comma 3), di promuovere l'interoperabilità e di favorire il coordinamento degli interventi di sviluppo relativi alle reti di trasmissione e distribuzione;
- l'esigenza di evitare di adottare soluzioni relative a funzionalità in sovrapposizione a quelle attualmente disponibili. Pur comprendendo, infatti, l'esigenza di contemperare le diverse

richieste dei soggetti coinvolti, occorrerebbe evitare di favorire investimenti volti allo sviluppo di funzionalità che in realtà sono già state implementate e che quindi risulterebbero, almeno in parte, ridondanti e non evolutive (es. l'attività di previsione della produzione da fonti rinnovabili è già svolta da Terna e dal GSE);

- la necessità di ridefinire le priorità di sviluppo delle diverse funzionalità alla luce delle esigenze e dell'esperienza maturata nel corso degli anni. Nel documento di consultazione l'Autorità sembra concentrarsi, almeno in una prima fase, sulla promozione degli investimenti funzionali all'attivazione dell'osservabilità dei flussi e della regolazione della tensione. Al riguardo si evidenzia l'opportunità di considerare il controllo della potenza attiva tra le funzionalità da promuovere in via prioritaria, anche in virtù delle potenzialità emerse dalle prime analisi costi/benefici condotte in ambito smart grids (cfr. progetto Green-Me). In tal senso, l'estensione del servizio di regolazione di potenza attiva alle unità di generazione diffusa risulterebbe propedeutica alla realizzazione dei benefici di sistema nell'ambito del mercato dei servizi – con particolare riferimento alla regolazione a scendere della potenza attiva – sebbene una più approfondita stima degli stessi sia evidentemente condizionata alla definizione puntuale della nuova struttura del mercato dei servizi di dispacciamento.

Con riferimento al livello 3b di implementazione di tale funzionalità riportato nella tabella 4, si ritiene opportuno approfondire ulteriormente la possibilità di ammettere isole intenzionali, in quanto le informazioni oggi disponibili non consentono di valutare compiutamente tale ipotesi;

- relativamente alla regolazione della tensione, si ritiene opportuno sottolineare che una ottimizzazione dei profili delle tensioni sulle reti dei Distributori è inevitabilmente causa di variazione del reattivo scambiato con la rete di trasmissione nazionale. Pertanto deve essere valutato come ottenere una soluzione ottima di scambio reattivo con la rete di trasmissione e nel contempo un profilo accettabile delle tensioni sulle reti dei distributori. Inoltre si evidenzia come la variazione del rapporto di trasformazione dei trasformatori AT/MT non può essere eseguita senza il coordinamento di Terna, perché essa determina corrispondenti variazioni sul carico equivalente visto dal lato AT, con conseguenze sui transiti di potenza attiva e reattiva sulla rete AT. Si suggerisce, inoltre, di prevedere anche una regolazione mediante set-point di tensione, da adottarsi in alternativa a quella basata su riferimento di potenza reattiva. Lo sviluppo di funzionalità di tipo *smart* sulla rete di distribuzione deve essere accompagnato da una maggiore responsabilizzazione del distributore rispetto ai flussi che la sua rete scambia con la RTN. Infatti si osserva come la conoscenza della porzione di generazione distribuita sottesa alle reti di distribuzione sia indispensabile anche per una corretta rappresentazione e simulazione in tempo reale del

comportamento dinamico del sistema, ai fini delle verifiche di adeguatezza dei piani di difesa e dell'efficacia dei sistemi di regolazione. Con riferimento, in particolare, all'implementazione dell'osservabilità dei flussi di potenza, la soluzione ottimale ai fini del controllo del sistema elettrico, che dovrebbe essere perseguita a tendere, è la disponibilità in tempo reale delle misure di potenza attiva e reattiva per cabina primaria, come peraltro previsto nell'allegato A.70. Fermo restando, infatti, il modello di dispacciamento centralizzato, gli impianti di GD dovrebbero essere in grado di comunicare in tempo reale le misure che, aggregate per il tramite del distributore a livello di CP, dovrebbero essere trasferite a Terna. Al riguardo si precisa che il capitolo 6 dell'Allegato A.70 prevede che il distributore comunichi a Terna, per ogni cabina primaria, sia le previsioni sia le misure in tempo reale della potenza attiva e reattiva differenziate per aggregato di carico, generazione (per fonte) e totale di cabina primaria. Al contrario sembra che il DCO, almeno in una prima fase, prospetti la possibilità per il distributore di trasmettere in tempo reale la sola previsione della GD e del carico sotteso. Tale soluzione, oltre che essere difforme da quanto previsto nell'Allegato A.70, permetterebbe la trasmissione in tempo reale a Terna di un'informazione non rilevante ai fini della gestione del sistema (se non potenzialmente fuorviante, a seconda dell'esattezza della previsione) e costituirebbe peraltro un duplicato rispetto all'attività previsionale che già Terna¹ e il GSE svolgono.

Tuttavia, comprendendo le difficoltà implementative nel breve termine, si propone una soluzione transitoria in base alla quale il distributore, in qualità di soggetto responsabile della gestione della sua rete, avrebbe la responsabilità di fornire a Terna in tempo reale una stima attendibile del carico e della generazione sottesa a ciascuna cabina primaria, differenziata per fonte. Qualora si dovesse adottare tale soluzione transitoria basata su una stima, sarebbe utile valutare, nell'ambito di un tavolo tecnico congiunto Terna - distributori, le diverse soluzioni implementabili da parte dei distributori e il livello di affidabilità e precisione ad esse associato. Con riferimento a tale aspetto, si concorda sull'opportunità di attribuire a Terna il coordinamento del tavolo tecnico per apportare eventualmente le necessarie modifiche al Codice di rete. Infine, si rappresenta come alcuni potenziali benefici per il sistema siano ottenibili anche semplicemente mettendo a disposizione di Terna i dati di produzione degli impianti di generazione già raggiunti dal sistema satellitare gestito dal GSE ai sensi di quanto previsto dalla deliberazione ARG/elt 4/10;

- l'esigenza di definire quanto prima un primo set, anche se semplificato, di regole di dispacciamento delle risorse diffuse in modo tale da responsabilizzare tali risorse

¹ Con riferimento all'attività previsionale di Terna, si precisa che la previsione della produzione dalle unità di produzione non rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili è al momento limitata alle sole unità produzione fotovoltaiche.

minimizzando i rischi di gestione del sistema e consentire la fornitura di servizi di dispacciamento da parte di una più ampia platea di soggetti. Ciò favorirebbe, tra l'altro, la competitività delle risorse con potenziali benefici a livello di sistema in relazione all'approvvigionamento della capacità di regolazione sui mercati dei servizi di dispacciamento. Al riguardo, nelle more della definizione delle suddette regole, qualora si avviassero sperimentazioni di gestione locale di servizi di regolazione di tensione e di potenza da parte del distributore sarebbe necessaria una verifica delle interazioni tra la rete MT coinvolta nella sperimentazione e il sistema elettrico nazionale nonché la definizione di opportune modalità di coordinamento tra TSO e DSO;

- in tema di sviluppo delle reti smart, si sottolinea l'opportunità di promuovere in parallelo gli investimenti funzionali ad integrare le logiche smart nella rete di trasmissione nazionale. Al riguardo, si evidenzia l'esigenza di effettuare, anche sulla rete di trasmissione, gli investimenti necessari a disporre di adeguati segnali, vettori e strumenti per consentire la visibilità e il controllo della generazione distribuita e, più in generale, delle risorse di regolazione rese disponibili ai punti di interfacciamento con le reti di distribuzione. Tali investimenti e i costi che insorgeranno dalla integrazione dei sistemi smart di distribuzione con la RTN dovranno trovare adeguata copertura tariffaria.

Al riguardo si rappresenta che Terna da alcuni anni ha messo in programma e realizzato soluzioni di sviluppo innovative (c.d. smart transmission solutions) finalizzate a rendere la rete di trasmissione più dinamica, ossia in grado di evolvere rapidamente e in maniera efficace rispetto a scenari di sistema che mutano repentinamente e che sono difficilmente prevedibili ex-ante. In particolare, allo scopo di realizzare una rete di trasmissione flessibile che, nelle diverse condizioni di esercizio, risponda prontamente alle esigenze di sicurezza, affidabilità ed efficienza del sistema elettrico, favorendo il più possibile l'integrazione della crescente produzione da fonte rinnovabile anche non direttamente connessa alla RTN, Terna ha pianificato alcuni interventi, attualmente in corso di realizzazione, e definito nuove soluzioni da implementare che consentono:

- un migliore controllo dei flussi di potenza sulla rete AT/AAT;
- il miglioramento della stabilità e della sicurezza di esercizio del sistema;
- la corretta gestione dei profili di tensione e dei flussi di potenza reattiva sulla rete;
- la massimizzazione della capacità di trasporto delle linee esistenti (con l'utilizzo di conduttori ad alta capacità) anche in funzione della temperatura di esercizio (Dynamic Thermal Rating- DTR);
- la massimizzazione dello sfruttamento delle risorse da fonte rinnovabile.

Tali soluzioni sono caratterizzate, in generale, da un ridotto impatto ambientale e da tempi e costi di implementazione tipicamente inferiori a quelli necessari per la realizzazione di nuove infrastrutture di rete. Si evidenzia nel merito l'opportunità, espressa anche dal legislatore, di garantire il pieno coordinamento degli sviluppi sulle reti di distribuzione (compresi quelli di tipo smart) con i suddetti interventi pianificati sulla rete di trasmissione, al fine di massimizzarne l'efficacia ed evitare rischi di duplicazioni;

- in riferimento all'esperienza maturata con il progetto smart grid Green-me, si segnala che l'estensione della regolazione di potenza attiva ad un certo numero di unità diffuse è condizione propedeutica ed essenziale alla realizzazione dei benefici di sistema valutati nell'ambito di tale progetto. Al riguardo, gli studi effettuati hanno ipotizzato l'implementazione del modello di dispacciamento centralizzato esteso (modello 1-fase 1, cfr. DCO 354/2013 all. A) in uno scenario di medio-lungo termine coerente con le evoluzioni di carico/generazione previste in ambito nazionale ed europeo. Le analisi costi/benefici condotte sotto tali ipotesi hanno evidenziato, come beneficio prevalente, un consistente impatto positivo derivante dalla partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento delle "risorse diffuse" come unità abilitate al servizio di regolazione di potenza attiva, in considerazione del contributo delle stesse alla creazione dei margini di riserva terziaria a scendere e al servizio di bilanciamento.

Di seguito si riportano le osservazioni puntuali ai singoli spunti di consultazione di interesse di Terna.

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

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.

Oltre a richiamare le osservazioni già espresse in premessa con riferimento alle funzionalità necessarie per la realizzazione delle *smart grid* si ritiene nondimeno importante considerare anche i seguenti aspetti:

1. possibilità di attivazione della riduzione rapida o distacco della produzione (telescatto) anche per esigenze del sistema elettrico e non solo, come prospettato nel DCO, ai fini della prevenzione dell'isola indesiderata;
2. considerare anche il contributo alla regolazione di tensione su livelli di tensione più elevata (AT).

Con riferimento al punto 1, le risorse utilizzate per il sistema di difesa su rete AT coinvolgono gruppi di produzione di tipo tradizionale ed eolico connessi alla rete di trasmissione. Con il

progressivo diffondersi della generazione distribuita però le risorse effettivamente disponibili, da asservire al sistema di difesa (telescatto), vanno riducendosi e, in alcuni casi, potrebbero non risultare sufficienti. In tale contesto andrebbe valutata la possibilità di dotare anche la generazione distribuita di sistemi per l'asservimento al telescatto con prestazioni comparabili a quelle fornite dai generatori connessi alla rete AT. Tale tematica, pur avviata nel contesto dell'adeguamento all'Allegato A.72, CEI 0-16 e 0-21, necessita di ulteriore evoluzione per rendere le prestazioni dei sistemi di distacco della generazione distribuita adeguati all'utilizzo nei sistemi di difesa.

Per quanto attiene il punto 2, le risorse per la regolazione di tensione sulla rete di trasmissione sono erogate dai gruppi di generazione di tipo tradizionale, che vengono soppiantati in modo sempre più frequente dalla generazione distribuita, le quali, peraltro, contribuiscono all'alterazione dei profili di reattivo scambiato con la rete, spesso in modo non controllabile. Si ritiene, quindi, importante estendere la partecipazione alla regolazione di tensione sulla rete AT anche da parte della generazione distribuita.

Infine si suggerisce di tenere in considerazione, nello sviluppo dell'architettura regolatoria per le reti di distribuzione, la necessità di rendere sempre disponibile il quantitativo di carico necessario a garantire l'efficacia del Piano di Alleggerimento del SEN, minimizzando il distacco contestuale di generazione distribuita.

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

Al riguardo, si evidenzia come sia essenziale che le caratteristiche e condizioni tecniche per l'installazione e l'utilizzo dei sistemi di accumulo sulle reti di distribuzione, in quanto sistemi attivi con elevata potenzialità di diffusione, siano definite congiuntamente con Terna.

Inoltre, con riferimento alla funzionalità "impiego dei sistemi di accumulo", non sono chiari gli utilizzi ipotizzati e i conseguenti benefici per il sistema, qualora tali sistemi di accumulo siano impiegati in assenza di comunicazioni con gli utenti della rete.

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

Con riferimento a quanto ipotizzato al paragrafo 3.12 del documento di consultazione, vale a dire la possibilità da parte del distributore di intervenire con modulazioni (limitazioni) di potenza attiva sulle risorse di generazione distribuita, si rappresenta che, fermo restando quanto già indicato nella parte generale e in risposta al DCO 354/2013/R/eel in merito alla preferenza per il modello di dispacciamento centralizzato, tale evenienza deve ovviamente essere inquadrata in un modello in

cui il gestore del sistema (Terna) sia coinvolto al fine di evitare azioni autonome e non coordinate, che portino a sbilanciamenti incontrollati del sistema elettrico.

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

Si rinvia alle considerazioni riportate nella parte generale.

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

Con riferimento alla possibile sperimentazione di una gestione locale, da parte dell'impresa distributrice, dei servizi di regolazione di tensione e potenza forniti dagli utenti attivi su rete MT, si richiamano le criticità già evidenziate in risposta al DCO 354/2013/R/eel con riferimento a modelli di dispacciamento decentralizzati. Tali modelli di dispacciamento, anche se basati, come proposto nel DCO 255/2015/R/eel, su contrattazione bilaterale, presupporrebbero un radicale cambiamento del quadro normativo di riferimento e la definizione delle modalità di interazione/coordinamento con Terna che parallelamente agirebbe su MSD per l'approvvigionamento dei servizi di dispacciamento.

Nell'ambito delle iniziative sperimentali prospettate al punto 5.16 del documento di consultazione e nel condividerne i contenuti, Terna ritiene particolarmente meritevole di sperimentazione il tema dell'interoperabilità tra diverse infrastrutture.

Il sistema elettrico, come noto, a differenza di altre infrastrutture, deve essere bilanciato in ogni istante, ovvero la quantità di energia immessa deve coincidere esattamente con la quantità di energia prelevata. Nel caso della rete idrica tale contemporaneità non è richiesta, prevedendo tale infrastruttura un'intrinseca capacità di accumulo per uso differito. Per garantire la continuità del servizio idrico è necessario provvedere al riempimento delle vasche lungo la rete idrica non in una logica di bilanciamento costante tra domanda e offerta ma, semplicemente, assicurandosi che le vasche abbiano sempre un sufficiente quantitativo d'acqua. In tale ottica il sistema degli acquedotti si presta ad essere asservito, in una logica di domanda attiva, ai servizi di dispacciamento (ovvero per pompare acqua a monte quando il dispacciamento necessita di riserva a scendere).

Da tale considerazione deriva uno spunto per un nuovo ambito di sperimentazione relativo a proposte che consentano di estendere alla rete elettrica la flessibilità tipica delle reti idriche in una logica sinergica e di Smart & Interoperable Grids (SIGs). Tale concetto, assolutamente innovativo nel panorama internazionale, permetterebbe di ridurre i costi energetici sostenuti da parte dei concessionari dei servizi idrici, ampliare la platea dei fornitori dei servizi di dispacciamento a favore del sistema elettrico e di avviare investimenti produttivi con una forte impronta innovativa.

Si propone, pertanto, di estendere ai concessionari di servizi idrici l'accesso ai progetti pilota Smart Grid al fine di avviare sperimentazioni per esplorare aree innovative di 'sinergia infrastrutturale' che non sono state oggetto dei progetti pilota Smart Grid fin qui realizzati.

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

In tema di cyber-security e resilienza dello "strato ICT" è richiesto - a Terna ma anche agli altri operatori maggiori del settore elettrico - un forte presidio, per effetto dell'evoluzione tecnologica computer-based che, pervadendo le reti di trasmissione e distribuzione elettrica ed in generale i sistemi di controllo industriale, ha portato con sé nuovi rischi.

Lo scenario a tendere per le future reti elettriche delinea però per il settore ulteriori nuove necessità e con esse nuovi approcci "di sistema".

Infatti, la crescita esponenziale prevista per i c.d. devices intelligenti che richiederanno una "connessione" darà origine ad una capillare piattaforma di comunicazione e scambio di flussi informativi che non potrà escludere soluzioni internet-based da cui, indipendentemente dal ruolo più o meno coinvolto dei TSO nel trattamento dei flussi stessi (cioè più o meno "intermediato" dai DSO), dipenderà inevitabilmente il funzionamento in sicurezza dell'intero sistema elettrico.

E' ampiamente condiviso tra gli esperti, anche in ambito internazionale, che questo "strato ICT" andrà gradualmente ad assumere un ruolo chiave e che dovranno essere affrontate nuove problematiche di cyber-security, per l'aumento delle dinamiche di minacce e vulnerabilità proprie dei sistemi di computing e della c.d. "superficie di attacco".

Inevitabilmente, per la natura proprio di tali dinamiche, le scelte per affrontare tale scenario dovranno tenere in conto il Piano nazionale per la protezione cibernetica, varato dal Governo italiano a gennaio 2014 ed articolato in vari indirizzi operativi in cui gli attori principali sono i soggetti pubblici e privati che gestiscono infrastrutture critiche.

Se già allo stato attuale la presenza di componenti smart a supporto della gestione della RTN e del SEN impongono a Terna ed agli operatori maggiori l'attuazione di misure organizzative, tecnologiche ed operative per il contenimento del cyber-risk, a tendere tale esigenza vivrà un forte impulso e soprattutto imporrà soluzioni omogenee e diffuse "di sistema".

A sostegno della continuità di funzionamento del complesso sistema risultante, dovranno essere pertanto da un lato garantite o rafforzate a livello di singolo soggetto coinvolto alcune pratiche essenziali e dall'altro erogati e gestiti - a livello d'insieme ed in modo omogeneo - una serie di

nascenti servizi di sicurezza “di sistema” (ad es. protocolli di scambio dati più sicuri, dispositivi interconnessi più sicuri, etc.).

Si può ritenere ragionevole ipotizzare che le pratiche in questione riguardino almeno i processi di base per la realizzazione e gestione di un sufficiente livello di sicurezza (risk-based o control-based) delle varie componenti ICT disseminate nel sistema – funzionali ad operazioni interne al singolo operatore ma anche alle interazioni tra operatori – mentre sul fronte dei nuovi servizi siano perseguiti meccanismi per rendere più sicuro lo scambio dei dati e criteri per garantire la sicurezza “intrinseca” di ogni tassello del mosaico (smart-devices di varia natura).

In questo quadro acquisiscono rilevanza nuove attività di indirizzo/guida e controllo valide sull'intero sistema, quali ad esempio, (i) la definizione dei requisiti essenziali per una catena di approvvigionamento di componenti smart sicure, (ii) la certificazione degli smart-devices secondo standard affermati (es. Common Criteria, ISO 15408) in armonia con quanto stabilito dal già citato Piano nazionale per la protezione cibernetica, (iii) l'emissione di certificati digitali per aumentare la sicurezza dei flussi di real-time e di business (con la creazione di una Certification Authority di settore, al pari di quanto sta avvenendo in alcuni ambiti europei), (iv) la definizione di standard tecnici di cyber security (baselines di controlli di sicurezza, modelli architetturali etc.) per l'interconnessione e la cooperazione degli smart-devices (v) l'esecuzione di security assessment atti a verificare la compliance delle realizzazioni in opera con gli standard di sicurezza definiti.

In considerazione del ruolo svolto da Terna e delle competenze acquisite in materia, Terna si rende disponibile a coordinare un tavolo di lavoro sul tema al fine di favorire l'adozione, a livello di singolo soggetto, di procedure/sistemi che garantiscano la cybersecurity in modo omogeneo e interoperabile.