

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
255/2015/R/EEL**

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

Orientamenti iniziali

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti
nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità
per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico 483/2014/R/eel

Mercato di incidenza: energia elettrica

29 maggio 2015

Premessa

Il presente documento, a partire dalle risultanze dei progetti pilota smart grid avviati nel 2011, illustra gli orientamenti iniziali dell'Autorità in merito a possibili meccanismi di regolazione incentivante rivolti alle imprese di distribuzione dell'energia elettrica per la trasformazione delle reti di distribuzione in sistemi innovativi di distribuzione (Smart Distribution System). Il documento contiene anche proposte per l'avvio di ulteriori sperimentazioni in aree tecniche non ancora esplorate dai progetti pilota smart grid conclusi.

La presente consultazione si inquadra nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 483/2014/R/eel per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e di condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di connessione per il periodo di regolazione che ha inizio dal 1 gennaio 2016.

A seguito della presente consultazione, l'Autorità si riserva di formulare i propri orientamenti finali e di formulare proposte quantitative di maggior dettaglio che si coniugheranno anche con le nuove modalità di riconoscimento dei costi totali che si intende sperimentare con un percorso graduale.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o tramite posta elettronica, **entro e non oltre il 20 luglio 2015.***

Le osservazioni e le proposte pervenute saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità. Pertanto, qualora i partecipanti alla consultazione intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, motiveranno tale richiesta contestualmente a quanto inviato in esito al presente documento, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione.

**Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico
Direzione infrastrutture, certificazione e unbundling
e Direzione mercati elettricità e gas
piazza Cavour 5 – 20121 Milano**

email: infrastrutture@autorita.energia.it
sito internet: www.autorita.energia.it

INDICE

<i>Executive summary</i>	4
1. Inquadramento: obiettivi e motivazioni dell'intervento regolatorio	6
Contesto generale di trasformazione delle reti elettriche di distribuzione.....	6
Obiettivi e motivazioni dell'intervento regolatorio	7
2. Benefici delle funzionalità degli <i>smart distribution system</i>	9
Lezioni apprese dai progetti pilota smart grid	9
Classificazione dei servizi di comunicazione “machine-to-machine” (M2M).....	11
Evoluzione verso gli “smart distribution system”	11
Funzionalità di monitoraggio: osservabilità dei flussi di potenza e delle risorse	13
Funzionalità di controllo: regolazione della tensione e della potenza attiva	14
Funzionalità di protezione: telescatto e selettività logica	18
Funzionalità relative all'impiego di sistemi di accumulo per esigenze di rete.....	21
3. Interazioni con altre regolazioni che insistono sull'attività di distribuzione	23
Regolazione della qualità del servizio di distribuzione	23
Regolazione delle connessioni	24
Regolazione delle perdite di rete e dell'energia reattiva	26
Regolazione della misura e della messa a disposizione dei dati agli utenti MT.....	28
Regolazione del dispacciamento	28
4. Primi orientamenti per la promozione selettiva degli investimenti necessari	29
Verso logiche di incentivazione “output-based” rivolte ai distributori	29
Orientamenti per l'identificazione degli output delle funzionalità prescelte.....	30
Orientamenti per la valorizzazione degli output e l'individuazione di priorità selettive.....	32
5. Prospettive di ulteriori sviluppi innovativi	35
Il “roll-out” di infrastrutture abilitanti le risorse diffuse	35
Prime ipotesi per ridurre gli investimenti e i costi degli utenti di rete.....	36
Orientamenti per l'avvio di ulteriori sperimentazioni pilota	37
Prime considerazioni in merito alla sicurezza cibernetica delle smart grid.....	39
Appendici	41
Appendice A. Sintesi delle risposte alla consultazione 5/2015/R/eel.....	41
Appendice B. Principali risultati dei progetti pilota smart grid promossi dall'Autorità.....	45
Appendice C. Schede tecniche delle funzionalità “smart distribution system”.....	49
Appendice D. Prime analisi costi/benefici per la valorizzazione degli output	55
Appendice E. Acronimi utilizzati nel documento e nelle appendici	61

Allegato (separato)

Allegato 1. Sintesi delle Relazioni Finali dei progetti pilota *smart grid*

Executive summary

Con questa consultazione, l’Autorità presenta i propri orientamenti iniziali in tema di sistemi innovativi di distribuzione dell’energia elettrica (di seguito: “*Smart Distribution System*”) adeguati al cambiamento di paradigma in corso nel settore elettrico come evidenziato nel *Quadro strategico dell’Autorità per il quadriennio 2015-2018* (obiettivi strategici OS.1 e OS.6).

Gli orientamenti presentati in questo documento tengono conto degli esiti della consultazione già condotta sulle linee generali di intervento, richiamate nel **capitolo 1**, del procedimento per la revisione della regolazione delle tariffe e della qualità del servizio delle infrastrutture di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il prossimo periodo di regolazione.

Gli orientamenti presentati sono basati sui risultati delle sperimentazioni condotte in campo nei progetti pilota *smart grid* avviati nel 2011 dall’Autorità. In tali progetti sono state sperimentate soluzioni avanzate di gestione delle reti elettriche di distribuzione “attive”, ovvero reti in grado di veicolare e integrare l’elevata variabilità dei flussi energetici (incluse frequenti e prolungate “inversioni di flusso”) derivanti dallo stock, ormai molto rilevante sull’intero territorio nazionale, di impianti di generazione connessi alle reti di distribuzione, per la maggior parte alimentati a fonte rinnovabile.

Le funzionalità innovative sperimentate nei progetti pilota vengono dettagliatamente esaminate nel **capitolo 2** di questo documento, per individuare quali di queste funzionalità possano essere attivate su larga scala dalle imprese distributrici anche prima che vengano definite dall’Autorità le regole per la partecipazione delle risorse connesse alle reti di distribuzione ai servizi di dispacciamento, o “*risorse diffuse*” (utenti attivi della rete, cioè dotati di impianti di generazione dell’energia elettrica; utenti passivi dotati di capacità di *demand response*; stazioni di ricarica di veicoli elettrici; sistemi di accumulo).

L’Autorità ritiene che le scelte di sviluppo infrastrutturale dei sistemi di distribuzione disegnate in questo documento possano portare nel giro di pochi anni alla realizzazione di una infrastruttura *smart* “di base” che possa fungere da piattaforma per successivi sviluppi, secondo criteri di interoperabilità, per sviluppare in sicurezza l’effettiva partecipazione delle risorse diffuse ai servizi di dispacciamento. Con la presente consultazione si intende anche verificare che tali sviluppi infrastrutturali, coerentemente con le intenzioni e gli obiettivi dell’Autorità, non precludano o vincolino in modo non desiderabile la dinamica concorrenziale, nonché le scelte future in merito alle regole per la partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento da parte delle risorse diffuse.

Nel **capitolo 3** vengono analizzate le interazioni con le altre regolazioni che insistono sull’attività di distribuzione, per verificare se i meccanismi incentivanti connessi possono presentare effetti di stimolo per alcune delle funzionalità esaminate o se occorrono aggiustamenti di tali regolazioni per sfruttare il potenziale degli *smart distribution system*.

L’analisi effettuata conduce all’individuazione di due funzionalità innovative che non sono promosse dai meccanismi incentivanti esistenti e che potrebbero essere sviluppate dalle imprese di distribuzione anche senza abilitare la comunicazione con le risorse

diffuse e senza richiedere prestazioni particolarmente sfidanti dei sistemi di comunicazione:

- osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse;
- capacità di regolazione della tensione delle reti di media tensione.

Per entrambe queste funzionalità di base è possibile ottenere primi benefici anche con configurazioni che inizialmente non richiedono l'abilitazione di un sistema di comunicazione del gestore di rete con gli utenti della rete, ma solo con alcuni impianti dell'impresa di distribuzione (ad esempio, cabine secondarie già telecontrollate). Tale abilitazione potrebbe avvenire in una fase successiva, una volta definite le regole per la partecipazione delle risorse diffuse ai servizi di dispacciamento. Tutto ciò salvo aree definite in cui i sistemi di comunicazione potrebbero essere abilitati in via sperimentale anche prima della definizione di tali regole.

Con il sistema tariffario attuale, i benefici derivanti dalle due funzionalità individuate, tuttavia, in quota considerevole non sono catturabili dall'impresa distributrice che, pertanto, non ha interesse a sviluppare tali soluzioni (o addirittura, potrebbe trovare più conveniente svilupparne di diverse, magari più *capital intensive*). Sulla base di tali considerazioni, qui sintetizzate, l'Autorità ritiene pertanto opportuno valutare lo sviluppo di un meccanismo di incentivazione che "internalizzi" parte del beneficio a favore dell'impresa distributrice.

Secondo le linee di indirizzo già indicate dall'Autorità e già soggette a consultazione, tale meccanismo incentivante deve avere due caratteristiche:

- essere di tipo "*output-based*", ovvero correlabile a un indicatore che esprime in modo semplice la quantità di beneficio derivante dall'intervento, in quanto tale modalità permette che l'impresa si concentri sulle scelte più efficienti;
- essere di natura *selettiva*, ovvero in grado di orientarsi prioritariamente verso le aree in cui l'intervento comporta i maggiori benefici netti.

Nel **capitolo 4** di questo documento sono presentati i possibili indicatori di *output* e le logiche di selettività che, in coerenza con le linee di indirizzo appena richiamate, l'Autorità intende adottare per promuovere gli investimenti necessari allo sviluppo degli *smart distribution system*. Una appendice al documento illustra le considerazioni svolte dall'Autorità per valutare costi e benefici del dispiegamento delle due funzionalità individuate come prioritarie per l'infrastrutturazione *smart* di base. Ulteriori sviluppi potranno essere promossi anche dai meccanismi incentivanti della qualità del servizio.

Infine, nel **capitolo 5** vengono illustrate alcune prospettive relative all'evoluzione dei sistemi innovativi di distribuzione. In particolare, si propone di avviare nuove sperimentazioni per esplorare aree innovative che non sono state oggetto dei progetti pilota *smart grid* fin qui realizzati, e di esaminare forme di possibile sostegno in una fase iniziale agli investimenti e ai costi che gli utenti della rete dovranno sostenere per lo sviluppo completo dei sistemi innovativi di distribuzione, in grado di esprimere anche le altre funzionalità collegate all'abilitazione delle risorse diffuse.

Nelle **appendici** a questo documento sono contenute schede su aspetti, la cui trattazione nel corpo del documento avrebbe potuto renderne meno chiara la comprensione.

Infine, in un **allegato** è contenuta una sintesi delle Relazioni finali dei progetti pilota *smart grid* dai cui risultati hanno preso le mosse gli orientamenti qui presentati.

Inquadramento: obiettivi e motivazioni dell'intervento regolatorio

Contesto generale di trasformazione delle reti elettriche di distribuzione

- 1.1 Lo sviluppo delle reti di distribuzione di energia elettrica è stato condizionato negli ultimi anni dal forte sviluppo della generazione distribuita, in particolare da impianti di produzione alimentati a fonti rinnovabili, che ha raggiunto nel 2013 il livello di 30 GW di potenza installata a fronte di un carico variabile tra un massimo di 53 GW (punta estiva ed invernale) e i livelli minimi di circa 20 e 30 GW (rispettivamente notturno e diurno festivo).¹
- 1.2 Oltre allo sviluppo della generazione distribuita, anche di natura intermittente, ulteriori cambiamenti hanno effetto sul sistema elettrico in generale e sullo sviluppo ed esercizio delle reti di distribuzione di energia elettrica in particolare: tra questi, la possibilità di utilizzare per i servizi di rete anche le risorse diffuse (impianti di generazione distribuita, clienti con capacità di *demand response* e sistemi di accumulo elettrochimici), tenendo conto dei nuovi profili di utilizzo di clienti che sempre più, diventando *prosumer*, tendono da una parte ad aumentare gli autoconsumi, ma anche ad aumentare la penetrazione del vettore elettrico.
- 1.3 L'Autorità ha già illustrato² la necessità di uno spostamento verso una logica di "*smart system*" che possa contribuire al contenimento e differimento degli investimenti di rete, per fronteggiare le nuove sfide che il sistema elettrico sta affrontando, in modo da ottimizzare l'utilizzo delle risorse diffuse.
- 1.4 La presente consultazione si inquadra nel procedimento, avviato con la deliberazione 9 ottobre 2014, 483/2014/R/eel, per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e di condizioni tecnico-economiche per il servizio di connessione per il periodo di regolazione con decorrenza dall'1 gennaio 2016. Il suddetto procedimento è soggetto, per gli aspetti più rilevanti, alla metodologia AIR (Analisi di impatto della regolazione).
- 1.5 Nell'ambito di tale procedimento, l'Autorità ha già definito le linee generali di intervento con il documento per la consultazione 5/2015/R/eel. In particolare, è stato già indicato che il tema dell'adeguatezza delle infrastrutture di rete, in particolare nel segmento della distribuzione è una delle questioni centrali che devono essere affrontate dal regolatore per far fronte all'attuale cambiamento di paradigma del settore elettrico derivante degli sviluppi dei nuovi utilizzi finali (es. pompe di calore, veicoli elettrici, altre elettro-tecnologie efficienti) e del progressivo aumento degli autoconsumi, e corrispondentemente del possibile minore utilizzo delle reti elettriche in termini di energia complessivamente distribuita, ma con profili di prelievo e di tensione sempre più variabili nel tempo.

¹ Maggiori approfondimenti sono disponibili nella Relazione di Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita in Italia per l'anno 2013 (Allegato A alla deliberazione 225/2015/I/eel)

² In particolare si veda la Relazione 277/2014/I/efr, giugno 2014, sullo stato di utilizzo e integrazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. E' previsto un aggiornamento di tale Relazione per giugno 2015.

Obiettivi e motivazioni dell'intervento regolatorio

- 1.6 L'Autorità ha indicato, nel *Quadro strategico per il quadriennio 2015-2017*, l'obiettivo strategico di attuazione di una regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali, secondo il quale *la regolazione tariffaria dovrà evolvere aumentando l'attenzione rivolta ai benefici sistemici connessi allo sviluppo dei progetti infrastrutturali ... (ad esempio, benefici in termini di social welfare, di qualità e sicurezza del servizio, di integrazione delle fonti rinnovabili), sviluppandosi secondo criteri di selettività e in logica output-based*.³
- 1.7 In relazione alle infrastrutture di distribuzione, in particolare, l'evoluzione della regolazione dovrà portare al rafforzamento e all'estensione della regolazione della qualità del servizio e dovrà accompagnare il processo di "smartizzazione" della rete in modo da favorire concretamente l'integrazione delle fonti rinnovabili.
- 1.8 Nella consultazione sulle linee generali di intervento per lo sviluppo infrastrutturale nel settore della distribuzione, l'Autorità ha indicato che appare indispensabile e urgente l'introduzione di logiche selettive di tipo *output-based* nel riconoscimento degli investimenti che premi la creazione di valore per gli utenti del servizio, dal momento che un adeguato sviluppo in *logica "smart"*⁴ delle reti di distribuzione può in qualche misura contribuire al contenimento degli investimenti necessari e quindi del costo del servizio, con evidente beneficio per i clienti finali.
- 1.9 L'attuale quadro di riconoscimento dei costi prevede che i costi di capitale siano di fatto riconosciuti secondo schemi di regolazione del tipo *rate-of-return*, con adeguamento annuale del capitale investito netto in funzione delle dinamiche di investimento/disinvestimento, mentre gli obiettivi di efficientamento si concentrano sui costi operativi. Nella consultazione sulle linee generali di intervento per il prossimo periodo regolatorio, l'Autorità ha già indicato di ritenere che tale schema di regolazione non dia incentivi equilibrati per la minimizzazione dei costi complessivi del servizio e ha espresso l'intenzione di rivedere gradualmente la tematica delle logiche di riconoscimento dei costi, ipotizzando l'introduzione di logiche di riconoscimento del costo totale; tale revisione non potrà che avvenire secondo un percorso di gradualità.⁵
- 1.10 Nell'attuale contesto, in attesa che sia attuata la riforma delle modalità di riconoscimento dei costi, 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, per contro, a fronte di un contenimento degli investimenti, possono comportare costi operativi più elevati, tipicamente legati all'acquisizione dall'esterno di servizi di comunicazione. Inoltre, queste soluzioni innovative possono produrre benefici che ricadono su attività esterne al perimetro di

³ Obiettivo strategico OS.6 del Quadro strategico dell'Autorità per il quadriennio 2015-18, Allegato A alla deliberazione 15 gennaio 2015, 3/2015/A.

⁴ Con tale espressione si intende il ricorso a tecnologie innovative che permettono un controllo del sistema di distribuzione e del comportamento degli utenti connessi a tale sistema in modo da poter ottimizzare l'utilizzo delle reti.

⁵ E' prevista la pubblicazione di un documento per la consultazione su questo tema entro il mese di luglio 2015.

distribuzione (per esempio riduzione dei costi di dispacciamento, conseguita migliorando la previsione e l'utilizzo di riserva o riducendo la necessità di azioni di bilanciamento in tempo reale).

- 1.11 Le osservazioni pervenute dai soggetti interessati in esito alla consultazione 5/2015/R/eel hanno mostrato di condividere, seppure con qualche eccezione, le linee generali di intervento per lo sviluppo infrastrutturale nel settore della distribuzione elettrica nel prossimo periodo regolatorio. Le imprese distributrici e le loro associazioni intervenute nella consultazione hanno indicato l'opportunità di costituire tavoli tecnici per la definizione dei requisiti e del tipo di misurazioni da effettuare per attuare una logica di tipo *output-based*.⁶
- 1.12 Le osservazioni pervenute hanno ulteriormente sottolineato anche la stretta connessione – già evidenziata anche dall'Autorità nella richiamata consultazione – tra i nuovi sviluppi in *logica smart* e lo sviluppo di nuove regole di dispacciamento per la valorizzazione dei servizi che le risorse connesse alle reti di distribuzione possono fornire al bilanciamento del sistema elettrico, nella prospettiva di evoluzione verso mercati elettrici più sicuri, efficienti e integrati,⁷ anche in presenza di un sempre maggiore contributo degli impianti di generazione a fonti rinnovabili, in maggior parte connessi alle reti di distribuzione.
- 1.13 Il tema dello sviluppo infrastrutturale delle reti di distribuzione è strettamente correlato con anche l'evoluzione della regolazione della qualità del servizio per il prossimo periodo regolatorio; l'Autorità ha già pubblicato su questo tema uno specifico documento di approfondimento tecnico,⁸ che ha messo in evidenza anche il tema della resilienza del sistema elettrico a livello sia della rete di trasmissione che di quelle di distribuzione. La regolazione incentivante degli *smart distribution system*, oggetto del presente documento di consultazione, e l'evoluzione della regolazione incentivante della qualità del servizio hanno importanti interazioni che sono esaminate nel capitolo 3 di questo documento.
- 1.14 Il presente documento di consultazione è focalizzato sul servizio di distribuzione (con particolare riferimento agli investimenti sulle reti di media tensione) e non comprende quindi il tema degli investimenti per il servizio di misura. Come anticipato nelle linee generali di intervento, gli investimenti per la seconda generazione di contatori elettronici dovranno essere guidati dai benefici sistemici, a cui l'Autorità intende orientare le proprie scelte in tema di requisiti funzionali previste dalle disposizioni del decreto legislativo 102/2014 (in particolare, articolo 9 comma 6). Il tema verrà trattato, dunque, con distinti e successivi documenti per la consultazione.
- 1.15 Analogamente, non viene trattato nel presente documento di consultazione il tema dello sviluppo infrastrutturale della rete di trasmissione nazionale che sarà oggetto di un successivo documento di consultazione dedicato.

⁶ Si veda l'Appendice A per una sintesi dei contributi pervenuti (integralmente pubblicati sul sito dell'Autorità).

⁷ Obiettivo strategico OS.1 del Quadro strategico dell'Autorità per il quadriennio 2015-18, Allegato A alla deliberazione 15 gennaio 2015, 3/2015/A.

⁸ Documento per la consultazione 48/2015/R/eel.

2. Benefici delle funzionalità degli *smart distribution system*

2.1 Nel presente capitolo viene compiuta un'analisi delle principali funzionalità innovative sperimentate nell'ambito dei progetti pilota *smart grid*, adeguate a consentire uno sviluppo dei sistemi di distribuzione coerente con il nuovo paradigma del settore e tale da poter gestire in sicurezza livelli elevati di generazione distribuita, sfruttando il potenziale delle risorse diffuse per assicurare i servizi di flessibilità necessari a gestire l'elevata variabilità dei flussi di energia sulle reti di distribuzione, anche con frequenti e prolungate "inversioni di flusso".⁹

Lezioni apprese dai progetti pilota smart grid

- 2.2 Molte delle riflessioni condotte in questo documento si sviluppano a partire dall'esperienza dei progetti pilota per la gestione attiva delle reti di distribuzione (progetti pilota *smart grid*), avviati nel 2011 per iniziativa dell'Autorità.¹⁰
- 2.3 Nell'Allegato 1 al presente documento di consultazione è contenuta una sintesi¹¹ dei principali elementi contenuti nelle Relazioni Finali dei progetti pilota *smart grid*, consultabili sul sito internet dell'Autorità.
- 2.4 L'Autorità aveva definito nel 2010 criteri e parametri per la selezione di progetti pilota *smart grid* orientati in primo luogo alla massimizzazione dell'energia (soprattutto da fonte rinnovabile) immettibile in condizioni sicure nelle reti di distribuzione da impianti di generazione distribuita connessi alle reti di media tensione, grazie al miglioramento della *hosting capacity* nel rispetto dei vincoli di tensione e corrente delle reti e fornendo un adeguato supporto alla prevenzione e mitigazione delle perturbazioni di frequenza.
- 2.5 In linea con le raccomandazioni condivise con i regolatori europei,¹² l'Autorità ha provveduto a diffondere le informazioni relative ai progetti pilota attraverso la pubblicazione sul proprio sito delle relazioni intermedie, delle schede sintetiche e delle Relazioni finali, nonché partecipando a giornate divulgative pubbliche.¹³
- 2.6 Rinviando all'Appendice B per una sintesi dei principali risultati dei progetti pilota e all'Allegato 1 per una disamina più ampia di confronto tra le diverse soluzioni sperimentate in campo, l'aspetto su cui si vuole qui portare principalmente l'attenzione è la centralità dell'utente connesso alla rete nel nuovo paradigma.

⁹ Si veda il Piano di sviluppo 2015 di Terna, Allegato B, paragrafo 1.1.4 "Impatto sul sistema elettrico della produzione da FRNP" . www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/piano_sviluppo_rete/Piano_di_Sviluppo_2015.aspx

¹⁰ I progetti dimostrativi che sono arrivati a conclusione coinvolgono i seguenti distributori elettrici: Enel Distribuzione (CP Carpinone), A2A Reti Elettriche (CP Lambrate e CP Gavardo), ASSEM San Severino Marche, ACEA Distribuzione (CP Malagrotta), ASM Terni. I progetti pilota *smart grid* sono stati avviati ad inizio 2011 a seguito della deliberazione ARG/elt 12/11. A fine 2014 i progetti si sono conclusi ma con la deliberazione 183/2015/R/eel, l'Autorità ne ha permesso la prosecuzione per un ulteriore anno di sperimentazione, prolungando la fase di monitoraggio; i risultati di esercizio di tale prosecuzione saranno opportunamente resi pubblici.

¹¹ L'Allegato 1 è stato redatto con la collaborazione del Politecnico di Milano, Dipartimento di energia.

¹² Si vedano le raccomandazioni contenute in: CEER/ERGEG, *Position Paper on Smart Grids – An ERGEG Public Conclusions Paper*, Ref: E10-EQS-38-05, 2010 – www.energy-regulators.eu

¹³ Si veda: www.autorita.energia.it/it/operatori/smartgrid.htm

- 2.7 In senso stretto, il concetto di “utente connesso alla rete” potrebbe essere limitato a chi preleva o immette energia elettrica attiva e reattiva nella rete tramite una interconnessione circuitale. Sono quindi “*utenti connessi alla rete*” i generatori, i consumatori, i *prosumer* (consumatori dotati di autoproduzione), i sistemi di accumulo e le stazioni di ricarica dei veicoli elettrici. In senso lato, il concetto di “*utente della rete*” coinvolge anche soggetti non circuitalmente interconnessi, come venditori di energia elettrica e aggregatori di risorse, per i quali la rete è necessaria – in virtù del mandato senza rappresentanza che tali soggetti hanno con gli utenti connessi alla rete per fornire i propri servizi.
- 2.8 La definizione di *smart grid* proposta dai regolatori europei e adottata dalla Commissione europea¹⁴ pone al centro dell’attenzione il ruolo dell’utente della rete. In questo senso, la funzione principale della rete non si limita ad una connessione circuitale degli utenti e a garantire un servizio di distribuzione dell’energia elettrica, ma anche ad integrare le azioni degli utenti, attraverso un opportuno collegamento che rende possibili servizi di comunicazione con il distributore. Sfruttando in modo adeguato tutte le potenzialità delle risorse diffuse, altrimenti non utilizzabili, si può ottenere un migliore utilizzo delle infrastrutture rete e una maggior flessibilità e sicurezza del sistema elettrico, oltre a benefici di tipo ambientale e industriale¹⁵.
- 2.9 Con l’espressione “*utenti attivi*”, come introdotta nel Testo integrato delle connessioni attive (TICA), si intendono gli utenti della rete dotati di impianti di generazione (inclusi i sistemi di accumulo), mentre con “*utenti passivi*” si intendono gli impianti dotati di solo carico elettrico.
- 2.10 In questo documento, con l’espressione “*utenti abilitati*” si intendono invece gli utenti della rete (sia attivi, sia in prospettiva passivi ma dotati di capacità di *demand response*) con i quali può essere realizzato un collegamento di comunicazione in grado di scambiare informazioni e messaggi utili per coordinarne i comportamenti e le azioni in funzione delle esigenze della rete e/o del sistema.
- 2.11 I progetti pilota hanno evidenziato, oltre all’assoluta centralità degli “utenti abilitati” (in primo luogo di quelli attivi) per la trasformazione in *Smart Distribution System* delle attuali reti elettriche di distribuzione, anche potenziali criticità in relazione al reale coinvolgimento degli “utenti attivi abilitati”: infatti, nonostante l’impegno del distributore a farsi carico della totalità dei costi della sperimentazione,¹⁶ in mancanza di benefici diretti e/o per il timore di possibili

¹⁴ “A *Smart grid* is an electricity network that can cost-efficiently integrate the behavior and actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both – in order to ensure economically efficient, sustainable power systems with low losses and high levels of quality and security of supply and safety” Comunicazione della Commissione europea “*Smart Grid: from innovation to deployment*”, 12 April 2011, COM(2011) 202 final.

¹⁵ Tali aspetti, peraltro, stanno avendo ricadute positive per l’industria italiana e la ricerca nel settore elettrico e sono all’attenzione del Ministero dello Sviluppo Economico anche grazie ad iniziative specifiche (ad es. iniziativa industriale Smart Grids Italia, www.smartgridsitalia.it).

¹⁶ L’appendice B contiene una tabella di confronto dei costi di capitale per infrastrutture di comunicazione e dei costi operativi per i servizi di comunicazione acquistati da fornitori esterni riscontrati nei progetti pilota *smart grid*.

problematiche/oneri a proprio carico, alcuni utenti hanno rifiutato l'adesione alla sperimentazione.

Classificazione dei servizi di comunicazione “machine-to-machine” (M2M)

- 2.12 Nell'analisi delle funzionalità degli *smart distribution system* si fa riferimento alle considerazioni sviluppate dall'Autorità nella propria memoria 457/2014/I/com con la quale ha fornito un contributo all'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni nell'ambito della Indagine conoscitiva sui servizi di comunicazione *machine-to-machine* (M2M).¹⁷
- 2.13 In particolare, nel presente documento di consultazione viene utilizzata e sviluppata, con riferimento agli *Smart Distribution System*, la classificazione proposta nella memoria 457/2014/I/com per le applicazioni M2M:
- a. **monitoraggio**: funzionalità di raccolta di dati e configurazione remota dei dispositivi, senza particolari requisiti di ritardo;¹⁸
 - b. **controllo**: funzionalità di raccolta di dati finalizzata all'invio di comandi attuativi con requisiti di ritardo non particolarmente stringenti;¹⁹
 - c. **protezione**: funzionalità avanzate con capacità di reazione immediata in caso di criticità che richiedono tempi di comunicazione molto stringenti.²⁰
- 2.14 Si evidenzia, inoltre, che le tematiche sopra citate si intersecano con la Direttiva 2014/61/UE del 15 maggio 2014, che ha lo scopo di abbattere i costi dell'installazione delle reti di comunicazione elettronica ad alta velocità, facilitando e incentivando l'installazione di tali reti, promuovendo l'uso condiviso dell'infrastruttura fisica di telecomunicazione esistente e consentendo un dispiegamento più efficiente di infrastrutture TLC nuove.
- 2.15 E' da tenere presente che le funzionalità degli *smart distribution system* relativi alle reti di media tensione, a cui si riferisce principalmente il presente documento di consultazione, non richiedono collegamenti con le abitazioni delle famiglie italiane, collegate di norma alle reti di bassa tensione,²¹ e sono indipendenti dalla sostituzione dei misuratori elettronici di energia elettrica.

Evoluzione verso gli “smart distribution system”

- 2.16 L'espressione *Smart Distribution System* è evolutiva rispetto a quella di *smart grid*, utilizzata finora a partire dal 2011, e viene preferita dall'Autorità in quanto più efficace nell'individuare il vero gradiente di innovazione nel *sistema* (sistema = rete + utenti abilitati) e non solo nella rete.

¹⁷ Si veda anche il Rapporto conclusivo dell'indagine sui servizi M2M (delibera AGCOM n. 120/15/CONS) che richiama il contributo dell'Autorità e dà atto della collaborazione istituzionale tra le due istituzioni indipendenti su questi aspetti di rilevanza inter-settoriale.

¹⁸ Indicativamente, ritardi dell'ordine di minuti o decine di secondi.

¹⁹ Indicativamente, ritardi dell'ordine di secondi.

²⁰ Indicativamente, ritardi dell'ordine di decimi o anche centesimi di secondo.

²¹ L'articolo 135-bis del DPR 380/01, come modificato dalla legge 164/2014 di conversione del D.L. 133/2014, art. 6-ter, prevede disposizioni in tema di infrastrutturazione digitale dei nuovi edifici.

2.17 I progetti pilota hanno anche evidenziato alcune importanti funzionalità per lo sviluppo di un *Smart Distribution System*; in particolare, si tratta delle seguenti funzionalità:

1. Osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse;
2. Regolazione della tensione a livello di media tensione (MT);
3. Regolazione della potenza attiva degli utenti della rete;
4. Telescatto per la prevenzione del fenomeno “isola indesiderata MT”;
5. Esercizio avanzato della rete MT;
6. Impiego di sistemi di accumulo.

2.18 La tabella seguente illustra alcune caratteristiche generali delle sei funzionalità, incluso il tipo di collegamenti di comunicazione necessari e il livello di applicazione dei servizi di comunicazione M2M. Alcune di queste funzionalità possono essere implementate in modo più o meno avanzato; in alcuni casi, è possibile implementare parzialmente funzionalità anche in assenza di un sistema di comunicazione con gli utenti della rete, in genere con minori benefici ma anche minori costi.²²

Tabella 1 – funzionalità degli “*smart distribution system*”

Funzionalità innovativa	Ruolo principale	Applicabile anche senza comunicazione con utenti di rete	Applicazione servizi M2M
1. Osservabilità dei flussi di potenza e delle risorse diffuse	Distributore	Sì	Monitoraggio
2. Regolazione della tensione a livello MT	Distributore e utenti attivi abilitati	Sì	Controllo
3. Regolazione della potenza attiva degli utenti della rete	Distributore e utenti abilitati	No	Controllo
4. Telescatto per la prevenzione del fenomeno “isola indesiderata MT”	Distributore e utenti attivi abilitati	No (in assenza di comunicaz. è stata già adottata una soluzione alternativa)	Protezione
5. Esercizio avanzato della rete MT	Distributore	Sì (ma serve comunicazione con elementi di rete)	Controllo e Protezione
6. Impiego di sistemi di accumulo per esigenze di rete	Distributore	Sì	Controllo

2.19 Nel seguito del presente capitolo ciascuna delle sei funzionalità viene analizzata in maggior dettaglio, con lo scopo di identificare i possibili benefici delle stesse e l’esistenza di livelli crescenti di innovazione utilizzabili per strutturare un approccio graduale al *roll-out* in modo da minimizzare i costi.

2.20 Non è oggetto del presente documento il tema dell’integrazione delle reti private (attualmente gestite da soggetti non concessionari del servizio) per il quale si rinvia alla consultazione 644/2014/R/eel. Tale tema può essere tuttavia rilevante per applicazioni innovative particolari, quali ad esempio sistemi di distribuzione

²² L’appendice C contiene alcune schede che forniscono una descrizione tecnica più accurata delle diverse funzionalità. Per maggiori dettagli su come sono state implementate le funzionalità nei progetti pilota si rinvia all’Allegato 1 e alle singole Relazioni finali pubblicate sul sito dell’Autorità.

chiusi caratterizzati da elevati livelli di qualità del servizio (*micro-grid*, eventualmente anche con distribuzione in corrente continua).

Funzionalità di monitoraggio: osservabilità dei flussi di potenza e delle risorse

- 2.21 L'elevata penetrazione della generazione distribuita, in particolare da fonti rinnovabili, e la necessità di poter connettere ulteriori nuovi impianti garantendo la gestione del sistema elettrico in sicurezza, richiede necessariamente di sviluppare una maggiore osservabilità, da parte di Terna in qualità di concessionario del servizio di dispacciamento, dei flussi di energia sulle reti di distribuzione e dello stato delle risorse diffuse (impianti di generazione distribuita, in particolare non programmabile, consumi, stoccaggi).
- 2.22 Il monitoraggio continuo di tali aspetti permette di prevedere con maggiore accuratezza e quindi gestire con maggiore efficienza le risorse per il dispacciamento, grazie a una miglior stima/conoscenza dei flussi di energia transitanti in cabina primaria.
- 2.23 L'osservabilità della rete potrebbe svilupparsi secondo quattro livelli di complessità crescente che partono da installazioni e misure in cabina primaria, aggiungono misure in cabina secondaria o lungo linea e infine possono arrivare a utilizzare anche misure effettuate presso l'utente. In particolare, per la funzionalità di osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse sono ipotizzabili i livelli crescenti di complessità indicati in Tabella 2.
- 2.24 Si evidenzia che il livello superiore di complessità (1.d) in cui vengono coinvolti anche gli utenti attivi comporta anche costi in capo agli utenti stessi legati da una parte agli apparati di misura presso i propri impianti e dall'altra alla gestione della comunicazione delle misure effettuate con i sistemi del distributore.

Tabella 2 – funzionalità “1. osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse”

Livelli	Descrizione	Comunicazione	Attori
1.a	Previsione continua della generazione distribuita e del carico basata su previsioni meteorologiche e/o su dati storici integrate con il sistema di controllo della cabina primaria e con un DMS (<i>distribution management system</i>)	Solo tra cabina primaria e Centro operativo del Distrib. (già esistente) e tra distributore e Terna (esistente, da rafforzare)	Distributore, Terna
1.b	Correzione delle previsioni tramite l'utilizzo di sensori installati in cabina primaria o localizzati in cabine secondarie già telecontrollate	Come livello 1a + tra cabina primaria e sensori (già esistente)	Distributore, Terna
1.c	Correzione delle previsioni tramite l'utilizzo dei dati di produzione degli impianti campione già raggiunti da sistema satellitare gestito dal GSE ²³	Come livello 1b + tra distributore/Terna e GSE	Distributore, Terna, GSE
1.d	Correzione delle previsioni tramite l'utilizzo dei dati di produzione inviati dagli impianti connessi con il distributore	Come 1b o 1c + comunicazione <i>always on</i> tra cabina primaria e utenti attivi	Distributore, Terna, GSE e utenti attivi

²³ Deliberazione ARG/elt 4/10.

- 2.25 Nell'ambito dei progetti pilota è stato approfondito e sviluppato lo scambio dati fra distributore di riferimento (come da definizione introdotta all'articolo 6.1 del TIS) e gestore della rete di trasmissione.²⁴ In tale contesto sono stati aggiornati i sistema SCADA per lo scambio di dati con Terna, con l'attuazione di sistemi di misura e previsione dei consumi di potenza attiva e generazione prodotta da impianti fotovoltaici ed eolici, implementando funzioni di osservabilità della rete di distribuzione e delle risorse sottese. Sono tuttora in corso sviluppi per testare nuove applicazioni anche nell'ambito di accordi specifici fra distributori di riferimento e Terna.²⁵
- 2.26 Poiché le frequenze di aggiornamento delle rilevazioni e degli scambi di dati devono essere definite, potrebbe essere utile la predisposizione di un tavolo tecnico che coinvolga i distributori di riferimento e coordinato da Terna, con l'obiettivo di condividere algoritmi e metodologie e sottoporre all'Autorità eventuali integrazioni al codice di rete, eventualmente in seno al CT316 del Comitato elettrotecnico italiano (CEI) che si è già occupato della definizione delle metodologie di sviluppo del sistema necessario per l'Allegato A.72.
- 2.27 I benefici di tale funzionalità sono relativi principalmente ai seguenti effetti, la cui quantificazione è però legata ai diversi livelli di complessità di cui alla Tabella 2 e ai diversi gradi di accuratezza delle previsioni, nonché alla frequenza di aggiornamento delle misure:
- a. la riduzione delle quantità approvvigionate su MSD (in particolare, durante la fase di programmazione) per la regolazione terziaria, dovuta alla migliore osservabilità/prevedibilità della generazione distribuita;
 - b. la riduzione dei volumi di mancata produzione di impianti da fonti rinnovabili non programmabili nei casi in cui tale misura è attivata per criticità di bilanciamento;
 - c. la gestione in modo più efficiente delle situazioni di criticità, costituendo di fatto una migliore implementazione dell'Allegato A.72 al Codice di rete (ad esempio, nei giorni di basso carico e alta insolazione, riducendo le bande orarie per le quale viene richiesta l'applicazione della procedura RIGEDI, e/o l'ampiezza territoriale degli impianti a cui inviare il comando).
 - d. la migliore gestione della rete di distribuzione, utilizzando tali dati per migliorare i risultati degli algoritmi di *load flow* o di stima dello stato per la regolazione di tensione e il controllo dei flussi energetici lungo linea (integrando tale funzione a quelle esposte nel seguito).

Funzionalità di controllo: regolazione della tensione e della potenza attiva

- 2.28 Per quanto concerne in primo luogo la regolazione della tensione delle reti MT, i progetti pilota non solo hanno messo in evidenza notevoli risultati di miglioramento della *hosting capacity* ma hanno anche permesso di evidenziare diversi livelli di innovazione, rispetto alla gestione tradizionale "statica" (eventualmente completata con *compound* di corrente).

²⁴ Tutte le imprese distributrici coinvolte nei progetti pilota sono "distributori di riferimento", ovvero gestiscono reti di distribuzione direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale.

²⁵ A tal proposito Enel Distribuzione e Terna stanno sviluppando tale tematica nell'ambito di uno specifico protocollo.

2.29 Il primo passo implementativo consiste nella regolazione di tensione tramite apparati installati in cabina primaria, capaci di effettuare una regolazione del *tap-changer* dei trasformatori AT/MT sulla base di calcoli di *load flow*, o di calcoli di stima dello stato, come eventualmente corretti tramite misure da realizzare in cabina primaria o lungo linea. Una ulteriore possibilità è quella di attivare la funzione di regolazione della tensione in logica locale presso ciascun utente attivo, variando l'erogazione/assorbimento della potenza reattiva.²⁶ L'ultimo step nella regolazione della tensione prevede, invece, l'invio all'utente di un *set point* di potenza reattiva da mantenere per assicurare il miglior profilo di tensione lungo linea. La Tabella 3 illustra i diversi livelli possibili della funzionalità di regolazione della tensione.

Tabella 3 – funzionalità “2. Regolazione della tensione delle reti MT”

Livelli	Descrizione	Comunicazione	Attori
2.a	Regolazione tensione centralizzata: regolazione del <i>set-point</i> ottimo di sbarra attraverso il miglioramento dell'algoritmo di stima dello stato della rete	Solo tra cabina primaria e Centro operativo del Distrib. (già esistente)	Distributore
2.b	Come livello 2a ma correggendo i valori in uscita dall'algoritmo con le misure disponibili della tensione di sbarra e del valore di corrente in partenza ad ogni linea	Come livello 2a	Distributore
2.c	Come livello 2b ma correggendo i valori in uscita dall'algoritmo anche con le misure di tensione registrate in alcune cabine secondarie (tramite sensori in comunicazione con la cabina primaria e installati principalmente ai fini della qualità del servizio)	Come livello 2a + comunicazione <i>always-on</i> con cabine secondarie	Distributore
2.d	Come livello 2c (o 2b); in più, il distributore attiva la funzione di regolazione della tensione locale presso ciascun utente attivo, fornendo i dati necessari per il corretto funzionamento della regolazione del reattivo. L'impianto regola, all'interno della propria <i>capability</i> , la potenza reattiva prodotta sulla base del valore di tensione misurato al punto di connessione	Come livello 2a. Non necessita comunicazione con utenti della rete	Distributore e utenti della rete
2.e	Come livello 2c più invio all'utente di un <i>set point</i> di potenza reattiva da mantenere (senza modificare la potenza attiva) per assicurare il miglior profilo di tensione lungo linea	Come livello 2a + comunicazione <i>always on</i> tra cabina primaria e utenti della rete	Distributore e utenti della rete

2.30 I benefici ottenibili dalla introduzione di modalità avanzate di regolazione della tensione, dimostrati concretamente dai progetti pilota in termini di minori investimenti di sviluppo grazie al miglior sfruttamento delle reti esistenti, sono ad avviso dell'Autorità, unitamente alla osservabilità, il principale motivo che spinge nella direzione di avviare la trasformazione delle reti elettriche di distribuzione in *smart distribution system* anche prima della definizione di nuove regole per il dispacciamento delle risorse diffuse.

²⁶ La regolazione della potenza reattiva avviene in relazione al valore della tensione di rete letta ai morsetti di uscita, secondo la curva caratteristica $Q = f(V)$

- 2.31 Alla luce dei risultati dei progetti pilota su questa funzionalità, l’Autorità ritiene importante cercare di introdurre livelli crescenti di innovazione della regolazione della tensione sulle reti distribuzione, mettendo progressivamente a frutto le *capabilities* già presenti presso gli apparati utente in conformità alle regole tecniche di connessione approvate dall’Autorità stessa (norme CEI 0-16 e CEI 0-21). Come verrà ripreso in maggior dettaglio nel capitolo successivo, le regole tecniche di connessione per la generazione distribuita e i sistemi di accumulo pongono, infatti, già in capo agli utenti l’obbligo di prevedere la funzionalità di regolazione di tensione, inizialmente su base locale e poi, una volta presente il canale di comunicazione, anche su base centralizzata dando al distributore la possibilità di regolare la tensione agendo direttamente sui diversi impianti.
- 2.32 Il principale beneficio della regolazione di tensione è quello di aumentare la *hosting capacity* della rete MT già in fase di connessione superando la modalità fino ad oggi utilizzata, con una riduzione/posponimento degli investimenti di rete necessari per connettere e gestire la generazione distribuita; ciò potrebbe comportare alcune modifiche nella regolazione delle connessioni delle utenze attive, come meglio approfondito al punto 3.11.
- 2.33 Diversamente dalla funzionalità “2. Regolazione di tensione delle reti MT”, la funzionalità “3. Regolazione della potenza attiva degli utenti della rete” non è realizzabile senza un sistema di comunicazione tra cabina primaria e “utente attivo abilitato”²⁷ e, quindi, la sua attivazione è soggetta alle modalità di sviluppo dell’infrastruttura che rende possibile la comunicazione tra il gestore della rete e l’utente abilitato.
- 2.34 La regolazione della potenza attiva può essere implementata con la finalità di fornire servizi di dispacciamento utili sia a livello di sistema (riserva secondaria, terziaria e bilanciamento sia a salire, sia a scendere), sia a livello locale (risoluzione di congestioni e rispetto dei vincoli di tensione sulla rete di distribuzione). Gli impianti di generazione distribuita sarebbero infatti in grado di ricevere (da Terna per il tramite del distributore in caso di dispacciamento centralizzato) un ordine di dispacciamento variando, allo stesso modo di una macchina convenzionale, la potenza attiva erogata e contribuendo così alla gestione in sicurezza del sistema. Tale funzionalità potrebbe essere utilizzata in emergenza per ridurre la potenza prodotta dalla generazione distribuita, lasciando la procedura RIGEDI come sistema di *back-up* in assenza della comunicazione. Infatti, nel 2012 (e con retrofit nel 2014²⁸) si è reso necessario introdurre una modalità semplificata di distacco da remoto della GD che è stata resa obbligatoria dall’Autorità, con l’approvazione dell’Allegato A72 (“RIGEDI Avanzato”) del Codice di Rete al fine di aumentare la sicurezza del sistema elettrico²⁹.

²⁷ Si tratta dello stesso servizio di comunicazione che permette di giungere, nella funzionalità “2. Regolazione di tensione delle reti MT” al livello di maggiore complessità e innovazione, denominato 2.e (vd tabella 3).

²⁸ Il *Position Paper* di Entso-e “*Dispersed generation impact on Continental Europe region security*” (15 novembre 2014) contiene lusinghieri apprezzamenti dell’operazione di *retrofit* condotta in Italia, mostrando che, a settembre 2014, la capacità a rischio è passata da 13 GW a circa 2 GW per oscillazioni esterne alla finestra 49,8 ÷ 50,2 Hz.

²⁹ In particolare, l’Allegato M alla Norma CEI 0-16 ha introdotto una modalità di riduzione della generazione distribuita in tempo quasi-reale basata su segnale GSM/GPRS inviato al modem dell’impianto dal sistema centrale del distributore (sulla base di un comando impartito da Terna),

- 2.35 Questo nuovo sistema consente di effettuare azioni anche con breve preavviso. In particolare, il distributore su richiesta di Terna invia un segnale di distacco al ricevitore GSM/GPRS dell'utente attivo; il ricevitore elabora il segnale ed emette un comando al sistema di protezione di interfaccia dell'impianto, in modo da consentire il distacco e l'inibizione dei gruppi di generazione.
- 2.36 La funzionalità base della regolazione della potenza attiva degli utenti della rete potrebbe essere articolata con un ulteriore livello di complessità in relazione a servizi innovativi di modulazione della potenza attiva per prevenzione e mitigazione di emergenze (vd tabella 4). Per garantire una maggiore continuità del servizio in reti di distribuzione soggette a guasti frequenti che comportano interruzioni prolungate estese (ad esempio zone di montagna dove la mancanza della rete elettrica è un accadimento che può ripetersi con una certa frequenza), il distributore potrebbe continuare a gestire la propria rete o porzioni di essa, qualora lo ritenga opportuno, in "isola intenzionale" rispetto al sistema elettrico. In questo caso, gli impianti di generazione distribuita sarebbero in grado di garantire il funzionamento anche in assenza di alimentazione esterna alimentando i carichi sottesi con sufficienti livelli di qualità, affidabilità e sicurezza e prestando i necessari servizi di regolazione (tensione e frequenza), per riconnettersi poi alla RTN alla fine dell'emergenza.³⁰

Tabella 4 – funzionalità “3. Regolazione della potenza attiva degli utenti della rete”

Livelli	Descrizione	Comunicazione	Attori
3.a	Invio di un segnale di potenza attiva funzionale alla fornitura di servizi di dispacciamento utili sia per il sistema (regolazione secondaria e terziaria), sia per la rete di distribuzione (evitare/risolvere congestioni locali, nell'ipotesi del superamento delle attuali modalità di connessione “ <i>fit&forget</i> ” – vd punto 3.11)	Tra cabina primaria e Centro operativo del Distrib. (già esistente), tra cabina primaria e utenti della rete e tra distributore e Terna	Distributore e utenti della rete e Terna
3.b	Servizi innovativi di prevenzione o mitigazione emergenze (funzionamento in isola intenzionale)	Come livello 3.a	Distributore, utenti della rete e Terna

- 2.37 I benefici di tale funzionalità sono legati principalmente ad una migliore gestione del MSD (sia nella fase di programmazione, sia in tempo reale); la migliore prevedibilità della generazione distribuita consente di approvvigionare quantità inferiori di risorse su MSD, potenzialmente anche a prezzi inferiori. La possibilità che la generazione distribuita fornisca un servizio di riserva potrebbe rendere non più necessarie eventuali azioni di accensione e mantenimento in servizio al minimo di unità convenzionali (per la parte a salire), o di spegnimenti (per la parte a scendere) al solo fine di fornire servizi alla rete, consentendo, anche rispetto ai vincoli con l'estero, una più flessibile gestione del sistema. La generazione distribuita da fonti rinnovabili non programmabili non presenta, infatti, vincoli

estendendo tale modalità a tutti gli impianti eolici e fotovoltaici MT con potenza maggiore o uguale a 100 kW (sia nuovi, sia esistenti tramite retrofit).

³⁰ La comunicazione fra i sistemi di monitoraggio finalizzata all'aumento della prevedibilità dei flussi in rete potrebbe essere utilizzata anche in relazione alle iniziative per ridurre il grado di vulnerabilità del sistema di distribuzione a fronte di rischio derivanti da eventi avversi o eccezionali. Si rinvia su questo aspetto al documento di consultazione 48/2015/R/eel, capitolo 4.

tecnici di permanenza in servizio (o fuori servizio); le relative unità risultano sempre attive sul mercato dell'energia (in quanto hanno priorità di dispacciamento a parità di offerta economica) e hanno prestazioni in termini di rampa a salire e a scendere potenzialmente più spinte di quelle di una unità termoelettrica (vanno pure considerati alcuni limiti specifici, quali la volatilità e aleatorietà della fonte primaria).

- 2.38 Inoltre, come nel caso dell'osservabilità, anche in questo caso, si potrebbe ottenere una ulteriore riduzione dei volumi di mancata produzione di impianti da fonti rinnovabili non programmabili nei casi in cui tale misura sia attivata per criticità di bilanciamento. La regolazione della potenza attiva consentirebbe di gestire anche alcune criticità a livello locale, spingendo l'utilizzo della rete di distribuzione fino al limite termico, sempre nell'ottica di superare la connessione *fit&forget*, e adattare il funzionamento dell'utente alle esigenze della rete, velocizzando i tempi di connessione e riducendo o posticipando gli investimenti in rete a fronte di poche ore all'anno di limitazione dell'immissione di potenza attiva da parte degli impianti di generazione distribuita.
- 2.39 Infine, in aree particolarmente critiche (ad esempio, zone di montagna), in attesa di investimenti di rete (sia a livello RTN, sia a livello di distribuzione), la generazione distribuita potrebbe fornire il proprio supporto alla gestione delle emergenze, con benefici sul versante della continuità del servizio per minori costi degli utenti dovuti alle interruzioni della fornitura.

Funzionalità di protezione: telescatto e selettività logica

- 2.40 Nelle applicazioni che implementano le funzionalità di protezione può essere necessario disporre di sistemi di comunicazione altamente performanti, che garantiscono ritardi di comunicazione veramente limitati, in ragione delle costanti di tempo tipiche della distribuzione dell'energia elettrica.³¹
- 2.41 Data la struttura radiale tipica delle reti di distribuzione (differente da quella magliata delle reti AT), qualsiasi singola manovra sulla rete di distribuzione causa la separazione di una parte di rete dal sistema complessivo: questa caratteristica è comune ai sistemi MT e BT, e ha come conseguenza il fatto che, in particolari condizioni, uno o più impianti di generazione distribuita possono continuare ad alimentare una porzione della rete di distribuzione dopo la disconnessione della porzione stessa dal resto del sistema elettrico (cd. "fenomeno dell'isola indesiderata"). Sulle reti MT, in particolare, a causa della presenza di sistemi di automazione che attuano la richiusura rapida dell'interruttore di partenza della linea a seguito di un'apertura su guasto,³² le utenze sono rialimentate e percepiscono soltanto un'interruzione transitoria per il tempo necessario alla richiusura (richiusura rapida positiva), ovvero un'interruzione breve (richiusura

³¹ Ritardi massimi dell'ordine di centinaia di millisecondi ("telescatto" rapido per il distacco dell'utente della rete in condizioni particolari che lo richiedano) o persino decine di millisecondi ("selettività logica" per l'individuazione del tronco guasto senza pregiudizio per la continuità dell'alimentazione).

³² In funzione della tipologia del guasto e del fatto che sia permanente o possa estinguersi durante il tempo di attesa alle richiusure; solo in caso di guasto monofase a terra gli utenti a monte del guasto, in alcuni casi, possono non subire alcuna interruzione.

lenta positiva).³³ Con la presenza di generazione distribuita, bisogna evitare che la richiusura avvenga quando lungo la linea sono ancora connessi generatori; diversamente si avrebbe un parallelo potenzialmente pericoloso per le macchine.

- 2.42 Inizialmente, i progetti pilota erano stati concepiti per sperimentare una funzionalità definita “4. Telescatto per la prevenzione del fenomeno dell’isola indesiderata”. Tuttavia, successivamente si è reso necessario introdurre una modalità semplificata di anti-islanding e di distacco da remoto che è stata resa obbligatoria dall’Autorità, con l’approvazione dell’Allegato A70 (“Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita”) del Codice di Rete al fine di aumentare la sicurezza del sistema elettrico. Di conseguenza, la funzionalità di telescatto, presente nei progetti pilota, è stata resa meno impellente grazie agli sviluppi con cui è stato introdotto lo “sblocco voltmetrico” delle finestre di tolleranza delle perturbazioni di frequenza con funzionamento locale (senza necessità del sistema di comunicazione). Infatti, durante il normale funzionamento (in assenza di guasti sulla rete di distribuzione), devono essere attivate le soglie di frequenza più ampie (51,5 Hz per 1,0 s e 47,5 Hz per 4,0 s), mentre, in caso di fenomeni locali, viene abilitato automaticamente l’intervento della finestra di frequenza più restrittiva (49,8 ÷ 50,2 Hz per 0,15 s) grazie all’impiego di un relè a sblocco voltmetrico.

Tabella 5 – funzionalità di protezione “4. Telescatto per prevenzione dell’isola indesiderata”

Livelli	Descrizione	Comunicazione	Attori
4.a	Invio di un segnale di telescatto in presenza di un guasto sulla linea MT (o, in futuro, BT) a cui è connesso l’impianto	Tra cabina primaria e Centro operativo del Distrib. (già esistente) e tra cabina primaria e utenti della rete con livelli di latenza della comunicazione molto sfidanti	Distributore e utenti attivi abilitati

- 2.43 La funzionalità di telescatto sperimentata nei progetti pilota dimostra che è possibile ottenere il telescatto dei generatori con tempi inferiori ai 200 ms, ma richiede la comunicazione tra impianti del distributore e utenti della rete con livelli di latenza molto sfidanti³⁴ e quindi maggiori costi, da rapportare agli effettivi benefici incrementali di una soluzione così avanzata. Questa soluzione, a differenza dello sblocco voltmetrico, risulta efficace oltre che in caso di guasto sulla rete di distribuzione MT, anche per garantire la sicura disconnessione degli impianti di generazione distribuita in caso di manovra intenzionale da parte del distributore.

- 2.44 Si ritiene che, qualora presente una comunicazione fra gli apparati per garantire altre funzionalità, la funzionalità avanzata del telescatto potrebbe essere fornita con costi incrementali minimi, fermo restando che quanto previsto con l’allegato

³³ In Italia, sulle reti di media tensione, vengono effettuati due tipi di richiuse automatiche: la richiusura rapida e la richiusura lenta; da qui in poi, si concentrerà il discorso sulla richiusura rapida, che maggiormente impatta sulla (ed è impattata dalla) presenza dei generatori diffusi lungo le linee.

³⁴ Il progetto ASM Terni ha dimostrato che attraverso gli apparati innovativi è possibile il teledistacco con tempi inferiori ai 200 ms.

A.70 e la norma CEI 0-16 è oggi ritenuto sufficiente ai fini della sicurezza della rete.

- 2.45 Una ulteriore funzionalità che richiede servizi di comunicazione di tipo M2M con livelli di latenza estremamente sfidanti è la ricerca del tronco guasto a selettività logica (e non più cronometrica). Tali tempi di latenza della comunicazione molto bassi sono possibili, alla luce delle sperimentazioni, o grazie al collegamento in fibra ottica fra la cabina primaria e il centro satellite³⁵ o con servizi di comunicazione di quarta generazione (LTE³⁶) o anche attraverso l'utilizzo di ADSL³⁷, la cui diffusione nel Paese procede con priorità alle aree di alto traffico dati che, essendo quelle a maggiore urbanizzazione, spesso sono quelle in cui è meno rilevante la penetrazione degli impianti di generazione a fonte rinnovabile.
- 2.46 La selettività logica può poi essere estesa anche con utenti che richiedono elevati livelli di continuità e qualità del servizio. Infatti, l'utilizzo di sistemi di protezione evoluti presso l'impianto utente che consentano l'eliminazione di un guasto nell'impianto utente stesso senza apertura della protezione di linea del distributore può garantire la massima selettività in caso di guasto interno all'impianto utente.³⁸
- 2.47 I benefici ottenibili dall'introduzione di modalità avanzate di selettività logica sono relativi ad un miglioramento degli indicatori di qualità del servizio, in particolare ad una diminuzione del numero medio di interruzioni per cliente (SAIFI). Ad oggi, le modalità di automazione implementabili consentono una riduzione della durata media di interruzione per cliente (SAIDI), mentre il SAIFI può essere ridotto solo attraverso nuovi investimenti convenzionali in *asset* di rete, come nuove linee MT o nuove cabine primarie. La soluzione della selettività logica, oltre ad evitare/ridurre investimenti di rete, consentirebbe anche di raggiungere i livelli obiettivo della qualità del servizio anche in aree urbane densamente popolate in cui non sono facilmente realizzabili investimenti di rete.

Tabella 6 – funzionalità di protezione “5. Esercizio avanzato della rete MT”

Livelli	Descrizione	Comunicazione	Attori
5.a	Rilevazione del guasto e invio/ricezione di un segnale di blocco in protocollo IEC 61850 ed esercizio evoluto della rete MT (riconfigurazione automatica della rete, ecc.)	Tra cabina primaria e Centro operativo del Distrib. (già esistente) e tra cabina primaria e cabina secondaria (esistente ma con livelli di latenza insufficienti)	Distributore
5.b	Rilevazione del guasto e invio/ricezione di un segnale di blocco in protocollo IEC 61850 in coordinamento anche con le protezioni dell'utente	Come 5.a + comunicazione tra distributore e utente	Distributore e utenti abilitati

³⁵ Vedasi in particolare il progetto di “ASSEM”, che collega la cabina primaria alla cabina di smistamento e ad alcuni utenti attivi attraverso fibra ottica posata come “quarto cavo” sulla linea aerea MT.

³⁶ Vedasi in particolare la Relazione Finale del progetto di “ENEL Distribuzione”.

³⁷ Come evidenziato nella Relazione Finale del progetto pilota “A2A Lambrate”, si utilizza uno scambio dati per mezzo di un sistema di telecomunicazione del tipo a banda larga “*always on*” su supporto DSL già stato testato con elevata affidabilità.

³⁸ La possibilità di utilizzare un sistema di comunicazione veloce consente di inserire il Sistema di Protezione Generale (SPG) degli utenti MT all'interno delle logiche di selettività del guasto evolvendo le attuali modalità descritte nella norma CEI 0-16 (caso 2 e caso 3 del paragrafo 8.5.12.7 della CEI 0-16).

2.48 Come ripreso nel capitolo successivo, la regolazione della qualità del servizio fornisce già diversi segnali economici affinché le imprese di distribuzione siano incentivate all'installazione di automazioni e comunicazione fra apparati di rete, nonché aggiornamenti dei sistemi presenti nelle cabine primarie e secondarie che abilitano una funzionalità di esercizio avanzato.

Funzionalità relative all'impiego di sistemi di accumulo per esigenze di rete

2.49 Un caso particolare di esercizio avanzato della rete sperimentato in due dei progetti pilota è quello relativo all'esercizio, da parte del distributore, di sistemi di accumulo elettrochimico (batterie) per migliorare le prestazioni del sistema in particolare in presenza di generazione intermittente connessa.

2.50 Nei progetti pilota *smart grid* che hanno sperimentato questa funzionalità, i sistemi di accumulo elettrochimico sono stati installati per testarne l'utilizzato in corrispondenza di un nodo di rete MT (cabina secondaria). Le funzionalità realizzate sono:

- a. il livellamento del profilo di scambio energetico della cabina con la rete MT, per la riduzione e miglior gestione della variabilità degli impianti di generazione distribuita (funzioni relative al controllo della potenza attiva);
- b. il rifasamento e/o il controllo di tensione nel punto di connessione della cabina alla linea di alimentazione (funzioni relative al controllo della potenza reattiva);
- c. il *back-up* della rete per le interruzioni brevi;
- d. il *black start* di una porzione limitata di rete;
- e. la gestione e il controllo delle installazioni di ricarica, anche bidirezionale, di veicoli elettrici della flotta interna dell'impresa distributrice.³⁹

Tabella 7 – funzionalità “6. Impiego di sistemi di accumulo per esigenze di rete”

Livelli	Descrizione	Comunicazione	Attori
6.a	Esercizio di sistemi di accumulo elettrochimico dell'energia nella disponibilità del distributore	Tra cabina primaria e Centro operativo del Distrib. (già esistente) e tra cabina primaria e apparati di rete diffusi	Distributore

2.51 Le sperimentazioni sono ancora in corso e non si hanno a disposizione sufficienti dati per valutarne i benefici a livello di sistema. Sono comunque in corso altre sperimentazioni e sono state presentate in conferenze tecniche interessanti applicazioni anche relative alla bassa tensione.⁴⁰

³⁹ Si tratta quindi di applicazioni di “ricarica privata” nell’ambito dell’impresa distributrice. Per la ricarica in luoghi pubblici, si rinvia alle considerazioni espresse nel documento di consultazione 5/2015/R/eel, in particolare punto 10.18.

⁴⁰ C. Noce, G. Valvo, “Applicazione dei sistemi di accumulo nelle reti BT: esperienze in campo”, giornata di studio AEIT “Smart storage: il ruolo dell’accumulo sulle reti MT/BT”, Milano 18 giugno 2014

- 2.52 Ferme restando le regole definite dall’Autorità per i sistemi di accumulo elettrochimico nella disponibilità degli utenti della rete,⁴¹ l’Autorità è orientata a considerare ammissibile che un distributore possa avere la proprietà e gestire l’esercizio di sistemi di accumulo sulle proprie reti alle seguenti condizioni:⁴²
- a. temporaneamente, fino a che non siano introdotte regole per la partecipazione delle risorse diffuse al mercato dei servizi di dispacciamento;
 - b. una volta introdotte tali regole, limitatamente a valori nominali di potenza o di tensione che non rientrano nei requisiti di abilitazione al mercato dei servizi di dispacciamento;
 - c. in ogni caso, solo a seguito di una specifica analisi costi/benefici condotta dal distributore, positivamente verificata dall’Autorità o dai suoi uffici, sulla base di una metodologia, preventivamente sottoposta alla consultazione degli operatori di mercato e approvata dall’Autorità;
 - d. se l’installazione del sistema di accumulo avviene a livello di media tensione, solo a condizione che nella stessa rete MT siano già attive almeno le funzionalità 1 e 2;
 - e. se l’installazione del sistema di accumulo avviene a livello di bassa tensione, l’analisi costi/benefici di cui al precedente punto c. potrebbe essere semplificata e sufficientemente standardizzata in modo da coprire più applicazioni aventi caratteristiche simili.
- 2.53 L’Autorità non intende riconoscere investimenti in sistemi di accumulo elettrochimico effettuati da imprese di distribuzione di energia elettrica fino a che le condizioni sopra indicate non vengano compiutamente definite con provvedimento.

Spunti per la consultazione

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

⁴¹ Deliberazione 574/2014/R/eel e successive modifiche e integrazioni.

⁴² La proposta è conforme a quanto previsto dall’articolo 17, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 28/11 nonché dall’art. 36, comma 4, del decreto n. 93/11 relativi ai sistemi di accumulo diffusi di energia elettrica mediante batterie, ed è pure coerente con le proposte del documento di consultazione CEER sul nuovo ruolo dei distributori (CEER, *The Future Role of DSOs. A CEER Public Consultation Paper*, Ref: C14-DSO-09-03, 2014 – www.energy-regulators.eu)

3. Interazioni con altre regolazioni che insistono sull'attività di distribuzione

- 3.1 Il tema della trasformazione delle reti di distribuzione in *Smart Distribution System* è molto complesso e non è influenzato solo dalla regolazione degli investimenti di sviluppo delle reti. La transizione delle reti elettriche di distribuzione in *Smart Distribution System* può richiedere aggiustamenti di alcune parti della regolazione tecnico-economica dell'Autorità che insiste tanto sulle imprese di distribuzione quanto sugli utenti connessi alla reti stesse.
- 3.2 L'esame condotto in questo capitolo delle diverse regolazioni che insistono sull'attività di distribuzione mira a individuare:
- quali altre regolazioni tecnico-economiche, e in particolari incentivanti, possono presentare effetti di incentivazione per alcune delle funzionalità esaminate nel precedente capitolo 2;
 - se emerge l'esigenza di adattamenti o integrazioni di alcune regolazioni esistenti per permettere di sviluppare il massimo beneficio degli *smart distribution system*.
- 3.3 L'analisi condotta in questo capitolo è propedeutica alle ipotesi che vengono formulate nel successivo capitolo 4 in relazione a possibili forme di incentivazione selettiva mirate allo sviluppo di funzionalità prioritarie degli *Smart distribution system*.

Regolazione della qualità del servizio di distribuzione

- 3.4 Diverse sperimentazioni hanno messo in luce che l'abilitazione di alcune funzionalità innovative può portare dei benefici in termini di miglioramento della qualità del servizio, con riferimento:
- alla durata e al numero delle interruzioni senza preavviso, che possono essere ridotte grazie a modalità di esercizio avanzato della rete MT e in particolare all'adozione di criteri di selettività logica per isolare il tronco guasto (funzionalità 5.a e 5.b);⁴³
 - ai livelli di tensione sulla rete MT, e di riflesso sulla rete BT, in quanto la regolazione della tensione della rete MT (funzionalità 2.a e successive), comporta benefici in termini di riduzione delle variazioni lente di tensione.
- 3.5 Con il documento di consultazione 48/2015/R/eel l'Autorità ha posto in consultazione alcuni approfondimenti tecnici propedeutici agli orientamenti che verranno proposti per la regolazione della qualità del servizio per il quinto periodo regolatorio: tra tali approfondimenti, un focus particolare è stato rivolto al tema della vulnerabilità del sistema elettrico, alla cui riduzione potrebbero contribuire applicazioni avanzate delle funzionalità 3.b e 5.a.
- 3.6 L'esistenza di meccanismi incentivanti espliciti (premi/penalità) per il miglioramento della qualità del servizio pone l'attenzione sulla necessità di

⁴³ Nella propria Relazione finale, ACEA Distribuzione dichiara che attraverso l'automazione evoluta di rete è stato evitato il 30% di disservizio teorico.

evitare duplicazioni e sovrapposizioni tra i nuovi possibili strumenti di promozione selettiva degli investimenti in *smart distribution system* e quelli esistenti della qualità del servizio, in corso di revisione per il prossimo periodo di regolazione.

Regolazione delle connessioni

3.7 Come già accennato, le regole tecniche di connessione per gli utenti attivi (in particolare norme CEI 0-16 e CEI 0-21) e le disposizioni del Testo integrato per la connessione degli utenti attivi (TICA) incidono in misura molto rilevante sulla estendibilità di alcune funzionalità innovative oltre il perimetro dei progetti pilota, riassunte nella tabella seguente.

Tabella 8 – funzionalità già disponibili presso gli utenti attivi adeguati alle norme

Funzionalità	Descrizione	Comunicazione
1.d	Esistono già apparati di misura presso l'utente; i dati raccolti andrebbero collettati ed utilizzati ai fini della correzione delle previsioni di flusso in cabina primaria.	E' in corso di definizione un data model per i dati da acquisire
2.e	Gli inverter (interfacce di controllo) dei clienti devono essere predisposti per ricevere un comando da remoto (ad esempio, un <i>set point</i> di potenza reattiva) e implementarlo al fine di effettuare regolazione della tensione (senza modifica del livello di potenza attiva); le norme prevedono la possibilità di attivare tale funzionalità in presenza di una comunicazione.	E' necessario attivare un canale di comunicazione, nella disponibilità del distributore per la risoluzione di situazioni critiche.
3.a	Gli apparati degli utenti sono predisposti per effettuare la regolazione della potenza attiva per la fornitura di servizi di dispacciamento; le norme prevedono la possibilità di attivare tale funzionalità in presenza di una comunicazione.	E' necessario attivare un canale di comunicazione, nella disponibilità dell'utente abilitato e dell'utente del dispacciamento.
3.b	Gli apparati sono predisposti per la regolazione della potenza attiva per la fornitura di servizi innovativi di flessibilità; le norme prevedono la possibilità di attivare tale funzionalità in presenza di canale di comunicazione.	E' necessario attivare un canale di comunicazione, nella disponibilità del distributore (se previsto il controllo per l'emergenza).
4.a	E' prevista la possibilità che il sistema di protezione di interfaccia riceva un segnale di telescatto. Le funzioni di sblocco voltmetrico introdotte con l'Allegato A.70 al Codice di Rete rendono non indispensabile tale funzionalità, che potrebbe comunque essere attivata in presenza di canale di comunicazione	E' necessario attivare un canale di comunicazione, nella disponibilità del distributore.
5.b	La norma prevede il caso di protezione selettiva del guasto anche all'interno dell'impianto di utenza (caso 3), basata su un ritardo dell'intervento delle protezioni di linea concordato con il distributore che può essere evoluto attraverso la rilevazione del guasto e l'invio/ricezione di un segnale di blocco in protocollo IEC 61850. In caso di mancanza di comunicazione (anche temporanea) la protezione può tornare a lavorare in locale.	E' necessario attivare un canale di comunicazione, nella disponibilità del distributore.

- 3.8 I requisiti fissati dalle norme tecniche di connessione attualmente in vigore già prevedono la possibilità di attivare, in funzionamento locale e previo aggiornamento del Regolamento di esercizio, alcune delle funzionalità innovative degli *smart distribution system*; per attivare in aggiunta il funzionamento centralizzato, è necessario un canale di comunicazione, nella disponibilità del distributore, dell'utente abilitato e dell'utente del dispacciamento, e di un apposito apparato denominato "controllore centrale di impianto" presso gli utenti attivi abilitati.
- 3.9 Lo sviluppo delle norme tecniche di standardizzazione per alcuni aspetti specifici dei requisiti di connessione per i clienti attivi è di fondamentale importanza per la minimizzazione dei costi in caso di diffusione su larga scala delle funzionalità innovative degli *smart distribution system*. In particolare, presso il CT316 del CEI sono attualmente in corso sviluppi di standardizzazione relativi al Controllore Centrale di Impianto (Allegato O alla norma CEI 0-16) e allo scambio dati in protocollo IEC 61850 (Allegato T alla medesima norma).
- 3.10 Alcuni utenti attivi (specie in MT) dispongono già di apparati di supervisione e controllo dei propri impianti, che potrebbero (con ridotti costi incrementali) essere adattati in conformità alle nuove sezioni delle norme tecniche in corso di sviluppo in caso di accesso delle risorse diffuse al mercato dei servizi di dispacciamento.
- 3.11 Oltre agli obblighi esistenti in capo agli utenti (in particolare attivi), la regolazione della connessione contiene una disposizione relativa alle imprese distributrici la cui modifica potrebbe contribuire al dispiegamento dei benefici di incremento della *hosting capacity* in presenza di funzionalità avanzate di regolazione della tensione sulle reti MT. Secondo quanto stabilito dal TICA, comma 7.3, il gestore di rete a seguito di una richiesta di nuova connessione (o adeguamento di una connessione esistente) esegue una verifica tecnica finalizzata a valutare l'impatto sulla rete della potenza in immissione richiesta. Tale verifica tecnica è ad oggi effettuata considerando la condizione peggiore di funzionamento della rete (minimo carico e generatore alla potenza massima). Ciò significa che questo approccio (chiamato *fit&forget*) allo sviluppo della generazione distribuita prevede un aumento della capacità di trasporto della rete di distribuzione tale da consentire agli impianti di generazione di immettere tutta la produzione senza che ciò possa – in alcun caso – compromettere l'operatività della rete di distribuzione.
- 3.12 L'evoluzione consentita dall'introduzione della regolazione di tensione (funzionalità 2.a e successive) e della regolazione della potenza attiva (funzionalità 3.a), potrebbe portare alla situazione in cui le reti di distribuzione non siano più necessariamente dimensionate per garantire il funzionamento dei generatori alla potenza massima in tutte le condizioni di carico, ma possano essere esercitate considerando che la generazione distribuita possa supportarne il funzionamento. In questa ipotesi l'impresa distributtrice, pur garantendo la priorità di dispacciamento della generazione distribuita alimentata a fonti rinnovabili o cogenerativa ad alto rendimento, in situazioni di criticità locale ne limiterebbe temporaneamente l'immissione in rete. A parità di sviluppo rete, il numero di generatori che possono essere connessi aumenta considerevolmente, garantendo la completa integrazione della generazione distribuita in rete.

- 3.13 Infatti, la realizzazione di nuove reti (come da approccio *fit&forget*) consente l'incremento della capacità di trasporto e, di conseguenza, consente un incremento della capacità di GD connessa riducendo la necessità di interventi nell'ambito del dispacciamento. Viceversa, l'estensione del servizio di dispacciamento anche alle risorse connesse alle reti di distribuzione (come da approccio *smart distribution system* pienamente evoluto) consentirebbe di utilizzare nel modo migliore tutte le risorse di rete disponibili. Ciò significa che, in alcuni contesti, lo sviluppo delle reti potrebbe non essere lo strumento più efficace per gestire la produzione di energia elettrica da generazione distribuita.⁴⁴ Questo diverso approccio alla connessione della generazione distribuita potrebbe comportare la diminuzione di investimenti effettuati *ad hoc* per tali utenti (come, ad esempio, la costruzione di linee dedicate) e, in generale, il differimento di interventi di rafforzamento della rete elettrica, oltre ad una migliore gestione della rete stessa.
- 3.14 Nell'ambito delle regole per le connessioni e dei requisiti di sistema della generazione distribuita, l'Autorità ha trattato anche il tema dell'osservabilità della rete elettrica. L'Allegato A70 del Codice di Rete è stato definito da Terna per gestire, con urgenza, situazioni di criticità venutesi a creare con la forte penetrazione delle fonti rinnovabili sulle reti di distribuzione, lasciando impregiudicati gli sviluppi *smart grid* e i differenti modelli di mercato. In particolare, il paragrafo 6 di tale allegato conteneva prescrizioni generali per la trasmissione dei dati necessari ai fini del controllo del sistema elettrico nazionale.⁴⁵ Con la deliberazione 84/2012/R/eel, l'Autorità ha, tra l'altro, sospeso l'applicazione di tali prescrizioni in quanto, come osservato dalle imprese di distribuzione, avrebbe richiesto la disponibilità diffusa di sensori integrati nei sistemi di conduzione delle reti di distribuzione e dei relativi sistemi di telecomunicazione, il che presupporrebbe, di fatto, la conversione delle attuali reti di distribuzione in *smart grid*.

Regolazione delle perdite di rete e dell'energia reattiva

- 3.15 Il riconoscimento alle imprese distributrici delle perdite *standard* premia le imprese che riescono a ridurre le perdite effettive sulle proprie reti al di sotto del livello *standard*, lasciando il beneficio della riduzione alle imprese stesse.
- 3.16 La penetrazione della generazione distribuita ha effetti diversi sulle perdite: studi effettuati a partire da un ampio campione di reti reali italiane, di diverse imprese distributrici, hanno mostrato che in generale le perdite diminuiscono per livelli

⁴⁴ Ad esempio, se la produzione da generazione distribuita è fortemente stagionale, oppure i profili di produzione, considerati congiuntamente ai profili di carico, presentano dei picchi concentrati in poche ore, anziché realizzare nuove reti sostenendo costi rilevanti, potrebbe essere più opportuno sfruttare al meglio la rete e la flessibilità del parco di generazione disponibile, effettuando azioni di modulazione della produzione o realizzando sistemi di controllo e regolazione dinamica delle reti.

⁴⁵ Allegato A70 al Codice di rete, Paragrafo 6 "Trasmissione dei dati necessari ai fini del controllo del SEN": "Ai fini del controllo del SEN, che presuppone la fedele conoscenza della GD in MT e BT sia in fase predittiva che in tempo reale, risultano necessari al Gestore, per ogni cabina primaria, sia dati previsionali sia telemisure in tempo reale della potenza attiva e reattiva, differenziata per aggregato: carico, generazione differenziata per fonte, totale di cabina. Le predette informazioni dovranno essere rese disponibili dall'Impresa di Distribuzione al Gestore. Le telemisure saranno rese disponibili ai sistemi SCADA del Gestore con le caratteristiche definite dallo stesso."

iniziali di penetrazione, in quanto si riduce il raggio medio tra punto di immissione e punto di consumo dell'energia prodotta da impianti di generazione distribuita, ma aumentano in presenza di elevati livelli di penetrazione, dal momento che diventano sempre più frequenti i casi in cui si determina inversione di flusso e quindi il suddetto raggio tende ad aumentare.⁴⁶

- 3.17 Per questo motivo, la disciplina delle perdite di energia elettrica lato produzione è basata sul principio del costo evitato, ovvero riconosce agli impianti di produzione di energia elettrica, connessi alle reti in media e bassa tensione, solo il beneficio corrispondente all'eventuale riduzione delle perdite sul livello di tensione superiore, conseguente al fatto che tale energia viene immessa ad un livello di tensione inferiore a quello della rete di trasmissione nazionale, evitando trasformazioni e riducendo i transiti (poiché sullo stesso livello di tensione tale energia potrebbe anche comportare, come detto, un aumento delle perdite). L'Autorità sta aggiornando il meccanismo di perequazione delle perdite sulle reti di distribuzione tramite meccanismi che considerano anche le diverse possibili connessioni, lasciando al distributore l'eventuale differenza tra perdite *standard* ed effettive qualora riesca ad integrare al meglio la generazione in rete evitando configurazioni in cui la generazione comporti un aumento delle perdite stesse (ad esempio, connessioni su linee dedicate).⁴⁷
- 3.18 Inoltre, occorre notare che funzionalità avanzate di regolazione della tensione (funzionalità 2.e) possono contribuire, in presenza di vincoli di tensione risolvibili con un aumento della produzione di energia reattiva da parte degli utenti attivi abilitati, a un aumento delle perdite (a parità di infrastruttura di rame); d'altro canto, alcuni casi di esercizio avanzato della rete MT (funzionalità 5.a) sperimentati nei progetti pilota hanno dimostrato che è possibile una riduzione delle perdite grazie all'abilitazione di tale funzionalità.⁴⁸
- 3.19 Il controllo della potenza reattiva al punto di scambio fra distributori e Terna potrebbe essere facilitato dalla presenza di funzionalità innovative di regolazione della tensione (funzionalità 2.c e successive). L'Autorità sta aggiornando la regolazione economica dell'energia reattiva e i corrispettivi legati agli scambi di energia reattiva fra distributori e Terna, e terrà conto delle possibili interazioni con le suddette funzionalità innovative di regolazione della tensione. In particolare, potrebbero essere modificati alcuni degli aspetti dell'attuale regolazione per i clienti finali, come ad esempio, quelli relativi alla regolazione del fattore di potenza. Potrebbe infatti essere definita una disciplina specifica per gli utenti misti (ad oggi assimilati ad un utente passivo), con la possibilità di variare il proprio fattore di potenza in tempo reale sulla base di un opportuno comando del distributore, invece di prevedere il solo rispetto di un fattore di potenza limite medio mensile.

⁴⁶ M. Delfanti, D. Falabretti, M. Merlo, "Dispersed generation impact on distribution network losses", *Electrical Power System Research* 97 (2013) 10-18

⁴⁷ Documenti di consultazione 202/2015/R/eel e 264/2014/R/eel.

⁴⁸ Nel progetto pilota di ACEA Distribuzione, l'integrazione su sistema SCADA dell'algoritmo di ricerca per l'assetto ottimo a topologia assegnata ha portato ad una riduzione delle perdite reali sulla rete maggiore del 2% sulla porzione di rete del progetto pilota.

Regolazione della misura e della messa a disposizione dei dati agli utenti MT

- 3.20 In attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 9, comma 6, lettera b) del decreto legislativo 102/2014, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti per la messa a disposizione dei dati di prelievo e di consumo dei clienti in bassa tensione.⁴⁹
- 3.21 Lo sviluppo e la diffusione di apparati *smart* sulle reti MT può costituire l'occasione per ammodernare anche le attuali modalità di messa a disposizione dei dati ai clienti in media tensione. Infatti, dispositivi che rendono disponibili dati di misura con limitati ritardi rispetto al tempo reale permettono una capacitazione dei clienti connessi a reti MT anche in termini di efficienza energetica.

Regolazione del dispacciamento

- 3.22 Il ruolo dell'utente è cardine per l'abilitazione di funzionalità avanzate, specie se legate alla potenza attiva. L'evoluzione delle regole del dispacciamento, abilitando le risorse diffuse alla fornitura dei servizi, costituirebbe una opportunità per portare gli utenti attivi MT ad installare presso il proprio impianto apparati innovativi per il monitoraggio e il controllo dei propri carichi/generatori. Sarebbe dunque possibile sia il monitoraggio degli impianti di generazione (produzione attiva e reattiva, tensione nel punto di scambio, diagnostica, ecc.), sia il controllo dei medesimi impianti e del carico, ad esempio ai fini della realizzazione di strategie di dispacciamento e/o limitazione in emergenza della produzione.
- 3.23 Nell'ambito della revisione della disciplina del dispacciamento, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 557/2013/R/eel in cui si evidenzia la possibilità di ridurre la soglia di abilitazione a offrire servizi su MSD, nel quale di prevede che *“nella fase iniziale l'abilitazione di impianti di taglia compresa fra 1 e 10 MVA su base volontaria, sarebbero le manifestazioni di interesse dei piccoli impianti a evidenziare il potenziale incremento di competitività e a offrire a Terna un primo riscontro su cui valutare se e quali investimenti siano effettivamente necessari per l'integrazione di tali impianti nei suoi sistemi”*.
- 3.24 In uno scenario di estensione del servizio di dispacciamento anche alle risorse connesse alle reti di distribuzione, devono essere evitate possibili duplicazioni dei costi di comunicazione e deve essere garantito lo scambio di comunicazioni, con appropriate priorità, con l'utente abilitato sia con l'impresa distributrice (per gestire criticità di rete o situazioni di emergenza) sia con il *trader* o eventuale soggetto aggregatore per gestire la partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento.

Spunti per la consultazione

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

⁴⁹ Vedasi in particolare il documento per la consultazione 186/2015/R/eel *“Energy footprint: messa a disposizione dei dati di consumo storici di energia elettrica ai clienti finali in bassa tensione”*.

4. Primi orientamenti per la promozione selettiva degli investimenti necessari

- 4.1 Il presente capitolo illustra i primi orientamenti dell’Autorità per introdurre meccanismi di promozione selettiva degli investimenti dei gestori di rete di distribuzione, volti a permettere la transizione in “*smart distribution system*”, che dovrebbero favorire nel medio termine – grazie ai benefici delle funzionalità innovative descritte nel capitolo precedente – uno sviluppo efficiente del settore a fronte delle nuove sfide poste dall’ampia diffusione della generazione distribuita.
- 4.2 I meccanismi ipotizzati si inquadrano in un contesto di evoluzione della regolazione tariffaria che non dia incentivi equilibrati per la minimizzazione dei costi complessivi del servizio (come evidenziato anche nel capitolo 8 del documento di consultazione 5/2015/R/eel) rispetto alle prospettive di trasformazione delle reti di distribuzione dell’energia elettrica; gli stessi meccanismi sono finalizzati a favorire scelte efficienti delle imprese e mirano a dare una risposta immediata a istanze che potranno poi essere integrate nel nuovo paradigma di riconoscimento dei costi totali che l’Autorità intende introdurre, con la necessaria gradualità, nel corso del quinto periodo di regolazione.
- 4.3 L’Autorità, in coerenza con l’impostazione generale descritta nel *Quadro strategico 2015-2018*, reputa indispensabile da una parte superare le logiche di regolazione di tipo *input based*, con sovra-remunerazione del capitale investito in specifiche tipologie di investimento, dall’altra evitare, ove possibile, il ricorso a procedure laboriose di selezione degli investimenti da incentivare.

Verso logiche di incentivazione “output-based” rivolte ai distributori

- 4.4 Nel passaggio dagli attuali meccanismi di promozione degli investimenti di tipo *input-based* (maggiorazioni del WACC per interventi specifici) a nuovi meccanismi di tipo *output-based*, basati sui benefici ottenibili grazie ai nuovi investimenti in termini di migliore *performance* delle reti (o del sistema nel suo complesso), l’Autorità ha sottolineato la necessità di garantire certezza e stabilità della regolazione e di tenere conto dell’equilibrio economico-finanziario dei soggetti esercenti il servizio.
- 4.5 Per l’introduzione di incentivi di tipo *output-based*, è necessario preliminarmente identificare metriche che consentano una rappresentazione efficace ma anche semplice dei principali benefici conseguibili con gli investimenti da promuovere. Gli indicatori di qualità del servizio utilizzati nella regolazione incentivante (premi/penali) della continuità del servizio di distribuzione hanno tali caratteristiche. Anche la metrica da adottare per la promozione degli investimenti in *smart distribution system* dovrà sottostare ai seguenti criteri generali:
- affidabilità*: gli indicatori non devono essere influenzati da variabili al di fuori dal controllo del soggetto su cui ricadono gli incentivi/penali;
 - oggettività*: gli indicatori devono poter essere misurati in maniera accurata, oggettiva ed equa in modo da ridurre eventuali controversie e contenziosi;
 - semplicità*: gli indicatori devono essere relazionabili in modo immediato al beneficio legato ad un determinato investimento;

- d. *controllabilità*: gli indicatori devono essere facilmente riscontrabili con controlli che non richiedano eccessivi costi in capo ai soggetti o in capo all’Autorità, anche grazie a guide esecutive per la raccolta e controllo dei dati e delle misure di *performance*.
- 4.6 Oltre ai criteri generali delle metriche, una logica di incentivazione di tipo *output-based* deve avere, a giudizio dell’Autorità, le seguenti caratteristiche:
- a. *non sovrapposizione con altre regolazioni incentivanti*: quanto analizzato nel precedente capitolo 3 è finalizzato alla verifica di questo profilo;
 - b. *valorizzazione degli output basata su analisi costi/benefici*, in linea con quelle che si stanno progressivamente delineando a livello europeo; sotto questo profilo, l’Autorità ritiene che le valutazioni vadano compiute distintamente per le diverse funzionalità esaminate nel capitolo 2 e limitandosi, per ora, ai benefici estraibili dagli investimenti senza ancora considerare modifiche delle regole del dispacciamento, né sistemi di comunicazione con gli utenti della rete.
- 4.7 Nella regolazione incentivante di tipo *output-based*, infine, generalmente si definisce un percorso di riferimento minimo (*baseline*), che riflette l’evoluzione naturale delle reti, rispetto al quale vengono verificati miglioramenti ulteriori, che danno luogo a premi (che comportano maggiore redditività dell’impresa), o eventuali peggioramenti che danno luogo a penalità.⁵⁰
- 4.8 Tuttavia, data la caratteristica innovativa degli investimenti necessari per la realizzazione di *smart distribution system*, non si dispone di una base dati sull’evoluzione naturale e pertanto si ritiene opportuno sostituire la *baseline* con un approccio di promozione selettiva, che identifichi le aree prioritarie per lo sviluppo dei nuovi investimenti. Al di fuori di tali aree prioritarie, non verrebbero riconosciuti incentivi.
- 4.9 Inoltre, per tenere conto della caratteristica innovativa degli investimenti necessari per la realizzazione di *smart distribution system*, l’Autorità ritiene che sia opportuno introdurre, almeno per i primi tre anni del prossimo periodo di regolazione, incentivi *output-based* solo positivi (senza penalità).

Orientamenti per l’identificazione degli output delle funzionalità prescelte

- 4.10 L’Autorità intende avviare investimenti delle imprese distributrici per l’attivazione delle funzionalità che non richiedono (ancora) comunicazione con gli utenti, per creare una infrastruttura di base che garantisca larga interoperabilità con successivi sviluppi standardizzati degli apparati lato utenti e sulla quale successivamente potranno essere sviluppate le funzionalità più avanzate che coinvolgono gli utenti, una volta che siano definite le regole del dispacciamento per la partecipazione al MSD delle risorse connesse alle reti di distribuzione.
- 4.11 Per questo motivo, alla luce dell’analisi condotta nel capitolo 3, fino alla definizione di nuove regole per il dispacciamento sono allo stato attuale da

⁵⁰ Nella regolazione incentivante della continuità del servizio, la *baseline* è costituita dai “livelli tendenziali” definiti per ciascun ambito territoriale all’inizio del periodo di regolazione.

escludere dall'incentivazione alle imprese distributrici le funzionalità 1.d, 2.e, 3.a e 3.b. che richiedono comunicazione con gli utenti abilitati.

- 4.12 Sulla base di quanto analizzato nei precedenti capitoli, si ritiene che:
- a. per il criterio illustrato al precedente punto 4.6.a, le funzionalità di esercizio avanzato della rete (5.a e 5.b) possano essere sufficientemente incentivate dalla regolazione della continuità del servizio, anche con eventuali aggiustamenti di tale regolazione per il prossimo periodo;⁵¹
 - b. la funzionalità di telesecco per prevenzione del funzionamento dell'isola indesiderata (funzionalità 4.a) non richieda particolare incentivazione, essendo stata adottata una soluzione tecnica che rende il problema meno impellente (vd capitolo 2, punto 2.42);
 - c. l'eventuale utilizzo dei sistemi di accumulo nella disponibilità del distributore (funzionalità 6.a) debba essere analizzato caso per caso secondo i criteri indicati al punto 2.52.
- 4.13 L'attenzione dell'Autorità si concentra pertanto su due funzionalità essenziali:
1. l'osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse delle rete (livelli da 1.a a 1.b o 1.c);
 2. la regolazione della tensione della rete MT (livelli da 2.a a 2.d).
- 4.14 Si noti che entrambe queste funzionalità possono essere realizzate inizialmente:
- a. con investimenti di distribuzione, senza necessariamente abilitare gli utenti della rete di distribuzione per accedere ai due livelli di funzionalità più avanzati, dal momento che i progetti pilota dimostrano l'esistenza di benefici anche in mancanza di tali livelli più avanzati;
 - b. con servizi di comunicazione M2M che non richiedono livelli stringenti di latenza e quindi sono compatibili con i più diffusi servizi di telecomunicazione attualmente disponibili su reti pubbliche.
- 4.15 Alla luce dell'esperienza maturata nei progetti pilota sul tema dell'osservabilità, anche attraverso sperimentazioni di scambio dati tra le imprese distributrici e Terna in relazione alle aree oggetto di sperimentazione, l'Autorità ritiene importante migliorare la capacità di previsione e conoscenza in tempo reale della produzione e dei carichi sulle reti di distribuzione e, a tale scopo, intende proporre un approccio graduale.
- 4.16 Al fine di indurre le imprese di distribuzione all'implementazione della funzionalità relativa all'osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse delle rete (livelli da 1.a a 1.b o 1.c) si potrebbero riesaminare le previsioni del paragrafo 6 dell'Allegato A70 del Codice di Rete di Terna, attualmente sospeso (vedasi a tal proposito il paragrafo 3.14). Le prescrizioni contenute sono piuttosto generali, ma potrebbero essere specificate sulla base dell'esperienza sperimentale effettuata. Allo stesso tempo, come stimolo alle imprese ad accelerare l'implementazione di tale funzionalità nelle situazioni più critiche, potrebbe essere studiato un indicatore *ad hoc*, che tenga conto di indicazioni di Terna in relazione a priorità per il servizio di dispacciamento.

⁵¹ Merita in particolare un approfondimento il caso dell'esercizio avanzato della rete MT nelle aree urbane, ad elevate densità di carico e quindi con limitati problemi di inversione di flusso.

- 4.17 Per la gestione dei profili di tensione delle reti MT, una regolazione *output based* specifica potrebbe focalizzarsi su vantaggi sistemici legati al migliore utilizzo delle linee di media tensione, con un indicatore legato alla quantità di potenza liberata (maggiore *hosting capacity*).
- 4.18 Sulla base delle considerazioni sopra riportate e dei benefici di tali funzionalità formulate nel capitolo 3, si ritiene che possano essere assunti a riferimento i seguenti *output*:
1. per quanto riguarda l'osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse delle rete: la *potenza nominale di generazione distribuita da fonti rinnovabili non programmabili sottesa alla cabina primaria in cui viene messo in esercizio l'investimento di "smartizzazione" conforme a requisiti tecnici definiti dall'Autorità, relativi almeno alle funzionalità 1.a e 1.b*;
 2. per quanto riguarda la regolazione di tensione delle reti MT: una stima della *hosting capacity* liberata in termini di una frazione prestabilita della *potenza nominale di trasformazione della cabina primaria in cui viene messo in esercizio l'investimento di "smartizzazione" conforme a requisiti tecnici definiti dall'Autorità, relativi almeno alle funzionalità 2.a, 2.b e 2.c.*; sulla base dei risultati dei progetti pilota orientativamente questa frazione potrebbe essere compresa tra il 15% e il 20% della potenza nominale di trasformazione della cabina primaria.
- 4.19 Devono essere esaminati, qualora dalla consultazione emerga consenso verso tale proposta di identificazione degli *output*, gli aspetti relativi alla misurabilità e alla controllabilità degli *output* medesimi, nonché i requisiti tecnici delle funzionalità. Per tali aspetti l'Autorità intende costituire un tavolo tecnico con i soggetti interessati, seguendo la strada suggerita dalle risposte alla consultazione 5/2014/R/eel.

Orientamenti per la valorizzazione degli output e l'individuazione di priorità selettive

- 4.20 Si ritiene che sia opportuno indirizzare selettivamente le priorità di sviluppo delle suddette funzionalità in specifiche aree:
1. per quanto riguarda l'osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse delle rete: le aree più critiche con la maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili e/o le cabine primarie in cui la frazione di tempo annuo con flusso di potenza inverso è superiore al 5%;
 2. per quanto riguarda la regolazione di tensione delle reti MT: le cabine primarie in cui la frazione di tempo annuo con flusso di potenza inverso è superiore al 5% e/o le aree più critiche ai sensi del TICA (la cui definizione tiene conto anche della domanda di nuove connessioni).
- 4.21 La valorizzazione degli *output* in termini di incentivi per l'impresa distributrice deve essere basata sul beneficio che tali funzionalità possono apportare ai costi del sistema. L'appendice D contiene alcune prime considerazioni in termini di analisi

costi/benefici per individuare la possibile valorizzazione degli incentivi; in particolare:⁵²

1. per quanto riguarda l'osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse, il rapporto benefici/costi stimato con ipotesi conservative è pari a 3,3;
2. per quanto riguarda la regolazione di tensione delle reti MT, il rapporto benefici/costi stimato è pari a 2,5.

4.22 L'Autorità ha motivo di ritenere che le imprese di distribuzione non realizzerebbero di propria iniziativa gli investimenti necessari a mettere in atto le funzionalità innovative, in quanto in assenza di incentivi specifici potrebbero preferire soluzioni tradizionali, che aumentano il valore del capitale investito in misura maggiore e con minore rischio rispetto agli investimenti innovativi. La logica che l'Autorità intende perseguire è quindi l'internalizzazione nei ricavi delle imprese distributrici di una parte dei benefici attesi dalle nuove funzionalità, tenendo conto anche del possibile impatto tariffario in caso di elevata risposta delle imprese distributrici allo stimolo incentivante.

4.23 L'Autorità si riserva di valutare, in base ai contributi che perverranno dagli *stakeholder* in esito alla presente consultazione, l'entità dei possibili incentivi unitari (in euro/MW di generazione da fonti rinnovabili non programmabili distribuita sottesa alla cabina primaria per la funzionalità di osservabilità; in euro/MW di trasformazione primaria per la regolazione di tensione sulle reti MT) nonché la loro eventuale graduazione, per i distributori di maggiori dimensioni, in relazione alla quantità di cabine primarie "smartizzate" in un dato orizzonte di tempo (orientativamente triennale).

4.24 La Tabella 9 intende fornire una vista d'insieme delle considerazioni fin qui condotte.

Spunti per la consultazione

- S5. Si condivide la proposta di individuazione degli *output* per le due funzionalità innovative selezionate? Si suggeriscono alternative?
- 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.
- S7. Si condividono le indicazioni sulle aree prioritarie? Si suggeriscono alternative?
- S8. Si ritiene che debbano essere considerati aspetti particolari per le aree urbane, ad elevate densità di carico e quindi con limitati problemi di inversione di flusso?

⁵² Si rinvia all'Appendice D per la descrizione dettagliata delle ipotesi assunte per la stima del rapporto costi/benefici delle due funzionalità esaminate.

Tabella 9 – Sintesi delle proposte per lo sviluppo della regolazione *output based* per la promozione selettiva degli investimenti “*Smart distribution system*”

Funzionalità smart	Livelli	Ruoli principali	Principali interazioni con altre regolazioni	Priorità dell'intervento	Regolazione output-based	Note
1. Osservabilità dei flussi di potenza e delle risorse	1.a - 1.b	Distributore (e Terna)	<i>Per tutti i livelli 1.a ÷ 1.d</i> <ul style="list-style-type: none"> • Procedura RIGEDI • Art. 6 Allegato A70 	Aree con elevata presenza di GD <i>e/o</i> Aree con Flusso inverso da MT a AT > 5% del tempo	<i>Output:</i> MW di FER-NP sottesa alla cabina primaria equipaggiata (requisiti minimi A)	Requisiti minimi da definire in dettaglio; incentivi solo nelle aree prioritarie
	1.c	Distributore e GSE (e Terna)				Da valutare: promozione investim. primi ut. Attivi
	1.d	Distributore e utenti attivi abilitati				
2. Regolazione della tensione a livello MT	2.a	Distributore	<i>Per tutti i livelli 2.a ÷ 2.e</i> <ul style="list-style-type: none"> • Regolazione perdite e energia reattiva 	Aree con Flusso inverso da MT a AT > 5% del tempo <i>e/o</i> Aree critiche ai sensi del TICA	<i>Output:</i> MW trasformazione primaria equipaggiata (requisiti minimi B)	Requisiti minimi da definire in dettaglio; incentivi solo nelle aree prioritarie
	2.b					
	2.c.					
	2.d.					
	2.e.	Distributore e utenti attivi abilitati	<ul style="list-style-type: none"> • Regole tecniche di connessione 	Da valutare: promozione investim. primi ut. attivi		
3. Regolazione della potenza attiva degli utenti della rete	3.a.	Distributore e utenti abilitati (attivi e passivi)	<ul style="list-style-type: none"> • Dispacciamento 	Da posporre alla definizione di regole di dispacciamento	-	Possibili sperimentazioni locali
	3.b.	Distributore e utenti abilitati (attivi e passivi)	<ul style="list-style-type: none"> • Da approfondire: emergenze / vulnerabilità 			Da approfondire in relazione ai piani di sviluppo per robustezza rete
4. Telescatto per la prevenzione del fenomeno “isola indesiderata”	4.a	Distributore e utenti attivi abilitati	<ul style="list-style-type: none"> • Funzioni di sblocco voltmetrico introdotte con l’Allegato A.70 	Non prioritario per presenza soluzione alternativa già implementata	-	
5. Esercizio avanzato della rete MT	5.a	Distributore	<ul style="list-style-type: none"> • Regolazione incentivante della qualità del servizio 	Già catturato da incentivi per qualità del servizio, con possibili integrazioni per le aree urbane	-	Da approfondire in relazione alla identificazione di clienti con particolari esigenze di qualità (“ <i>PQ sensible</i> ”)
	5.b	Distributore e utenti abilitati	<ul style="list-style-type: none"> • Da approfondire 			
6. Impiego di sistemi di accumulo per servizi di rete	6.a	Distributore	<ul style="list-style-type: none"> • Dispacciamento • Qualità della tensione 	Possibili interventi basati su priorità locali da valutare caso per caso (vd criteri proposti al punto 2.52)	-	Criteri da definire in dettaglio

5. Prospettive di ulteriori sviluppi innovativi

Il “roll-out” di infrastrutture abilitanti le risorse diffuse

- 5.1 Lo sviluppo delle funzionalità innovative con una regolazione incentivante selettiva di tipo *output-based*, come descritta nei capitoli precedenti, apre una fase del tutto nuova rispetto all’approccio sperimentale fin qui seguito, avviato con la deliberazione ARG/elt 39/10 che ha dato origine ai progetti pilota. L’approccio ora proposto punta, invece, alla diffusione su più larga scala (“*roll out*”), seppure sempre in modo selettivo, di tecnologie innovative a cura delle imprese distributrici.
- 5.2 Dagli interventi di “*smartizzazione*” delle reti di distribuzione che i distributori potranno realizzare su larga scala, per effetto della regolazione incentivante, possono provenire benefici ulteriori rispetto a quelli messi in evidenza nel capitolo precedente. Dal momento che vi sono potenziali benefici che potrebbero derivare agli utenti abilitati (sia lato generazione distribuita che lato carico per servizi di *demand response*) per la partecipazione, anche in forma aggregata, al mercato dei servizi di dispacciamento, si ritiene che le apparecchiature da installare lato utente per l’interfacciamento degli impianti degli utenti abilitati con gli *smart distribution system* debbano rimanere nella piena responsabilità e disponibilità dell’utente medesimo. Anche questa, oltre alla diversa dimensione di scala evidenziata al punto precedente, è un’ulteriore differenza rispetto all’approccio dei progetti pilota, nei quali i costi dei servizi di comunicazione e delle apparecchiature da installare presso l’utente per il controllo dei suoi impianti sono stati sostenuti dall’impresa distributtrice titolare del progetto pilota.
- 5.3 Pertanto, la finalità principale della regolazione incentivante proposta nel precedente capitolo 4 è quella di limitare l’attività del distributore alla *infrastrutturazione “di base” della rete funzionale, nel breve termine, a miglioramenti nello sviluppo e gestione della rete stessa, e nel medio periodo a sviluppi ulteriori di coinvolgimento delle risorse diffuse*, che dovranno essere guidati da opportunità di mercato (servizi di flessibilità). Tali sviluppi ulteriori richiedono però alcune condizioni:
- elevati livelli di interoperabilità con le apparecchiature da installare lato utente che come detto restano nella responsabilità dell’utente;
 - nuove regole tecnico-economiche per la partecipazione delle risorse diffuse al mercato dei servizi di dispacciamento;
 - disponibilità di infrastrutture di comunicazione altamente performanti⁵³ per l’attivazione delle funzionalità più avanzate come l’esercizio avanzato della rete MT coinvolgendo gli utenti abilitati (funzionalità 5.b).

⁵³ Come evidenziato 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 *broadband* e lo sviluppo su larga scala delle *smart grid*. (www.governo.it/GovernoInforma/Dossier/crescita_digitale/strategia_banda_ultralarga.pdf)

Prime ipotesi per ridurre gli investimenti e i costi degli utenti di rete

- 5.4 Molti utenti attivi hanno in campo apparati non conformi alle normative attualmente in vigore e dovrebbero attendere la sostituzione di tali apparati (ad esempio in occasione della sostituzione dell'inverter) per fornire le funzionalità sopra indicate, a meno di non introdurre leve economiche che spingano gli utenti ad un adeguamento. Tali strumenti sono stati già stati utilizzati in passato dall'Autorità allo scopo di incentivare un adeguamento degli impianti di utenza a nuove regole tecniche e potrebbero essere attivati all'occorrenza, come fatto recentemente per accelerare l'implementazione del telesecco previsto dall'Allegato M della CEI 0-16. L'Autorità conferma il proprio supporto alla promozione di regole tecniche e standard per la minimizzazione dei costi degli utenti di rete.
- 5.5 Occorre considerare che, per quanto riguarda in particolare la regolazione di tensione, dall'esperienza dei progetti pilota è emerso che i benefici in termini di *hosting capacity* liberata dalla "smartizzazione" delle reti MT possono aumentare se vengono abilitati gli utenti attivi, in particolare connessi a linee MT aeree di elevata lunghezza.
- 5.6 Dal momento che anche il beneficio della maggiore *hosting capacity* liberata per effetto della regolazione di tensione integrata con utenti attivi abilitati sulle linee MT più lunghe è di natura sistemica, ovvero se ne possono avvalere tutti i clienti in quanto comporta, sul medio periodo, una riduzione dei costi di sviluppo della rete a parità di domanda di connessione attiva servita, è opportuno valutare anche se socializzare almeno parte dei costi necessari (una volta dimostrato che tali costi sono inferiori ai benefici), pur essendo tali costi di pertinenza degli utenti.
- 5.7 Si consideri il caso di un distributore che abbia compiuto gli interventi di regolazione della tensione su una cabina primaria e che sia in grado di risolvere situazioni critiche specifiche e locali attraverso interventi di regolazione della tensione presso gli utenti abilitati su segnale inviato dal distributore (funzionalità 2.d). Si potrebbe ipotizzare che tale distributore possa richiedere (in modo non discriminatorio) agli utenti attivi connessi a linee MT uscenti da una cabina primaria già "smartizzata" di attivare, come previsto dalle regole tecniche di connessione, le funzioni di regolazione di tensione locale su segnale inviato dal distributore stesso. In tali casi, il distributore potrebbe sostenere, in relazione al beneficio addizionale per il sistema, parte del costo di apparati lato utente (conformi a opportune regole tecniche di connessione) che rimarrebbero nella totale disponibilità dei medesimi utenti e che permetterebbero loro, una volta intervenuta la modifica delle regole di dispacciamento, di abilitarsi alla fornitura di servizi.
- 5.8 Su tale ipotesi l'Autorità sollecita le osservazioni in particolare delle associazioni degli utenti attivi della rete.
- 5.9 Inoltre, un possibile efficientamento dei costi che gli utenti abilitati dovranno sopportare per la comunicazione con i gestori di rete potrebbe essere raggiunto immaginando che il distributore possa fornire, a condizioni non discriminatorie e in condizioni di concorrenza con operatori specializzati, i servizi di comunicazione necessari agli utenti abilitati. In questo caso, potrebbero generarsi economie di scala e di scopo che porterebbero verosimilmente ad una riduzione

dei costi per i servizi di comunicazione, che non verrebbero comunque coperti dalla regolazione tariffaria bensì con ricavi da tale attività, opportunamente separata.

- 5.10 In tale prospettiva, tuttavia, occorrerebbero garanzie di neutralità e di completa accessibilità a soggetti terzi (utente abilitati o aggregatore), in particolare se l'impresa distributrice appartiene a un gruppo verticalmente integrato.⁵⁴ Inoltre, se il distributore potesse procurare in forma aggregata i servizi di comunicazione necessari agli utenti abilitati, tale attività non dovrebbe comunque includere il sistema di controllo (opportunamente standardizzato per le interfacce di comunicazione) che dovrebbe comunque rimanere nella piena disponibilità dell'utente.
- 5.11 Anche su tale ipotesi l'Autorità sollecita le osservazioni in particolare delle associazioni degli utenti attivi della rete e degli operatori di telecomunicazione.⁵⁵

Orientamenti per l'avvio di ulteriori sperimentazioni pilota

- 5.12 Pur privilegiando il passaggio a regolazioni *output based*, l'Autorità non intende abbandonare l'approccio, per casi specifici, che prevede una fase di test funzionale alla raccolta di informazioni, dati ed esperienze reali utili alla successiva definizione di regole che valgano su larga scala.
- 5.13 A tale proposito, l'Autorità intende con la presente consultazione identificare alcune aree di innovazione ulteriori rispetto a quelle esplorate con i progetti pilota *smart grid* avviati nel 2011, allo scopo di valutare se avviare nuove sperimentazioni, secondo l'approccio sperimentale già utilizzato per i primi progetti pilota, che vede la fase di sperimentazione su rete reale funzionale ad una miglior definizione della regolazione su larga scala.
- 5.14 I progetti pilota *smart grid* avviati nel 2011 erano essenzialmente focalizzati e sull'integrazione delle fonti rinnovabili connesse alle reti MT e hanno pertanto affrontato in misura trascurabile le questioni specifiche delle reti BT.
- 5.15 Una prima area di sperimentazione potrebbe quindi essere quella della "*smartizzazione*" delle reti BT, con un molteplice obiettivo:
- a. integrare le fonti rinnovabili connesse a livello di bassa tensione, considerando le problematiche specifiche derivanti dalle caratteristiche delle reti BT, della taglia ridotta degli impianti connessi e delle specifiche caratteristiche di profilo di immissione degli impianti (tipicamente fotovoltaici) connessi a tale livello;

⁵⁴ Secondo il Consiglio dei regolatori europei dell'energia, "*the more responsibility the DSO has, the greater the potential need for further separation of its system operation activities from other competitive activities carried out by other companies of the same Vertically Integrated Undertaking (like supply and generation). More generally, if the DSO takes on new roles, sufficient controls are needed to ensure that DSOs do not use access to data to gain commercial advantage or create market distortions.*" CEER, *The Future Role of DSOs. A CEER Public Consultation Paper*, Ref: C14-DSO-09-03, 2014, paragrafo 1.4.

⁵⁵ Gli uffici dell'Autorità intendono proporre ai corrispondenti uffici dell'Autorità per le garanzie nelle comunicazione l'esame congiunto delle risposte che perverranno su questo specifico aspetto.

- b. offrire soluzioni di *demand response* e di controllo dei carichi, anche con la possibilità di studiare soluzioni tariffarie diversificate (ad esempio contratti di connessione a capacità variabile);
 - c. realizzare soluzioni avanzate, al momento non diffuse, di telecontrollo della rete BT, per il miglioramento degli indici di qualità del servizio relativi alle interruzioni con origine su tali reti.
- 5.16 La legge di conversione del decreto legge “Destinazione Italia”⁵⁶ contiene disposizioni in tema di progressiva copertura del fabbisogno energetico con fonti rinnovabili nelle isole non interconnesse con la rete di trasmissione nazionale; una seconda area di sperimentazione, attraverso un numero molto limitato di progetti, potrebbe verificare l’efficienza di soluzioni innovative nei sistemi elettrici integrati di tali isole (escluse quelle di prossima interconnessione). I progetti pilota in questa area di sperimentazione dovrebbero dimostrare economie sostenibili non solo rispetto alle attuali diverse forme di reintegrazione tariffarie presenti, ma anche rispetto ai costi di riferimento di medio periodo che l’Autorità intende introdurre⁵⁷. In particolare, tali sperimentazione potrebbero riguardare:
- a. l’integrazione di impianti di generazione alimentati a fonti rinnovabili (programmabili e non programmabili) nel quadro di sistemi elettrici di limitata potenza con assoluta esigenza di riserva;
 - b. sviluppo di programmi di gestione integrata dei maggiori carichi programmabili presenti sull’isola (esempio impianti di desalinizzazione);
 - c. installazione e gestione ottimizzata sistemi e apparati per garantire la flessibilità e la gestione del sistema elettrico dell’isola (ad es. tramite di sistemi di accumulo integrati).
- 5.17 Una terza area di sperimentazione potrebbe essere quella di gestione locale, da parte dell’impresa distributrice, di servizi di regolazione di tensione e di potenza o di soccorso da parte di utenti attivi posizionati nelle reti MT attive che sono state realizzate con i progetti pilota *smart grid* o che si realizzeranno progressivamente per via della regolazione incentivante. Tali servizi, in attesa della definizione delle regole di dispacciamento delle risorse connesse a rete di media tensione, potrebbero essere regolati dalle parti interessate mediante appositi Regolamenti di esercizio e contratti bilaterali, eventualmente da sottoporre all’Autorità con un meccanismo di silenzio-assenso.
- 5.18 L’Autorità intende valutare le diverse aree di possibili ulteriori sperimentazioni anche alla luce degli indirizzi che saranno contenuti nel Piano triennale per la Ricerca di sistema elettrico, il cui schema predisposto dall’Autorità (nelle funzioni del CERSE) è stato già inviato alle amministrazioni competenti per i necessari pareri.⁵⁸

⁵⁶ Articolo 1, comma 6-*octies*, del decreto-legge 23 dicembre 2013, n.145, convertito con modificazioni dalla legge di conversione 21 febbraio 2014, n. 9.

⁵⁷ Documento per la consultazione 598/2014/R/eel.

⁵⁸ Deliberazione 105/2015/rds.

Prime considerazioni in merito alla sicurezza cibernetica delle smart grid

- 5.19 Infine, si ritiene utile a conclusione del presente capitolo illustrate le prime considerazioni dell’Autorità in tema di sicurezza cibernetica delle reti elettriche (*cybersecurity*). Si tratta di una tematica che sta emergendo, anche a livello internazionale, in relazione allo sviluppo delle *smart grid*, e che abbraccia in generale la sicurezza informatica delle infrastrutture critiche, che comprendono anche le reti di distribuzione di energia elettrica.
- 5.20 Gli *smart distribution system*, infatti, per via dell’interdipendenza fra le tre reti (telecomunicazione, informatiche ed elettriche), comportano una maggiore integrazione dei sistemi di produzione e distribuzione di energia elettrica, nei quali è esteso l’utilizzo di sistemi SCADA per le operazioni di tele-controllo e tele-monitoraggio, con le reti telematiche aziendali e pubbliche.
- 5.21 I sistemi SCADA, nati in passato per utilizzi industriali e per operare in modo autonomo su infrastrutture proprietarie e indipendenti, possono costituire un punto di vulnerabilità informatica per attacchi di varia natura.⁵⁹
- 5.22 Quanto sopra ha spinto i regolatori dell’energia ad approfondire meglio la tematica. A tal fine l’Autorità sta partecipando in ambito CEER ad un gruppo di lavoro appositamente istituito allo scopo di identificare meglio i confini della tematica e il ruolo/utilità dei regolatori.
- 5.23 Al momento non esiste una regolazione specifica e altri soggetti istituzionali sono responsabili della sicurezza cibernetica dello Stato. In particolare il Comitato per la Sicurezza della Repubblica coinvolge i ministeri interessati, l’Agenzia per l’agenda digitale e la Presidenza del Consiglio, e altre Autorità svolgono funzioni di garanzia presidiando i settori di competenza (il Garante per la protezione dei dati personali e l’Autorità per le garanzie nelle comunicazioni).⁶⁰
- 5.24 E’ intenzione dell’Autorità continuare a seguire la tematica a livello europeo al fine di armonizzare la terminologia, individuare eventuali gap/opportunità negli strumenti di regolazione, capire gli eventuali impatti sulla regolazione di settore, verificare l’efficienza di costi sostenuti per la *cybersecurity* (sulla base dell’analisi del rischio).
- 5.25 Il monitoraggio delle attività delle imprese regolate, in particolare, attraverso la richiesta di report periodici e questionari, pubblicazione dati e confronti, potrebbe essere utile a promuovere le migliori pratiche (anche grazie a forme di *self-regulation* come la *peer review*) e ad evidenziare possibili vulnerabilità.

⁵⁹ Nella strategia del governo americano per quel che riguarda la sicurezza informatica (*The National Strategy to Secure Cyberspace*), i sistemi SCADA sono indicati come una delle cause della vulnerabilità del *cyberspace* e la protezione dei sistemi SCADA è divenuta una delle priorità del *Department of Homeland Security*.

⁶⁰ La legislazione italiana dedicata è rappresentata in particolare dal decreto lgs. n. 70/2012, che recepisce nel codice delle comunicazioni la direttiva 2009/140/CE (relativa alla protezione del dato) e dal DPCM 24 gennaio 2013 che contiene linee guida per l’implementazione per la protezione cibernetica e la sicurezza ICT. Da quest’ultimo decreto ne sono già derivati la pubblicazione della Strategia Nazionale e il Piano Nazionale (dicembre 2013). Il CERT Nazionale è il punto di riferimento tecnico, avviato a giugno 2014 all’interno di ISCOM (Istituto Superiore delle Comunicazioni e delle Tecnologie dell’Informazione).

5.26 A tal proposito, si evidenzia che è in corso di sviluppo da parte della Commissione, del Parlamento e del Consiglio Europeo una nuova direttiva sulla protezione delle infrastrutture critiche⁶¹ che attualmente prevede l'introduzione di standard e un sistema di *reporting* per le aziende. La direttiva chiarirà anche ruoli e responsabilità in capo agli Stati Membri, specie in termini di coordinamento con altre istituzioni e operatori.

Spunti per la consultazione

- S9. Si ritiene che la regolazione incentivante proposta nel capitolo 4 sia sufficientemente “*future-proof*” rispetto ai 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?
- 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?
- 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 e trasparente come ipotizzato al punto 5.12? Se sì, a quali condizioni di neutralità?
- S12. Si condividono le indicazioni circa le aree di ulteriore sperimentazione proposte? Ve ne sono altre da considerare?
- S13. Come potrebbero in particolare essere strutturate sperimentazioni della fornitura ai distributori di servizi di rete?
- S14. Quali aspetti dovrebbe considerare l’Autorità, nella propria regolazione, per favorire lo sviluppo di corrette pratiche di *cybersecurity*?

⁶¹ *Proposal for a Directive concerning measures to ensure a high common level of network and information security across the Union (NIS Directive)* (si veda il sito della Commissione europea alla pagina <https://ec.europa.eu/digital-agenda/en/cybersecurity>)

Appendici

Appendice A. Sintesi delle risposte alla consultazione 5/2015/R/eel

Con il documento per la consultazione 5/2015/R/eel l'Autorità ha inquadrato in termini generali le linee di intervento, anche con riferimento all'evoluzione delle reti di distribuzione in ottica "smart distribution system", impegnandosi ad affrontare specifici argomenti funzionali alla revisione della regolazione per il quinto periodo con successivi documenti per la consultazione.

Nel seguito una sintesi delle risposte alla consultazione, suddivise nelle seguenti categorie:

- *generalità dei rispondenti*: quando la risposta è fornita da più soggetti appartenenti a diverse categorie;
- *imprese di distribuzione*, che comprende anche gruppi verticalmente integrati e le associazioni dei distributori: A2A, ACEA, ENEL, FEDERUTILITY, SET DISTRIBUZIONE;
- *imprese di vendita*, che comprende anche le relative associazioni: AIGET, ASSOELETRICA, ASSORINNOVABILI, EDISON e YOU TRADE;
- *associazioni dei consumatori*: AICEP;
- *industria e altri soggetti*: ANIE, CONFAPI INDUSTRIA, CONFINDUSTRIA, TELECOM ITALIA, TERNA.

La generalità dei rispondenti

- Condivide per l'introduzione di un crescente livello di "smartizzazione" delle reti, secondo logiche regolatorie improntate a criteri di maggior selettività degli investimenti.
- Segnala ricadute positive per l'Italia legate allo sviluppo delle reti intelligenti in termini di rilancio delle iniziative infrastrutturali e di indotto ad alta innovatività ed elevata competenza.
- Evidenzia che la necessaria e contestuale evoluzione del quadro del dispacciamento e il nuovo ruolo del distributore non stia procedendo con particolare celerità. In particolare, per poter condividere che "i costi relativi all'interfacciamento degli impianti dei clienti attivi con le smart grid debbano essere sostenuti dai clienti medesimi", in virtù di potenziali benefici derivanti ai clienti stessi, è necessario iniziare a definire quantitativamente tali benefici.

Imprese di distribuzione

- Evidenziano la necessità di un preventivo raffronto tra il quadro economico attuale e prospettico e le sfide, organizzative e tecniche, che attendono gli operatori.
- Condividono la centralità dello sviluppo infrastrutturale, non solo per fornire un servizio con livelli di qualità elevati, ma anche per una migliore integrazione della generazione con la domanda, una maggiore efficienza energetica e consapevolezza dei consumi (oltre che agli obiettivi ambientali e alla riduzione dei costi del sistema) e, infine, per rispondere alle nuove esigenze del mercato e abilitare l'ampliamento dell'offerta nei mercati retail (compresa la demand response).

Imprese di vendita

- Ritengono che si debba dare un impulso decisivo alla promozione dello sviluppo delle infrastrutture di rete, che costituisce un caposaldo dell'azione dell'Autorità, assieme all'evoluzione delle regole di dispacciamento per il completo sfruttamento delle potenzialità offerte dalla generazione distribuita.

- Precisano che la diminuzione dell'energia distribuita sulle reti non avrà come unico effetto una diminuzione dei ricavi; essa infatti potrebbe anche produrre l'effetto di una diminuzione dei costi e un miglioramento dell'efficienza delle reti di distribuzione (riduzione delle congestioni, programmazione e flessibilità).

Associazioni dei consumatori

- Ritengono che i meccanismi incentivanti debbano garantire la realizzazione in tempi certi di investimenti ad alto contenuto strategico, in uno scenario di regolazione più selettiva.
- Ritengono importante il rafforzamento della regolazione della qualità del servizio per favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili e degli impianti di accumulo nelle normali procedure di esercizio delle reti di distribuzione e gestione della riserva strategica.

Industria e altri soggetti

- Invitano a considerare come prioritario l'obiettivo di assicurare la fruibilità di nuovi servizi ai clienti, agli operatori del mercato libero e ai possibili nuovi attori del mercato (aggregatori o gestori di sistemi à-la Virtual Power Plant).
- Ritengono opportuno chiarire che la rete di comunicazione cui gli utenti si collegheranno deve essere resa disponibile in prossimità degli impianti stessi.
- Suggestiscono un'evoluzione delle infrastrutture accompagnata da una contemporanea crescita di efficienza a livello di flussi di dati/informazioni tra i diversi soggetti coinvolti nella filiera (distributore, venditore, utente finale). Sono ancora numerose le inefficienze riscontrate per gli utenti finali).

A2. Aspetti inerenti la regolazione tariffaria

Imprese di distribuzione

- Pongono come condizione imprescindibile per reperire i capitali indispensabili la continuità nel livello dei ricavi riconosciuti e un adeguato livello di remunerazione del capitale, attraverso l'impiego di metodologie in linea con la prassi europea.
- Esprimono preoccupazione per la contemporanea adozione di strumenti e formule regolatorie i cui effetti non sarebbero valutabili a priori e che, cumulandosi, potrebbero essere in grado di indurre sui mercati finanziari una percezione di rischio associato all'attività di distribuzione maggiore di quella che al momento è rilevata. Al fine di ridurre la rischiosità sistematica propongono alcune soluzioni:
 - definire un preciso perimetro di applicazione (nuovi investimenti ed eventualmente tipologie)
 - garantire maggiore redditività agli operatori per compensare i maggiori rischi che il distributore affronta con gli investimenti innovativi (ad esempio, il rischio di dismissione anticipata degli *asset* a causa di guasti, della veloce evoluzione tecnologica o del cambiamento dei modelli di business);
 - adottare vite utili regolatorie più brevi per determinate categorie di cespiti o la previsione, per specifiche casistiche, del riconoscimento dei ricavi tariffari residui in caso di dismissione anticipata.
- Sostengono che non sussistano oggi concreti rischi tali da indurre le imprese a sovra-investire, data la scarsa attitudine del sistema produttivo a liberare risorse utili agli investimenti in generale.

Imprese di vendita

- Ritengono che l'adozione di una soluzione basata sul riconoscimento della spesa totale sostenuta dalle imprese regolate (costi operativi e investimenti - TOTEX), può consentire la cosiddetta "smartizzazione" delle reti e favorire l'ulteriore sviluppo e la migliore integrazione delle fonti rinnovabili.

- Evidenziano che l'abilitazione di nuovi servizi da parte degli utenti potrebbe rendere non più necessaria la revisione della struttura tariffaria che prevede un incremento del peso delle componenti fisse; sarebbe più opportuna una revisione che premi tali servizi, anche in considerazione del fatto che grazie ai servizi di flessibilità potrebbero essere evitati o quanto meno minimizzati investimenti di potenziamento delle reti e di riduzione delle congestioni.
- Concordano con l'attribuzione ai clienti abilitati dei costi relativi all'interfacciamento dei propri impianti alle funzioni *smart grid*, suggerendo l'eliminazione del monopolio per il servizio di misura, consentendo tale attività anche ad aggregatori, sulla base di interfacce condivise con i gestori di rete.

A3. Regolazione output based

La generalità dei rispondenti

- Ha colto con favore l'introduzione di logiche basate sulle performance (*output based*) per dare impulso selettivo ad investimenti e tecnologie innovative, salvo poi porre alcune questioni sull'applicabilità delle stesse, la tempistica e la procedura per la definizione della metrica.
- Evidenzia, in ottica di certezza e credibilità della regolazione, che il meccanismo incentivante debba incidere su decisioni di investimento non ancora effettuate (ad es. successivamente alla data di entrata in vigore del nuovo periodo regolatorio).
- Propone la costituzione di specifici tavoli di lavoro tra imprese e Autorità, al fine di delineare il processo, gli obiettivi e la metrica del meccanismo. Ciò porterà ad individuare investimenti effettivamente necessari al sistema nella sua interezza e grandezze chiaramente misurabili e trasparenti che consentano una corretta valorizzazione ex-ante dei benefici associati ai relativi *output* richiesti.

Imprese di distribuzione

- Evidenziano che tali logiche risulterebbero inefficaci in assenza di un'adeguata remunerazione del capitale investito esistente.

Imprese di vendita

- Ritengono che la regolazione debba considerare funzionalità e attività innovative per il distributore (facilitatore di mercato).
- Sottolineano che l'incentivazione non può prescindere da una metodologia di misurazione dell'efficienza conseguita e deve comunque tener conto che lo sviluppo e l'innovazione della rete rientrano tra gli ordinari compiti dei gestori di rete, i quali sono già remunerati in tariffa per tali attività.

Industria e altri soggetti

- Ritengono che l'implementazione dovrebbe coincidere con l'avvio del Quinto Periodo di Regolazione.
- Evidenziano che i criteri devono assicurare un bilancio positivo tra benefici e costi per il sistema, nell'ottica di sviluppo di interventi efficienti.
- Evidenziano la complessità dell'approccio e ritengono difficile la misurazione degli impatti effettivi ex-post dello sviluppo infrastrutturale.

A4. Identificazione della metrica

Imprese di distribuzione

- Ritengono che serva un maggior dettaglio, soprattutto in merito alla conoscibilità ex ante dei benefici associati agli *output* da realizzare.

- Ritengono che la semplicità nell'identificazione degli indicatori sia posta in relazione con i reali benefici degli investimenti smart sulle reti che non sono solo volti all'incremento della cosiddetta *hosting capacity* ma comprendono altri aspetti quali la possibilità di realizzare un futuro dispacciamento locale e una partecipazione attiva della generazione distribuita al mercato, la richiesta di servizi di rete e il miglioramento della continuità del servizio.
- Propongono che il sistema di incentivazione sia in grado di trasferire al distributore parte dei benefici esterni derivanti dagli investimenti in innovazione tecnologica. Tra gli investimenti innovativi vanno sicuramente considerati quelli che permettono la gestione in tempo reale delle rinnovabili, anche in caso di emergenza del sistema elettrico, la regolazione evoluta della tensione in cabina primaria ed i già citati contatori di nuova generazione.
- Evidenziano l'opportunità di includere anche aree con bassa presenza di generazione distribuita.
- Ritengono importante considerare i costi aggiuntivi in capo ai distributori di riferimento per attività verso utenti dei distributori sottesi e Terna.

Imprese di vendita

- Evidenziano la priorità di minimizzare i costi dei processi sistemici e di velocizzare i flussi necessari a una corretta gestione dei clienti.

Industria e altri soggetti

- Pur evidenziandone la difficoltà, condivide lo sviluppo di metriche solide e controllabili dal soggetto su cui ricade l'incentivo/penale, nonché di valorizzare ex-ante i benefici associati agli *output* desiderati.

Appendice B. Principali risultati dei progetti pilota *smart grid* promossi dall'Autorità

Negli ultimi anni, l'Autorità ha avviato una serie di iniziative dimostrative su diversi temi innovativi dei sistemi energetici, con un approccio unitario al tema dell'innovazione tecnologica. Tale approccio è coerente con le raccomandazioni dei regolatori europei per coniugare regolazione e innovazione e si sostanzia nei seguenti aspetti di fondo:

- a. sperimentazione in contesti reali;
- b. sviluppo di analisi e indicatori di tipo costi/benefici;
- c. ampia disseminazione dei risultati;
- d. collaborazione con altre istituzioni, università e centri di ricerca.

B1. Caratteristiche dei progetti pilota smart grid

I progetti pilota avviati con la deliberazione ARG/elt 39/10 avevano alcuni tratti in comune dettati dai requisiti obbligatori e opzionali indicati dall'Autorità. In particolare, tutte le sperimentazioni sono svolte su reti reali di distribuzione (MT) caratterizzate da un significativo fenomeno di inversione di flusso; era inoltre richiesto per tutti i progetti un sistema di controllo e regolazione della tensione (eventualmente integrato con il sistema di telecontrollo per la rilevazione flussi), la registrazione automatica degli indicatori prestazionali e l'utilizzo di protocolli di comunicazione non proprietari.

I requisiti opzionali, che sono riscontrabili, quindi, solo nelle sperimentazioni più complete, riguardano il coinvolgimento coordinato di più cabine primarie nell'area di sperimentazione, l'utilizzo di protezioni innovative e di automazione avanzata, la presenza di sistemi di accumulo dell'energia, di sistemi di ricarica per la mobilità elettrica, di apparati di *customer awareness* installati presso i clienti finali di bassa tensione .

B2. Replicabilità delle soluzioni sperimentate nei progetti pilota

A livello di sistemi centrali di controllo (presso i centri operativi e le cabine primarie di trasformazione dall'alta alla media tensione), alcune soluzioni implementate nei progetti pilota sono immediatamente estendibili al territorio nazionale; oltre ad un eventuale aggiornamento hardware e software, necessario per adattare tali sistemi alle nuove esigenze di rete), occorre soltanto un potenziamento dei front-end in grado di effettuare una gestione delle periferiche (componenti installati lungo linea), tramite comunicazioni in modalità *always-on*.

Tra le funzioni immediatamente replicabili si segnala quella della osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle reti di media tensione, attraverso meccanismi e algoritmi di elaborazione di dati di previsione dei flussi di potenza relativi alla generazione distribuita e al carico (in modalità separata per ciascuna cabina primaria) al gestore della rete di trasmissione nazionale (Terna).

Per quanto concerne gli apparati degli utenti attivi (con generazione), il coinvolgimento degli utenti della rete nell'infrastruttura Smart Distribution System richiederà di definire opportuni standard di scambio dei dati in protocollo aperto, ad es. modellando adeguatamente i dati da scambiare nel quadro del protocollo aperto di riferimento internazionale (IEC 61850) e completando, dove necessario, la normazione delle funzionalità a livello di apparati degli utenti capaci di realizzare le funzioni richieste per la gestione in sicurezza della rete di distribuzione, e, in generale, del sistema (nell'ottica di fornire servizi di rete).

Particolarmente promettenti appaiono le applicazioni relative alla regolazione di tensione sulle reti MT, grazie al fatto che nei progetti pilota si sono evidenziate possibilità di realizzare concretamente tale funzionalità con diversi gradi implementativi nell'ottica di migliorare il profilo di tensione lungo linea e aumentare la capacità della rete di connettere nuove risorse diffuse (*hosting capacity*) in condizioni di sicurezza.

Con riferimento alle diverse modalità di controllo per la regolazione di tensione, le misure effettuate in particolare nel progetto pilota di Enel Distribuzione mostrano che migliorando tale funzionalità è possibile aumentare l'hosting capacity dal 15% al 25% della capacità di trasformazione primaria, fino al limite termico delle linee oltre il quale è necessario intervenire con investimenti tradizionali di sviluppo della rete ("rame"). Particolarmente interessante il fatto che significativi risultati di incremento della hosting capacity si possono ottenere con soluzioni che non richiedono lo sviluppo di complessi di sistemi TLC.

Coerentemente con quanto evidenziato dagli operatori in risposta alla consultazione 5/2015/R/EEL e nelle Relazioni Finali dei progetti pilota *smart grid*, per le funzioni di limitazione e modulazione della potenza attiva immessa in rete dalla generazione distribuita si evidenzia la necessità di definire preliminarmente, nell'ambito della nuova regolazione del dispacciamento, eventuali modalità di partecipazione della generazione distribuita al Mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), in modo da poter offrire la relativa flessibilità a seguito di una criticità locale o di sistema sulla base di una partecipazione volontaria al mercato.

Infine, occorre segnalare che, alcune funzionalità avanzate previste e sperimentate dai progetti pilota (come il tele-scatto per isola indesiderata), sono state affiancate da sviluppi intervenuti nel frattempo nelle regole tecniche di connessione, a cui sono state associate campagne di retrofit. Ciò rende meno urgenti alcuni aspetti inizialmente considerati critici come la prevenzione del fenomeno "dell'isola indesiderata".

B3. Standardizzazione degli apparati di utenza

La reperibilità degli apparati innovativi richiesti nella sperimentazione è l'aspetto che più ha impattato sullo svolgimento delle attività rispetto al diagramma temporale inizialmente previsto. Ciò ha riguardato sia le apparecchiature relative ai siti del distributore (ad es. per il controllo e protezione della rete), che afferenti agli "utenti attivi abilitati" (ad es. inverter innovativi e sistemi per il controllo dell'impianto).

La parte più critica è sicuramente quella relativa agli "utenti attivi abilitati" e in particolare all'interoperabilità tra gli apparati relativi al controllo dell'impianto forniti da costruttori diversi con le apparecchiature del distributore. Tutti i progetti hanno, infatti, utilizzato un protocollo per lo scambio informativo con il sistema di controllo centrale conforme allo standard IEC 61850; tuttavia, per una completa interoperabilità degli apparati presso l'utente al variare dei costruttori e delle diverse architetture di impianto, è ancora da definire in modo unificato un profilo standard da impiegare in tutti gli impianti e per tutti gli apparati (*multivendor*).

Si ritiene dunque che la standardizzazione delle soluzioni costruttive sia essenziale, specie dal lato degli impianti di utenza, al fine di consentire la futura replicabilità della soluzione sperimentale, a costi accessibili. Ciò richiede in prospettiva una evoluzione della normativa tecnica con particolare riferimento alle regole tecniche di connessione.

Le iniziative di standardizzazione e interoperabilità delle soluzioni e dei dispositivi installati presso gli utenti abilitati, nonché di individuazione di soluzioni a basso costo per l'utilizzo di servizi di telecomunicazione adeguati alle caratteristiche delle *smart grid* (attraverso per es. capitolati-tipo, o servizi standardizzati di connettività per tali punti), sono funzionali e necessarie all'approccio "di sistema" che è proposto in questo documento.

L'Autorità, confermando il proprio interesse allo sviluppo di soluzioni tecnologiche innovative per le reti e altamente standardizzate per i clienti attivi, apprezza lo sforzo intrapreso da alcune imprese di distribuzione nell'ambito dei progetti pilota per testare la diffusione più ampia di soluzioni tecniche innovative, presupponendo l'emergere di economie di scala e di apprendimento, che possano ridurre i valori unitari di costo a livelli più accettabili per una diffusione su larga scala. Sotto questo profilo si ritiene fondamentale il lavoro di verifica su larga scala delle caratteristiche delle interfacce necessarie per la regolazione di tensione e di potenza dei clienti attivi.

B.4 Considerazioni sui costi dei servizi di comunicazione adottati nei progetti pilota

Già con la Memoria 457/2014/I/com, l’Autorità ha evidenziato la non sostenibilità, per uno sviluppo su larga scala, dei costi per i servizi di comunicazione sostenuti dalle imprese nel corso dei progetti pilota; tali costi, sintetizzati nelle tabelle B4.1 e B4.2 seguenti, dovuti peraltro sia alla scala ridotta dei progetti (dimensione dimostrativa), sia alle specificità delle richieste (applicazione M2M *smart grid* con apparati fissi e traffico dati ridotto). Dalle Relazioni Finali dei progetti pilota *smart grid* emerge anche che la comunicazione è stata la parte più costosa dei progetti oltre che vincolante per i lunghi tempi di realizzazione. Le tabelle sottostanti riportano alcuni valori quantitativi contenuti nelle relazioni finali, che tuttavia risultano per certi versi poco comparabili e non attendibili per uno sviluppo su larga scala, data la natura dei costi (comprendenti anche studi relativi allo sviluppo delle reti di telecomunicazione e costi operativi capitalizzati) e le singole scelte delle imprese (*make o buy*).

Tabella B4.1 Costi sostenuti per il sistema di comunicazione nei progetti pilota *smart grid*. CAPEX

Progetto pilota	Sistema di comunicazione CAPEX	Costo previsto [k€]	Costo effettivo [k€]
Enel Distribuzione ⁶²	Sistema di comunicazione in fibra ADSS (1 produttore-CP; CP-CSat, raccordi alternativi mobile LTE)	219,25	201,83
	Studio rete di comunicazione wireless (LTE) (circa 60 punti – CS e utenti)	200	1042,64
Deval ⁶³	Rete mobile HSDPA (circa 35 punti – CS e utenti) ponte radio (CP) e fibra ottica (CS - CS)	265	473,3
A.S.SE.M. ⁶⁴	Fibra ottica ADSS e interrata (CP – Csat; CP – 6 utenti attivi); Wi-Fi (CP – 4 utenti attivi)	163,89	125,17
ACEA Distribuzione ⁶⁵	Infrastruttura Hiperlan rete "veloce"	142	182
	Fibra ottica (4 CS)	232	58
	Infrastruttura Tetra rete "lenta", compresi gateway (35 CS)	683	564
ASM Terni ⁶⁶	Sistema Hyperlan	50	n.d.
A2A Lambrate ⁶⁷	Fibra ottica (CP - CSat), ADSL (26 CS)	0 ⁶⁸	80
A2A Gavardo ⁶⁹	Fibra ottica (CP); Wi-Fi (3 utenti attivi)	63	22

⁶² Vedasi la Relazione Finale (pag. 71-73) in cui ENEL Distribuzione riporta le criticità riscontrate e i costi operativi di dettaglio (canoni, contratti manutenzione).

⁶³ Nella propria Relazione Finale (pag. 65) Deval evidenzia la particolare situazione legata al contesto orograficamente complesso (Valle d’Aosta).

⁶⁴ Vedasi la Relazione Finale A.S.SE.M. (pag. 52-55).

⁶⁵ Vedasi la Relazione Finale ACEA (pag. 90-91).

⁶⁶ Nella propria Relazione Finale, ASM Terni non ha indicato il costo effettivo, pur affermando l’invarianza del *budget* ammesso (pag. 166-168). ASM Terni ha confrontato le due ipotesi (Hyperlan e fibra ottica).

⁶⁷ A tali costi vanno aggiunti i canoni mensili del servizio di connettività pari a 108,00 €/mese/punto + IVA per le cabine secondarie e gli utenti attivi in ADSL (26 punti) e 744,92 €/mese/punto + IVA per la Cabina Primaria Lambrate e il Centro Satellite Mugello in fibra ottica (2 punti) per un totale di 51.634,00 €/anno + IVA (vedasi Relazione Finale A2A Lambrate, pag. 77).

⁶⁸ Inizialmente era prevista la realizzazione attraverso la rete pubblica, senza costi a carico del progetto.

⁶⁹ A tali costi vanno aggiunti i canoni mensili del servizio di connettività pari a 84,00 €/mese/punto + IVA per gli utenti attivi con ponte radio (3 punti) e 416,00 €/mese/punto + IVA per la Cabina Primaria (1 punto) con ponte radio per un totale di 8.016,00 €/anno + IVA (vedasi Relazione Finale A2A Gavardo, pag. 46).

Tabella B4.2 Costi sostenuti per il sistema di comunicazione nei progetti pilota *smart grid*. OPEX

Sistema di comunicazione OPEX	Costo [k€/anno/punto]
Costi di connettività LTE	2,2
Costi connettività ADSL	1,3
Costi connettività Wi-Fi	1,0
Costi di connettività rete mobile HSDPA	0,35

Oltre a quanto indicato nella Memoria già citata, nella prospettiva di una implementazione a regime dell'architettura *smart grid*, si possono svolgere alcune ulteriori considerazioni funzionali alla riduzione dei costi dei servizi di comunicazione per l'implementazione delle funzionalità adottate nei progetti pilota.

L'integrazione degli utenti abilitati all'interno di uno *smart distribution system* risulterebbe possibile, a costi sempre più contenuti, con servizi di comunicazione di terza generazione (salvo esigenze di latenza molto stringenti) o, ove disponibile, di quarta generazione, in modo da effettuare monitoraggio/controllo da remoto delle sottostazioni e delle unità periferiche. In quest'ultimo scenario tecnologico, risulterebbero possibili tutte le applicazioni che prevedono il monitoraggio e controllo in tempo reale degli apparati in campo, senza requisiti stringenti sulla latenza del vettore di comunicazione.

L'implementazione di strategie di protezione avanzate, quali selettività logica e telescato, basate sul coordinamento remoto delle protezioni attraverso lo scambio di apposti messaggi di basso livello, necessita la predisposizione di un mezzo di comunicazione veloce, su cui realizzare una comunicazione sicura. Ciò richiede la predisposizione di vettori di comunicazione dedicati (es. fibra ottica) o, in alternativa, la stipula di contratti ad hoc con operatori di comunicazione, entrambe soluzioni con costi che, alla luce delle sperimentazioni effettuate, appaiono di difficile sostenibilità in caso di sviluppi su larga scala.

Una eccezione in questo senso è, almeno parzialmente, rappresentata dalla posa di fibra ottica contestualmente al rifacimento di linee elettriche aeree/interrate: i costi di investimento in questi casi potrebbero essere giustificabili, specie in presenza di situazioni di criticità a livello di rete di distribuzione (ad es., presenza di generatori rotanti di potenza elevata, con contestuale rischio di isola indesiderata/richiusure in contofase). Tale livello di "smartizzazione" (il più evoluto per la rete di distribuzione), però, non è spinto tanto dall'integrazione della generazione distribuita, quanto dal conseguimento di un miglioramento nella qualità del servizio ai clienti finali, soprattutto in contesti fortemente urbanizzati in cui è difficile effettuare nuovi investimenti di rete (nuove CP o nuove linee).

Infine, dai risultati dei progetti pilota emerge che anche laddove è presente una comunicazione molto prestante può succedere che in alcuni momenti la latenza e il tempo medio di transito possano aumentare non garantendo la funzionalità più spinta (come la selettività logica). Si evidenzia che la garanzia della prestazione, che si lega poi alla necessità di un contratto più costoso con l'operatore di telecomunicazione o all'installazione di sistemi di comunicazione dedicati, andrebbe valutata dall'impresa in termini di utilità effettiva.

Appendice C. Schede tecniche delle funzionalità “*smart distribution system*”

C.1 Osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse della rete

Caratteristica	Descrizione
Obiettivo	Rendere disponibile al TSO, oltre che allo stesso DSO, la previsione e/o misura in tempo reale della generazione e del carico sotteso a ciascuna CP (eventualmente aggregato per macrozona) in accordo con i principi stabiliti dall'articolo 6 dell'Allegato A.70 al Codice di rete.
Step possibili senza comunicazione con utenti della rete	La funzionalità di osservabilità si può implementare secondo le seguenti fasi (le fasi successive implicano lo sviluppo di tutte quelle precedenti; da 1b in poi, si realizza il cd “ <i>nowcast</i> ”). 1a. Algoritmi di previsione della GD e del carico basati su previsioni meteorologiche (fotovoltaico, eolico, idroelettrico) o su dati storici (cogenerazione, carico). 1b. Correzione in tempo reale delle previsioni tramite l'utilizzo di sensori, anche meteorologici, installati in CP o in CS già telecontrollate. 1c. Correzione in tempo reale delle previsioni tramite l'utilizzo dei dati di produzione degli impianti campione forniti dal GSE già raggiunti da sistema satellitare.
Step possibili con comunicazione con utenti della rete	1d. Correzione in tempo reale delle previsioni tramite l'utilizzo dei dati di produzione inviati dagli impianti connessi con il DSO tramite sistema di comunicazione <i>always on</i> .
Componenti necessari	Lo sviluppo del sistema prevede investimenti che possono essere realizzati a livello di centro operativo 1a. Software di modellizzazione rete e di previsione GD/carico (ad esempio, come il sw sperimentato da Enel D.) 1b. Sensori meteorologici e comunicazione con la CP (già presente) e le CS (da integrare). 1c. Sistema per lo scambio dati/informazioni DSO - GSE 1d. Controllore Centrale di Impianto (CCI) ⁷⁰ e sistema di comunicazione presso l'impianto utente
Elementi per analisi costi-benefici	La migliore prevedibilità della GD consente di ridurre le quantità approvvigionate su MSD per la regolazione secondaria e terziaria, e riduce anche la MPE (nei casi in cui è attivata per criticità di bilanciamento). Consente, inoltre, di gestire in modo più efficiente le situazioni di criticità, costituendo di fatto una migliore implementazione dell'Allegato A.72 al Codice di rete.

⁷⁰ Il CCI è attualmente in corso di definizione presso il CEI (CT316 – TF8) con previsione di obbligo di installazione per tutti i nuovi impianti con potenza ≥ 1 MW. Il CCI consente il funzionamento in locale (riporta la curva di *capability* e la funzione Q(V) al punto di consegna – utile in impianti misti carico/generazione o in impianti multimacchina) e in comunicazione per la fornitura di servizi di rete.

C.2 Regolazione della tensione della rete MT

Caratteristica	Descrizione
Obiettivo	Migliorare la gestione della rete di distribuzione assicurando, oltre a migliori profili di tensione lungo linea, anche un aumento della <i>hosting capacity</i> .
Step possibili senza comunicazione con utenti della rete	<p>la funzione di Regolazione di tensione si può implementare secondo le seguenti fasi (le fasi successive implicano lo sviluppo delle precedenti).</p> <p>2a. Utilizzo del <i>tap-changer</i> dei trasformatori AT/MT di CP sulla base di calcoli di <i>load flow</i> effettuati sulla rete opportunamente modellizzata per contenere le informazioni relative ai carichi (valori orari realmente registrati per i clienti MT; stime per gli utenti BT sottesi a ciascun trasformatore MT/BT mantenendo la parità energetica con i valori di consumo realmente registrati in un anno).</p> <p>2b. Utilizzo del <i>tap-changer</i> dei trasformatori AT/MT di CP sulla base di un algoritmo di stima dello stato effettuata correggendo i valori in uscita al <i>load flow</i> con le misure disponibili in CP (tensione di sbarra e valore di corrente in partenza ad ogni linea).</p> <p>2c. Utilizzo del <i>tap-changer</i> dei trasformatori AT/MT di CP sulla base di un algoritmo di stima dello stato effettuata correggendo i valori in uscita al <i>load flow</i> con le misure disponibili in CP e con le misure di tensione registrate in CS (tramite sensori in comunicazione con la CP e installati principalmente ai fini QoS).</p> <p>2d. Oltre alla variazione del <i>tap-changer</i>, il DSO attiva la funzione di regolazione della tensione locale presso ciascun utente attivo, fornendo i dati necessari per il corretto funzionamento della Q(V) già presente in tutti gli impianti fotovoltaici ed eolici (inverter, sistema di controllo) MT e BT a partire dal 2012. In questo modo, l'impianto di GD regola, all'interno della propria <i>capability</i>, la potenza reattiva prodotta sulla base del valore di tensione misurato al punto di connessione.</p>
Step possibili con comunicazione con utenti della rete	2e. Invio all'utente di un <i>set point</i> di potenza reattiva (in futuro, anche attiva se servizio di mercato) da mantenere per assicurare il miglior profilo di tensione lungo linea.
Componenti necessari	<p>2a. Sistema SCADA/DMS con modellizzazione completa di rete, carichi, generatori e integrazione con il sistema di previsione al punto E.1. Nuovo pannello per la regolazione del <i>tap-changer</i> dei trasformatori AT/MT di CP. Logica di cabina primaria.</p> <p>2b. Misura di tensione e corrente in CP e invio informazioni allo SCADA/DMS.</p> <p>2c. Sensori non convenzionali e sistema di comunicazione per invio informazioni allo SCADA/DMS.</p> <p>2d. Aggiornamento del regolamento di esercizio con indicazione dei parametri necessari all'attivazione della curva Q(V).</p> <p>2e. CCI e sistema di comunicazione presso l'impianto utente.</p>
Elementi per analisi costi-benefici	Incremento della <i>Hosting Capacity</i> , eventuali miglioramenti dei livelli di tensione lungo linea, investimenti evitati o differiti.

C.3 Regolazione della potenza attiva degli utenti della rete

Caratteristica	Descrizione
Obiettivo	Migliorare la gestione della rete di distribuzione e del complessivo sistema assicurando un numero superiore di risorse per la regolazione secondaria e terziaria
Step possibili senza comunicazione con utenti della rete	Non possibile
Step possibili con comunicazione con utenti della rete	3a. Invio di un segnale di potenza attiva funzionale alla fornitura di servizi di dispacciamento utili sia per il sistema (regolazione secondaria e terziaria), sia per la rete di distribuzione (evitare/risolvere congestioni locali nell'ipotesi del superamento del <i>fit&forget</i>). 3b. <i>Da valutare</i> : servizi smart di prevenzione o mitigazione emergenze. ⁷¹
Componenti necessari	CCI e sistema di comunicazione presso l'impianto utente aperto sia al DSO, sia ad un eventuale aggregatore (direttamente o per il tramite dello stesso DSO). Nuove piattaforme di mercato.
Elementi per analisi costi-benefici	Riduzione dei costi del MSD. Possibile riduzione o differimento degli investimenti di rete per il DSO
Ulteriori regolazioni impattate	E' comunque necessaria un'evoluzione della disciplina del dispacciamento Eventuali modifiche alle procedure per la verifica della connessione (TICA): si potrebbe prevedere anche un diverso (più semplice e più economico) iter di connessione nel caso in cui il cliente sia disposto a variare la propria potenza attiva su richiesta del DSO

⁷¹ Il sistema previsto dall'Allegato M e dall'A.72 (come sviluppato su larga scala dalla delibera 421/2014/R/eel) resta di back up, consentendo la gestione di situazioni di emergenza (distacco della GD) anche in assenza del sistema di comunicazione *always on*. Lo stesso sistema previsto dall'Allegato M e dall'A.72 può essere meglio utilizzato in presenza dei sistemi definiti al punto 1, basando l'eventuale richiesta di distacco su dati previsionali (eventualmente corretti) molto più rappresentativi del reale funzionamento della rete

C.4 Telescatto per la prevenzione della “isola indesiderata”

Caratteristica	Descrizione
Obiettivo	<p>Il nuovo SPI basato su sblocco voltmetrico consente la gestione in sicurezza del sistema, garantendo soglie larghe di intervento per la GD in accordo con quanto previsto da Terna per gli impianti convenzionali, e la possibilità di evitare isole indesiderate in presenza di un guasto sulla rete di distribuzione (rilevato appunto tramite misure di tensione che attivano lo sblocco e il passaggio a soglie strette). La presenza del sistema di comunicazione consentirebbe l’invio di un segnale di telescatto che garantirebbe una maggiore sicurezza della rete di distribuzione evitando la creazione di isole indesiderate (con maggiore precisione rispetto a quanto fatto con lo sblocco e a quanto previsto in BT). Gli attuali SPI installati in Italia (per effetto del retrofit definito dalla delibera 84/2012/R/eel) sono già tutti in grado di ricevere un segnale di telescatto con protocollo IEC 61850.</p> <p>Il fenomeno dell’isola indesiderata, sebbene largamente indagato, non è ad oggi un problema rilevante.</p>
Step possibili senza comunicazione con utenti della rete	Non possibile
Step possibili con comunicazione con utenti della rete	4a. Invio di un segnale di telescatto in presenza di un guasto sulla linea MT (o, in futuro, BT) a cui è connesso l’impianto.
Gradualità di applicazione	4a. Su linee MT o BT critiche in cui si sono registrati fenomeni di isola indesiderata.
Componenti necessari	Sistema di comunicazione presso l’impianto.
Elementi per analisi costi-benefici	Migliore sicurezza della rete di distribuzione. Fenomeno difficilmente quantificabile tramite analisi costi-benefici.

C.5 *Esercizio avanzato della rete MT*

Caratteristica	Descrizione
Obiettivo	La selettività logica consente di ridurre il numero e la durata delle interruzioni lunghe e brevi, riconducendo i guasti ad un'interruzione transitoria o ad un buco di tensione. Si tratta di un'applicazione largamente indagata nei progetti pilota, che può essere configurata in diversi modi, anche comprendendo soluzioni avanzate di riconfigurazione topologica dei <i>feeder</i> MT tra più cabine primarie o coinvolgendo alcuni utenti MT.
Step possibili senza comunicazione con le cabine secondarie	Non possibile
Step possibili con comunicazione con le cabine secondarie o con utenti abilitati	5a. Rilevazione del guasto e invio/ricezione di un segnale di blocco in protocollo IEC 61850. 5.b Coinvolgimenti di clienti con particolari esigenze di continuità del servizio e coordinamento del loro SPG in selettività logica
Componenti necessari	Logica di cabina primaria. Protezioni, interruttori, sensori innovativi. Sistema di comunicazione presso le CS o gli utenti più sensibili, con sistemi di comunicazione a livelli di latenza molto stringenti (max 100 ms).
Elementi per analisi costi-benefici	Riduzione del SAIDI e del SAIFI

C.6 Impiego di sistemi di accumulo su reti MT per servizi di rete

Caratteristica	Descrizione
Obiettivo	<p>I sistemi di accumulo possono essere utilizzati per migliorare la gestione della rete di distribuzione. I sistemi di accumulo possono essere utilizzati per conseguire il livellamento del profilo di scambio energetico della cabina con la rete MT, e la mitigazione (miglior gestione) della variabilità degli impianti di generazione distribuita (funzioni relative al controllo della potenza attiva, funzione 6a.). Possono poi essere utilizzati per il rifasamento e/o il controllo di tensione nel punto di connessione della cabina alla linea di alimentazione (funzioni relative al controllo della potenza reattiva, funzione 6b.).</p> <p>I sistemi di accumulo possono essere poi sfruttati per il back-up della rete per le interruzioni brevi e per il <i>black start</i> di una porzione limitata di rete (funzioni relative alla qualità del servizio, funzione 6c.). Infine, possono migliorare la gestione e il controllo delle installazioni di ricarica, anche bidirezionale, di veicoli elettrici della flotta del distributore (funzioni relative all'integrazione dell'infrastruttura di ricarica privata, funzione 6d.).</p>
Step possibili senza comunicazione con utenti della rete	<p>Non possibile per le funzioni legate al controllo della potenza attiva e reattiva (6a. e 6b.).</p> <p>Possibile per le funzioni di qualità del servizio (6c.) e di integrazione con l'infrastruttura di ricarica dei veicoli elettrici del distributore (6d.).</p>
Step possibili con comunicazione con utenti della rete	6a. e 6b. Modulazione della potenza attiva e reattiva in funzione delle condizioni della rete e del funzionamento della generazione diffusa.
Gradualità di applicazione	<p>6a. e 6b. Su linee MT o BT critiche in cui si sono registrati fenomeni di estrema variabilità dei flussi di potenza attiva e profili di tensione oltre i limiti.</p> <p>6c. Su linee MT o BT con problemi di continuità del servizio o utenze particolarmente critiche.</p>
Componenti necessari	Sistema di accumulo e relativo sistema di controllo. Eventuale comunicazione presso l'impianto (solo per le funzioni 6a. E 6b.).
Elementi per analisi costi-benefici	<p>Migliore gestione della rete di distribuzione. Fenomeno difficilmente quantificabile tramite analisi costi-benefici.</p> <p>Riduzione del SAIDI e del SAIFI</p>

Appendice D. Prime analisi costi/benefici per la valorizzazione degli output

D.1 Analisi costi/benefici del progetto di interesse comune Green-Me

Nel 2014 la Direzione infrastrutture dell'Autorità, con il supporto di esperti ISGAN e ACER (Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia), è stata coinvolta in un caso di valutazione dei costi-benefici (ACB) di un progetto *smart grid* da svilupparsi su larga scala denominato Green-Me ("*Grid integration of RENEwables Energy sources in the North-MEDITerranean*").

Il progetto Green-ME ha un carattere transfrontaliero, in quanto copre una vasta area tra il Nord Italia e il sud della Francia; è stato ideato e proposto da un consorzio che coinvolge due operatori delle reti di trasmissione (Terna in Italia, RTE in Francia) e due operatori di rete di distribuzione (ENEL Distribuzione in Italia, ERDF in Francia). Nel 2013, Green-ME è stato selezionato come PCI ("progetto di interesse comune") a norma del regolamento (UE) n. 347/2013 e del regolamento della Commissione n. 1391/2013.

L'ACB del progetto Green-Me è stata effettuata dai proponenti del progetto, che hanno presentato all'Autorità una richiesta congiunta per la valutazione delle esternalità positive rilevanti relative alla parte italiana del progetto, ai sensi dell'articolo 14 (4) del regolamento (UE) n. 347/2013; una richiesta simile è stata fatta anche al regolatore francese per la parte francese del progetto.

Gli uffici dell'Autorità italiana hanno analizzato i benefici del progetto Green-ME, con una valutazione indipendente che ha portato a stime più prudenti, collaborando allo stesso tempo con l'Autorità francese per evitare effetti "doppio conteggio" dei benefici.

Gli indicatori utilizzati nell'ACB includono la riduzione dei costi di manutenzione, gli investimenti evitati o differiti, un miglioramento dell'efficienza del mercato dei servizi di dispacciamento, un miglioramento della qualità del servizio e gli effetti ambientali dovuti alla riduzione energia primaria grazie al contributo delle fonti non rinnovabili.

Tabella D1.1 – Benefici e costi stimati del progetto GreenME (1a lista PCI, versione 2014)

	<i>Range [M€]</i>
Benefici relativi al dispacciamento	85 – 95
Benefici di rete	50 – 60
Benefici ambientali	32 – 42
<i>Benefici TOTALI</i>	167 – 197
<i>Costi TOTALI</i>	105 – 127
Rapporto benefici/costi	1,57

L'analisi eseguita per Green-ME è un'applicazione pionieristica dell'approccio ACB per il finanziamento da parte della Commissione Europea di progetti *smart grid* di interesse comune. Essa tuttavia presuppone l'estensione del servizio di dispacciamento alle risorse connesse alla rete MT; la maggior parte dei benefici si concentra, infatti, su questo aspetto.⁷²

Considerando solo le funzionalità (come meglio definite nell'Appendice C) realizzabili dal DSO senza coinvolgimento delle risorse diffuse (utenti abilitati), è possibile definire i criteri per

⁷² Un esame più dettagliato dell'analisi costi/benefici del progetto Green-ME è contenuto nella memoria n. 1658 ("*Cost/benefit assessment for large-scale smart grids projects: the case of smart grid project of common interest "GREEN-ME"*") che verrà presentata alla prossima Conferenza CIRED (Lione, 16-18 giugno 2015); la memoria è stata predisposta congiuntamente da personale dell'Autorità, esperti ISGAN e ACER, rappresentanti di Enel distribuzione e Terna.

un'analisi costi benefici da condividere con gli operatori, in modo da indirizzare più compiutamente lo sviluppo su larga scala (*deployment*).

Partendo dall'esame delle caratteristiche di *performance* effettivamente necessarie, l'analisi costi/benefici ha la finalità di garantire che vengano promosse le funzionalità innovative *più efficaci al minimo costo*, in modo da indirizzare il corretto *deployment* degli *smart distribution system*.

In relazione alle funzionalità delle reti attive, è infatti possibile procedere alla definizione di requisiti minimi che possano permettere l'evoluzione verso una regolazione incentivante, finalizzata a sostenere lo sforzo finanziario che sarà necessario per il *deployment* su larga scala di alcune delle soluzioni finora sperimentate nell'ambito dei progetti pilota.

Lo sviluppo dell'analisi costi/benefici si basa sull'implementazione dei seguenti *step*:

1. esame delle caratteristiche di performance effettivamente necessarie per garantire, al minimo costo, le funzionalità innovative degli *smart distribution system* (come già definite nell'Appendice C);
2. valutazione dei costi connessi a tali caratteristiche di performance, con riferimento ad alcune situazioni tipiche di reti di distribuzione, tenendo conto delle economie di scala che possono derivare;
3. valutazione dei benefici connessi alle funzionalità innovative degli *smart distribution system*, in termini (per esempio) di sicurezza del sistema, di riduzione dei costi per gli utenti in relazione a disservizi di tensione e alla riduzione delle emissioni consentita dall'aumento della generazione diffusa connessa ed erogante in condizioni sicure nel rispetto dei vincoli dei parametri elettrici fondamentali.

D.2 Osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse della rete

Il principale vantaggio della funzione “Osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse della rete” è legato al miglioramento della prevedibilità delle fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) necessaria nella gestione dei mercati elettrici e, in generale, del sistema. In particolare, è necessario considerare i costi che si manifestano sui mercati per effetto dell'incertezza nella conoscenza dei parametri relativi alle iniezioni energetiche da generazione distribuita e, in particolare, da Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) sulle reti di distribuzione.

Per quanto riguarda il Mercato del Giorno Prima (MGP), la crescente offerta rinnovabile, prevalentemente eolica e solare fotovoltaica, contribuisce a estremizzare il profilo della domanda residua⁷³, ma soprattutto ad aumentare la discrepanza fra la domanda residua effettiva e la domanda residua in esito ad MGP.⁷⁴

I provvedimenti messi in campo nel corso degli anni con l'introduzione della disciplina degli sbilanciamenti delle unità FRNP (Delibera 281/2012/R/efr e s.m.i) hanno portato ad un progressivo miglioramento dei sistemi di previsione adottati dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE), che si possono assumere sufficienti per la conduzione del MGP; peraltro, dato

⁷³ La “domanda residua” può essere stimata a partire dai prelievi totali consuntivati delle unità di consumo, diminuiti delle immissioni consuntivate delle unità di produzione rilevanti alimentate da fonte eolica e solare e delle immissioni programmate delle unità di produzione non rilevanti. A ulteriore riduzione della parte di carico che deve essere soddisfatta mediante generazione termoelettrica non sottoposta a regime incentivante concorrono le fonti rinnovabili programmabili, la cogenerazione ad alto rendimento, nonché le altre produzioni incentivate (CIP6, decreto legislativo 387/03 o legge n. 239/04).

⁷⁴ La domanda residua su MGP differisce dalla domanda residua effettiva in quanto le offerte delle unità di consumo e le offerte delle unità di produzioni alimentate da fonte eolica o solare sono basate rispettivamente su previsioni di prelievo ed immissione.

l'orizzonte temporale di anticipo, questo tipo di previsione non è migliorabile tramite la conoscenza dei flussi di potenza in tempo reale sulle reti di distribuzione.

Per quanto attiene, invece, al Mercato per i Servizi di Dispacciamento (MSD), la situazione è radicalmente diversa; l'aumento delle FRNP porta il gestore di rete a un utilizzo più estensivo delle risorse flessibili per far fronte alla maggiore aleatorietà dell'attuale situazione di mercato. La necessità di gestire in sicurezza la volatilità della produzione FRNP in tempo reale rende necessario un incremento del fabbisogno di riserva che Terna deve costituire (o ricostituire) nelle sotto-fasi di programmazione, oltre a un maggiore (o più dinamico) utilizzo di riserva rapida, riserva secondaria e riserva pronta. Inoltre, in presenza di un basso carico, il bilanciamento in tempo reale richiede azioni rapide realizzate su impianti programmabili con elevata capacità di modulazione (gradiente), rapidi tempi di avviamento e limitati tempi di permanenza in servizio.

La conoscenza di informazioni di dettaglio corrette e aggiornate sulla base di dati meteo o di misure della produzione effettiva (come ottenute tramite la funzione di osservabilità) può quindi ridurre le quantità di riserva che Terna deve approvvigionare e mantenere fino al tempo reale, con particolare riferimento alla riserva pronta e alla riserva secondaria (riserva rapida), in luogo della riserva di sostituzione. Infatti, la disponibilità di informazioni aggiornate sui flussi relativi alla generazione distribuita potrebbe rendere non più necessarie azioni rapide, gestendo il sistema attraverso azioni programmate. In particolare, si può ipotizzare che l'implementazione della funzione di osservabilità possa comportare una diminuzione pari al 5%⁷⁵ della richiesta di tali risorse rapide, con un risparmio per il complessivo sistema pari a circa 50 mln€ all'anno.^{76 77}

Tale beneficio è quantificato facendo riferimento alla situazione in cui lo sviluppo della funzione di osservabilità è condotto su tutte le CP a livello nazionale; in maniera semplificata, si potrebbe definire un ordine di priorità per le diverse zone di mercato sulla base della penetrazione della generazione distribuita. Più difficile è la riconduzione del beneficio ad una singola CP (teoricamente il punto della rete in cui avviene l'investimento), in quanto la complessiva gestione del MSD tiene conto di fattori più complessi che devono considerare, oltre al *merit order*, anche il rispetto dei vincoli di rete.

In aggiunta, questo beneficio, calcolato per un solo anno, può essere esteso su un periodo maggiore in cui tali vantaggi (a parità di costi effettuati per l'investimento) continuano a rimanere attivi. Il periodo di validità dei benefici per la funzione di osservabilità è posto, per convenzione conservativa, pari a 3. Le modifiche relative alla disciplina del MSD (sulla base delle indicazioni europee, o anche a fronte dell'introduzione del *capacity market*) possono variare anche sensibilmente la gestione delle risorse e il loro utilizzo in tempo reale; l'intervallo scelto raffigura un periodo in cui, ragionevolmente, la disciplina del mercato può essere

⁷⁵ Il valore del 5% è assunto a partire dall'analisi della variazione annua delle quantità accettate per i servizi di riserva. Tale valore è estremamente variabile in funzione delle zone e delle singole ore del giorno.

⁷⁶ Il risparmio è relativo sia alla parte a salire, valorizzata tramite un prezzo medio delle offerte relative all'anno 2013, sia alla parte a scendere, le cui offerte, per semplicità, sono valorizzate a zero.

⁷⁷ Inoltre, le attuali informazioni disponibili in termini di previsioni meteo consentono a Terna opportune azioni di contromisura a livello regionale e macroregionale; invece, nella prospettiva di un'evoluzione nodale della gestione dei mercati, le informazioni puntuali circa prelievi e immissioni sarebbero di elevato valore per Terna. Infatti, simili informazioni sarebbero di grande interesse per quanto riguarda la gestione in tempo reale dei limiti di trasporto tra le zone di mercato, (approccio zonale) e, in futuro, ancora di più per aumentare i limiti di trasporto con il reale sfruttamento di ciascuna linea di trasmissione (approccio nodale). Infine, una conoscenza puntuale delle immissioni e dei prelievi della generazione distribuita sulle reti di distribuzione potrebbe diminuire il rischio di incidenti rilevanti, in quanto il gestore della rete di trasmissione avrebbe una migliore conoscenza delle reali condizioni di esercizio, potendo così condurre azioni di distacco con maggiore precisione in funzione delle reali esigenze.

considerata stabile, e, pertanto, l'estensione dei benefici non comporta errori significativi nella ACB.

Per quanto riguarda i costi, si può fare riferimento a quanto manifestato nei progetti pilota che hanno sviluppato la funzione “Osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse della rete”, equipaggiando la propria cabina primaria, e il relativo centro operativo, con opportuni sistemi di calcolo (aggiornamento hardware e software) capaci di garantire la previsione dei flussi energetici della generazione distribuita e del carico sulla base della disponibilità dei dati meteo e dello storico delle misure, e di gestire lo scambio di informazioni con Terna. Gli investimenti per la funzione di osservabilità possono essere quantificati in circa 1.000 k€ per lo sviluppo del sistema centrale di gestione dati e previsione (HW + SW) relativo ad una CP e al corrispondente centro operativo.⁷⁸

Non sono invece da includere le infrastrutture di telecomunicazione, in quanto si assume che le cabine primarie siano già raggiunte da sistemi *always on* che consentono, per garantire la normale funzionalità della rete, lo scambio dati con i centri operativi; in alcuni casi, marginali, è immaginabile la necessità di potenziare questi sistemi di comunicazione, dove non già aderenti ai requisiti necessari. Allo stesso modo, si assume che i centri operativi dei distributori di riferimento abbiano già sistemi di comunicazione *always on* con il centro di controllo di Terna e che siano necessarie solo minime integrazioni per rendere possibile, tramite i canali già presenti, lo scambio di queste nuove informazioni.⁷⁹ Allo stesso modo, si assume che per la funzionalità 1.b si utilizzi il vettore di comunicazione già presente in alcune cabine secondarie ai fini del telecontrollo lungo linea.

Immaginando di estendere un simile sistema a tutti i distributori di riferimento, una stima preliminare del totale investimento necessario si aggira intorno ai 45 mln€⁸⁰.

Nelle ipotesi sopra riportate, il rapporto benefici/costi per la funzionalità “2. Osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse della rete”, può quindi essere stimato pari a 3,3.

D.3 Regolazione della tensione della rete MT

Il principale vantaggio della funzione “Regolazione della tensione della rete MT” limitata alla sola rete del distributore è legato all'aumento della hosting capacity della rete e al differimento/riduzione degli investimenti necessari per integrare quantità crescenti di generazione distribuita.

La regolazione di tensione effettuata a livello di CP consente, tramite l'utilizzo del tap-changer dei trasformatori AT/MT di CP sulla base di calcoli di load flow effettuati sulla rete opportunamente modellizzata per contenere le informazioni relative ai carichi CP o sulla base di un algoritmo di stima dello stato effettuata correggendo i valori in uscita al load flow con le misure disponibili in CP o in CS, di mantenere i valori di tensione lungo linea all'interno dei limiti consentiti anche all'aumentare della generazione distribuita.

⁷⁸ Tale sviluppo supportato interamente nel progetto può poi essere applicato, con un contributo economico inferiore, a tutte le CP del DSO. In particolare, presso ogni CP è necessario installare sensori meteo e strumenti per la raccolta e l'invio in tempo reale dei dati misurati da tali sensori.

⁷⁹ Integrazioni che, seppure con finalità non del tutto coincidenti, stanno già avvenendo per realizzare lo scambio dati necessario ai fini dell'Allegato A.72.

⁸⁰ Tale valore è indicativo di una situazione media. Distributori che presentano già sistemi SCADA/DMS dovranno sostenere un costo inferiore per il solo aggiornamento hardware e software, mentre distributori che non hanno sistemi avanzati di gestione della rete dovranno integrare anche i sistemi SCADA/DMS sostenendo costi ulteriori rispetto a quelli per effettuare la sola previsione. Tale valore include sia i componenti HW e SW nei centri di controllo, sia i sensori meteo presso le CP.

Tale migliore regolazione della rete viene ottenuta senza effettuare investimenti tradizionali di rete e, quindi, superando l'approccio *fit&forget*. Questo approccio allo sviluppo della generazione distribuita prevede un aumento della capacità di trasporto della rete di distribuzione tale da consentire agli impianti di generazione di immettere tutta la produzione senza che ciò possa – in alcun caso – compromettere il buon funzionamento del sistema. Una modalità diversa di gestione della rete (approccio *smart grid*) consentirebbe, invece, di utilizzare nel modo migliore tutte le risorse di rete disponibili.

Questo diverso approccio alla connessione della generazione distribuita comporterà la diminuzione di investimenti effettuati ad hoc per tali utenti (come, ad esempio, la costruzione di linee dedicate) e, in generale, il postponimento di interventi di rafforzamento della rete elettrica, oltre ad una migliore gestione della rete stessa,⁸¹ evolvendo le modalità di connessione previste dal TICA. In particolare, si può immaginare che il DSO, a seguito di una richiesta di nuova connessione (o adeguamento di una connessione esistente) dovrà eseguire una verifica tecnica finalizzata a valutare l'impatto sulla rete della potenza in immissione richiesta valutando la possibilità di effettuare azioni di regolazione di tensione.

Dalle analisi effettuate nei progetti pilota, l'introduzione di funzioni di regolazione della tensione tramite sviluppi sulla sola rete del distributore comporta un aumento medio della *hosting capacity* pari al 16%⁸².

Questo delta di *hosting* può essere valorizzato in termini di nuove linee di connessione evitate, utilizzando convenzionalmente i valori già implementati nel TICA. In particolare, i costi di connessione evitati sono calcolati secondo la formula (per la media tensione) riportata nell'articolo 12, comma 1, del TICA, inserendo al posto di P il delta di *hosting capacity* raggiunto e al posto di DB la metà della lunghezza media di una linea MT. Questa valorizzazione economica è pari al valore degli investimenti evitati/differiti nel tempo, che per una CP vale circa 0,5 mln€.

Il beneficio si riferisce ad una sola CP ed è il massimo beneficio teorico ottenibile dall'implementazione della funzione di regolazione di tensione a livello di sola rete di distribuzione (senza il coinvolgimento degli utenti attivi).⁸³

Per quanto riguarda i costi, si può fare riferimento a quanto manifestato nei progetti pilota che hanno sviluppato la funzione "2. Regolazione della tensione della rete MT" limitata alla sola rete del distributore, equipaggiando la cabina primaria con un innovativo sistema di controllo (aggiornamento hardware e software) ed ha installando un regolatore del *tap changer* dei trasformatori AT/MT. Gli investimenti per la funzione di regolazione della tensione possono essere quantificati in circa 200 k€ per l'aggiornamento hardware e software della cabina primaria (in parte da suddividere anche sulle altre funzionalità).

Non sono invece da includere le infrastrutture di telecomunicazione. Si assume, infatti, che le cabine primarie siano già raggiunte da sistemi di comunicazione *always on* che consentono, per garantire la normale funzionalità della rete, lo scambio dati con i centri operativi; in alcuni casi

⁸¹ Questo fenomeno è maggiormente accentuato in alcuni contesti particolari, ad esempio, quando la produzione da generazione distribuita è fortemente stagionale, oppure i profili di produzione, considerati congiuntamente ai profili di carico, presentano dei picchi concentrati in poche ore. In questo caso, infatti, l'approccio *smart grid* potrebbe risultare più economico rispetto a quello *fit&forget*; invece, di realizzare nuove reti sostenendo costi rilevanti, potrebbe essere più semplice sfruttare al meglio la rete e la flessibilità del parco di generazione disponibile, effettuando azioni di modulazione della produzione o realizzando sistemi di controllo e regolazione dinamica delle reti.

⁸² Si trascurano al momento i vincoli legati alla massima capacità del trasformatore di cabina primaria.

⁸³ Il beneficio, così come calcolato, si riferisce ad un investimento evitato. Nella realtà, tale beneficio si configurerebbe meglio come un investimento differito nel tempo; probabilmente, al crescere della generazione distribuita, infatti, il distributore, dopo aver coinvolto anche gli utenti abilitati nella regolazione della tensione, dovrebbe inevitabilmente costruire nuove linee. Poiché il beneficio qui raffigurato è un beneficio massimo teorico, per semplicità, si considera solo come un costo evitato.

è immaginabile la necessità di potenziare questi sistemi di comunicazione, dove non già aderenti ai requisiti necessari in modo da supportare lo scambio dati in protocollo IEC 61850 con eventuali periferiche sul campo (per le fasi avanzate di gestione della regolazione di tensione – 2.c e 2.d). Allo stesso modo, per quanto riguarda la possibile estensione anche alle cabine secondarie (funzionalità 2.c) si assume che si utilizzi il vettore di comunicazione finalizzato alla migliore selezione dei guasti; si ritiene, infatti, che lo sviluppo di tali componenti di rete (sensori innovativi e sistemi di comunicazione) sia spinto da problemi relativi alla qualità del servizio e che pertanto l'aggiornamento necessario, soprattutto a livello di sistema di comunicazione, debba essere riferito a investimenti legati alla migliore selezione dei guasti.

Nelle ipotesi sopra riportate, il rapporto benefici/costi per la funzionalità “1. Regolazione della tensione della rete MT” limitata alla sola rete del distributore può essere stimato pari a 2,5.

Appendice E. Acronimi utilizzati nel documento e nelle appendici

Acronimo	Descrizione
ACB	Analisi costi/benefici
ACER	<i>Agency for the cooperation of energy regulators</i>
AIR	Analisi di impatto della regolazione
AT	Alta tensione (tensione nominale superiore a 35 kV)
BT	Bassa tensione (tensione nominale inferiore a 1 kV)
CAPEX	<i>CAPital EXpenditure</i> , ovvero spesa per investimenti
CEER	<i>Council of European Energy Regulators</i>
CEI	Comitato elettrotecnico italiano
CP	Cabina primaria
CS	Cabina secondaria
CSat	Cabina Satellite
DMS	<i>Distribution management system</i>
DSO	<i>Distribution system operator</i> (gestore del sistema di distribuzione)
FRNP	Fonti rinnovabili non programmabili
GD	Generazione distribuita
GPRS	<i>General Packet Radio Service</i>
GSE	Gestore dei servizi energetici
GSM	<i>Global System for Mobile</i>
GW	Gigawatt
ICT	<i>Information and communication technology</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Committee</i>
ISGAN	<i>International Smart Grid Action Network</i>
LTE	<i>Long Term Evolution</i>
M2M	<i>Machine-to-machine</i> (servizi di comunicazione macchina-macchina)
MGP	Mercato del giorno prima
MSD	Mercato dei servizi di dispacciamento
MT	Media tensione (tensione nominale compresa tra 1 e 35 kV)
OPEX	<i>OPerating EXpenditure</i> ovvero spesa per costi operativi
OS	Obiettivo strategico
PCI	<i>Project of common interest</i> (Regolamento UE n. 347/2013)
RTN	Rete di trasmissione nazionale
SAIDI	<i>System average interruption duration index</i>
SAIFI	<i>System average interruption frequency index</i>
SCADA	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>
TICA	Testo integrato delle connessioni attive
TIS	Testo integrato del <i>settlement</i> (Regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento)
TLC	Telecomunicazioni
WACC	<i>Weighted average cost of capital</i>