



SVILUPPO DELLE SMART GRIDS: OPPORTUNITÀ PER LE AZIENDE ITALIANE DEL SETTORE

dicembre 2013



In collaborazione con il Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano

www.polimi.it



Studio sponsorizzato da:

ABB



Group

Your World
Our Energy



imequadri duestelle spa

Nidec ASI S.p.A.



SIEMENS



POLITECNICO DI MILANO

Dipartimento di Energia



**SVILUPPO DELLE SMART GRID:
OPPORTUNITÀ PER LE AZIENDE ITALIANE
DEL SETTORE**

prof. Maurizio Delfanti

ing. Valeria Olivieri

INDICE

1	Introduzione	5
2	Smart grid: verso lo sviluppo delle reti attive	9
2.1	Il sistema elettrico attuale: principali caratteristiche	9
2.1.1	Reti di distribuzione MT	15
2.1.2	Reti di distribuzione BT	20
2.2	Caratteristiche attuali della rete di distribuzione e previsioni di crescita.....	21
2.3	Principali interventi di sviluppo di una rete di distribuzione	24
2.3.1	Prospettive di sviluppo di carico e generazione.....	25
2.3.2	Prospettive di sviluppo delle reti di distribuzione.....	28
2.4	Situazione attuale: i driver allo sviluppo delle smart grid.....	30
3	L'impatto della GD sul sistema elettrico	36
3.1	Impatto sulla sicurezza e sull'esercizio del sistema	36
3.1.1	Problemi legati al funzionamento del Sistema di Protezione di Interfaccia	40
3.1.2	Fenomeni di sovratensione nel punto di connessione della GD	45
3.2	Impatto sull'approvvigionamento di risorse.....	46
3.2.1	Effetto delle FRNP e della GD su MGP	47
3.2.2	Effetto delle FRNP e della GD su MSD: riduzione della capacità regolante del sistema 48	
3.3	Veicoli elettrici: impatto sulla rete	55
4	Il quadro normativo e regolatorio	57
4.1	Incentivi e condizioni normative e regolatorie per lo sviluppo della GD	59
4.2	Condizioni normative e regolatorie per lo sviluppo delle smart grid.....	68
4.2.1	Incentivi allo sviluppo delle smart grid e meccanismi output based per il deployment esteso 69	
4.2.2	Incentivi allo sviluppo delle Infrastrutture di Ricarica per la diffusione dei Veicoli Elettrici 74	
4.2.3	Incentivi allo sviluppo di sistemi di accumulo sulle reti di trasmissione e distribuzione 75	
4.2.4	L'Allegato A.70 e la deliberazione 84/2012/R/eel e s.m.i.....	82
4.2.5	Riduzione della GD in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale.....	86
4.2.6	Le Regole Tecniche di Connessione (RTC): CEI 0-16:2012	87

4.2.7	La deliberazione 281/2012/R/efr “Revisione del servizio di dispacciamento dell’energia elettrica per le unità di produzione di energia elettrica alimentate da fonti rinnovabili non programmabili”	102
4.2.8	La deliberazione 231/2013/R/eel “Trattamento economico dell’energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza”	109
4.2.9	Deliberazione 375/2013/R/eel “Mercato della capacità”	109
4.2.10	Il Documento di Consultazione 354/2013/R/eel “Pubblico dibattito per la riforma delle modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, con particolare riferimento agli impianti di generazione distribuita e agli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili non programmabili”	111
4.3	Condizioni normative e regolatorie per lo sviluppo delle reti di distribuzione.....	119
4.3.1	Qualità del servizio (TIQE).....	119
4.3.2	Regolazione dell’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica e delle condizioni economiche per l’erogazione del servizio di connessione delle utenze passive (TIT, TIME, TIC)	123
4.3.3	Regolazione delle perdite Delibera 559/2012/R/eel	125
4.4	Mappa riassuntiva del quadro normativo-regolatorio	127
5	Smart grid: evoluzione in corso	130
5.1	Sviluppo delle Smart Grid: funzioni innovative.....	130
5.1.1	Telecontrollo e gestione in tempo reale della rete di distribuzione MT e BT tramite scambio informativo tra tutti gli elementi del sistema.....	131
5.1.2	Ottimizzazione in tempo reale e in fase predittiva delle risorse di rete	132
5.1.3	Dispacciamento locale: previsione e controllo della produzione da GD (e carico)...	133
5.1.4	Automazione avanzata	134
5.1.5	Incremento dell’affidabilità del SPI mediante telescatto	138
5.1.6	Regolazione della tensione MT.....	139
5.1.7	Modulazione della potenza attiva immessa da ciascuna unità GD	140
5.1.8	Monitoraggio delle iniezioni da GD in tempo reale e in fase predittiva.....	141
5.1.9	Controllo del carico, comunicazione dei dati all’interno della rete domestica e abilitazione di strategie di demand response.....	143
5.1.10	Integrazione in rete di infrastrutture di ricarica dei VE	144
5.1.11	Controllo e gestione dei sistemi di accumulo	146
5.1.12	Servizi integrati per le smart city	149
5.2	Mappa riassuntiva delle funzioni smart.....	151

5.3	Apparecchiature di cui si prospetta l'installazione.....	152
5.3.1	Rete di distribuzione: architettura del sistema – la sottostazione estesa.....	153
5.3.2	Rete di comunicazione	165
5.4	Mappa riassuntiva dei componenti innovativi da installare	167
5.5	I benefici attesi a seguito dello sviluppo delle smart grid	169
6	Il potenziale di investimento in soluzioni smart delle aziende italiane.....	172
6.1	Investimenti e previsioni per il mercato globale	173
6.2	Potenziale di investimento in soluzioni smart.....	176
6.2.1	Scenari di sviluppo.....	176
6.2.2	Rete di distribuzione: apparecchiature nel centro operativo.....	179
6.2.3	Rete di distribuzione: apparecchiature di cabina primaria.....	181
6.2.4	Rete di distribuzione: apparecchiature di cabina secondaria di distribuzione	184
6.2.5	Generazione diffusa: apparecchiature da installare presso gli impianti degli utenti attivi	187
6.3	Mappa riassuntiva del potenziale di sviluppo delle soluzioni smart in Italia al 2020.....	190

1 Introduzione

Il forte aumento della Generazione Diffusa (GD) nel sistema elettrico, in particolare nelle reti di distribuzione in media tensione (MT) e bassa tensione (BT), impone un ripensamento delle modalità di protezione, gestione e regolazione di tali reti, che devono passare da “passive” ad “attive”. A livello internazionale la direzione di evoluzione è identificata con il termine *Smart Grid*, sottintendendo strutture e procedure operative fortemente innovative che, oltre a mantenere un elevato livello di sicurezza e affidabilità dell'intero sistema, siano anche in grado di far fronte ai numerosi problemi legati alla gestione della GD, alle possibilità di controllo del carico da parte del sistema, alla promozione dell'efficienza energetica e ad un maggiore coinvolgimento degli utenti finali, attivi e passivi (che comprendono anche nuove tipologie come i veicoli elettrici o i sistemi di storage), in relazione al mercato elettrico.

Questa trasformazione, che coinvolge l'intero sistema elettrico, non ha una forma definita né un confine preciso: adesso non basta più solo soddisfare la crescente domanda di energia elettrica (che da sempre è stato il principale, se non l'unico, obiettivo delle reti elettriche), ma bisogna anche rispondere a nuove esigenze risolvibili tramite lo sviluppo di tecnologie innovative (sia a livello centrale, sia a livello periferico) tra loro comunicanti, grazie anche all'impiego di sistemi ICT (Information and Communication Technology).

Per una visione più concreta e più tecnica dell'evoluzione in corso, e delle cause sottese, è necessario stringere l'attenzione dal contesto internazionale, a quello europeo, fino al caso italiano inquadrando le diverse problematiche coinvolte su orizzonti temporali successivi.

A livello europeo, le cause alla base della rivoluzione in corso sono da rinvenire, senza dubbio, nello sviluppo della GD¹, che a sua volta è l'unica via possibile per centrare i traguardi di aumento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, e di riduzione delle emissioni inquinanti, parte del cosiddetto pacchetto “20-20-20” al 2020. Ma i traguardi europei al 2020 impongono anche un coinvolgimento attivo degli utenti finali delle reti energetiche, che rappresenta la seconda causa della rivoluzione in corso, e che in questi anni ha portato nella direzione dei contatori intelligenti (smart meter), come anche indicato dal Terzo Pacchetto Energia.

Queste, ad oggi, rappresentano le due cause principali che portano verso le reti intelligenti, nell'ordine di priorità che esse rivestono: serve infatti subito connettere le unità di generazione diffusa, garantendo un reale apporto (oggi per certi versi assai limitato) alla sicurezza del complessivo sistema elettrico e alla gestione e al controllo delle reti di distribuzione; più in prospettiva, serve anche introdurre maggiori possibilità per i clienti finali (domani magari anche

¹ Per GD si intende l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MW e connessi, di norma, alle reti MT e BT.

“mobili”, in quanto possessori di veicoli elettrici, o particolarmente flessibili in quanto proprietari di sistemi di storage) di aderire a segnali di prezzo/mercato (demand response).

Passando ora al contesto nazionale, l'Italia si trova in una posizione d'avanguardia, grazie agli investimenti fatti a suo tempo dalle utility – ad esempio il progetto Telegestore, unica applicazione al mondo su così vasta scala, pionieristicamente concepito da Enel; ma anche al complessivo sviluppo e concezione della rete di trasmissione, oggi unificata nella proprietà di Terna - nonché alle coraggiose scelte di regolazione messe in campo dai policy maker.

Smart metering diffuso su scala reale, e rete di trasmissione (e parzialmente anche di distribuzione) moderna sono le principali divaricazioni del caso italiano dal contesto europeo. In questo modo, è possibile affermare che, in Italia, il principale driver nella direzione delle smart grid è costituito, oggi, dall'apporto massiccio di GD sulle reti di distribuzione.

In questo contesto così dinamico, in questi anni, in Italia (come in tutta Europa) si sono registrate moltissime iniziative relative alle smart grid, quasi tutte, però, in ambito di ricerca, o, al più, di ricerca applicata. Attualmente è, invece, opinione diffusa che un reale progresso nella direzione delle reti del futuro possa iniziare soltanto mettendo in campo iniziative e investimenti che coinvolgano reti reali, con clienti finali e utenti attivi (carichi e generatori), in modo da provare nella realtà le soluzioni sinora studiate e conseguire un reale sviluppo su larga scala.

Anche la dinamica degli investimenti negli ultimi anni mostra il forte interesse dei mercati verso l'industria delle tecnologie smart per la produzione e distribuzione di energia elettrica. Gli investimenti in questo settore sono fortemente condizionati dalle politiche pubbliche del sistema nazionale, in quanto gli obiettivi politici e gli incentivi economici di sviluppo delle rinnovabili (e la presenza di meccanismi di sostegno economico agli investimenti al fine di promuovere il miglioramento dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura) creano un quadro favorevole agli investimenti, a fronte di una maggiore stabilità del sistema regolamentare e di un minor grado di rischio dei finanziamenti. In particolare, la prospettiva di crescita degli investimenti negli impianti di produzione di energia rinnovabile rappresenta una spinta per l'intera industria degli apparati e dei componenti ad essi correlati, sia presso l'utente stesso sia presso la rete elettrica, soprattutto in presenza di meccanismi di supporto finanziario, laddove gli investimenti risultassero non completamente redditizi in un'ottica puramente di mercato.

Per quantificare il potenziale sviluppo industriale e le nuove opportunità offerte dalla diffusione delle smart grid, dopo questo primo capitolo introduttivo che spiega brevemente le principali ragioni dell'interesse, a livello nazionale ed europeo, dell'opinione pubblica, degli operatori e del legislatore verso il tema delle smart grid, il rapporto si concentra (Capitolo 2) sull'attuale struttura del sistema elettrico (in particolare, sulla rete di distribuzione) e sulle possibili prospettive di

sviluppo. Successivamente, il Capitolo 3 definisce le criticità nell'attuale gestione e funzionamento del sistema elettrico in presenza di elevate quantità di GD, in modo da poter capire e prevedere i possibili campi di intervento, mentre il Capitolo 4 riporta una descrizione completa del quadro normativo-regolatorio attuale e dei relativi vincoli tecnici imposti ad oggi a tutti i principali attori del settore. Sono poi individuate le principali funzionalità innovative delle smart grid, l'architettura del sistema da realizzare e le più importanti soluzioni tecnologiche abilitanti (Capitolo 5). Infine, il Capitolo 6 analizza il potenziale di mercato e gli scenari di sviluppo che caratterizzano la diffusione delle smart grid, in modo da poter stimare i possibili benefici per le imprese del settore in un arco di tempo che va da qui al 2020 e poterne definire un possibile percorso di attuazione.

I dati relativi alla tipologia di investimenti da realizzare sulle reti di distribuzione, e i dati relativi alle stime di crescita, sono stati ottenuti dall'analisi dei piani di sviluppo delle utility italiane e attraverso interviste dirette condotte con i principali stakeholder del settore.

Elenco sigle

ACER	Agenzia per la cooperazione fra i regolatori dell'energia
ADSL	Asymmetric Digital Subscriber Line
AEEG	Autorità per l'energia elettrica e il gas
AMMS	Advanced Metering Management System
AT- AAT	Alta Tensione – Altissima Tensione
BT	Bassa Tensione
CCO	Cabina Consegna Utente
CO	Centro Operativo
CP	Cabina Primaria
CS	Cabina Secondaria
DMS	Distribution Management System
DSO	Distribution System Operator
EMMS	Electric Mobility Management System
ENTSO-E	European network of transmission system operators for electricity
FER	Fonti Energetiche Rinnovabili
FNC	Funzione Neutro Compensato
FPI	Fault Passage Indicator
FRG	Funzione di Rilevazione dei Guasti
GD	Generazione Diffusa
GDPRO	GDR distaccabile con preavviso
GDR	Generazione Distribuita Riducibile
GDTEL	GDR tele controllata
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Events
GPS	Global Positioning System
GSE	Gestore Servizi Energetici
GSM	Global System for Mobile communications
HMI	Human Machine Interface
ICT	Information and Communication Technology
IdR	Infrastrutture di Ricarica dei veicoli elettrici
IED	Intelligent Electronic Device

IMS	Interruttori di Manovra Sezionatori
IP	Internet Protocol address
LVFRT	Low Voltage Fault Ride Through
MGP	Mercato del Giorno Prima
MI	Mercato Infragiornaliero
MMS	Manufacturing Message Specification
MSD	Mercato dei Servizi di Dispacciamento
MT	Media Tensione
NDZ	Non Detective Zone
NC	Neutro Compensato
NI	Neutro Isolato
NTP	Network Time Protocol
RTC	Regole Tecniche di Connessione
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale
RTU	Remote Terminal Unit
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SEN	Sistema Elettrico Nazionale
SPG	Sistema di Protezione Generale
SPI	Sistema di Protezione di Interfaccia
SPL	Sistema di Protezione di Linea
TIC	Testo integrato per l'erogazione del servizio di connessione
TICA	Testo integrato delle connessioni attive
TIME	Testo integrato per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica
TIQE	Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica
TIT	Testo integrato per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica
TSO	Transmission System Operator
VE	Veicoli elettrici
VPN	Virtual Private Network
VSC	Variatore Sotto Carico
WACC	Weighted Average Cost of Capital
Wi-Fi	Wireless Fidelity
Wi-Max	Worldwide Interoperability for Microwave Access

2 Smart grid: verso lo sviluppo delle reti attive

Dopo la rivoluzione che ha portato dalle utility verticalmente integrate alla gestione secondo modelli di mercato, i sistemi elettrici della maggior parte dei paesi, europei e non solo, stanno ora attraversando una nuova fase di transizione più veloce e incisiva: si assiste a un ripensamento delle modalità di gestione delle reti, soprattutto di distribuzione, che devono passare da “passive” ad “attive”. Questa direzione di evoluzione (con risvolti più tecnici della precedente) è identificata con il termine *smart grid*, che comprende nuove modalità di gestione, controllo e protezione delle reti elettriche, soprattutto di distribuzione, che garantiscono un migliore esercizio del sistema sia in condizioni ordinarie sia in condizioni di guasto, ma che sono anche capaci di integrare grandi quantità di GD mantenendo un elevato livello di sicurezza e affidabilità dell'intero sistema, e di implementare procedure per il controllo del carico e il coinvolgimento dei clienti finali. Per descrivere questa trasformazione che coinvolge l'intero sistema elettrico, e comprendere quali sono le principali conseguenze, è prima necessario descrivere, almeno in forma semplificata, l'attuale assetto delle reti di trasmissione e distribuzione.

2.1 Il sistema elettrico attuale: principali caratteristiche

Con riferimento al contesto nazionale è possibile affermare che le reti di trasmissione e distribuzione in Italia sono sviluppate mediamente meglio che nel resto d'Europa.

La rete AAT/AT italiana (che dal 2009 è stata riunita sotto la proprietà di Terna) è composta da oltre 63.600 km di linee in altissima e alta tensione (1.330 km cavi terrestri, 1.350 km cavi sottomarini, 11.810 km a 380 kV), da oltre 450 stazioni di trasformazione e smistamento (capacità di trasformazione 127 GVA) e da 22 linee di interconnessione (4 con la Francia, 10+2 con la Svizzera, 1 con l'Austria, 2 con la Slovenia, 1 con la Grecia, 2 con la Corsica), come da Figura 1.

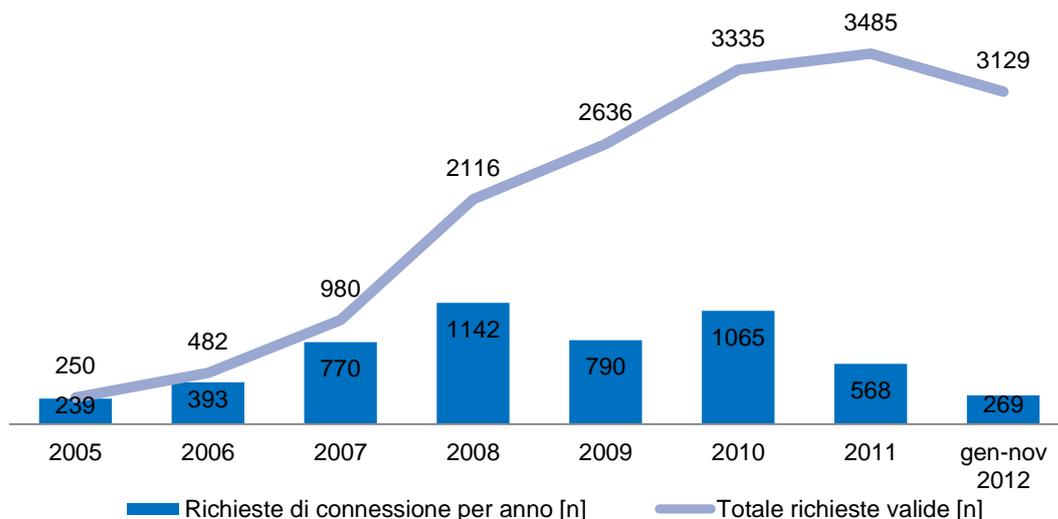


Figura 2. Richieste di connessione per anno e curva cumulativa [Fonte: Terna] [2].

Per quanto riguarda la domanda, nei primi nove mesi del 2012 la richiesta di energia elettrica è diminuita del 2,3% rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente; a livello territoriale, la variazione della domanda è risultata ovunque negativa, ad eccezione dell'area Lombardia. Il totale fabbisogno è stato coperto per il 12% circa dall'import e per l'88% circa dalla produzione nazionale composta da:

- 64% termico (66% nel 2011);
- 13% idrico (15% nel 2011);
- 11% eolico, geotermico e fotovoltaico (7% nel 2011).

Rispetto agli anni precedenti in cui si connettevano essenzialmente generatori convenzionali di grande taglia in punti specifici della rete, la RTN si trova adesso ad accogliere un numero sempre maggiore di generatori di taglia più piccola, ma diffusi su tutto il territorio, e spesso alimentati da fonti energetiche rinnovabili non programmabili (Figura 3).

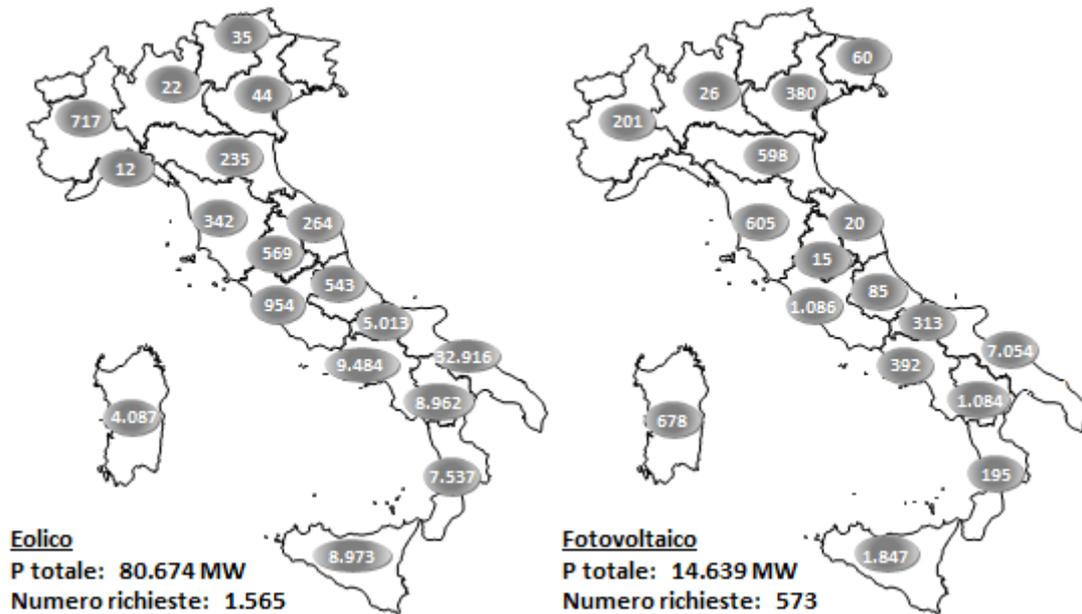


Figura 3. Richieste di connessione valide sulla RTN [Fonte: Terna] [2].

Questo forte sviluppo delle FRNP ha portato ad un'evoluzione dello scenario di generazione che ad oggi non vede più la generazione da fonte termoelettrica come protagonista. Dati di Terna mostrano che la potenza da nuove centrali termoelettriche è molto limitata negli ultimi anni e, allo stesso modo, anche le ore equivalenti di utilizzazione degli impianti a gas naturale già in esercizio sono notevolmente diminuite (Figura 4), lasciando il posto a grandi quantità di fotovoltaico e di eolico (Figura 5).

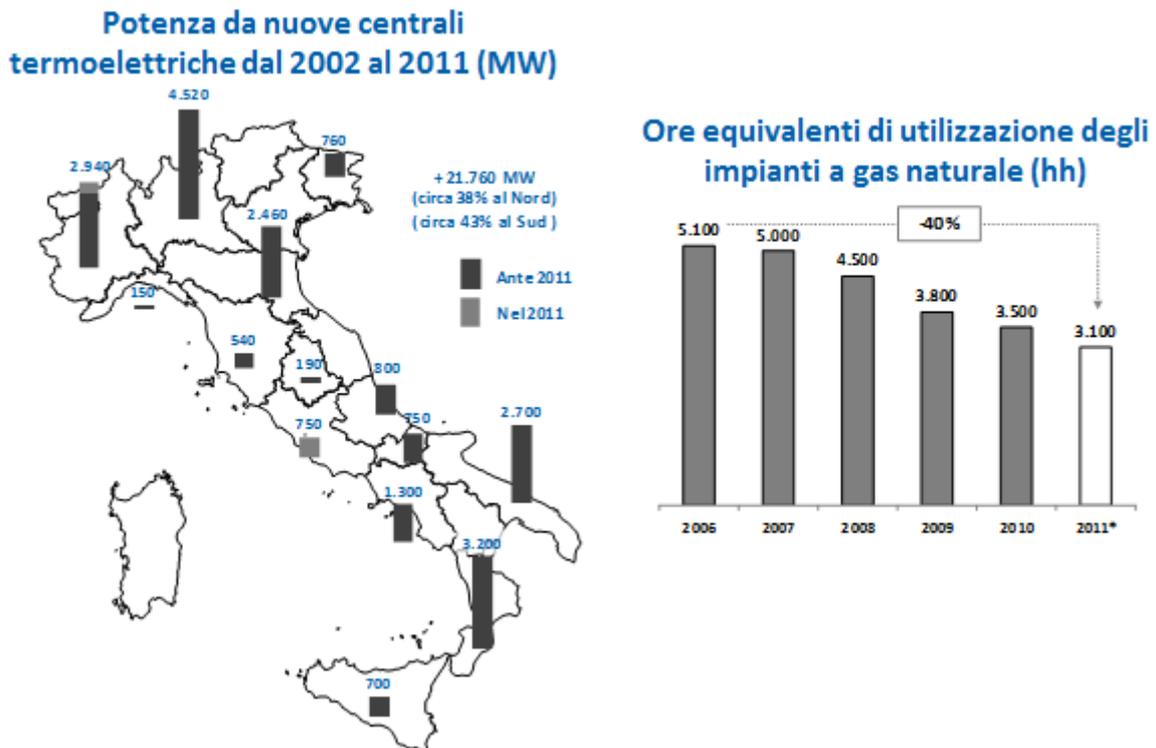


Figura 4. Evoluzione dello scenario di generazione [Fonte: Terna] [3].

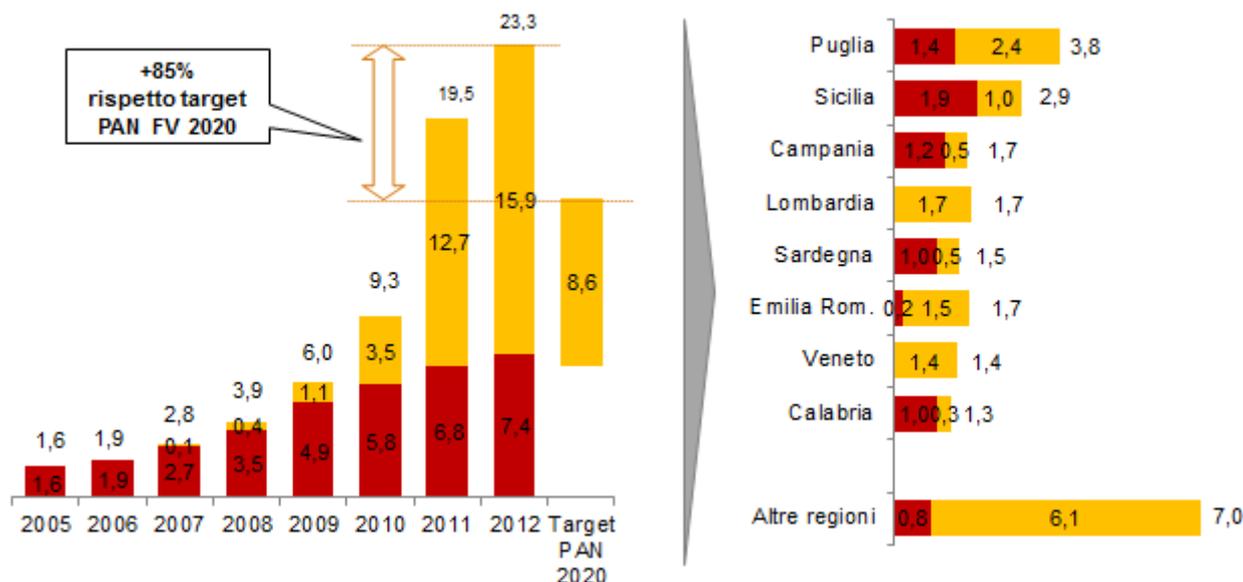


Figura 5. Potenza eolica e fotovoltaica installata - Dati provvisori a Ottobre 2012

Gaudì (eolico) – Atlasole (FV) [Fonte: Terna] [3].

Ma questa forte concentrazione delle risorse rinnovabili non programmabili (che in generale non comporta evoluzioni sostanziali sulle reti medesime) in zone ben definite del sistema elettrico, che risultano debolmente interconnesse, nonché caratterizzate dalla presenza di un carico elettrico locale ridotto rispetto alla generazione, ha creato alcune criticità tecniche sulla RTN relative soprattutto al dispacciamento.

In particolare, per quanto riguarda le criticità attuali, si registrano problemi di sicurezza legati alla stabilità della frequenza (soprattutto nelle isole), problemi legati all'inversione del flusso AT/MT con possibili congestioni di rete locali in condizioni di alta produzione, un aumento dei transiti sulle sezioni critiche della rete primaria (in particolare in direzione sud – nord) e problemi di regolazione e bilanciamento del surplus di produzione nelle ore di minimo carico. A queste criticità se ne possono aggiungere delle altre sul breve - medio termine, come l'estensione delle congestioni di rete AT e problemi over-generation (sia a livello nazionale, sia a livello zonale con particolare riferimento alle zone Sud e Sicilia).

In generale, queste criticità, negli ultimi anni, hanno comportato, a fronte di particolari vincoli del sistema elettrico determinati dalla configurazione della rete, l'invio da parte di Terna di ordini di riduzione delle fonti rinnovabili connesse alla rete AT (mancata produzione eolica, pari a 0,47 TWh nel 2010 e a 0,23 TWh nel 2011, come da Figura 6).

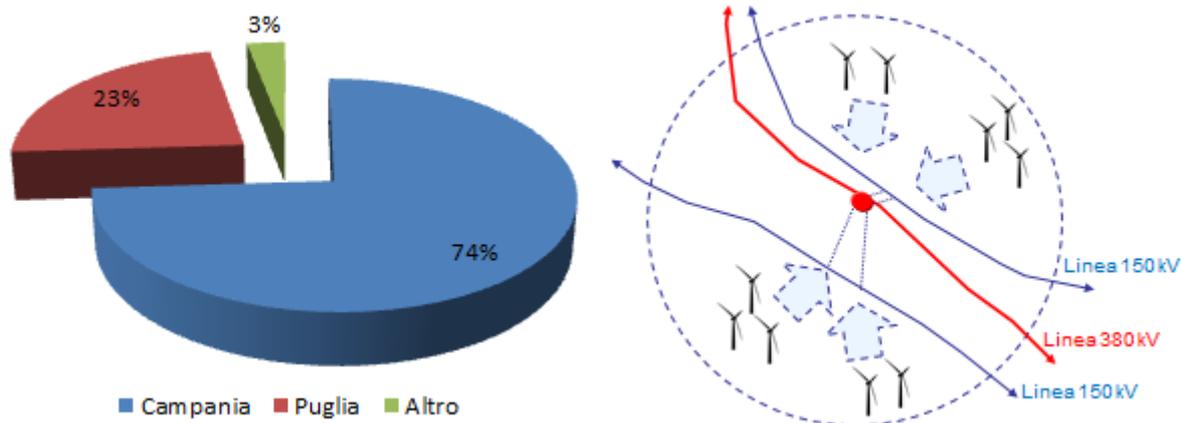


Figura 6. Localizzazione regionale della mancata produzione eolica per il 2011 [Fonte: Terna] [2].

In queste condizioni, per evitare di ridurre i margini di sicurezza per il corretto esercizio della RTN ed il livello di adeguatezza, esponendo il sistema al rischio di mancata copertura del fabbisogno nonché alla riduzione del livello di qualità del servizio, è stato necessario intraprendere alcune azioni anche sulla rete di trasmissione, come ad esempio:

- collegare alla RTN in modo efficace gli impianti FER in aree ad elevata densità di iniziative utilizzando al massimo le infrastrutture esistenti, compreso il 380 kV;
- ridurre congestioni aumentando la magliatura della rete ad AAT e AT;
- installare impianti di accumulo: necessari per ridurre la mancata produzione eolica e garantire, quindi, l'immissione di tutta l'energia prodotta da FRNP in rete;
- controllare i parametri di rete in tempo reale e in modo distribuito (sensori di temperatura, anemometri, etc.);
- effettuare la regolazione dei flussi in tempo reale (assetti di rete più variabili, la variazione in tempo reale dei limiti di trasporto sulle linee, dynamic thermal rating).

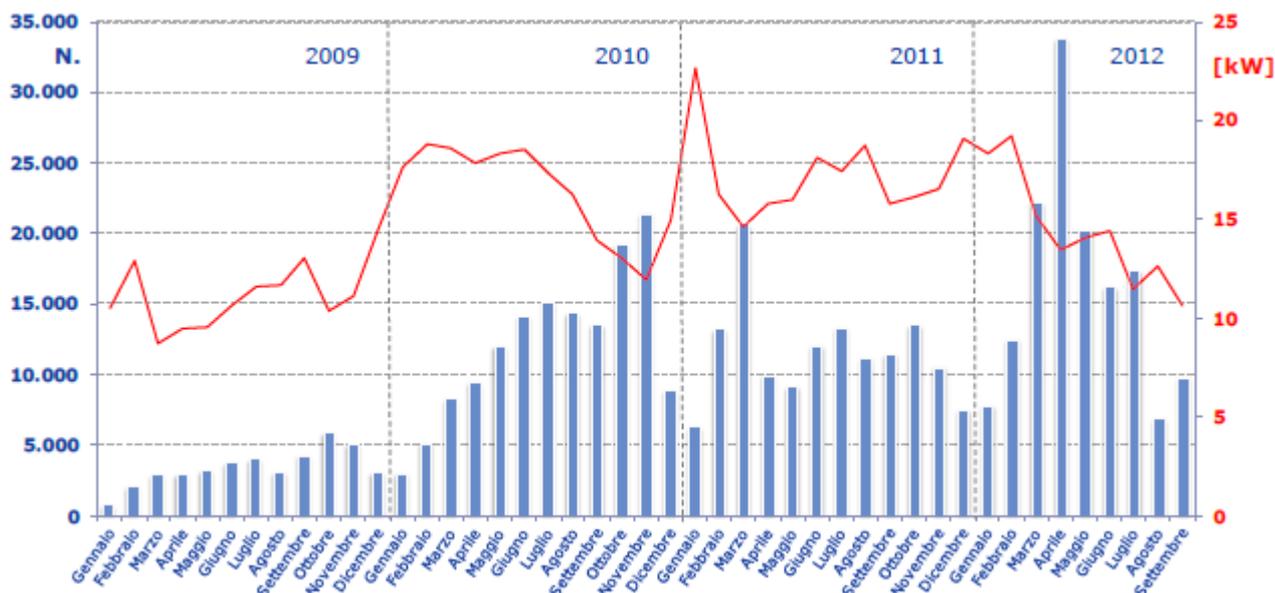
Passando invece alle reti di distribuzione, nello scenario attuale le reti MT (ed eventualmente BT) sono dotate di vari sistemi di controllo, regolazione e protezione, nonché di un elevato grado d'automazione (come descritto nei successivi paragrafi) necessario per garantire il corretto funzionamento della rete rispetto alle esigenze date dalle norme a livello nazionale ed europeo (che impongono limiti sempre più stringenti al numero e alla durata delle interruzioni e valori di tensione all'interno di determinati intervalli), ma non sono state pensate per accogliere generazione. L'integrazione è, quindi, notevolmente più complessa (rispetto a quanto necessario sulla RTN): diventa necessario sviluppare nuove modalità di gestione delle reti verso le smart grid che permettano una maggiore sicurezza di esercizio, un aumento dell'efficienza energetica delle reti, un maggiore coinvolgimento degli utenti finali attivi e passivi e, con prospettive di applicazione più

lunghe, lo sviluppo di un dispacciamento locale da parte dei distributori (Distribution System Operator, DSO). Per questo motivo, nel seguito del rapporto ci si riferirà sempre alle reti di distribuzione MT e BT sulle quali il cambiamento richiesto è decisamente più incisivo.

2.1.1 Reti di distribuzione MT

2.1.1.1 Attuali sistemi di automazione

A livello tecnico, la presenza della GD sulle reti di distribuzione MT e BT può comportare il manifestarsi di una serie di criticità legate soprattutto all'approccio *fit&forget*². Recentemente (e sempre di più in prospettiva), la crescente quantità di unità FER, spesso di piccola taglia, installate sulle reti di distribuzione MT e BT (Figura 7) sta creando nuovi problemi di gestione degli attuali sistemi di automazione, controllo e regolazione.



² La rete è dimensionata sul "caso peggiore", in questo modo, una volta connessi, i generatori producono quando e come possibile a seconda della disponibilità della relativa FER, senza fornire servizi di regolazione.

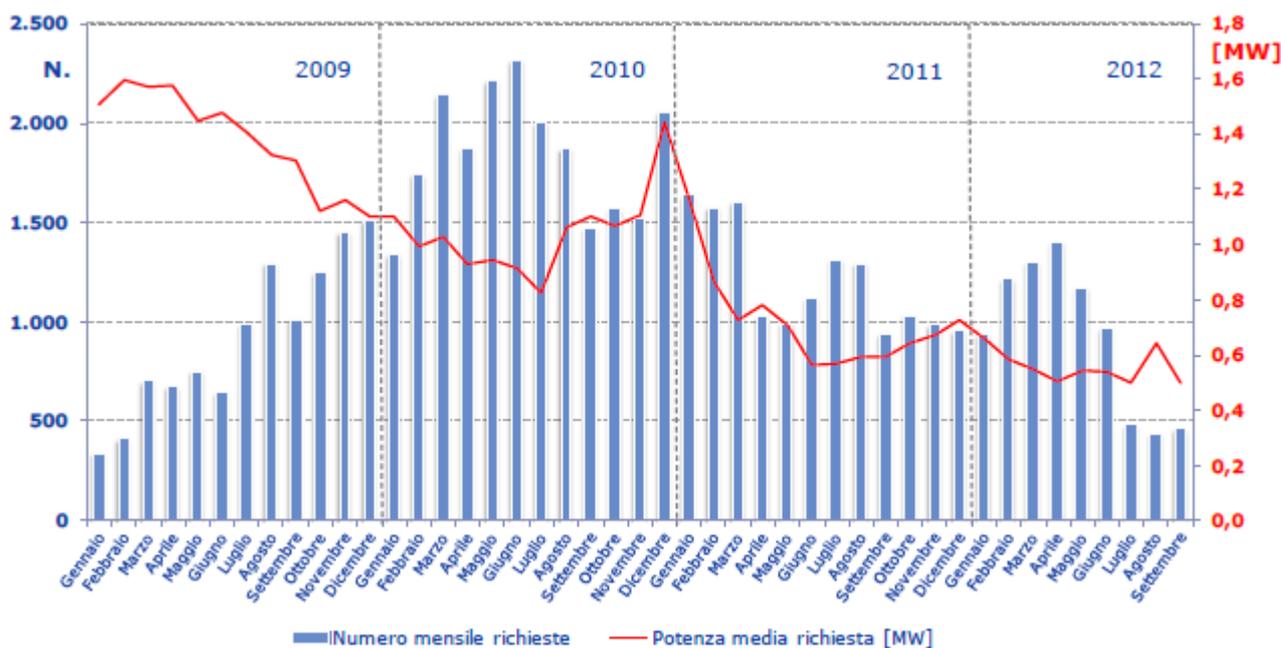


Figura 7. Trend delle richieste di connessione BT (sopra) e MT (sotto) sulla rete di Enel Distribuzione – Barre blu: numero mensile di richieste di connessione – Linee rosse: potenza media delle richieste di connessione [Fonte: Enel Distribuzione] [7].

Un primo livello di evoluzione delle reti di distribuzione è relativo all'implementazione di sistemi di automazione avanzati che permettono un migliore esercizio della rete sia in condizioni standard sia in caso di guasto, in modo da aumentare l'affidabilità e la continuità del servizio reso ai clienti finali. La diffusione di strategie di automazione avanzate ha richiesto lo sviluppo di diversi componenti di rete necessari per implementare funzioni di protezione evolute. Un primo intervento, molto diffuso in Italia negli ultimi anni, è costituito dalla messa a terra delle reti MT con neutro compensato; questa modalità di gestione delle reti comporta, in generale, una più facile gestione delle logiche di selettività dei guasti soprattutto verso terra. I guasti monofase sono, infatti, i guasti più frequenti sulle reti di distribuzione (dal 70% ad oltre il 90% dei casi, in dipendenza dei fattori ambientali, ecc.) e sono spesso "evolutivi", possono cioè coinvolgere un'altra o tutte e due le altre fasi del sistema. La scelta di connettere il neutro a terra tramite impedenza migliora la continuità e la qualità del servizio per gli utenti finali, permettendo di aumentare la probabilità di autoestinzione dei guasti monofase, evitare l'apertura dell'interruttore di linea, inibire il riadescamento dei guasti, ridurre i rischi dell'arco intermittente, e limitare la corrente di guasto monofase a terra (facilitando così la realizzazione degli impianti di terra delle cabine MT/BT). In questo modo è possibile ridurre il numero di interruzioni (lunghe + brevi), il numero, l'ampiezza e la durata delle sovratensioni, e il pericolo per le persone, oltre ai disturbi elettromagnetici in prossimità del punto di guasto. La gestione del neutro tramite bobina di Petersen [8], ha poi consentito lo sviluppo di sistemi di automazione per la selettività dei guasti molto avanzati. L'attuale sistema in esercizio sulla maggior

parte delle reti prevede, infatti, la presenza di un interruttore in Cabina Primaria (CP) gestito da un relè, con funzioni di rilevazione di sovracorrenti con modalità non direzionale (50-51) e di guasti monofase a terra e doppi monofase con modalità direzionale (67 N). Su linee MT automatizzate l'azione del relè (detto nel seguito SPL, Sistema di Protezione di Linea) è coordinata, dal punto di vista della individuazione dei guasti (modalità e sensibilità), con quella dei Fault Passage Indicator (FPI) installati lungo linea (sia nelle Cabine Secondarie, CS, sia nelle Cabine di Consegna verso l'utente, CCO). Dal punto di vista della selezione del tronco guasto, l'interruttore MT in testa linea agisce insieme alle logiche integrate nelle Remote Terminal Unit (RTU) lungo linea che utilizzano le segnalazioni dei FPI per individuare la posizione del guasto; la protezione è affidata ai relè di protezione posti in CP, i quali, all'insorgere di un guasto, comandano l'apertura del relativo interruttore. Questa operazione comporta la perdita della disponibilità dell'intera linea, fino a quando l'interruttore non viene richiuso, dopo l'eliminazione del guasto. Dal momento che la maggior parte dei guasti ha carattere transitorio e si esaurisce con l'apertura dell'interruttore, il relè di protezione di linea svolge anche la funzione di richiusura automatica, ed esegue dei tentativi di richiusura, fino a classificare il guasto come "esaurito" o "permanente". In questo secondo caso, allo scopo di minimizzare globalmente il disservizio, un sistema di ricerca del tronco guasto opera, attraverso opportuni algoritmi, l'isolamento della porzione di linea affetta dal guasto.

L'algoritmo di ricerca del tronco guasto è attuato dalle RTU poste nelle CS e nella CCO, le quali acquisiscono, tramite FPI o sensori di corrente e tensione, le informazioni di presenza/assenza tensione di linea, di presenza/assenza di guasto per massima corrente e di presenza/assenza di guasto omopolare direzionale, le elaborano e comandano gli Interruttori di Manovra Sezionatori (IMS) presenti in CS o CCO, utilizzando, a seconda dei casi, due diverse logiche [9]. La prima modalità è denominata FRG (Funzione di Rilevazione dei Guasti) ed è attuata nel caso di guasti polifase, oppure in caso di guasto monofase e con linea esercita a neutro isolato. In questo caso il relè di CP ha aperto e, dopo aver esaurito i tentativi di richiusura automatica, attiva le RTU che comandano l'apertura degli IMS. Segue una successiva fase di tentativi di richiusura degli IMS a partire da quello più vicino alla CP, fino all'individuazione del tronco guasto. L'algoritmo consente di isolare il guasto e rialimentare la porzione di linea sana in circa 3 minuti (Figura 8).

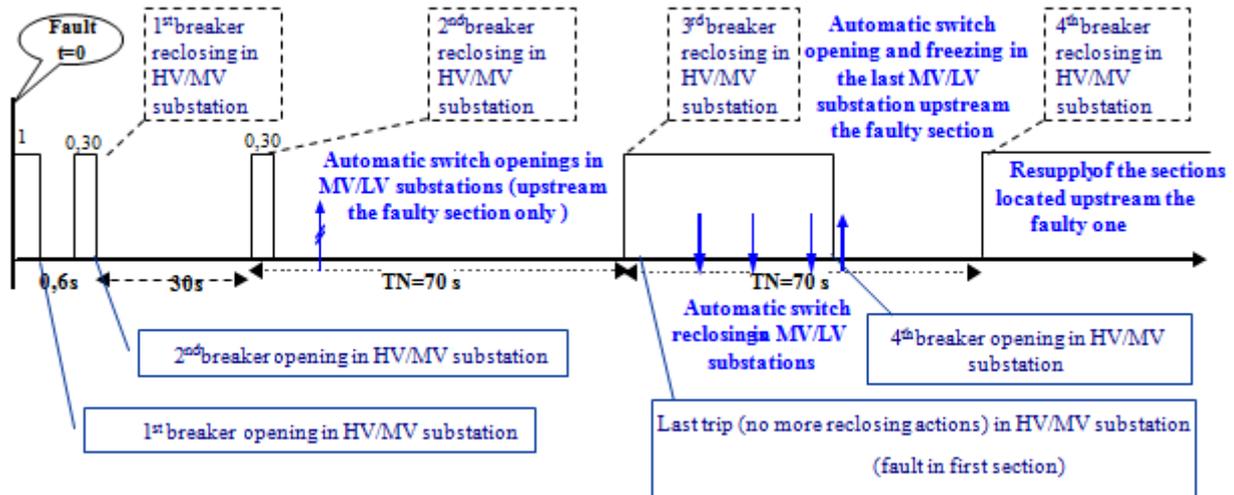


Figura 8. Automazione FRG, per guasti a terra (con neutro isolato) o guasti poli-fase (con neutro compensato o isolato) [Fonte: Enel Distribuzione] [9].

La seconda modalità è denominata FNC (Funzione Neutro Compensato) ed è attuata nel caso in cui il guasto sia monofase con linea esercita a neutro compensato. In questo caso il relè di CP ritarda l’apertura in attesa che le varie RTU abbiano eseguito tentativi autonomi di eliminazione del guasto secondo una sequenza definita a partire dal più lontano dalla CP (Figura 9).

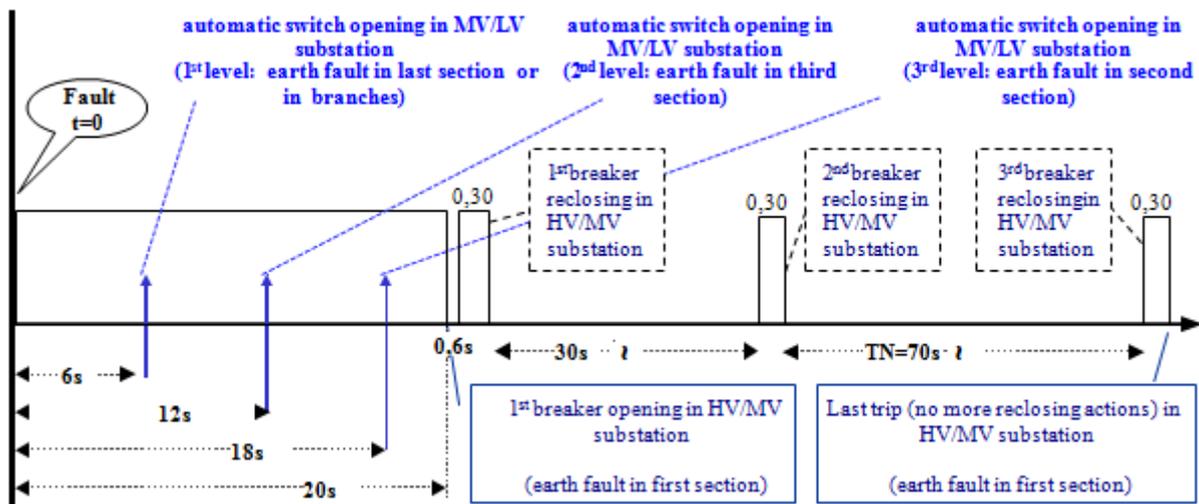


Figura 9. Automazione FNC, per guasti a terra con neutro compensato [Fonte: Enel Distribuzione] [9].

Il limite di questi algoritmi di ricerca del tronco guasto, soprattutto nel caso di guasti polifase, è che non consentono di scendere con la durata del disservizio sotto un tempo dell’ordine di qualche minuto. Infatti, a differenza di quanto accade nel caso di guasti monofase a terra, la procedura FRG implica necessariamente lo scatto dell’interruttore MT in testa linea in quanto gli IMS non permettono l’apertura delle correnti di cortocircuito.

Il corretto funzionamento del sistema di automazione è garantito dalla presenza di un sistema di telecontrollo che rende disponibili segnali, misure e comandi per l’interfaccia con il campo e che

generalmente si compone di un terminale periferico di teleoperazione e di un centro di controllo o Centro Operativo (CO) che coordina l'attività di più CP appartenenti ad una stessa area.

2.1.1.2 Sistemi di controllo e regolazione

Per quanto riguarda invece le modalità di controllo e regolazione, attualmente gli unici sistemi presenti sono quelli necessari al controllo dei profili di tensione nelle reti MT, che, in generale, sono basati sulla possibilità di regolare la sbarra MT del trasformatore in CP tramite un apposito Variatore Sotto Carico (VSC). Tale dispositivo può essere controllato secondo diverse logiche (a rapporto costante, a tensione sbarra MT costante, in regolazione di tensione con compound), inseguendo una condizione di esercizio tale per cui tutti i nodi della rete abbiano un'appropriata qualità dell'energia fornita (in termini di tensione al punto di consegna). Infatti, in linea generale, riprendendo quanto indicato dalla EN 50160, la tensione di esercizio di ogni nodo della rete deve essere mantenuta entro un intervallo pari al $\pm 10\%$ del valore nominale. In termini pratici, nell'attuale configurazione (passiva) della rete di distribuzione, la logica di regolazione prevede quindi di impostare un riferimento di tensione opportunamente elevato in CP (ricorrendo appunto alla regolazione del VSC), così da bilanciare le cadute di tensione sulle linee e rispettare l'indicazione della EN 50160 anche nei punti di consegna a fondo linea.

È opportuno precisare come il limite inferiore di tensione “accettabile” sulla rete di distribuzione MT non sia in realtà coincidente con il limite inferiore indicato dalla EN 50160 (-10%), in quanto è da considerare la presenza dei trasformatori MT/BT e delle linee di distribuzione in BT, che distribuiscono l'energia fino all'utente finale, comportando a loro volta un'ulteriore caduta di tensione. Ne risulta la necessità di mantenere un opportuno margine fra la tensione del nodo della rete di distribuzione in MT e il valore minimo di tensione accettabile, margine quantificabile in circa il 6% della tensione nominale³. In definitiva, il range di esercizio “accettabile” del sistema di distribuzione in MT spazia dal $+10\%$ al -4% ⁴ della tensione nominale e, ad oggi, la regolazione del VSC è l'unico strumento utilizzato per controllarla.

2.1.1.3 Sistemi di analisi e gestione della rete in tempo reale

Per quanto riguarda invece i sistemi di controllo e gestione, si stanno attualmente diffondendo sulle reti di distribuzione MT apparati, generalmente definiti Distribution Management System (DMS), che consentono l'analisi dei parametri elettrici della rete (corrente, tensione, potenze) e la valutazione del comportamento della rete stessa su di un assetto “simulato” o su quello realmente

³ A seconda delle complessive esigenze (MT e BT), si ritiene accettabile un margine del 4% o del 6%.

⁴ Tale valore risulterebbe del -6% qualora si adottasse un margine del 4% per la BT (vedi nota precedente).

presente in campo [10], [11]. Le principali funzioni di calcolo messe a disposizione dal DMS per la gestione della rete di distribuzione sono di seguito elencate.

- 1 Calcoli di Load Flow. Consente la valutazione dello stato della rete ed in particolare dei valori delle tensioni dei nodi e delle correnti nei rami, essendo noti alcuni prefissati valori di potenze e tensioni nodali.
- 2 Indici di performance della rete. Fornisce un report sullo stato di utilizzo evidenziando gli eventuali stati di stress o criticità lungo gli elementi o porzioni della rete elettrica (ad esempio sovraccarichi in corrente rispetto ai valori nominali di riferimento).
- 3 Studio dei piani di rialimentazione e ottimizzazione delle manovre in rete. Permette agli operatori dei centri di telecontrollo di analizzare e selezionare, in tempi molto brevi (pochi minuti) la sequenza di manovre suggerita dal sistema per ridefinire lo stato delle connessioni in rete ad esempio a seguito di fuori servizio di trasformatori AT/MT, sistemi di sbarre MT di CP, porzioni di rete MT. L'ambiente di simulazione consente anche di predisporre quanto necessario all'esecuzione di particolari attività di tipo sequenziale, quale ad esempio il "piano di riaccensione".
- 4 Calcolo delle correnti di guasto. Consente di simulare i valori delle correnti e delle tensioni, comprese le componenti di sequenza, a seguito di guasti idealmente collocati dall'operatore di CO sullo schema topologico della rete MT.
- 5 Controllo del profilo delle tensioni. Consente di simulare l'imposizione di valori di tensione sui sistemi sbarre MT di CP, allo scopo di verificare i profili di tensione lungo la rete sottesa.
- 6 Perdite di energia. Permette di valutare le perdite di energia lungo tutta la rete di distribuzione (dai trasformatori AT/MT di cabina primaria, fino alla sbarra BT del trasformatore MT/BT di cabina secondaria), distinguendo nominativamente i vari elementi della rete. La valutazione viene effettuata facendo riferimento ad un determinato stato topologico della rete e per un periodo di tempo specificato (massimo un anno).

2.1.2 Reti di distribuzione BT

Per quanto riguarda le reti di distribuzione BT, non sono ad oggi installati sistemi di automazione o di controllo evoluti. La più importante innovazione tecnologica in esercizio sulle reti di distribuzione BT, e che vede l'Italia in una posizione di avanguardia rispetto al resto del continente (Delibera 292/06, [12]), consiste nella diffusione su larga scala di contatori elettronici e di sistemi di telegestione che, in ogni istante e in modo automatico, consentono al DSO di eseguire numerose rilevazioni, dalla lettura dei consumi di ogni cliente alla gestione da remoto delle operazioni

contrattuali. Il sistema, inoltre, può raccogliere anche i dati relativi alla qualità della fornitura di energia elettrica e monitorare in tempo reale la continuità del servizio, fornendo la possibilità, almeno in linea teorica, di intervenire tempestivamente su eventuali guasti o malfunzionamenti della rete. Oltre ai contatori elettronici, l'infrastruttura di telegestione si compone essenzialmente di un concentratore installato nelle CS necessario per la raccolta dei dati provenienti dai contatori e di un sistema centrale per la gestione da remoto dei meter, l'elaborazione delle informazioni per la fatturazione e il controllo della qualità del servizio, Figura 10 [13], [14].

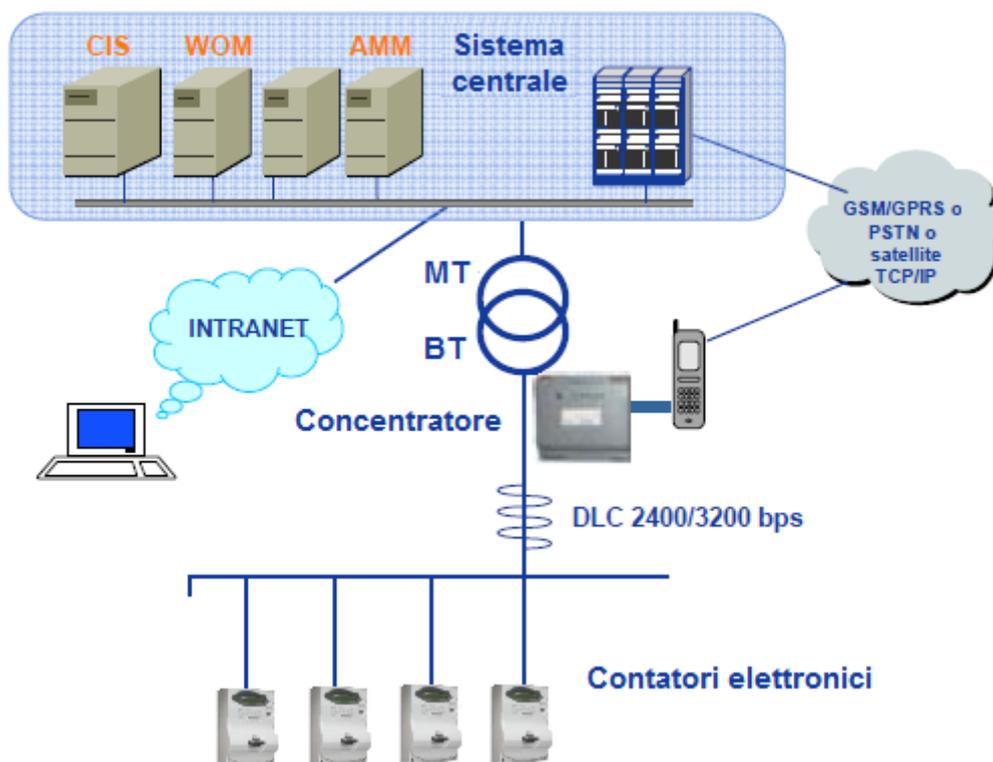


Figura 10. Infrastruttura di telegestione dei contatori [Fonte: Enel Distribuzione] [14].

2.2 Caratteristiche attuali della rete di distribuzione e previsioni di crescita

La consistenza delle reti di distribuzione in Italia al 31 dicembre 2011 è di seguito riportata.

	Estensione [km]	Consistenza [numero]	Potenza [MVA]
Cabine Primarie	---	circa 2.000	> 100.000 MVA
Linee MT	> 350.000	---	---
Cabine Secondarie	---	circa 500.000	> 80.000 MVA
Linee BT	> 800.000	---	---

Tabella 1. Consistenza della rete di distribuzione al 31 dicembre 2011.

In reazione ai distributori elettrici, Enel Distribuzione è il primo operatore del Paese, con l'86,0% dei volumi distribuiti, seguito da A2A Reti Elettriche (3,9%), Acea Distribuzione (3,2%) e Aem

Torino Distribuzione (1,4%), mentre gli altri distributori detengono quote marginali: i volumi distribuiti sono riportati in Tabella 2 e in Figura 11 [4].

OPERATORE	Utenti non domestici		Utenti domestici		Totale utenti	
	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA
Enel Distribuzione	6.641.243	192.939	24.742.825	53.582	31.384.068	246.521
A2A Reti Elettriche	214.612	9.343	901.759	1.742	1.116.371	11.085
Acea Distribuzione	331.951	6.349	1.284.983	2.904	1.616.934	9.253
AEM Torino Distribuzione	139.952	3.026	552.333	940	692.285	3.966
Set Distribuzione	62.130	2.081	197.724	415	259.854	2.496
Hera	61.588	1.738	233.681	380	295.269	2.118
AgsM Distribuzione	36.809	1.535	127.645	274	164.454	1.809
Selnet	26.459	1.588	63.264	141	89.723	1.729
Azienda Energetica Reti	35.684	1.009	112.364	221	148.048	1.230
A.I.M. Servizi a Rete	18.307	1.078	54.079	120	72.386	1.198
Deval	27.702	787	103.060	148	130.762	935
Acegas-Aps	27.781	556	113.992	229	141.773	785
Altri operatori	133.582	2.798	453.412	892	586.994	3.690
TOTALE	7.757.800	224.827	28.941.121	61.988	36.698.921	286.815

Tabella 2. Distribuzione di energia elettrica utenti passivi per gruppo nel 2011 [Fonte: AEEG] [4].

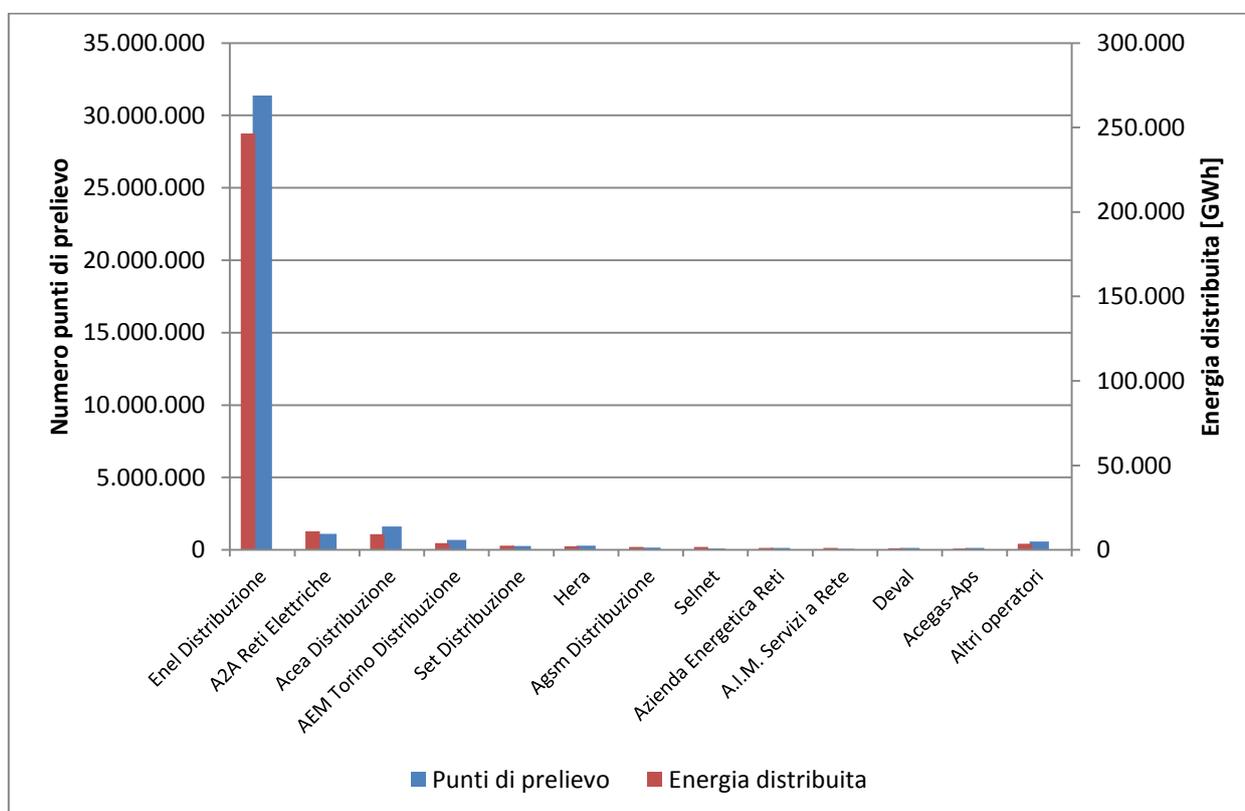


Figura 11. Distribuzione di energia elettrica utenti passivi per gruppo nel 2011 (dati totali) [Fonte: AEEG] [4].

Con riferimento, invece, agli utenti attivi, anche in questo caso la rete di Enel distribuzione presenta il maggior numero di impianti connessi seguita da A2A Reti Elettriche, Set distribuzione, Selnnet ed Hera (Tabella 3 e Figura 12) [4].

OPERATORE	Utenti attivi BT		Utenti attivi MT		Totale utenti attivi	
	Numero impianti	Potenza installata [MW]	Numero impianti	Potenza installata [MW]	Numero impianti	Potenza installata [MW]
Enel Distribuzione	465.270	4.647	21.313	17.335	486.583	21.982
A2A Reti Elettriche	4.419	45	234	372	4.653	417
Acea Distribuzione	6.256	44	181	104	6.437	148
AEM Torino Distribuzione	1.367	22	123	95	1.490	116
Set Distribuzione	8.976	80	235	170	9.211	250
Hera	4.208	52	190	163	4.398	215
Agsm Distribuzione	945	16	79	117	1.024	133
Selnnet	2.856	55	221	184	3.077	239
A.I.M. Servizi a Rete	654	5	9	3	663	8
Deval	1.340	13,06936	80	129,125	1.420	142
Acegas-Aps	556	3,279187	18	31,922796	574	35
Altri operatori	7.266	110	1.028	413	8.294	524
TOTALE	504.113	5.093	23.711	19.117	527.824	24.210

Tabella 3. Distribuzione energia elettrica utenti attivi per gruppo nel 2011 [Fonte: AEEG] [4].

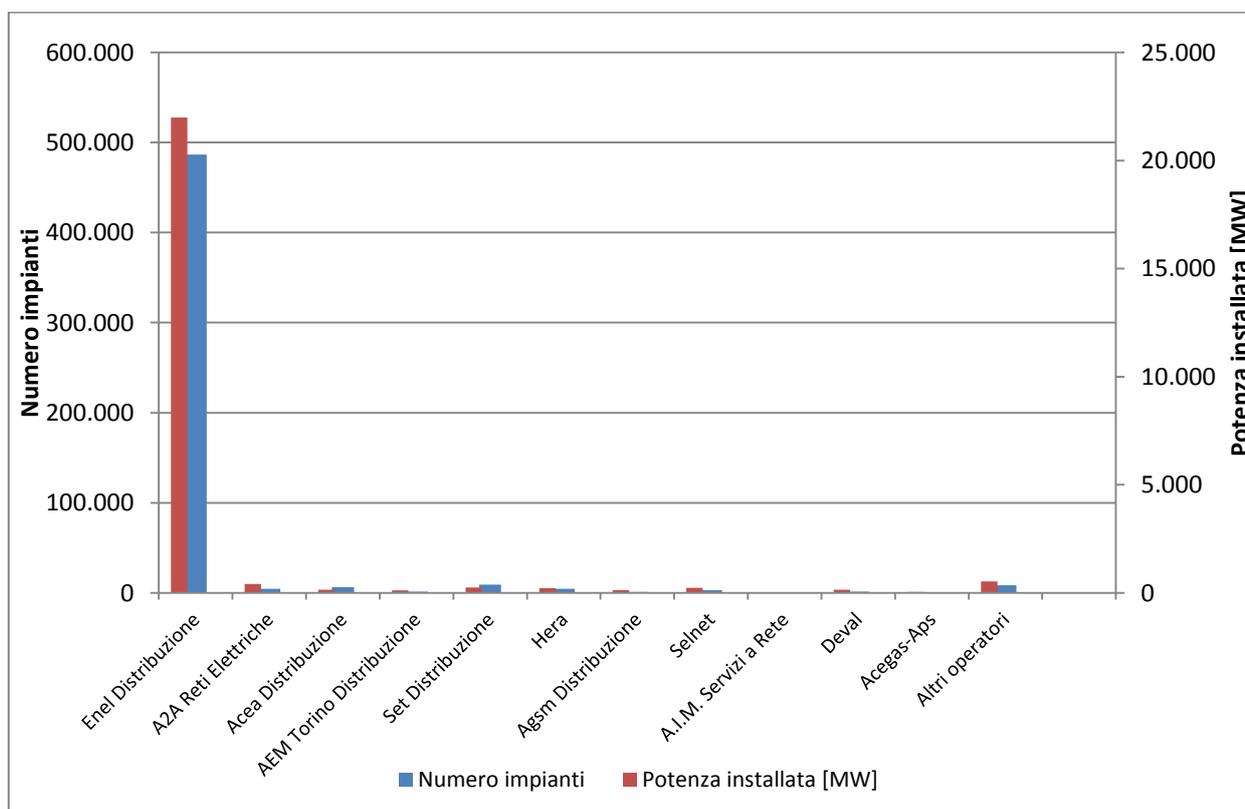


Figura 12. Distribuzione energia elettrica utenti attivi per gruppo nel 2011 [Fonte: AEEG] [4].

2.3 Principali interventi di sviluppo di una rete di distribuzione

I principali investimenti di tipo convenzionale⁵ realizzati sulle reti di distribuzione riguardano interventi per la connessione di utenti finali e impianti di GD, interventi funzionali al miglioramento della qualità del servizio (soprattutto in determinate zone) e interventi finalizzati all'adeguamento a normative ambientali e standard tecnici di riferimento.

Per quanto riguarda le connessioni e l'adeguamento al carico, i principali interventi, suddivisi per livello di tensione, possono essere classificati come indicato nel seguito.

- RETE AT
 - interventi per connessioni di terzi (clienti finali e produttori);
 - interventi di adeguamento al carico: realizzazione di CP finalizzate ad adeguare la rete di distribuzione all'evoluzione del carico prevista e al suo dislocamento sul territorio, o potenziamento e/o ampliamento di CP esistenti;
 - interventi di adeguamento e rinnovo impianti: riguardano sia la ricostruzione completa di CP esistenti sia la ricostruzione parziale (sostituzione di componenti o apparecchiature o parti di impianto, alla fine della vita utile o tecnologicamente obsolete);
- RETE MT
 - realizzazione di linee uscenti da nuove CP;
 - adeguamento di singole linee MT nel caso di superamento del grado di sfruttamento pianificato delle linee stesse legato alla variazione degli assorbimenti e/o del loro fattore di contemporaneità (comprendono il potenziamento di tratti di linea esistente, la realizzazione di raccordi tra linee adiacenti ai fini della redistribuzione del carico oppure la realizzazione di nuove linee uscenti da CP esistenti);
 - in relazione alle prestazioni dei componenti di rete, allo stato attuale i capitoli di intervento più rilevanti sono la cavizzazione della rete (sia interrata che aerea) con progressiva riduzione dei conduttori aerei nudi, l'installazione di componenti a basse perdite (es. trasformatori MT/BT), la sostituzione di componenti isolati in aria, l'installazione di componenti di tipo modulare, il continuo upgrade tecnologico di dispositivi e apparecchiature per l'automazione e il telecontrollo della rete.
- RETE BT
 - potenziamento di linee o tratti di linea esistenti volti a garantire il non superamento dei limiti prestazionali dei componenti installati e il mantenimento del livello di tensione lungo linea entro i limiti predefiniti;

⁵ Una seconda importante categoria di investimenti è quella relativa ai progetti di innovazione tecnologica che rappresenta il focus del presente rapporto e che è quindi meglio dettagliata nei capitoli 5 e 6.

- realizzazione di raccordi tra linee adiacenti ai fini della redistribuzione del carico o nella realizzazione di nuove linee da cabine di trasformazione MT/BT esistenti.

Per quanto riguarda la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, la presenza di una prospettiva molto sfidante circa i parametri di qualità e continuità del servizio comporta investimenti e adeguamenti volti al miglioramento ed al mantenimento dei requisiti imposti, nonché all'adeguamento tecnico alla domanda di energia, ai requisiti ambientali e alle prescrizioni; tutto questo, di norma, viene realizzato con interventi di rifacimento parziale o totale, degli impianti esistenti.

Per quanto riguarda, invece, la qualità della tensione, gli investimenti che si realizzeranno nei prossimi anni sulle reti di distribuzione sono relativi essenzialmente all'installazione di apparecchiature di misura su ciascuna semisbarra di CP e a sistemi SW di gestione e elaborazione a livello centrale delle informazioni e delle misure registrate.

Le statistiche sugli investimenti nell'attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica effettuate dall'AEEG sono riportate nella Figura 13 (i dati si riferiscono ai cinque principali operatori di settore: Enel Distribuzione, Aem Milano, Aem Torino, Asm Brescia e Acea, corrispondenti a circa il 95% del totale).

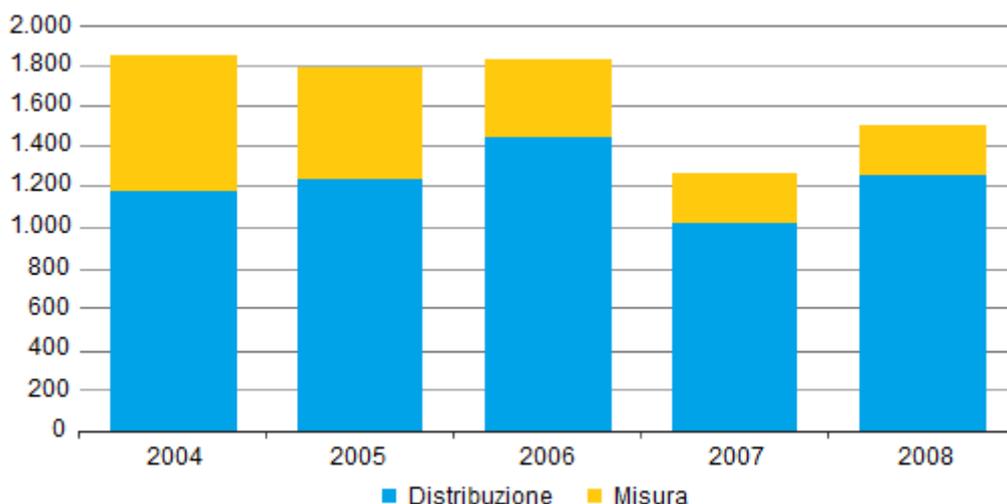


Figura 13. Andamento delle immobilizzazioni materiali nell'attività di distribuzione e misura elettrica (milioni di euro a valori reali deflazionati con il deflatore degli investimenti fissi lordi). [Fonte: AEEG] [5].

2.3.1 Prospettive di sviluppo di carico e generazione

Dopo aver individuato l'attuale consistenza della rete di distribuzione e i principali interventi di sviluppo di tipo tradizionale, è necessario definire un trend di crescita al 2020 basato sulle stime e sulle previsioni elaborate dai gestori della rete che considerano sia la variazione della domanda di energia elettrica, sia lo sviluppo della generazione diffusa.

A livello nazionale, le stime sulla domanda di energia elettrica sono effettuate dal TSO, mettendo in correlazione i dati storici di carico, gli indicatori economici e l'indice di intensità elettrica (rapporto tra energia consumata e PIL); sulla base di queste stime i DSO elaborano i propri piani di sviluppo rete.

Allo stato attuale, considerando la riduzione dei consumi negli ultimi anni dovuta alla congiuntura economica sfavorevole, le esigenze di sviluppo della rete sono legate principalmente al forte incremento della GD sull'intero territorio nazionale, con particolare riguardo per alcune specifiche aree territoriali in cui tale fenomeno sta comportando condizioni di crescente saturazione della rete. Le esigenze di sviluppo riguardano tutti i livelli di tensione della rete, includendo pertanto Cabine Primarie (nuove, o esistenti da potenziare), rete MT e rete BT. A questi si aggiungono, in alcune specifiche aree, gli interventi finalizzati al miglioramento della qualità del servizio. Gli interventi necessari per far fronte all'evoluzione del carico, comunque pianificati, per quanto appena detto sono generalmente distribuiti su un arco temporale più lungo rispetto a quanto, invece, avveniva in anni precedenti.

Per determinare le stime di evoluzione del carico e della GD, si può fare riferimento, oltre che alle previsioni elaborate da Terna e dai DSO, anche alle linee guida indicate nella Strategia Energetica Nazionale che, tra le priorità di intervento, riporta l'efficienza energetica e lo sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili.

Per quanto riguarda l'efficienza energetica (che rappresenta la prima priorità, contribuendo infatti contemporaneamente alla riduzione dei costi energetici, alla riduzione delle emissioni e dell'impatto ambientale, al miglioramento della sicurezza ed indipendenza di approvvigionamento e allo sviluppo della crescita economica), si prevede di risparmiare 20 Mtep di energia primaria l'anno (pari a 15 Mtep di energia finale), raggiungendo al 2020 un livello di consumi circa il 24% inferiore rispetto allo scenario di riferimento europeo (Modello Primes 2008, Figura 14). In termini di energia finale, questi risparmi sono conseguibili per circa l'80% sui consumi termici e sul settore dei trasporti, e per circa il 20% sul settore elettrico [6].

Elaborando questi dati con quelli pubblicati dagli operatori (tra cui i principali sono [7], [15], [16], [17], [18], [19], [20]), le stime di evoluzione del carico prevedono un aumento dei consumi di energia elettrica pari a circa l'1-2% all'anno.

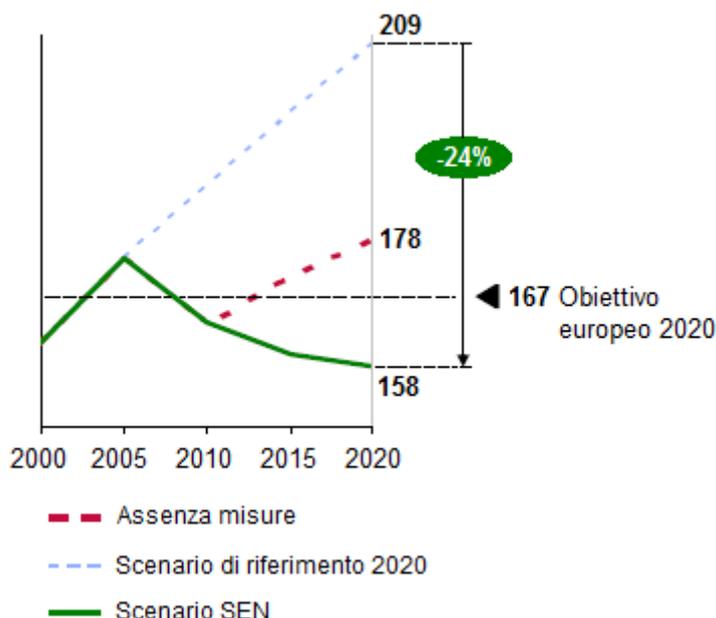


Figura 14. Riduzione dei consumi energetici primari (Mtep). [Fonte: SEN] [6].

Per quanto riguarda, invece, le energie rinnovabili, gli obiettivi della SEN prevedono per il solo settore elettrico di sviluppare impianti FER fino a raggiungere il 36-38% dei consumi finali (e potenzialmente oltre) al 2020, con una produzione di circa 130 TWh/anno o 11 Mtep [21]⁶. Con tale contributo, la produzione rinnovabile diventerà la prima componente del mix di generazione elettrica in Italia, al pari del gas.

Questi nuovi obiettivi SEN sono di molto ampliati rispetto a quelli 20-20-20 in quanto in Italia, con riferimento al settore elettrico, l'obiettivo 20-20-20 imposto dall'UE è già stato praticamente raggiunto con quasi 8 anni di anticipo; ad oggi, infatti, rispetto ad un obiettivo al 2020 di 100 TWh, in Italia risultano installati impianti FER con una produzione totale annua (al 2012) pari a circa 93 TWh (con un aumento dell'11% rispetto al 2011). Questo forte aumento dell'energia prodotta da FER rispetto alla diminuzione dell'energia assorbita dai carichi (i consumi in Italia sono passati da 313.792,1 GWh del 2011 a 307.219,5 GWh del 2012 con una riduzione del 2,1%) è legato al fatto che il mercato delle connessioni attive ha caratteristiche intrinsecamente diverse da quello dei clienti passivi e risente in modo marcato degli effetti della regolazione incentivante e della legislazione autorizzativa che negli ultimi anni ha comportato un aumento delle installazioni di impianti di produzione soprattutto sulle reti MT e BT.

⁶ Tale previsione si basa sulla piena realizzazione della capacità prevista nei decreti ministeriali del 2012, su un'ipotesi di nuova capacità installata in Grid Parity per il fotovoltaico in media di 1-2 GW/anno, e su un "effetto sostituzione" per le altre tecnologie rinnovabili.

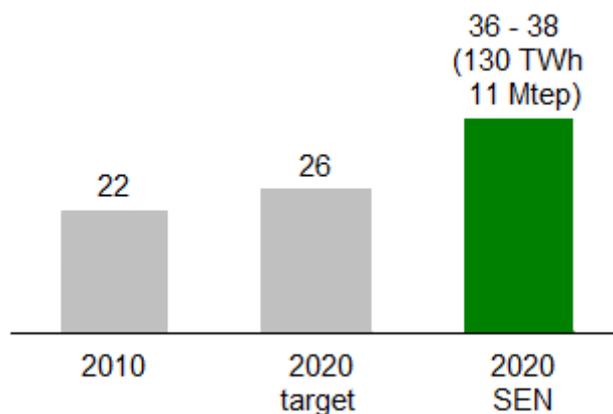


Figura 15. Incidenza percentuale delle FER sui Consumi Finali Lordi per il settore elettrico [Fonte: SEN] [21].

Anche rispetto ai prossimi anni, le stime di evoluzione per le FER prevedono quindi ancora una crescita da qui al 2020 (anche in assenza di incentivi) necessaria per raggiungere il target previsto. In particolare, per raggiungere l'obiettivo di 130 TWh al 2020, è necessario incrementare la quantità di energia prodotta da FER di 40 TWh, che, ipotizzando un numero di ore equivalenti pari a circa 1.500, si traduce in circa 25 GW di potenza da nuovi impianti FER. Ipotizzando che circa l'80% di questa produzione si concentri sulla rete di distribuzione e ipotizzando una taglia media per impianto tra 100 - 200 kW, il numero di nuovi impianti che saranno connessi alle reti MT e BT da qui al 2020 è pari a circa 200.000 - 100.000 (di cui il 90% sulla BT e il 10% sulla MT).

2.3.2 Prospettive di sviluppo delle reti di distribuzione

L'attività di pianificazione delle reti di distribuzione deve considerare l'evoluzione prevista per il sistema elettrico nel suo complesso, anche basandosi sugli scenari futuri di funzionamento, sui possibili assetti di rete e sulle stime di crescita del carico e della GD; l'andamento e la stima di previsione di carico e generazione sono infatti strettamente correlate, in un mercato maturo, alla variazione dei volumi di energia trasportata sulla rete di distribuzione.

Sulla base dei dati di evoluzione di carico e GD, è possibile declinare le tipologie di investimento definite nel paragrafo 2.3 in interventi reali sulla rete di distribuzione. Nei prossimi anni, per far fronte alle trasformazioni in corso, i principali interventi sulla rete AT e sulla rete MT che saranno messi a punto sono riportati in Figura 16 e Figura 17 (numero di interventi in uno specifico settore rispetto al numero di interventi totali); ciò significa che un peso importante sarà relativo, sulla parte AT, alla costruzione di nuove CP e, sulla parte MT, allo sviluppo di nuove linee (principalmente per accogliere i nuovi impianti di GD).

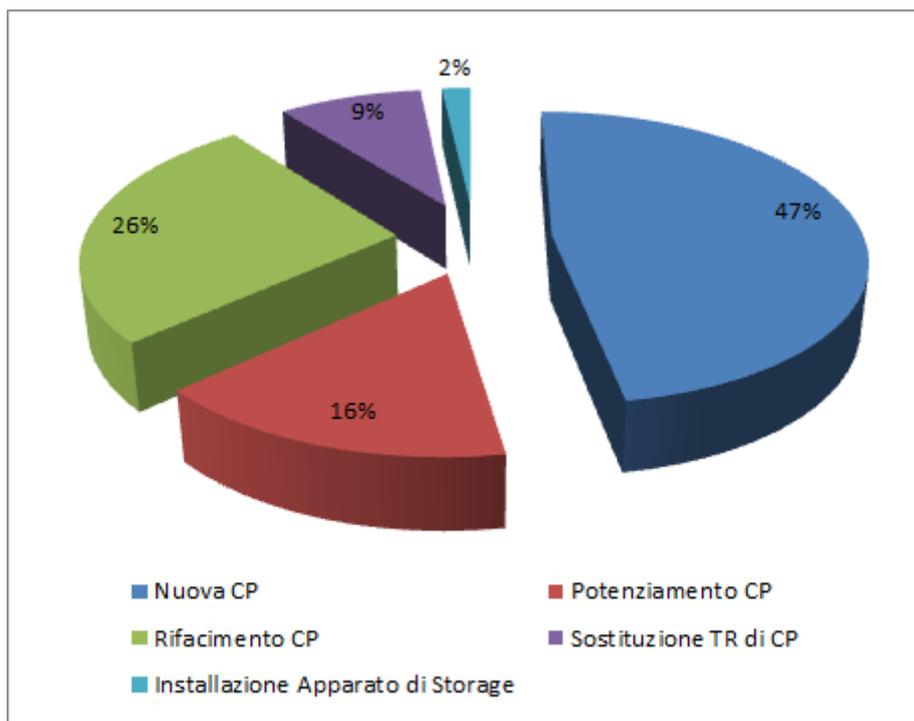


Figura 16. Suddivisione percentuale dei principali progetti sulla rete AT.

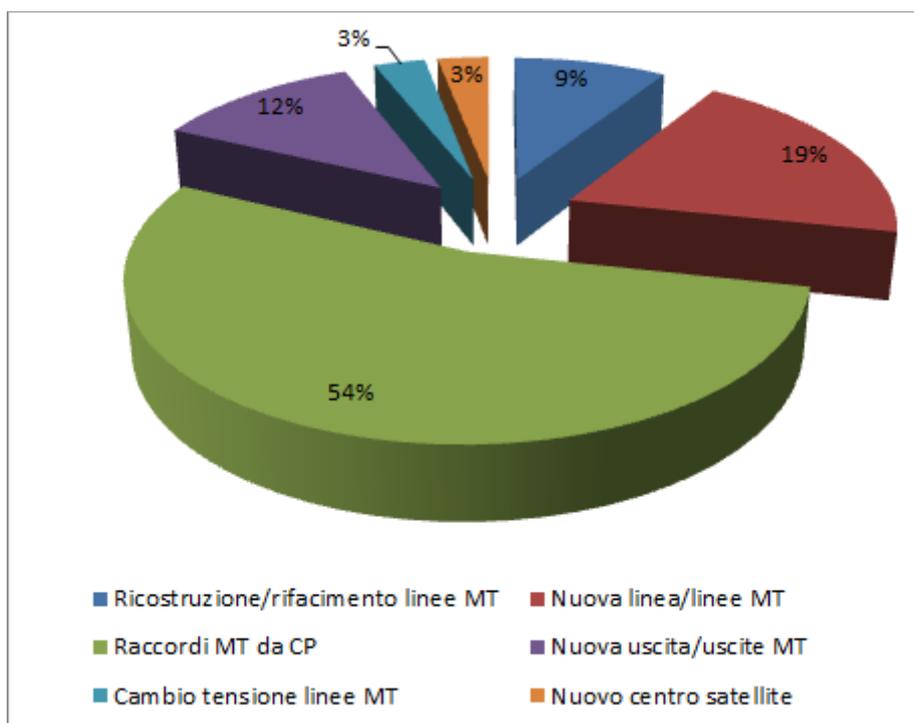


Figura 17. Suddivisione percentuale dei principali progetti sulla rete MT.

Focalizzando l'attenzione sugli interventi di rete che risultano maggiormente significativi per le analisi successive, il numero percentuale di investimenti è tradotto in valore assoluto, individuando, quindi, sulla complessiva rete di distribuzione nazionale le effettive realizzazioni che si prevede di effettuare fino al 2020; con riferimento alla sola installazione di nuove CP e CS, il numero di

progetti da realizzare da qui al 2020 è stimabile (sulla base dei dati storici degli ultimi anni e sulla base dei piani di sviluppo rete degli operatori, tra cui i principali sono [7], [15], [16], [17], [18], [19], [20]) in circa 100 – 200 nuove CP e di 25.000 – 50.000 nuove CS⁷. Per quanto riguarda invece il telecontrollo delle CS, ad oggi circa il 30% delle cabine secondarie è telecontrollato. Attualmente, su alcune reti, il passo di telecontrollo delle cabine secondarie è già a livelli elevati (5 – 6 cabine per linea MT). L’eventuale evoluzione del numero di CS telecontrollate è legata allo sviluppo della regolazione della qualità e alla scelta da parte dei DSO di orientare le risorse economiche anche verso il telecontrollo della rete BT. L’incremento di CS telecontrollate che è comunque possibile stimare da qui al 2020 è pari a circa il 20-25 %.

2.4 Situazione attuale: i driver allo sviluppo delle smart grid

Dopo aver descritto la struttura attuale delle reti di distribuzione MT e BT, prima di approfondire quali sono le principali novità che spingono verso lo sviluppo delle smart grid (Figura 18), è necessario individuare quali sono le politiche pubbliche e i driver di crescita previsti a livello nazionale e internazionale.

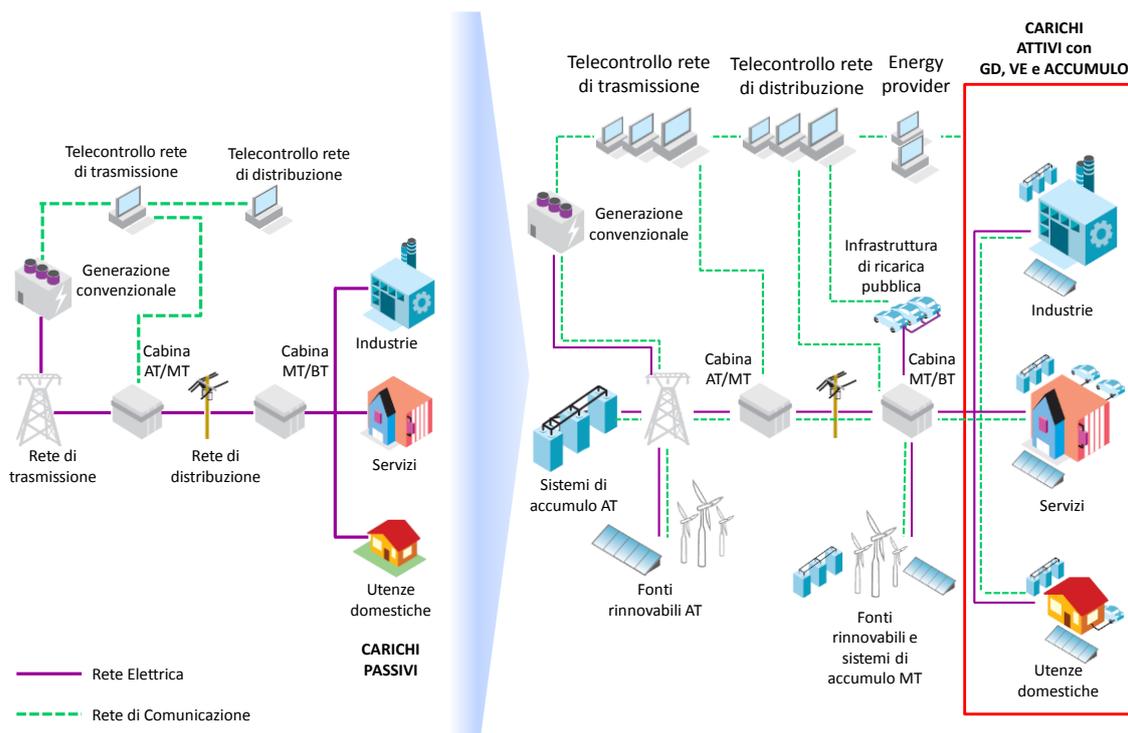


Figura 18. Passaggio ad un sistema elettrico smart.

Gli investimenti in tecnologie innovative nel settore elettrico sono, infatti, fortemente condizionati dalle politiche pubbliche dei vari Stati Membri. La determinazione di obiettivi quantitativi da raggiungere nel medio e lungo periodo, fissati nell’ambito delle politiche energetiche, crea, ad

⁷ Nell’ipotesi di mantenere costante al valore attuale il rapporto tra il numero di CP e il numero di CS.

esempio, un quadro favorevole agli investimenti, a fronte di una maggiore stabilità del sistema regolamentare e di un minor grado di rischio dei finanziamenti, che è possibile ottenere anche attraverso meccanismi di sostegno economico.

Anche nel caso delle smart grid, la necessità di sviluppare innovative modalità di automazione, controllo e protezione delle reti di distribuzione è legata essenzialmente alle politiche di regolazione messe in campo dai policy maker, di cui la più importante è il cosiddetto pacchetto “20-20-20” che prevede entro il 2020 l’aumento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, l’incremento dell’efficienza energetica e la riduzione delle emissioni inquinanti. E non basta: alle esigenze di modifica del network management, per consentire nell’immediato futuro il raggiungimento gli obiettivi della direttiva europea sul cambiamento climatico, si sommano gli effetti degli obiettivi fissati dalla direttiva sul mercato interno dell’energia elettrica – facente parte del cosiddetto “terzo pacchetto energia” – che indica per tutti i paesi europei lo sviluppo dello smart metering come strada necessaria, basata su una attenta analisi costi/benefici, per allargare a tutti i clienti i benefici della liberalizzazione⁸.

In questo contesto, l’integrazione delle fonti energetiche rinnovabili (FER), disponibili sul territorio e altrimenti non sfruttabili, ha rappresentato, e rappresenta ancora oggi, l’unica via ragionevolmente percorribile per soddisfare gli obiettivi appena descritti: la *Generazione Diffusa* (GD) è quindi senza dubbio l’innovazione che negli ultimi anni ha maggiormente inciso sulle reti di distribuzione, e sui sistemi elettrici più in generale, specialmente nel contesto nazionale, ma anche a livello internazionale, portando ad un grande cambiamento nella configurazione dei sistemi elettrici. La generazione di energia elettrica, tradizionalmente effettuata in grandi siti centralizzati afferenti alle reti di trasmissione, sta oggi, infatti, sempre più coinvolgendo anche impianti di taglia medio-piccola, da connettere alle reti di distribuzione, in prossimità degli utenti. Ma questa massiccia penetrazione della GD nel sistema elettrico, e in particolare nelle reti di distribuzione in media e bassa tensione, impone un ripensamento delle modalità di gestione di tali reti, che, come già detto, devono passare da ‘passive’ ad ‘attive’. Per quanto attiene la protezione, la gestione e la regolazione della rete elettrica di distribuzione, così come descritte in precedenza, l’avvento della GD richiede, infatti, una vera e propria rivoluzione concettuale, in quanto il sistema è stato concepito nell’ottica di flussi energetici unidirezionali, dalla rete di alta tensione (trasmissione) verso quella di media e, successivamente a un livello ancora più capillare, verso quella di bassa tensione (distribuzione) e una forte presenza di GD potrebbe creare problemi (meglio dettagliati nei paragrafi 3.1 e 3.2.2) a livello locale (legati al funzionamento delle protezioni, e al profilo di tensione) e globale (dovuti alla compatibilità tra i sistemi di protezione e le esigenze di sistema). Per consentire un reale

⁸ In Italia, come già illustrato nel paragrafo 2.1.2, questo sviluppo è già completato con l’installazione ad oggi di oltre 30 milioni di contatori elettronici.

apporto della GD al complessivo sistema elettrico, assume una rilevanza primaria lo sviluppo di nuove modalità di protezione, gestione e automazione delle reti. Risulta quindi di interesse evolvere le attuali modalità di esercizio delle reti, con particolare riferimento ai sistemi di automazione, passando ad una gestione attiva della rete di distribuzione (smart grid) ottenuta implementando sistemi di comunicazione e controllo che permettano di superare l'attuale approccio 'fit&forget' e di aumentare l'utilizzo delle FER e lo sviluppo della GD nel rispetto della sicurezza del complessivo sistema elettrico.

Ma, come già detto, i traguardi europei al 2020 impongono anche un coinvolgimento attivo degli utenti finali delle reti elettriche: ecco una seconda causa della rivoluzione in corso, che porta nella direzione dei contatori intelligenti (*smart meter*) e dello sviluppo di strategie di *demand response* che abilitando la comunicazione tra DSO e utente finale conferiscono a quest'ultimo un ruolo attivo nella gestione del sistema elettrico, da abilitare grazie all'uso del sistema di tele gestione già in campo in Italia.

Infine, sempre con riferimento alle politiche nazionali, comunitarie e globali di riduzione delle emissioni inquinanti, una ulteriore innovazione che si sta diffondendo sulle reti di distribuzione (questa volta soprattutto BT) è quella relativa allo sviluppo dei veicoli elettrici che, ad oggi, rappresentano il presupposto di una nuova mobilità urbana, in grado di migliorare la qualità della vita dei cittadini, in termini di riduzione dell'inquinamento ambientale, e capace di rendere più efficiente l'uso dell'energia nel settore dei trasporti. La penetrazione dei *Veicoli Elettrici* (VE) nel mercato automotive sarà infatti resa possibile, oltre che dalle politiche ambientali, anche da una altra serie di fattori, quali la maturità tecnologica delle batterie, i programmi di R&S di tutti i principali costruttori di automobili e lo sviluppo di una Infrastruttura di Ricarica (IdR) diffusa capillarmente su tutto il territorio sia in ambito pubblico sia privato e collegata alla rete elettrica di distribuzione in modo da mettere a disposizione le potenze necessarie per la ricarica dei VE stessi. La diffusione delle IdR ha quindi un impatto sulle reti di distribuzione BT (maggiori dettagli nel paragrafo 3.3), che fino ad oggi sono state dimensionate rispetto a carichi passivi di tipo industriale o residenziale, senza prevedere una forte penetrazione delle auto elettriche⁹. Per questa ragione è di fondamentale importanza integrare correttamente l'infrastruttura di ricarica, sia pubblica sia privata, con la rete di distribuzione, attraverso lo sviluppo di tecnologie *smart*. L'IdR rappresenta infatti un ulteriore elemento di evoluzione della rete di distribuzione, e, come la GD, richiede modalità di gestione e controllo innovative, nonché la possibilità di comunicare in maniera bidirezionale con i centri di

⁹ La Generazione Diffusa (GD) e l'avvento dei VE sono le cause principali dell'evoluzione delle reti di distribuzione tradizionali verso le smart grid: mentre la GD ha già manifestato un impatto notevole sulle reti negli ultimi anni, ed è destinata a incidere ulteriormente nell'immediato futuro (secondo modalità e tempistiche strettamente correlate con le politiche incentivanti), l'impatto significativo dei VE è da attendersi nel medio periodo (ancora, secondo modalità e tempistiche correlate con le relative scelte in materia di incentivazione).

controllo del DSO. Infatti, quando la mobilità elettrica raggiungerà livelli elevati (alcune previsioni parlano di quote significative di VE già al 2020), non sarà più sufficiente garantire la sola ricarica e si renderà necessario integrare le infrastrutture con il controllo del complessivo sistema elettrico in modo che queste possano fornire servizi per il corretto funzionamento della rete.

Quadro regolatorio	Mix futuro di generazione	Invecchiamento della rete	Necessità dei consumatori	Impatto ambientale	Evoluzione tecnologica
<ul style="list-style-type: none"> • Obiettivi 20-20-20 • Terzo pacchetto energia 	<ul style="list-style-type: none"> • Sviluppo delle FER e della GD • Sviluppo dei VE • Sviluppo di sistemi di accumulo 	<ul style="list-style-type: none"> • Investimenti in rete per aggiornare il sistema di trasmissione e distribuzione • Aggiornamenti di rete che richiedono l'installazione di sensori e sistemi di controllo e gestione avanzati 	<ul style="list-style-type: none"> • Maggiore coinvolgimento dei consumatori • Introduzione di strumenti per la misura e la comunicazione • Introduzione di tariffe più dinamiche 	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione dei consumi • Riduzione delle emissioni inquinanti 	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento di tecnologie smart dovute all'aumento della domanda • Tecnologie smart sempre più competitive

Figura 19. Alcuni driver verso le smart grid.

Riferimenti

- [1] Dati statistici Terna – Rete Elettrica.
<http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=uvVgnmq7CQM%3d&tabid=418&mid=2501>
- [2] C. Vergine “Lo sviluppo delle rinnovabili sulla Rete di Trasmissione Nazionale”.
<http://www.aeit-taa.org/Documenti/AEIT-TAA-2012-12-21-Terna-Vergine-Sviluppo-FER-su-RTN.pdf>
- [3] Terna. Piano di Sviluppo 2013.
<http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=gw0JzJRpz4I%3d&tabid=6345>
- [4] AEEG – Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull’attività svolta. Volume I stato dei servizi. http://www.autorita.energia.it/allegati/relaz_ann/13/RAVolumeI_2013.pdf
- [5] AEEG - 2004-2010: L’attività di regolazione e controllo.
http://www.autorita.energia.it/allegati/relaz_ann/10/ra10_3.pdf
- [6] Strategia Energetica Nazionale. Paragrafo 4.1 “Approfondimento delle priorità d’azione – L’efficienza energetica”.
- [7] Piano di Sviluppo annuale e pluriennale delle Infrastrutture di Enel Distribuzione S.p.A. 2013 – 2015. http://www.enel.it/it-IT/reti/enel_distribuzione/nostra_rete/pds_2013-2015_v1.2_130213.pdf
- [8] A. Cerretti “Il passaggio da neutro isolato a neutro compensato nelle reti di media tensione” AEIT, Maggio 2006 <http://www.aeit-taa.org/Documenti/AEIT-TAA-2006-05-23-ENEL-Neutro-Compensato-Reti-MT.pdf>
- [9] A. Cerretti, G. Di Lembo, G. Valtorta “Improvement in the continuity of supply due to a large introduction of Petersen coils in HV/MV substations”. International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED 2005
- [10] G. di Lembo, P. Petroni, C. Noce “Reduction of power losses and CO2 emissions: accurate network data to obtain good performances of DMS systems”. 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED 2009.
- [11] L. Consiglio, G. D’Amelio, F. Corti “Evolutions in the Enel scada system”. 19th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED 2007
- [12] F. Villa “Regulation of smart meters and AMM systems in Italy”. 19th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED 2007.
- [13] E. Valigi, E. Di Marino “Networks optimization with advanced meter infrastructure and smart meters”. 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED 2009.

- [14] P. Petroni, M. Cotti, O. Bono “The new edge for the Enel Telegestore: an integrated solution for the remote management of electricity and gas distribution allowing a total management of the energy consumptions”. 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED 2009.
- [15] Piano di Sviluppo decennale della rete di distribuzione di A2A Reti Elettriche 2013 – 2023.
http://www.a2aretielettriche.eu/home/export/sites/default/retiele/servizi/servizi/provincia_brescia/documenti/Piano_di_sviluppo_e_razionalizzazione_2012-2023.pdf
- [16] Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da Acea Distribuzione SpA 2013 – 2015.
http://www.aceaspa.it/media.aspx/_piani_per_lo_sviluppo_delle_reti_acea_2013?lang=it
- [17] Piano rinnovo della rete di distribuzione energia elettrica AEM Distribuzione.
http://www.aemdistribuzione.torino.it/Immagine/File_Gallery/piani_di_sviluppo_2011.pdf
- [18] Piano di Sviluppo annuale e pluriennale delle Infrastrutture di SET Distribuzione 2013 - 2015. http://www.set.tn.it/upload/ent3/1/SET_Piano-Sviluppo-annuale-pluriennale-2013-2015.pdf
- [19] Piani per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da HERA S.p.A.
http://www.gruppohera.it/binary/hr_energia/ee_conessioni_attive_new/Piani_Sviluppo_reti_HERA_SpA_ANNO_2013.1373551459.pdf
- [20] Piano di Sviluppo annuale e pluriennale delle Infrastrutture di SELNET Srl 2012 – 2014.
http://www.sel.bz.it/fileadmin/user_upload/pdfs/Unternehmensportal/Verteilung/2012_04_24_SELNET_GMBH_-_piano_di_sviluppo_annuale_e_pluriennale_2012-2014.pdf
- [21] Strategia Energetica Nazionale. Paragrafo 4.3 “Approfondimento delle priorità d’azione – Sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili”.

3 L'impatto della GD sul sistema elettrico

Come descritto nel precedente capitolo, l'innovazione che negli ultimi anni ha maggiormente inciso sulle reti di distribuzione, e sui sistemi elettrici più in generale, specialmente nel contesto nazionale, ma anche a livello internazionale, è di certo costituita dalla Generazione Diffusa che ha richiesto un cambio radicale nella gestione dei sistemi di controllo, regolazione protezione e automazione delle reti di distribuzione MT e BT, spinto in modo pressante da provvedimenti tecnici-regolatori intrapresi, in tempi molto brevi, per garantire la sicurezza dell'intero sistema elettrico. Ma per comprendere a fondo le motivazioni che hanno portato alla modifica delle principali regole tecniche fino ad oggi in vigore (come meglio descritto nel successivo capitolo) è necessario definire l'impatto della GD sulle reti di distribuzione in modo da poter individuare quali sono le modifiche da implementare sia in termini di componenti innovativi da installare in rete, sia di funzionalità innovative da implementare.

Le problematiche derivanti dal forte sviluppo delle FRNP sono sia di tipo tecnico, sia di tipo economico, e sono in parte associate alle modalità di esercizio con cui sono state gestite inizialmente le FRNP, oltre che all'aleatorietà delle fonti stesse. In ordine di criticità, i principali problemi legati alle FRNP e, in particolare, alla GD che possono influenzare negativamente il funzionamento del sistema elettrico sono legati:

- all'influenza sulla sicurezza e sull'esercizio del sistema (con riferimento sia al funzionamento del Sistema di Protezione di Interfaccia, sia alla regolazione della tensione), come meglio illustrato nel paragrafo 3.1;
- all'influenza sull'approvvigionamento delle risorse (sia nella fase di programmazione del Mercato del Giorno prima, sia nelle fasi di programmazione del Mercato per il Servizio di Dispacciamento e di gestione in tempo reale del Mercato di bilanciamento), come meglio illustrato nel paragrafo 3.2.

Queste problematiche sono attribuibili soprattutto all'aleatorietà della produzione da FRNP e alle carenze infrastrutturali delle aree in cui tali fonti sono prevalentemente localizzate.

3.1 Impatto sulla sicurezza e sull'esercizio del sistema

Come già detto in precedenza, con riferimento al contesto nazionale è possibile affermare che le reti di trasmissione in Italia sono sviluppate mediamente meglio che nel resto d'Europa e possono facilmente connettere nuovi generatori senza richiedere nuovi interventi, che in alcune specifiche zone, nelle quali la presenza di un carico elettrico locale ridotto rispetto alla generazione spesso da FRNP rende più difficile garantire margini di sicurezza adeguati, possono essere per lo più definiti

come rinforzi di rete da eseguire tramite, per esempio, impianti di accumulo capaci di ridurre la mancata produzione eolica e garantire la completa immissione in rete dell'energia prodotta da impianti FRNP (come meglio illustrato nel paragrafo 4.2.3).

Per quanto riguarda, invece, le reti di distribuzione in media e bassa tensione, l'integrazione è notevolmente più complessa ed è dovuta non solo al fatto che le reti di distribuzione sono gestite come reti passive, cioè senza iniezione di potenza attiva dall'utente verso la rete, ma anche alla struttura stessa delle reti, ai valori delle correnti di guasto, e, non da ultimo, alla quantità dei flussi di potenza per cui sono state sviluppate, sia in termini di regime di funzionamento, sia rispetto a transitori di inserzione/disinserzione di unità di generazione.

In riferimento al sistema italiano l'Allegato 2 "Impatto della generazione diffusa sulle reti di distribuzione" alla Delibera ARG/elt 25/09 valuta, in modo quantitativo, il massimo livello di penetrazione della GD (inteso come massima potenza installabile su ciascun nodo/insieme di nodi) compatibile con le attuali condizioni operative delle reti di distribuzione MT, senza che se ne debba alterare in maniera significativa la struttura o l'esercizio. In particolare, in linea con le criticità sottolineate nella delibera AEEG 160/06, è stata determinata la potenza massima installabile in funzione di una serie di vincoli tecnici, che tengono conto delle attuali strategie di gestione di rete e dell'attuale situazione normativa, di seguito elencati.

1. *Variazioni lente di tensione.* La connessione di un generatore lungo una linea MT determina l'incremento della tensione in quel punto e, più in generale, la variazione del profilo di tensione lungo la linea. In conformità a quanto indicato dalla EN 50160, la tensione di esercizio di ogni nodo della rete deve comunque essere compresa tra il 90% ed il 110% della tensione nominale per almeno il 95% del tempo (per il restante 5% è concesso che la tensione scenda fino all'85%).
2. *Variazioni rapide di tensione.* L'improvvisa disconnessione di un generatore dal nodo di una linea MT determina una variazione della tensione in quel nodo e lungo la linea. Si è fatto riferimento a quanto contenuto nella EN 50160; tale norma, per le variazioni rapide di tensione, non fissa un limite vincolante, ma fornisce solo un valore indicativo pari al $4 \div 6\%$ della tensione nominale per reti MT.
3. *Limiti di transito per vincoli termici sulle linee.* La GD può dar luogo ad inversioni di flusso lungo tratti di linea MT. In tal caso occorre garantire che, in nessun tratto della linea, il valore della corrente sia superiore alla portata di regime dei conduttori.

L'analisi è stata svolta in base ad un campione significativo di reti di distribuzione MT (circa l'8% del totale sistema di distribuzione nazionale), che comprende dati reali relativi a reti di diversi distributori, appartenenti a zone geografiche piuttosto estese del territorio nazionale [22].

I risultati dello studio mostrano che, in relazione ai vincoli tecnici nodali (verificati cioè tramite un'analisi a livello di singolo nodo di ciascuna rete), le reti di distribuzione nazionali hanno una più che discreta capacità di accoglimento della GD. La Figura 20 mostra, in grigio, l'istogramma cumulato relativo all'inviluppo dei vincoli (rappresenta cioè la quantità di GD installabile in accordo con tutti i tre vincoli nodali considerati), da cui si osserva che, nelle ipotesi dello studio, su una grande percentuale di nodi del campione la potenza tecnicamente installabile è piuttosto elevata (l'85% dei nodi analizzati risulta compatibile con una quantità di generazione diffusa entro i 3 MW¹⁰). Nel medesimo diagramma è inoltre fornita, in corrispondenza di ogni ascissa, un'indicazione relativa al vincolo più stringente per quei nodi che presentano una violazione dei criteri considerati. La figura evidenzia come i vincoli maggiormente limitanti siano quelli posti dalle variazioni rapide di tensione (sulle quali, peraltro, le norme di power quality non pongono reali vincoli) e dai limiti sulle variazioni lente di tensione, mentre il vincolo di transito sulle linee risulta quello più critico solo per iniezioni molto significative.

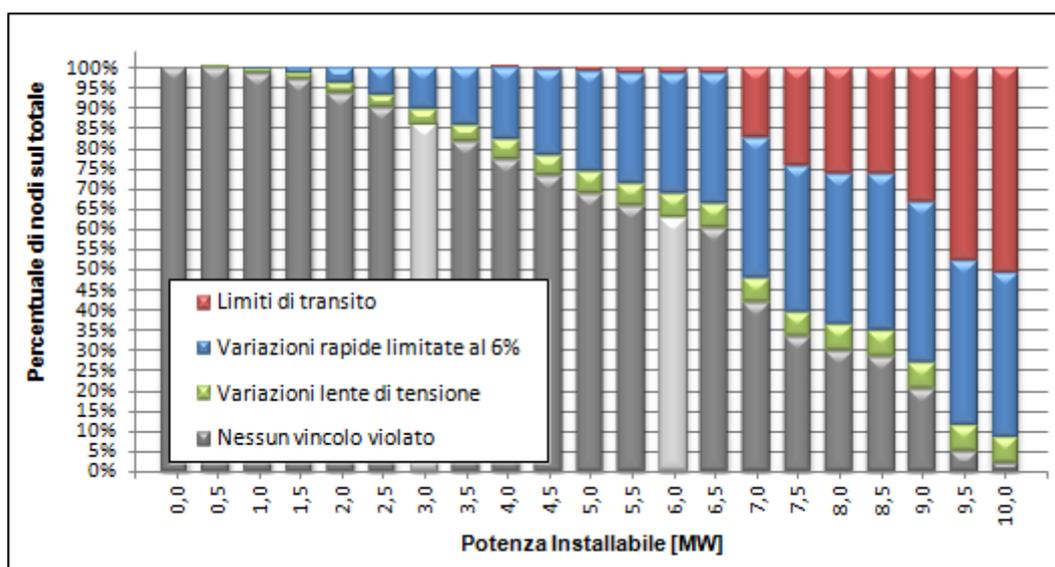


Figura 20. Iistogramma cumulato della percentuale di nodi con GD installabile pari al valore indicato in ascissa e dettaglio dei vincoli nodali più stringenti.

Purtroppo, questa quantità di GD¹¹ non può essere effettivamente connessa alla rete a causa di problemi (che si verificano sia a livello locale, sia a livello di sistema) legati alle attuali modalità di gestione dei sistemi di regolazione, controllo, protezione e automazione, e che diventano particolarmente critici per quelle reti in cui l'inversione del flusso (a livello di trasformatore AT/MT

¹⁰ Il valore di 3 MW è significativo in quanto le regole tecniche di connessione (la già citata CEI 0-16) recano un valore indicativo (pari appunto a 3 MW) per la GD connettibile lungo linea.

¹¹ È bene sottolineare come il valore di potenza di GD installabile a livello di ciascun nodo deve intendersi a partire dalle condizioni attuali, in cui si è ipotizzata la rete perfettamente passiva (non vi è la presenza di alcun generatore). Se, invece, si ipotizza la presenza contemporanea di più generatori, è necessario rileggere i risultati ottenuti: sotto determinate condizioni, è però possibile intendere i valori sopra determinati come vincoli alla GD installabile complessivamente in più nodi di una stessa linea.

o di singola linea MT) raggiunga livelli elevati. Queste criticità diventano ancora più rilevanti quando le unità di generazione risultano installate con particolare concentrazione in zone ben definite del sistema elettrico che, a volte, possono essere isolate o debolmente interconnesse, compromettendo così la sicurezza dell'intero sistema: tale problema è ulteriormente accentuato per unità di GD da fonte rinnovabile non programmabile. In questo caso, infatti, la possibile imprevedibilità nel livello effettivo di produzione che le caratterizza può rendere più critica questa situazione.

L'aumento della quantità di GD presente in rete può infatti comportare il verificarsi di fenomeni di inversione di flusso sia a livello di rete MT (situazione nella quale la potenza attiva fluisce dalla rete di distribuzione MT verso la rete AT) sia di singola linea MT.

In una situazione di questo tipo la rete di distribuzione diventa quindi, a tutti gli effetti, una parte attiva del sistema elettrico; si rende perciò necessaria l'installazione di dispositivi di protezione idonei ad operare con rete a valle attiva. In pratica, è necessario adottare tutti quei provvedimenti impiantistici atti a fronteggiare la possibilità di funzionamento in isola indesiderata di un'intera CP o di una linea MT. Tale possibilità, infatti, diviene realistica qualora il flusso di potenza, per almeno una data percentuale delle ore annue di funzionamento¹², abbia direzione opposta a quella usuale.

Ad oggi il forte aumento degli impianti fotovoltaici ha portato ad una inversione dei flussi di potenza: dei totali trasformatori AT/MT circa il 23% è in inversione di flusso per più dell'1% delle ore totali dell'anno e circa il 16% è in inversione di flusso per più del 5% delle ore totali dell'anno (Figura 21).

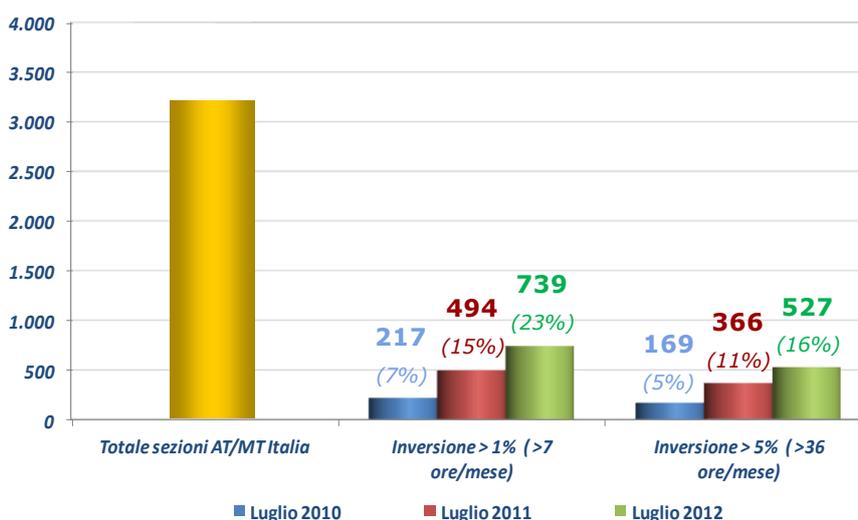


Figura 21. Inversione di flusso all'interfaccia AT/MT in Italia [Fonte: Enel Distribuzione] [7].

¹² Secondo quanto stabilito dalla norma CEI 0-16, un livello indicativo della soglia accettabile di ore/anno in cui l'inversione di flusso può essere tollerata, considerandone trascurabili gli effetti, è stabilito nel 5% del tempo annuo.

L'aumento dell'inversione di flusso cambia, di conseguenza, anche il profilo di carico nei punti di interconnessione tra la RTN e la rete di distribuzione. La Figura 22 mostra il confronto tra le curve di carico del giorno medio (feriale, sabato e domenica) nei mesi di luglio 2010 e luglio 2012. La riduzione, a luglio 2012 rispetto a luglio 2010, in termini di potenza transitante sulla sezione AT/MT, è stata pari a circa 8 GW, mostrando una forte differenza nei giorni festivi in cui la curva di carico ha assunto un andamento, durante le ore del giorno, estremamente diverso rispetto a quello tipico registrato nei precedenti anni.

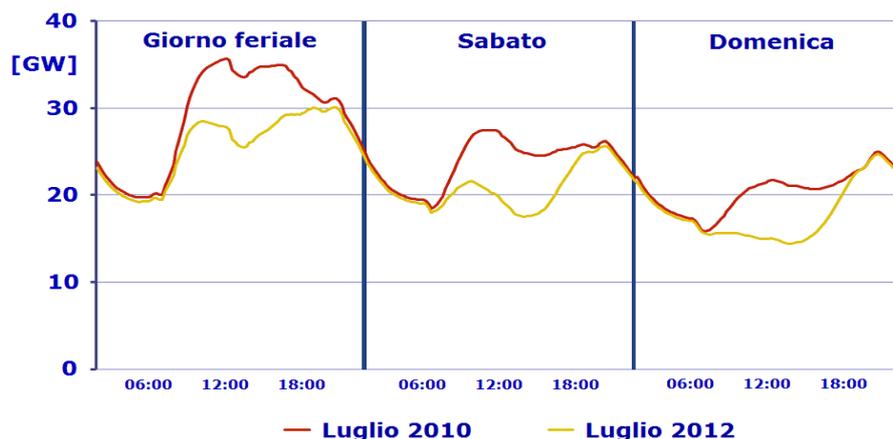


Figura 22. Profilo di carico interfaccia AT/MT [fonte: Enel Distribuzione] [7].

L'inversione di flusso diventa quindi un possibile indicatore di 'attività' delle reti. Infatti, è immediato intuire che una presenza crescente di GD sulle reti farà aumentare tale fenomeno, rendendo meno affidabile il funzionamento dell'intero sistema elettrico. In una simile condizione l'intera rete MT, o una singola linea, potrebbero trovarsi a funzionare in situazioni critiche legate soprattutto ai sistemi di automazione, protezione, controllo e gestione delle reti di distribuzione sia MT sia BT. Infatti, nei prossimi anni questa condizione potrebbe poi estendersi anche alle reti di distribuzione BT con fenomeni di inversione di flusso a livello di singola linea BT o di cabina MT/BT.

3.1.1 Problemi legati al funzionamento del Sistema di Protezione di Interfaccia

Per quanto riguarda i sistemi di protezione e la loro integrazione con le esigenze di sicurezza e affidabilità dell'intero sistema (rete di trasmissione e di distribuzione), dal punto di vista tecnico la presenza della GD sulle reti di distribuzione MT e BT può comportare il manifestarsi di una serie di criticità sia a livello locale (rete di distribuzione, o un suo sottoinsieme) sia a livello di sistema (rete di trasmissione).

In generale, la struttura delle reti di distribuzione, come descritta in precedenza, è stata concepita in origine per connettere utenti passivi al minimo costo, ed è quindi di tipo radiale, con possibili

controalimentazioni in caso di guasto permanente o di manutenzione. Data questa struttura (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 uno o più impianti di GD possono continuare ad alimentare una porzione della rete di distribuzione dopo la disconnessione della porzione stessa dal resto del sistema elettrico per manovra (Figura 23, isola indesiderata¹³).

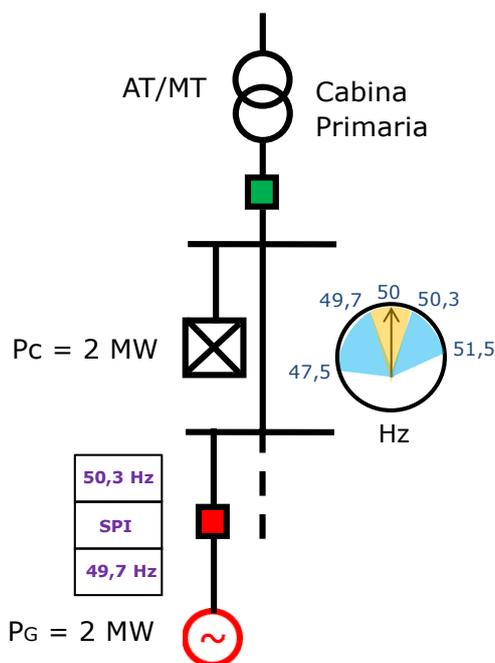


Figura 23. Il distributore ha aperto l'interruttore in CP; se la generazione diffusa e i carichi hanno valori prossimi fra loro, si ha la formazione di un'isola (parte della rete continua a funzionare anche se distaccata dal complessivo sistema).

Come già detto, sulle reti MT, a partire da un disegno iniziale finalizzato alla massima semplicità, sono state aggiunte nuove caratteristiche legate all'automazione, allo scopo di migliorare la qualità del servizio fornito (in particolare, la continuità del servizio). I sistemi in grado di richiudere¹⁴ l'interruttore di partenza della linea MT a seguito di un'apertura su guasto¹⁵ sono concepiti nella visione di una rete sottesa puramente passiva. In questo caso, infatti, a seguito di un guasto¹⁶ le

¹³ Le conseguenze negative dell'isola indesiderata sono note in letteratura: si rileva che una simile condizione mette a rischio il funzionamento dei sistemi di riconoscimento del tronco guasto e riconfigurazione della rete, con conseguenze negative sulla continuità del servizio.

¹⁴ 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

¹⁵ In alcune porzioni di rete, è anche sfruttata la possibilità di effettuare richiuse tramite apparecchiature di manovra poste lungo linea.

¹⁶ In funzione della tipologia del guasto e del fatto che sia permanente o possa estinguersi durante il tempo di attesa alle richiuse; solo in caso di guasto monofase a terra gli utenti a monte del guasto, in alcuni casi, possono non subire alcuna interruzione.

utenze sono rialimentate e percepiscono soltanto un'interruzione transitoria per il tempo necessario alla richiusura (richiusura rapida positiva), ovvero un'interruzione breve (richiusura lenta positiva). Con la presenza di GD, bisogna evitare che la richiusura avvenga quando lungo la linea sono ancora connessi generatori; diversamente si avrebbe un parallelo potenzialmente pericoloso per le macchine¹⁷. Potrebbe anche accadere che un generatore, in caso di guasto sulla linea MT alla quale è connesso, mantenga energizzato il guasto stesso, rendendo vana la richiusura (richiusura negativa, Figura 24).

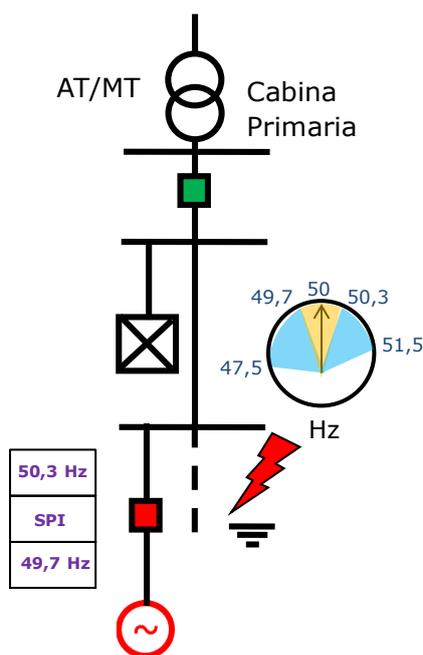


Figura 24. L'interruttore in CP ha aperto per un guasto a terra; la GD mantiene energizzato il guasto stesso, rendendo vana la richiusura (richiusura negativa).

La prima strategia implementata per evitare simili situazioni prevede la rapida disconnessione dei generatori in caso di apertura dell'interruttore di CP attraverso il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI, codificato nella Norma CEI 0-16 per la MT, Norma CEI 0-21 per la BT). Il SPI agisce in base a misure di tensione e frequenza condotte nel punto di installazione della macchina. Tuttavia, le informazioni di cui dispongono i relè d'interfaccia sono esclusivamente locali: le soglie di massima e minima frequenza/tensione non riescono a distinguere condizioni di perdita di rete da perturbazioni nelle quali la tensione oppure la frequenza si discostano dai valori nominali per cause dovute a squilibrio tra generazione e carico (o, più in generale, a guasti e perturbazioni nella RTN), causando problemi a livello locale (rete di distribuzione) o a livello di sistema (rete di trasmissione). Per quanto riguarda i problemi a livello locale, in alcuni casi il SPI potrebbe mantenere un'isola

¹⁷ Una simile condizione si è dimostrata critica, in passato, per i generatori rotanti (tradizionali); è oggetto di studio la possibilità di praticarla in presenza di generatori indirettamente connessi alla rete (statici).

indesiderata in presenza di ridotto squilibrio fra le potenze attiva/reattiva generate e quelle richieste dai carichi. Sono le situazioni mostrate nelle figure precedenti, in cui le soglie di regolazione impostate, pur estremamente restrittive (49,7 ÷ 50,3 Hz, quadranti in giallo nelle figure) non sono in grado di rilevare il fenomeno in corso. Come ovvio, regolazioni più permissive (per esempio, quelle mostrate con i quadranti in azzurro nelle figure) aumenterebbero la probabilità di isola indesiderata (aumenta l'area di non operatività della protezione, non detective zone – NDZ¹⁸, Figura 25) [23].

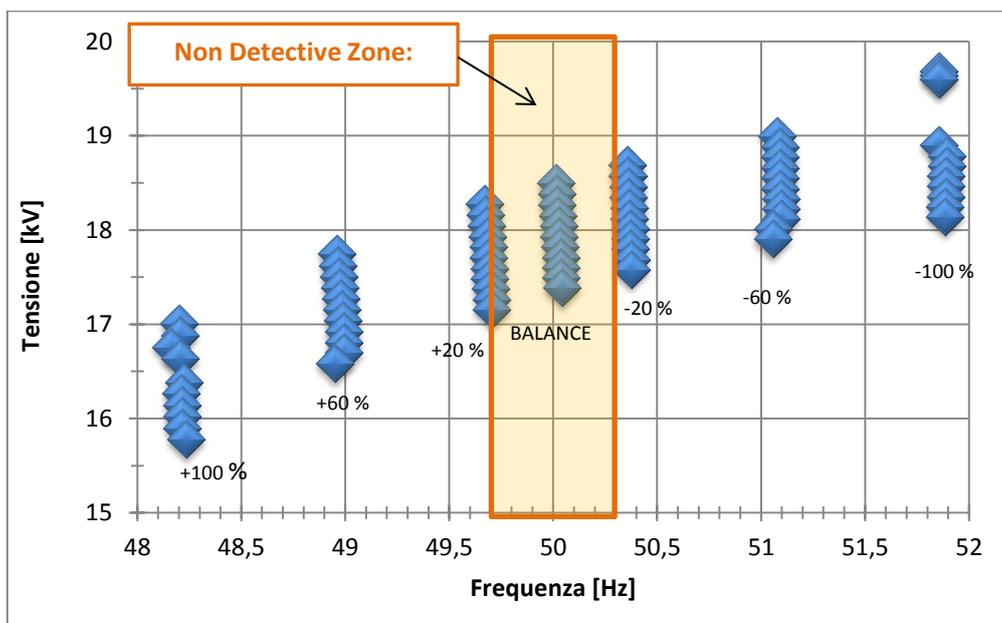


Figura 25. Oscillazione di tensione e frequenza e NDZ.

Ancora per quanto riguarda i problemi locali, ma con riferimento alle reti BT, valgono le stesse osservazioni circa le possibilità di isola indesiderata legate a manovre (apertura intenzionale di organi di manovra del distributore in assenza di guasto); invece, per quanto attiene il comportamento in caso di guasto, i problemi sono meno rilevanti, data l'assenza delle richiusura automatiche. È anche opportuno osservare che, al momento, sul sistema italiano, la gran parte della potenza installata di GD (anche come conseguenza del sistema di incentivazione) ha riguardato le reti di media tensione¹⁹.

Per quanto riguarda i problemi di sistema, invece, l'attuale SPI, basato come già detto sul rilievo locale di tensione e frequenza (con regolazioni particolarmente sensibili), in occasione di significativi transitori di frequenza sulla RTN, disconnette la GD collegata alla rete di distribuzione

¹⁸ Quest'area è, infatti, delimitata dalle soglie dei sistemi di protezione ed è tanto più stretta quanto più stringenti sono i valori di regolazione dei relè.

¹⁹ Di conseguenza, l'occorrenza di fenomeni di isola indesiderata BT è attualmente meno probabile. Infatti, le protezioni della rete BT intervengono solo per guasti polifase, che la sola GD non è in grado di sostenere; inoltre, in caso di guasto MT (dove le protezioni di rete intervengono anche per guasti monofase) il distacco della GD connessa in MT (garantito per mezzo di strategie illustrate nel seguito) riduce in maniera accettabile le probabilità che la GD BT sostenga un'isola MT.

(sia essa connessa al livello MT o BT), che quindi non partecipa al contrasto della perturbazione in atto sul sistema, bensì ne aggrava l'entità, facendo mancare il proprio apporto in tempi brevissimi, e causando problemi alla sicurezza del complessivo sistema elettrico nazionale.

Questa criticità è relativa a tutto il sistema elettrico continentale. Infatti, in presenza di transitori di frequenza sul sistema elettrico europeo, con valori di frequenza che potrebbero uscire dai limiti indicati, si perderebbe, in modo del tutto improvviso (pochi decimi di secondo), una quantità di potenza di gran lunga maggiore rispetto al valore critico di 3000 MW (solo in Germania e in Italia sono installati più di 25 GW); tale valore rappresenta per il sistema elettrico continentale europeo una stima della soglia massima al di sopra della quale vi è la forte probabilità di un black-out esteso. In Italia ad esempio si possono citare i disservizi estesi avvenuti a seguito della disconnessione dal parallelo UCTE (28 settembre 2003) [25] o di pesanti perturbazioni provenienti dalle reti estere (4 novembre 2006) [26] in cui si sono persi, solo sulla RTN, circa 2000 MW di GD. A questa criticità, a livello di sistema elettrico europeo, se ne può aggiungere anche una a livello nazionale: infatti, guardando solamente all'Italia, in caso di incidente di rete con conseguente variazione di frequenza, si potrebbe verificare una perdita di generazione pari all'intera GD (tra cui i soli impianti fotovoltaici presentano una potenza installata di oltre 13.000 MW), rendendo di fatto necessaria l'attivazione del piano di difesa del SEN e, in particolare, del piano di alleggerimento del carico²⁰.

Successivamente, per garantire il corretto funzionamento della GD sia rispetto alla sicurezza del sistema elettrico, sia rispetto alla sicurezza, affidabilità e continuità del servizio delle reti di distribuzione, si sono introdotte per la MT logiche di funzionamento del SPI in grado di selezionare soglie e tempi di intervento sulla base di due diversi tipi di evento: guasto locale e perturbazione di sistema con variazione transitoria della frequenza (come meglio descritto nel paragrafo 4.2.6.5). In particolare, durante il normale funzionamento (in assenza di guasti sulla rete di distribuzione), devono essere attivate le soglie permissive (51,5 Hz – 47,5 Hz), mentre, in caso di fenomeni locali, sarà possibile abilitare l'intervento della finestra di frequenza restrittiva S1 (49,8 Hz – 50,2 Hz) correlandone l'attivazione con un relè a sblocco voltmetrico. Per quanto riguarda, invece, la BT, si è scelto di utilizzare le soglie permissive (51,5 Hz – 47,5 Hz) consentendo, in modalità transitoria, al Distributore tramite il "Comando Locale" (definito nel regolamento di esercizio, prima della connessione) di far funzionare il SPI con soglie restrittive (49,5 Hz – 50,5 Hz) in condizioni critiche di rete.

²⁰Questo piano controlla il distacco di carico civile a seguito di gravi incidenti di rete che provochino un'elevata perdita di generazione.

3.1.2 Fenomeni di sovratensione nel punto di connessione della GD

Una ulteriore alterazione dovuta alla presenza di utenti attivi sulla rete di distribuzione (problema locale) è relativa al profilo di tensione (come già illustrato nel paragrafo 2.1.1.2). Come già detto in precedenza, nell'attuale configurazione (passiva) della rete di distribuzione, la logica di regolazione prevede di impostare un riferimento di tensione opportunamente elevato in CP (ricorrendo alla regolazione del Variatore Sotto Carico, VSC, eventualmente con compound), così da compensare le cadute di tensione sulle linee e rispettare l'indicazione della EN 50160 anche nei punti di consegna a fondo linea. In queste condizioni di funzionamento, e con rete passiva le tensioni hanno sempre andamento non crescente (come da Figura 26 linea blu), per via del fatto che i flussi di potenza attiva e reattiva, provenienti dalla CP, attraversano le dorsali unidirezionalmente verso valle, determinando cadute di tensione su ogni tratto di linea.

Invece, nel caso di rete attiva, la presenza di GD potrebbe determinare un radicale cambiamento del regime di tensione sui feeder: la connessione di un generatore lungo una linea MT può infatti invertire i flussi di potenza, determinando un incremento della tensione in quel punto (come da Figura 26 linea rossa) e, più in generale, la variazione del profilo di tensione lungo l'intero feeder, anche ben al di sopra dei valori tollerabili [24].

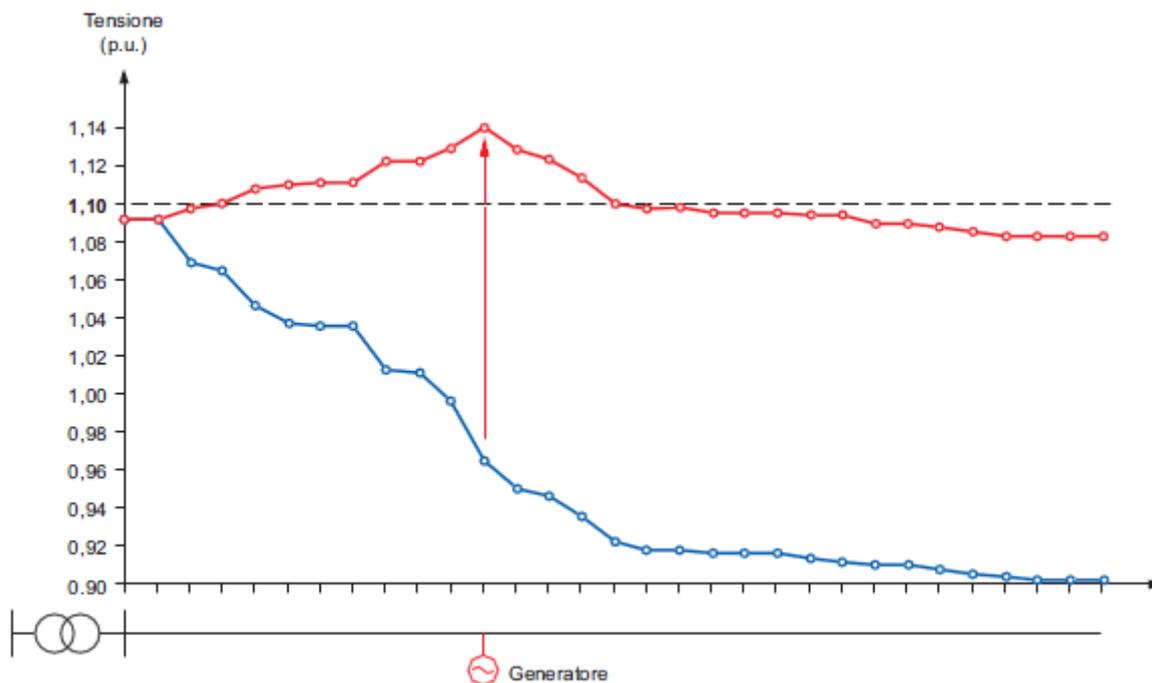


Figura 26. Sovratensione nel punto di connessione della GD (nodo 48) .

In tal caso, la regolazione di tensione come attuata oggi non risulta più efficace, soprattutto in presenza della cosiddetta inversione del profilo di tensione (cioè nel caso in cui la tensione nei punti più periferici della rete – quelli a cui è potenzialmente connessa la GD – assuma valori superiori alle tensioni nei nodi in prossimità delle sbarre MT) ed, anzi, può avere effetti dannosi sui profili di

tensione di rete: l'impostazione di setpoint sbagliati potrebbe, infatti, causare l'infrazione dei limiti di tensione superiori, in corrispondenza di quei nodi, a potenziale maggiore delle sbarre MT, dove è installata GD.

Gli stessi problemi sono riscontrabili anche sulle linee di tensione BT dove la presenza di numerosi impianti fotovoltaici connessi spesso a fondo linea può portare ad un aumento dei valori di tensione nel punto di connessione.

3.2 Impatto sull'approvvigionamento di risorse

In aggiunta ai problemi tecnici legati all'integrazione della GD nelle reti di distribuzione, e in generale di trasmissione, che richiedono una modifica delle attuali modalità di gestione, controllo e protezione, esistono anche altri problemi legati soprattutto alla mancata programmabilità di queste fonti e alla loro volatilità nel tempo e nello spazio (Figura 22)²¹.

L'aleatorietà delle FRNP comporta, infatti, criticità circa l'approvvigionamento di risorse su MSD e MB, legate principalmente a due fenomeni:

- l'aleatorietà di tali fonti comporta un incremento dell'errore di previsione del carico residuo da bilanciare in tempo reale e, quindi, un incremento dei fabbisogni di regolazione di frequenza e potenza sia in aumento (riserva a salire), sia in diminuzione (riserva a scendere);
- la maggiore produzione rinnovabile, riducendo la porzione di carico soddisfatta da unità di produzione termoelettriche con capacità di regolazione, rende, a parità di altri fattori, tecnicamente più complessa ed economicamente più onerosa la costituzione dei margini di riserva necessari a garantire il bilanciamento in tempo reale del sistema elettrico;
- i profili di produzione degli impianti alimentati da FRNP modificano significativamente l'andamento dei carichi orari zionali (residui) da soddisfare tramite generazione da impianti tradizionali;
- la mancanza di informazioni aggiornate circa la produzione oraria zonale degli impianti FRNP non consente né di prevedere adeguatamente la quota da offrire sul Mercato del Giorno Prima (MGP) né di prevedere adeguatamente i fabbisogni orari zionali residui ai fini dell'approvvigionamento di risorse nella fase di programmazione di MSD.

²¹ È importante sottolineare che la natura non programmabile delle fonti rinnovabili non consiste nella totale impossibilità di formulare previsioni dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete (con un differente grado di precisione in dipendenza dalla fonte e dalle situazioni), quanto piuttosto nella non economicità di controllare e modificare, sulla base di un programma predefinito, la quantità di energia immessa in rete; tale azione, infatti, potrebbe comportare il non utilizzo della fonte primaria rinnovabile e per questo motivo fino ad oggi le FER non erano soggette a vincoli sul dispacciamento (disciplina ad oggi modificata, si veda paragrafo 4.2.3) con conseguenti problemi sulla gestione in sicurezza del sistema elettrico e sui costi connessi alla medesima gestione.

3.2.1 Effetto delle FRNP e della GD su MGP

Per quanto riguarda il secondo punto, la mancanza di penalizzazioni in caso di sbilanciamento (almeno fino al 31 dicembre 2012) e la scarsa diffusione di sistemi di previsione efficienti hanno aggravato, nella fase iniziale, i problemi derivanti dall'aleatorietà delle FRNP, contribuendo a sottostimare la produzione da FRNP offerta su MGP e su MI dagli utenti del dispacciamento e a incrementare l'errore di previsione di Terna sui fabbisogni orari zonali residui da utilizzare ai fini dell'approvvigionamento di risorse per il dispacciamento (in particolare, nella fase di programmazione di MSD).

In questo modo, a parità di altri fattori, l'aumento delle FRNP ha implicato un incremento dei costi relativi sia alle transazioni di compravendita dell'energia su MGP e MI, sia all'attività di dispacciamento su MSD.

Infatti, la sottostima della produzione da FRNP offerta su MGP e MI (specie prima dei provvedimenti intrapresi con la delibera ARG/elt 160/11) ha rallentato l'espansione dell'offerta concorrenziale su questi mercati e, quindi, ha ritardato la probabile riduzione dei prezzi di MGP rispetto alle previsioni attese, soprattutto nelle ore di minimo carico diurno e massima produzione da FRNP (la riduzione dei prezzi è ad oggi in corso, registrando per la prima volta in alcune ore un PUN pari a zero). In generale, il notevole mutamento del profilo della domanda residua ha contribuito a modificare sensibilmente la dinamica dei prezzi orari su MGP²² [27], [28]:

- nelle ore in cui la produzione fotovoltaica è assente o ridotta (1-10 e 17-24) i prezzi medi orari nel 2012 sono aumentati rispetto al 2011, rispettivamente del 6% per le ore 1-10 e del 12% per le ore 17-24;
- nelle ore di maggior produzione fotovoltaica (11-16) i prezzi medi orari si sono ridotti del 7% rispetto al 2011;
- i picchi di prezzo più elevati si concentrano nelle ore serali, mentre nel corso del 2011, la forbice fra i prezzi medi nel picco mattutino (ora 10) e i prezzi medi nel picco serale (ora 20) era esigua (84 – 87 €/MWh), nel corso del 2012 tale forbice si è considerevolmente allargata (85 – 103 €/MWh).

²² La riduzione dei prezzi di equilibrio su MGP in molte ore, dovuta a fotovoltaico ed eolico, ha anche l'effetto di ridurre significativamente il numero di ore in cui gli impianti termoelettrici hanno la possibilità di coprire, oltre ai loro costi variabili, almeno parte dei loro costi fissi. Questo comporta quindi una complicazione delle strategie di offerta degli impianti termoelettrici su MGP, essendo fortemente aumentato il rischio di vedersi accettato nel MGP un programma di produzione molto "variabile" tra le ore, caratterizzato da accensioni e spegnimenti nell'arco dello stesso giorno, tecnicamente incompatibili con i vincoli di permanenza in servizio e fuori servizio di tali impianti. In particolare, la variazione del profilo dei prezzi ha inciso fortemente sul valore unitario del primo margine a copertura dei costi fissi (clean spark-spread) degli impianti termoelettrici turbogas a ciclo combinato.

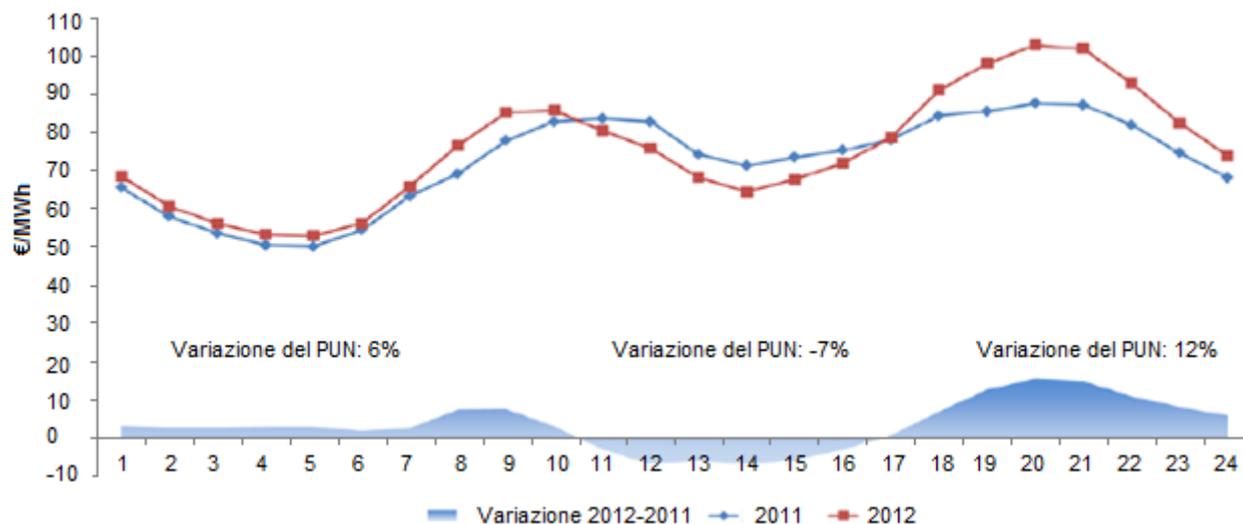


Figura 27. Andamento medio orario del PUN, 2011 e 2012 [Fonte: AEEG] [27].

La parte di generazione da FRNP, in particolare da fotovoltaico, non offerta su MGP implica la riduzione e lo spegnimento di generazione termoelettrica, anche in tempo reale; questo ha portato però alla definizione di una quota di produzione tradizionale e pompaggio essenziale per la sicurezza del sistema elettrico e sottoposta a uno dei regimi previsti dalla deliberazione n. 111/06 e s.m.i.

In aggiunta, è inoltre possibile affermare che le criticità legate alla presenza di FRNP ostacolano anche la possibilità di rispettare gli scambi di energia con l'estero. Il problema diviene ulteriormente critico qualora condizioni di elevata ventosità si sommino a condizioni di elevata produzione fotovoltaica e di ridotto fabbisogno. Infatti la produzione termoelettrica minima in grado di fornire i servizi di regolazione necessari sul sistema si somma alla elevata produzione rinnovabile determinando un surplus di generazione nazionale che non è possibile bilanciare rispetto al fabbisogno in potenza se non modulando l'importazione.

3.2.2 Effetto delle FRNP e della GD su MSD: riduzione della capacità regolante del sistema

Negli ultimi anni l'attività di dispacciamento, come disciplinata dalla delibera n. 111/06, è stata regolata prevedendo un insieme coordinato di disposizioni atte ad incrementare la quota di energia elettrica prodotta da FRNP, imponendo così il massimo sfruttamento possibile di tali risorse.

Di conseguenza, risulta chiaro come per questi impianti la rete ha da sempre ricoperto un duplice fondamentale ruolo, non solo al fine di poter ritirare l'energia elettrica da essi prodotta, ma anche per i servizi che essa eroga e che sono necessari a garantire il corretto funzionamento degli impianti stessi; per contro, a causa dell'aleatorietà della loro produzione, essi non hanno mai partecipato a garantire la sicurezza e l'affidabilità della rete non contribuendo a fornire risorse ai fini del

dispacciamento²³, fatta salva la disponibilità di modificare il livello di produzione in tempo reale unicamente per esigenze di sicurezza che, attualmente, in attesa del futuro completamento degli interventi di sviluppo della rete, non risultano altrimenti gestibili se non tramite il ricorso esclusivo a dette unità di produzione (Mancata Produzione Eolica)²⁴.

In virtù di questo approccio, la fornitura di servizi necessari al corretto funzionamento della rete è stata storicamente imposta alla sola produzione tradizionale. Ciò, in un contesto di forte penetrazione della produzione da fonte rinnovabile e della GD, rappresenta un problema per l'intero sistema elettrico e una potenziale limitazione per lo sfruttamento stesso delle rinnovabili (come anche evidenziato da Terna con lettere all'Autorità del 6 luglio 2011 e 29 luglio 2011).

Infatti, la diffusione delle fonti rinnovabili soprattutto non programmabili e della GD influisce sull'approvvigionamento delle risorse; i profili di produzione degli impianti alimentati da FRNP e della GD modificano in maniera significativa l'andamento orario dei carichi a livello zonale che è necessario soddisfare con gli impianti di generazione tradizionale (fabbisogni orari zonali residui²⁵) e, inoltre, la mancanza di informazioni circa il livello e la localizzazione di questi impianti (situazione antecedente la delibera 281/2012/R/eel) e circa il relativo profilo di produzione orario zonale:

- non consente in fase di previsione, di prevedere adeguatamente la produzione di tali impianti da offrire sul MGP (come discusso nel precedente paragrafo);
- rende necessario (a causa della volatilità della produzione rinnovabile non programmabile in tempo reale) un incremento del fabbisogno di riserva che Terna deve costituire o ricostituire nelle sottofasi di programmazione;
- riduce le ore in cui gli impianti termoelettrici sono accesi in esito a MGP che, in presenza di una maggiore necessità di riserva rotante, si traduce in un incremento degli avviamenti su MSD;
- comporta (per fronteggiare efficacemente la crescente volatilità delle FRNP e per inseguire la rampa serale e mattutina) l'esigenza di coordinare in maniera sempre più rapida e tempestiva le risorse disponibili per il bilanciamento.

L'elevata penetrazione di impianti alimentati da FRNP comporta, infatti, la riduzione, o comunque la variazione, del carico residuo, con il conseguente incremento delle difficoltà di costituzione dei margini di riserva necessari per gestire l'aleatorietà della fonte e del carico. In particolare, questa

²³ Le disposizioni del Codice di Rete redatto da Terna escludono le unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili dalla contribuzione alla regolazione primaria della frequenza, dalla fornitura delle risorse per la risoluzione delle congestioni in sede di programmazione, dalla fornitura delle risorse ai fini della riserva secondarie e terziaria di potenza, dalla fornitura delle risorse per il servizio di bilanciamento.

²⁴ Fanno eccezione alcune prestazioni tecniche fornite dalle FRNP alla rete di trasmissione in situazioni di criticità, come ad esempio la riduzione della potenza attiva in condizioni di eccezionale sovralfrequenza.

²⁵ Cioè il fabbisogno di energia al netto della produzione di impianti non programmabili.

variazione si concretizza in un aumento della rapidità delle rampe di presa di carico sia al mattino sia alla sera. L'immissione in rete di grandi quantità di produzione da fonte solare impone, infatti, di fronteggiare rapide prese di carico serali, assai più accentuate che nel passato, dato che la riduzione di produzione solare si somma alla normale crescita dei consumi che precede la punta di fabbisogno serale. Per quanto riguarda, invece, gli impianti eolici, l'incremento della produzione potrebbe, a seconda delle zone, accentuare progressivamente la distanza tra il minimo carico residuo notturno e il massimo carico residuo mattutino, distanza che risulta evidente nella rampa di presa di carico mattutina (per gli impianti eolici si assume, infatti, che ci sia maggiore disponibilità nelle ore notturne). Una variazione così significativa delle rampe richiede, quindi, la necessità di una maggiore riserva secondaria e di riserva pronta, soprattutto nei giorni in cui il fabbisogno è più limitato, e quindi il carico residuo è ridotto. In tali condizioni, infatti, il bilanciamento in tempo reale richiede azioni rapide da realizzare tramite impianti programmabili con elevate capacità di modulazione, tempi rapidi di risposta e minori vincoli di permanenza in servizio. La Tabella 4 riporta l'evoluzione dal 2009 al 2012 delle principali componenti che concorrono a determinare l'onere netto sostenuto da Terna per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento²⁶.

	2009	2010	2011	2012
	(M€)	(M€)	(M€)	(M€)
Approvvigionamento servizi	-1607	-1049	-960	-946
Componente energia	427	7	-127	-286
Contratti	0	-136	-81	-109
Gettone avviamento			-11	-38
Altre partite	15	31	31	80

Tabella 4. Controvalore delle principali componenti dell'uplift dal 2009 al 2012 (il segno negativo rappresenta un onere netto, il segno positivo rappresenta un provento netto) [Fonte: AEEG] [27].

La componente energia, che rappresenta il saldo economico tra lo sbilanciamento del sistema e l'energia acquistata e venduta sul MSD a copertura dello sbilanciamento stesso, è peggiorata (+160 M€ circa rispetto al 2011 e +280 M€ circa rispetto al 2010)²⁷.

²⁶ La copertura di tale onere avviene mediante il corrispettivo unitario di cui all'articolo 44 della deliberazione 111/06 (uplift).

²⁷ L'aumento di 160 M€ degli oneri relativi alla componente energia è stato compensato, in termini economici, dalla riduzione dei fattori percentuali convenzionali delle perdite di energia elettrica sulla RTN. A ciò va aggiunto che nel corso del 2012 c'è stata una riduzione dei costi netti sostenuti da Terna per effetto dell'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento (da un onere di circa 240 M€ a un provento di circa 60 M€ nel 2012) e un incremento dei costi netti sostenuti da Terna per acquistare energia su MSD al fine di mantenere bilanciato il sistema (da un provento di circa 115 M€ a un onere di circa 350 M€ nel 2012).

La presenza di FRNP ha modificato, quindi, in modo significativo la dinamica delle movimentazioni effettuate da Terna su MSD. In linea con le trasformazioni che stanno investendo il mercato elettrico, nel 2012 il fabbisogno di riserva terziaria totale a salire e a scendere per le varie zone ha evidenziato un incremento significativo. Come mostra la Tabella 28, l'aumento del fabbisogno di riserva a salire²⁸ risulta più sostenuto (+11% rispetto al 2011) rispetto a quello di riserva a scendere (+1% rispetto al 2011)²⁹.

	Riserva a salire			Riserva a scendere		
	2011 [GW]	2012 [GW]	Delta [%]	2011 [GW]	2012 [GW]	Delta [%]
Centro Nord	2.426	2.757	14%	3.107	3.069	-1%
Centro Sud	3.129	3.802	22%	3.940	4.234	7%
Nord	6.342	7.075	12%	7.217	6.941	-4%
Sardegna	2.728	2.670	-2%	1.941	2.001	3%
Sicilia	2.890	3.106	7%	1.805	1.820	1%
Sud	2.484	2.842	14%	3.124	3.175	2%
Totale	20.000	22.252	11%	21.133	21.241	1%

Tabella 5. Fabbisogno di riserva terziaria (il fabbisogno di riserva terziaria è comprensivo del fabbisogno di riserva secondaria) [Fonte: AEEG] [27].

La maggiore produzione rinnovabile, riducendo poi la porzione di carico soddisfatta in MGP da unità di produzione termoelettriche con capacità di regolazione, rende, a parità di altri fattori, tecnicamente più complessa ed economicamente più onerosa la costituzione dei margini di riserva necessari a garantire il bilanciamento in tempo reale del sistema elettrico. Taluni servizi di riserva possono, infatti, essere resi esclusivamente da macchine rotanti; le ore in cui gli impianti termoelettrici tradizionali hanno convenienza a vendere energia su MGP si sta progressivamente riducendo. Ciò ha potenzialmente l'effetto di aumentare il numero di accensioni disposte da Terna su MSD ai fini di soddisfare il fabbisogno di riserva necessario a garantire la sicurezza del sistema. Inoltre, per fronteggiare efficacemente la crescente volatilità della produzione rinnovabile e per inseguire le rampe (serale e mattutina), è verosimile attendersi un maggiore e differente utilizzo di riserva rapida (riserva secondaria, riserva pronta e riserva terziaria di sostituzione). In tali

²⁸ La somma dei fabbisogni di riserva pronta a salire e di riserva di sostituzione a salire costituisce il fabbisogno di riserva totale a salire.

²⁹ L'Autorità, con deliberazione 46/2013/R/eel, ha recepito la proposta di integrazione del Codice di Rete effettuata da Terna, che prevede la modifica delle modalità di definizione del fabbisogno di riserva pronta per tener conto del contributo dell'immissione da impianti fotovoltaici. Gli effetti di tale adeguamento dovrebbero palesarsi nel corso del 2014.

condizioni, infatti, il bilanciamento in tempo reale richiede la necessità di azioni rapide realizzate su impianti programmabili con elevate capacità di modulazione (gradiente), rapidi tempi di avviamento e limitati tempi di permanenza in servizio.

In aggiunta alla riserva che Terna approvvigiona su MSD, è necessario considerare anche il fenomeno di riduzione della riserva primaria e dell'inerzia. La riserva primaria è utilizzata dal TSO per correggere automaticamente gli squilibri istantanei tra produzione totale e fabbisogno totale dell'intero sistema elettrico europeo interconnesso. La funzione di riserva primaria è svolta contemporaneamente da tutti i gruppi generatori in parallelo sul sistema interconnesso europeo, e consiste nel rendere disponibile al TSO una banda di capacità di produzione di energia elettrica (compresa tra il $\pm 1,5\%$ ed il $\pm 10\%$ della potenza nominale per almeno 15 minuti) asservita ad un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare la potenza erogata dal medesimo gruppo di generazione, sia in incremento che in decremento, in risposta ad una variazione di frequenza. Il Codice di Rete prescrive a tutti i gruppi di generazione in servizio con potenza efficiente non inferiore a 10 MW, la fornitura del servizio di regolazione primaria; le FRNP sono però escluse dall'obbligo di fornitura e ciò ha comportato una riduzione della disponibilità di riserva primaria negli ultimi anni. Dati di Terna mostrano come negli ultimi quattro anni, l'introduzione delle FRNP abbia comportato una riduzione del 26%-30% della capacità regolante sul sistema elettrico.

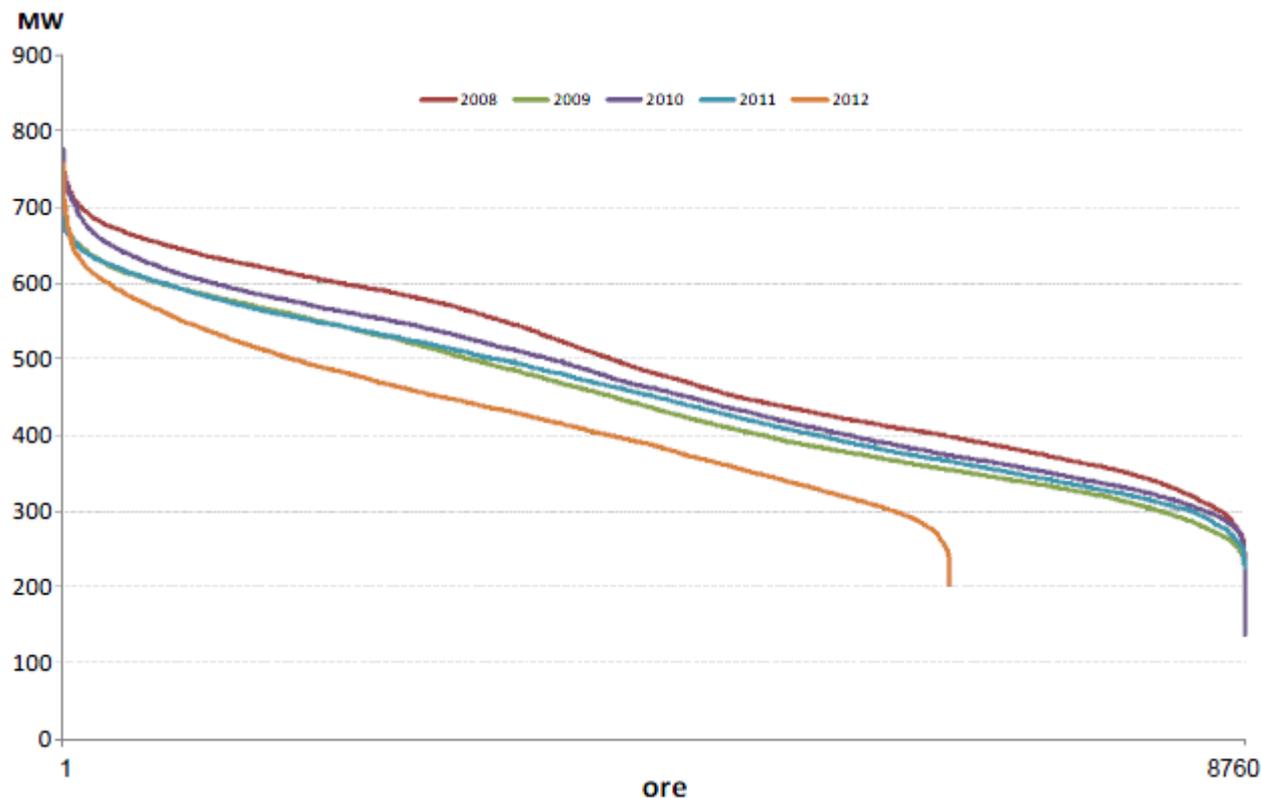


Figura 28. Curve di durata riserva primaria 2008-2012 (dati al 2012 aggiornati a settembre) [Fonte: Terna] [29].

In aggiunta a ciò deve anche essere considerato il fenomeno dell'inerzia. La regolazione primaria deve garantire, infatti, il 50% del totale della riserva entro 15 s e tutta la riserva (100%) entro 30 s; queste tempistiche non sono sufficienti a garantire che la variazione di frequenza sia gestita all'interno di intervalli di tempo accettabili. Per questo motivo, nei primi istanti successivi alla variazione di frequenza, l'equilibrio è garantito dall'inerzia rotante delle macchine sincrone che (convertendo l'energia cinetica delle masse rotanti in energia elettrica) contrasta i cambiamenti improvvisi della frequenza limitandone l'escursione e permettendo, nei secondi successivi alla iniziale variazione di frequenza, di attivare i regolatori di velocità delle unità di produzione. I regolatori agendo automaticamente, ed in maniera autonoma l'uno dall'altro, sulla potenza generata dai rispettivi motori primi ad essi asserviti modificano la potenza elettrica in modo da ristabilire l'equilibrio tra la potenza generata ed il carico, stabilizzando la frequenza ad un opportuno valore. La mancanza di inerzia di gran parte delle macchine utilizzate per produrre energia da FRNP (generatori eolici full-converter e generatori FV), e la riduzione di macchine tradizionali in esercizio, comportano quindi una diminuzione dell'inerzia del sistema che si traduce in un aumento delle escursioni in frequenza.

La presenza di FER comporta, quindi, la necessità di predisporre margini di riserva (primaria, secondaria e terziaria) incrementati rispetto alla situazione in cui le FER, che non forniscono contributi in termini di predisposizione di margini di riserva, non sono presenti, implementando azioni di controllo più stringenti rispetto a quanto effettuato di norma. In linea più generale, quindi, la priorità di dispacciamento e la non programmabilità delle FRNP, e la necessità che dette unità risultino comunque programmate in immissione, rende più difficile la gestione in tempo reale delle unità di produzione da fonte convenzionale soprattutto in presenza di parchi di produzione tradizionali caratterizzati da una certa rigidità in termini di modulazione del livello di produzione, nonché di spegnimento e riavviamento dei gruppi. Queste problematiche hanno una particolare rilevanza nel caso di sistemi elettrici isolati o debolmente interconnessi, per i quali la rigidità del dispacciamento risulta critica. Quindi, a fronte di particolari vincoli del sistema elettrico determinati dalla configurazione della rete, potrebbe accadere che la priorità di dispacciamento dell'energia elettrica prodotta dalla GD comporti una riduzione dell'ammontare delle risorse disponibili per il mantenimento in sicurezza del sistema elettrico. Tale problema è ancora più accentuato nel caso di fonti rinnovabili non programmabile, in quanto la riduzione di risorse si oppone alla necessità di far fronte ad aumentati fenomeni di imprevedibilità nel livello effettivo di produzione.

Questi fenomeni comportano perciò una maggiore complessità nello sviluppo e nella gestione delle infrastrutture di rete: infatti, in assenza di interventi alternativi, le reti dovranno essere dimensionate

in modo tale da poter veicolare tutto il potenziale produttivo da rinnovabili e, allo stesso tempo, da soddisfare la maggior parte della domanda con fonti convenzionali in qualsiasi momento, a fronte ad esempio di una improvvisa diminuzione delle FER, aumentando la capacità di riserva di sostituzione e, soprattutto, rotante che il gestore della rete deve acquistare nel Mercato per i Servizi di Dispacciamento (MSD), in modo da garantire che il sistema sia dotato delle risorse necessarie ad assicurare il soddisfacimento in sicurezza della domanda, anche in caso di elevati sbilanciamenti della produzione da FER.

Altre problematiche, sempre pertinenti questo tema, sono legate alle difficoltà di sviluppo della rete di trasporto e di interconnessione, che spesso comportano il rischio di dover tagliare la produzione da fonti rinnovabili quando supera la domanda, di dover massimizzare l'uso degli impianti di pompaggio disponibili o di limitare l'import; sono infine da considerare i vincoli dinamici nel funzionamento degli impianti termoelettrici (vincoli per i quali tali impianti devono produrre anche quando non sarebbe necessario, in modo da poter soddisfare in sicurezza la domanda nelle ore in cui il loro apporto è indispensabile).

La stima del gettito annuo complessivo effettuata dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico, dovuto ai corrispettivi unitari applicati a copertura dei costi connessi all'approvvigionamento delle risorse su MSD³⁰, delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico³¹, per la disponibilità di capacità produttiva³² e per il servizio di interrompibilità del carico³³, è sintetizzata nella Figura 29, in cui viene fornita anche l'evoluzione nel corso degli ultimi anni, che relativamente ai servizi su MSD mostra una crescita sostanziale nell'ultimo anno.

³⁰ I costi del servizio sono valutati mensilmente ex-post da Terna che, sulla base di tale calcolo, pubblica un corrispettivo unitario, in c€/kWh, da applicare ai consumi finali a copertura dei costi e distinto in zone ed ore (stimabile come valore medio in 0,804 c€/kWh nel 2012 e pari a 0,872 c€/kWh nel primo trimestre 2013).

³¹ Le unità essenziali per la sicurezza di sistema sono individuate e rese pubbliche da Terna entro il 31 ottobre in riferimento all'anno solare successivo. Vengono identificati come essenziali gli impianti di produzione in assenza dei quali, anche in ragione delle esigenze di manutenzione programmata degli altri impianti di produzione e degli elementi di rete, non sia possibile, nell'anno solare successivo, assicurare adeguati standard di gestione in sicurezza del sistema elettrico. Il corrispettivo unitario applicato al kWh finale è composto da una parte calcolata ed aggiornata annualmente dall'Autorità ed una parte calcolata e pubblicata mensilmente da Terna sulla base dei costi delle unità essenziali e dell'energia prelevata da tutti gli utenti di dispacciamento nel mese precedente (0,1053 c€/kWh nel 2012; 0,1251 c€/kWh nel 2013).

³² Questo sistema di remunerazione, avviato a dicembre 2003, assicura il raggiungimento e il mantenimento dell'adeguatezza della capacità al fine di garantire la copertura della domanda nazionale con i necessari margini di riserva, ed è basato su meccanismi concorrenziali, trasparenti, non discriminatori e non distorsivi per il mercato, orientati a minimizzare gli oneri per i consumatori. Il valore del corrispettivo unitario è pubblicato annualmente dall'Autorità (0,0189 c€/kWh nel 2012; 0,0487 nel 2013).

³³ Il servizio di interrompibilità è fornito dalle unità di consumo dotate, in ogni singolo punto di prelievo, di apparecchiature di distacco del carico conformi alle specifiche tecniche definite da Terna e disponibili a distacchi di carico con le modalità definite da Terna secondo meccanismi concorrenziali. Il corrispettivo unitario è aggiornato con cadenza annuale dall'Autorità (0,1522 c€/kWh nel 2012; 0,2102 c€/kWh per il 2013).

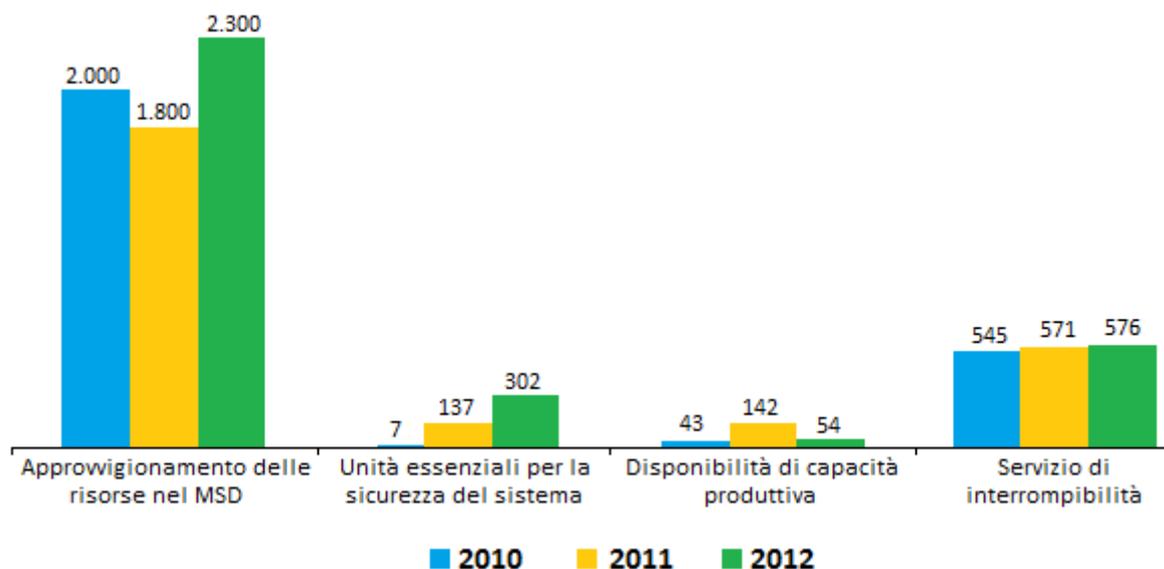


Figura 29. Gettito annuo dei corrispettivi per la remunerazione dei costi di dispacciamento (M€) [Fonte: Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico] [30].

3.3 Veicoli elettrici: impatto sulla rete

Ulteriori criticità che si potrebbero verificare sulle reti di distribuzione, in particolare BT, sono relative alla diffusione delle auto elettriche e delle infrastrutture di ricarica. L'infrastruttura di ricarica rappresenta, infatti, un ulteriore elemento della rete di distribuzione, e, come la generazione diffusa, può causare problemi soprattutto a livello locale. Una elevata concentrazione di IdR alimentate dallo stesso trasformatore MT/BT potrebbe portare ad una violazione dei limiti di transito sia sulle linee di distribuzione a cui le IdR stesse risultano collegate, sia sui trasformatori di CS. Inoltre, le IdR, soprattutto nel caso di ricariche veloci che richiedono alti livelli di potenza per periodi di tempo limitati, possono modificare i profili di tensione lungo le linee, richiedendo quindi di intervenire sulle infrastrutture di rete per continuare a garantire i livelli di tensione richiesti [31].

Riferimenti

- [22] M. Delfanti, M. Merlo, G. Monfredini, V. Olivieri, M. Pozzi, A. Silvestri, "Hosting Dispersed Generation on Italian MV networks: Towards smart grids", 2010 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), pp.1,6, 26-29 Sept. 2010
- [23] M. Delfanti, D. Falabretti, M. Merlo, G. Monfredini, V. Olivieri "Dispersed generation in MV networks: Performance of anti-islanding protections" 2010 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), pp.1,6, 26-29 Sept. 2010
- [24] M. Gallanti, D. Moneta, P. Mora, M. Merlo, G. Monfredini, V. Olivieri "MV networks with Dispersed Generation: voltage regulation based on local controllers". 21th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED 2011.
- [25] M. Delfanti, M. Sforna: "Overview of the events and causes of the 2003 Italian blackout" IEEE Power System Conference and exhibition 2006, Atlanta, October 28 - November 1st , 2006, pp. 301-308.
- [26] A. Berizzi, C. Bovo, M. Delfanti, A. Silvestri: "Punti di vista (italiani e stranieri) sul black out del 28 September 2003: una riflessione critica", AEI - Automazione Energia Informazione, Volume 91, Numero 7/8, July-August 2004, pp. 26-29.
- [27] 331/2013/I/EEL. Rapporto annuale dell'autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di monitoraggio dei mercati elettrici a pronti, a termine e dei servizi di dispacciamento: anno 2012 consuntivato.
- [28] Terna - Principali evidenze del sistema elettrico e dei mercati. <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=YWXuuW8o79A%3d&tabid=6345>.
- [29] E. Senatore "I progetti di Terna sulle applicazioni di accumulo elettrochimico", The Innovation Cloud, Fiera Milano, 8 maggio 2013 http://www.innovationcloud-expo.com/files/convegni/convegni-e-seminari/2013/rse/Innovation%20Cloud%202013_E.Storage_SENATORE.pdf.
- [30] Cassa Conguaglio Settore Elettrico "I costi del dispacciamento" <http://www.ccse.cc/site/informazioni/costi-dispacciamento>.
- [31] F. Caleno, T. Valentinetti, M. Delfanti, V. Olivieri "Il ruolo dei DSO nelle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici" (2011) Energia Elettrica, 88 (2), pp. 23-33.

4 Il quadro normativo e regolatorio

Sviluppo della generazione diffusa e conseguente sua integrazione non solo nelle reti di distribuzione ma anche nel mercato dell'energia elettrica, a dispetto delle fonti convenzionali, diffusione a livello europeo dello smart metering (un punto su cui, come già detto, l'Italia detiene un primato mondiale) e sue opportunità per i clienti finali e per nuovi soggetti di mercato come gli aggregatori della domanda in grado di commercializzare servizi di demand response, e in futuro, veicoli elettrici guidati da “consumatori elettrici mobili”, dotati di libertà di scelta del proprio fornitore come i più tradizionali “consumatori elettrici fissi” ma portatori di un bisogno nuovo, quale l'accesso a infrastrutture di ricarica non solo in luoghi privati come i garage presso le abitazioni delle famiglie e le sedi delle imprese ma anche in luoghi pubblici o aperti al pubblico: sono queste le sfide per le reti elettriche del futuro. Queste sfide, rispetto a quelle che negli anni scorsi avevano riguardato i sistemi elettrici, sono davvero imponenti, tanto che un recente studio condotto in Gran Bretagna per conto di OFGEM³⁴ (progetto LENS – Long-term Electricity Network Scenarios) riporta l'espressione di innovazione “senza precedenti” [32].

In questa fase di potente (e in parte imprevedibile) innovazione, è essenziale il ruolo delle Autorità di regolazione, non solo per fornire i corretti stimoli agli investimenti sulle smart grid, ma per renderne possibile il coordinamento con lo sviluppo della capacità di generazione; gli obiettivi politici e gli incentivi economici di sviluppo delle rinnovabili, e la presenza di meccanismi di sostegno economico agli investimenti al fine di promuovere il miglioramento dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura creano un quadro favorevole agli investimenti, a fronte di una maggiore stabilità del sistema regolatorio e di un minor grado di rischio dei finanziamenti [33].

Anche in Italia, lo sviluppo delle reti di distribuzione è, quindi, strettamente legato e influenzato dal quadro normativo attuale e dalle scelte e dall'attività dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas che riveste un ruolo molto importante nella transizione verso le fonti energetiche rinnovabili (i cui meccanismi di incentivazione sono riportati nel paragrafo 4.1) e delle smart grid (i cui meccanismi di incentivazione sono riportati nel paragrafo 4.2, che si aggiungono a quelli già in vigore per le reti elettriche in generale, come da paragrafo 4.3).

In particolare, una maggiore attenzione, dal punto di vista della regolazione, è da riferire alle infrastrutture di rete, necessarie per l'erogazione del servizio di trasmissione e di distribuzione, che sono infatti caratterizzate da rilevanti economie di scala e coordinamento (la duplicazione delle reti di trasmissione e distribuzione comporterebbe una perdita di efficienza nell'erogazione del servizio). In tale prospettiva, il legislatore nazionale ha previsto che tali servizi vengano eserciti in

³⁴ OFGEM “Office of the Gas and Electricity Markets” è l'Autorità di regolazione dell'energia in Inghilterra.

regime di esclusiva, sulla base di concessioni rilasciate dallo Stato, richiedendo, tuttavia, un intervento regolatorio, per la fissazione delle tariffe di accesso e uso delle reti e per la definizione degli standard di qualità. In un contesto come questo, infatti, senza l'intervento del regolatore, l' esercente non avrebbe sufficienti stimoli ad assicurare standard di qualità elevati e potrebbe fissare i prezzi in modo tale da massimizzare i propri profitti, con una conseguente perdita di benessere per i consumatori. Il regime tariffario, imposto dal regolatore, deve quindi conciliare l'esigenza dell'equilibrio finanziario delle imprese con la tutela dei consumatori e la promozione dell'efficienza, e deve garantire la copertura dei costi derivanti dall'erogazione del servizio, prevedendone una trasparente attribuzione agli utilizzatori del servizio. Per assicurare contestualmente la promozione dell'efficienza e la tutela dei consumatori, il Regolatore deve basare la propria azione, almeno in linea teorica, sui costi efficienti, adottando meccanismi di regolazione incentivante (tipicamente il price-cap) che inducano un percorso di efficientamento nell'erogazione del servizio³⁵. Il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica" (TIT) e il "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica" (TIME) contengono l'insieme delle norme finalizzate alla regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura tra cui anche la definizione dei meccanismi per la remunerazione del capitale investito individuati in modo da garantire ai portatori di capitale (di rischio e debito) una remunerazione in linea con quella che essi avrebbero potuto ottenere sul mercato investendo in attività con analogo profilo di rischio. In particolare, l'Autorità ha determinato il tasso di rendimento del capitale investito come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul debito (Weighted Average Cost of Capital, WACC); per il quarto periodo di regolazione (relativo agli anni dal 2012 al 2015), l'AEEG ha previsto di fissare il tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto per gli investimenti effettuati successivamente al 31 dicembre 2011 per il servizio di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica in valori pari rispettivamente all'8,4% e all'8,6%. Inoltre, per consentire lo sviluppo di tecnologie innovative, l'AEEG ha previsto una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito nel caso di interventi relativi al servizio di distribuzione per le seguenti tipologie di investimenti, entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2011 (come meglio illustrato nei paragrafi successivi):

³⁵ La regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura può avere un impatto significativo anche sullo sviluppo della concorrenza nella fase della filiera elettrica aperte al mercato (generazione e vendita), sia garantendo un trattamento non discriminatorio tra i clienti del servizio, sia favorendo l'adeguato sviluppo delle infrastrutture. Una rete elettrica inadeguata può, ad esempio, limitare la concorrenza nel mercato della generazione, in quanto i vincoli di rete influenzano direttamente il dispacciamento degli impianti. In presenza di congestioni di rete, infatti, può essere necessario sostituire la produzione di impianti competitivi con impianti caratterizzati da maggiori costi di produzione.

- investimenti di sostituzione dei trasformatori esistenti nelle cabine di trasformazione MT/BT con nuovi trasformatori a basse perdite e installazione di nuovi trasformatori a basse perdite in cabine di trasformazione MT/BT³⁶ esistenti o di nuova realizzazione: maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito pari a 1,5% per 8 anni;
- investimenti relativi a progetti pilota in ambito smart grid, selezionati con la deliberazione ARG/elt 12/11: maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito pari a 2% per 12 anni;
- investimenti di rinnovo e potenziamento delle reti in media tensione nei centri storici: maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito pari a 1,5% per 12 anni;
- investimenti di potenziamento delle capacità di trasformazione delle CP in aree critiche individuate ai sensi del comma 4.2, lettera c), dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 99/08: maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito pari a 1,5% per 12 anni;
- investimenti in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo selezionati secondo un'apposita procedura: maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito pari a 2% per 12 anni.

I risultati per gli anni 2009 e 2010 relativi ad investimenti incentivati secondo il comma 11.4 del TIT allora vigente sono di seguito riportati (Delibera 479/2013/R/eel):

- investimenti D1 “investimenti relativi alla realizzazione di nuove stazioni di trasformazione AT/MT”, 6.669.554,91 € per il 2008 e 7.130.022,89 € per il 2009;
- investimenti D2 “investimenti di sostituzione dei trasformatori esistenti nelle cabine di trasformazione MT/BT con nuovi trasformatori a basse perdite; installazione di nuovi trasformatori a basse perdite in cabine di trasformazione MT/BT esistenti o di nuova realizzazione”, 1.847.807,95 per il 2009;
- investimenti D3 “investimenti di cui alla precedente lettera a) la cui realizzazione determini almeno due nuovi lati di maglia sul lato AT delle medesime stazioni”, 6.139.192,23 € per il 2008 e 1.064.321,98 per il 2009.

4.1 Incentivi e condizioni normative e regolatorie per lo sviluppo della GD

Al fine di assicurare un adeguato sviluppo delle FER, in Italia, come in molti altri paesi europei, sono stati introdotti numerosi sistemi di incentivazione che hanno rappresentato (e ancora oggi rappresentano) il principale driver per la diffusione delle FER. Per quanto concerne

³⁶ Trasformatori MT/BT conformi alla classe di perdite a carico ridottissime “Ak” secondo la classificazione della norma EN 50464-1 e almeno alla classe “B0” per le perdite a vuoto secondo la medesima norma.

specificatamente l'ambito nazionale italiano, per le FER diverse dal fotovoltaico, la Legge Finanziaria 2008 ha riformato il sistema di incentivazione precedentemente in vigore, prevedendo l'assegnazione di un numero di Certificati Verdi per MWh prodotti differenziato tra le diverse fonti rinnovabili (eolica offshore, geotermica, a moto ondoso e mareomotrice, idraulica, a biomasse). Per quanto riguarda il fotovoltaico, è invece in vigore il sistema di incentivazione stabilito dal *Conto energia*, che dal 27 agosto 2012 ha una nuova formulazione³⁷.

Alla base di tale scelta c'è la considerazione che quasi tutte le FER sono sfruttabili attraverso l'impiego di tecnologie non ancora mature e quindi non ancora competitive rispetto alle fonti energetiche tradizionali.

Per quanto riguarda le condizioni normative e regolatorie, non esistono ad oggi in Italia condizioni particolari per la GD: esiste una regolazione che si differenzia in ragione delle tipologie impiantistiche, delle tipologie di fonti primarie utilizzate (distinguendo, ad esempio, tra impianti alimentati da fonti rinnovabili, impianti di cogenerazione alimentati da combustibili fossili e i rimanenti impianti) e delle tipologie di connessione alla rete.

In generale, il quadro regolatorio relativo alla generazione diffusa in Italia si può descrivere identificando tre livelli: il primo relativo alla regolazione dell'accesso ai servizi di sistema (connessione alle reti elettriche, trasporto, dispacciamento e misura dell'energia elettrica); il secondo relativo alle modalità di cessione dell'energia elettrica prodotta, e il terzo, infine, relativo ai regimi di incentivazione applicabili a certe forme di produzione di energia elettrica. Le principali disposizioni regolatorie adottate dall'Autorità in materia di produzione di energia elettrica³⁸ sono elencate in Tabella 6, mentre le disposizioni che definiscono e regolano le condizioni relative agli impianti cogenerativi ad alto rendimento e quelle che regolano le disposizioni relative alle incentivazioni delle fonti rinnovabili sono indicate in Tabella 7.

Connessione alle reti elettriche	
Condizioni procedurali ed economiche per richieste di connessione presentate dopo il 31 dicembre 2008	
Ogni livello di tensione	<ul style="list-style-type: none"> • Deliberazione ARG/elt 99/08 (TICA) e s.m.i. • Modalità e condizioni contrattuali dei gestori di rete (MCC) <p>Attualmente sono vigenti procedure standardizzate nel caso di connessioni alle reti BT e MT, mentre viene mantenuta più flessibilità in capo ai gestori di rete nel caso di connessioni alle reti AAT/AT.</p> <p>A metà 2010, a fine 2011 e a metà 2012, le condizioni per</p>

³⁷ DM 5 luglio 2012, "Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare", pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 159 del 10 luglio 2012.

³⁸ Applicate anche alla GD.

	<p>l'erogazione del servizio di connessione sono state nuovamente aggiornate con la principale finalità di ridurre i problemi derivanti dalla prenotazione della capacità di rete nei casi in cui all'accettazione del preventivo non fa seguito la concreta realizzazione degli impianti di produzione.</p>
Regole tecniche per la connessione	
Media e Alta tensione	<ul style="list-style-type: none"> ●CEI 0-16:2012 per reti di distribuzione MT e AT ●Codice di rete verificato dall'Autorità (per reti di trasmissione AT e AAT, in particolare Allegati A.17, A.68, A.70, A.72)
Bassa tensione	<ul style="list-style-type: none"> ●CEI 0-21 per reti di distribuzione BT
Accesso e utilizzo della rete	
Trasporto	<ul style="list-style-type: none"> ●Deliberazione ARG/elt 199/11 (Allegato A – TIT, art. 19) A decorrere dal 2012, la componente CTR (corrispettivo a copertura dei costi di trasmissione) non è più riconosciuta all'energia elettrica immessa nelle reti MT e BT. ●Deliberazione 175/2012/R/eel I, con cui l'Autorità ha rivisto i fattori percentuali convenzionali di perdita di energia elettrica da applicarsi all'energia elettrica immessa nelle reti BT (5,1%) e MT (2,4%) dagli impianti di GD in maniera tale da riconoscere un beneficio limitatamente ai tratti e agli elementi di rete in cui vi sia la ragionevole certezza che la GD comporti una effettiva riduzione delle perdite di rete (nessuna inversione di flusso).
Dispacciamento e servizi di rete	<ul style="list-style-type: none"> ●Deliberazione n. 116/06 ●Deliberazioni n. 330/07, ARG/elt 98/08, ARG/elt 5/10 ●Deliberazione ARG/elt 160/11 (revisione della disciplina per il dispacciamento) <ul style="list-style-type: none"> ➤ Deliberazione 84/2012/R/eel (approvazione dell'allegato A.70 definisce le caratteristiche che i nuovi inverter, ovvero le nuove macchine rotanti, e i nuovi sistemi di protezione d'interfaccia devono avere per poter essere installati sui nuovi impianti di produzione di energia elettrica BT e MT, nonché gli interventi di retrofit sugli impianti MT esistenti di potenza > 50 kW). ➤ Deliberazione 344/2012/R/eel (approvazione dell'allegato A.72 recante le procedure per la riduzione della GD in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI). ➤ Deliberazione 281/2012/R/efr che introduce la regolazione del servizio di dispacciamento anche nel caso di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.
Affidamento a terzi dei servizi energetici	<ul style="list-style-type: none"> ●Deliberazione n. 54/07 Con la prossima regolazione, successiva ai documenti per la consultazione DCO 209/2013/R/eel e 183/2013/R/eel, verranno definiti ulteriori interventi finalizzati a regolare i servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo, di cui i

	Sistemi Efficienti di Utenza (SEU), definiti dal decreto legislativo n. 115/08 come modificato dal decreto legislativo n. 56/10, sono un sottoinsieme
Misura	
Energia elettrica scambiata con la rete	<ul style="list-style-type: none"> ● Deliberazione ARG/elt 199/11 (Allegato B – TIME) ● Deliberazione n. 292/06 ● Deliberazione ARG/elt 178/08
Energia elettrica prodotta	<ul style="list-style-type: none"> ● Deliberazione n. 88/07
Cessione energia e scambio sul posto³⁹	
Ritiro dedicato	<ul style="list-style-type: none"> ● Deliberazione n. 280/07 <p>Prevede modalità semplificate per la cessione dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete nel caso di impianti di potenza inferiore a 10 MVA e per gli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili "non programmabili" di ogni taglia. Nel 2011 sono stati ridefiniti i prezzi minimi garantiti, riconosciuti nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW e limitatamente ai primi 2 milioni di kWh immessi annualmente, differenziandoli per fonte</p>
Scambio sul posto	<ul style="list-style-type: none"> ● Deliberazione ARG/elt 74/08 dall'1 gennaio 2009 <p>Lo scambio sul posto è oggi possibile per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e/o cogenerativi ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW e consiste sostanzialmente nella compensazione economica tra il valore dell'energia elettrica immessa e il valore dell'energia elettrica prelevata. Nel 2012 (con la deliberazione 570/2012/R/efr), a valere dal conguaglio relativo all'anno 2013, l'Autorità ha standardizzato le modalità di calcolo del contributo in conto scambio da riconoscere all'utente dello scambio in attuazione di quanto disposto dall'articolo 23 del decreto interministeriale 6 luglio 2012 e tenendo conto delle criticità riscontrate nei primi anni di applicazione della deliberazione ARG/elt 74/08 (per ulteriori approfondimenti si rimanda alla relazione tecnica allegata alla deliberazione 570/2012/R/efr)</p>
Promozione dello sviluppo delle infrastrutture di rete	
Investimenti smart	<ul style="list-style-type: none"> ● Deliberazione ARG/elt 12/11 <p>Si colloca nel più ampio percorso finalizzato a incentivare in modo selezionato gli investimenti sulle reti per la promozione delle smart grid e lo sviluppo della GD. Con tale deliberazione, l'Autorità, ha individuato, tra i progetti pilota presentati dalle imprese distributrici, relativi alla sperimentazione di nuovi sistemi di controllo comprendenti sistemi di automazione, protezione e controllo di reti</p>

³⁹ Attualmente sono in corso procedimenti per la ridefinizione dei prezzi minimi garantiti per impianti di produzione di energia elettrica fino a 1 MW alimentati da fonti rinnovabili (DCO 486/2013/R/efr) e per l'aggiornamento del limite massimo per la restituzione degli oneri generali di sistema nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili (DCO 488/2013/R/eel).

	attive di media tensione, quelli ammessi al trattamento incentivante previsto dal Testo Integrato Trasposto vigente per il periodo regolatorio 2008-2011 (Allegato A alla deliberazione n. 348/07).
Flussi informativi e gestione dei database	
CENSIMP e GAUDÌ	<ul style="list-style-type: none"> ● Deliberazione ARG/elt 205/08 Ha previsto una razionalizzazione dei flussi informativi, attraverso la costituzione, presso Terna, di un'anagrafica unica a livello nazionale per gli impianti di produzione di energia elettrica (CENSIMP). Ciò al fine di consentire l'identificazione in modo univoco degli impianti di produzione per facilitare l'allineamento dei database gestiti dai diversi soggetti (Autorità, GME, Terna, GSE, gestori di rete) e il confronto tra i dati archiviati nei medesimi database, nonché la loro interoperabilità. ● Deliberazione ARG/elt 124/10 Prevede la creazione di un sistema di gestione dell'anagrafica unica degli impianti di produzione e delle relative unità di produzione. Il GAUDÌ è una piattaforma unica a cui fanno riferimento i produttori, Terna, i gestori di rete e il GSE. Ciò consente di inserire e aggiornare i dati relativi agli impianti di produzione una sola volta e non più volte in sistemi gestiti da diversi operatori, evitando disallineamenti tra i dati medesimi e semplificando le fasi procedurali che conducono all'entrata in esercizio commerciale di un impianto. In più, il GAUDÌ dispone di un pannello di controllo atto ad evidenziare la sequenza delle attività da svolgere per procedere alla connessione alla rete di un impianto di produzione e alla sua ammissione ai mercati dell'energia, ivi incluse le fasi di sottoscrizione del regolamento di esercizio, di definizione e validazione delle unità di produzione che compongono l'impianto di produzione, e di sottoscrizione del contratto di dispacciamento; in tale pannello di controllo i vari soggetti coinvolti possono registrare gli esiti di ciascuna delle attività propedeutiche alla connessione e all'accesso ai mercati dell'energia, rendendo monitorabile e trasparente la situazione dell'accesso di un impianto di produzione di energia elettrica ai servizi di sistema

Tabella 6. Principali disposizioni regolatorie adottate dall'Autorità in materia di produzione di energia elettrica

[Fonte: AEEG].

Fonti rinnovabili	
Certificati Verdi	● Decreto legislativo 28/2011 e Deliberazioni ARG/elt 24/08, ARG/elt 10/09 e ARG/elt 3/10, ARG/elt 5/11 e 11/2012/R/efr (definizione del prezzo medio di vendita dell'energia elettrica ai fini della definizione del valore di riferimento dei certificati verdi)
Conto energia per il fotovoltaico	● Decreto Ministeriale 5 luglio 2012 attuato tramite Deliberazione 343/2012/R/efr (modalità di ritiro da parte del GSE dell'energia)

	<p>elettrica immessa da impianti che accedono al DM 5 luglio 2012)</p> <ul style="list-style-type: none"> •Decreto Ministeriale 5 maggio 2011 attuato tramite Deliberazione ARG/elt 149/11 •Decreto Ministeriale 6 agosto 2010 attuato tramite Deliberazione ARG/elt 181/10 •Decreto Ministeriale 19 febbraio 2007 attuato tramite Deliberazione n. 90/07 •Decreto legislativo 387 del 2003 e Decreti attuativi del 28 luglio 2005 e del 6 febbraio 2006
Conto energia per il solare termodinamico	<ul style="list-style-type: none"> •Decreto Ministeriale 11 aprile 2008 attuato tramite Deliberazione n. 95/08
Tariffa fissa onnicomprensiva per le altre fonti rinnovabili	<ul style="list-style-type: none"> •Decreto Ministeriale 18 dicembre 2008 attuato tramite Deliberazione n. 1/09 •Deliberazione 343/2012/R/efr (modalità di ritiro da parte del GSE dell'energia elettrica immessa da impianti che accedono al DM 6 luglio 2012)
Cogenerazione ad alto rendimento	
Definizione di cogenerazione ad alto rendimento	<ul style="list-style-type: none"> •Deliberazione n. 42/02 •Deliberazione n. 296/05 (aggiornamento dei parametri di calcolo) •Deliberazione n. 307/07 (aggiornamento dei parametri di calcolo) •Deliberazione ARG/elt 174/09 (aggiornamento dei parametri di calcolo) •Deliberazione ARG/elt 181/11 (aggiornamento a seguito dell'emanazione del DM 4 agosto 2011 e 5 settembre 2011)
Controlli tecnici e sopralluoghi sugli impianti	
	<ul style="list-style-type: none"> •Deliberazione n. 60/04 •Deliberazione n. 215/04 (Regolamento tecnico)

Tabella 7. Condizioni relative agli impianti cogenerativi ad alto rendimento e disposizioni relative alle incentivazioni delle fonti rinnovabili [Fonte: AEEG] [34].

Tutti questi provvedimenti hanno contribuito al progressivo aumento, negli ultimi anni, delle installazioni di impianti di produzione da fonti rinnovabili (soprattutto eolico e fotovoltaico) su tutti i livelli di tensione, rispetto alla totale produzione nazionale di energia elettrica. Il bilancio elettrico del 2011 pubblicato dal GSE (Figura 30) mostra che gli impianti alimentati con fonti rinnovabili in Italia hanno raggiunto le 335.151 unità (oltre il doppio del 2010) e hanno potenza efficiente lorda pari a 41.399 MW con circa 11.115 MW addizionali (+37%) [35].

Una caratteristica fondamentale della GD è l'elevato livello di consumo in sito (circa il 23% della produzione lorda), rilevante soprattutto nel caso di impianti alimentati da fonti non rinnovabili, per i quali ha riguardato più del 65% del totale prodotto. Per il fotovoltaico l'incidenza del consumo in sito si è ridotta rispetto agli anni precedenti, soprattutto in alcune regioni del centro-sud e del sud

alimentati da altre FER fino al 2012 riportano un totale di 47 MW installati e di circa 92 TWh prodotti: i trend di crescita sono mostrati nella Figura 33.

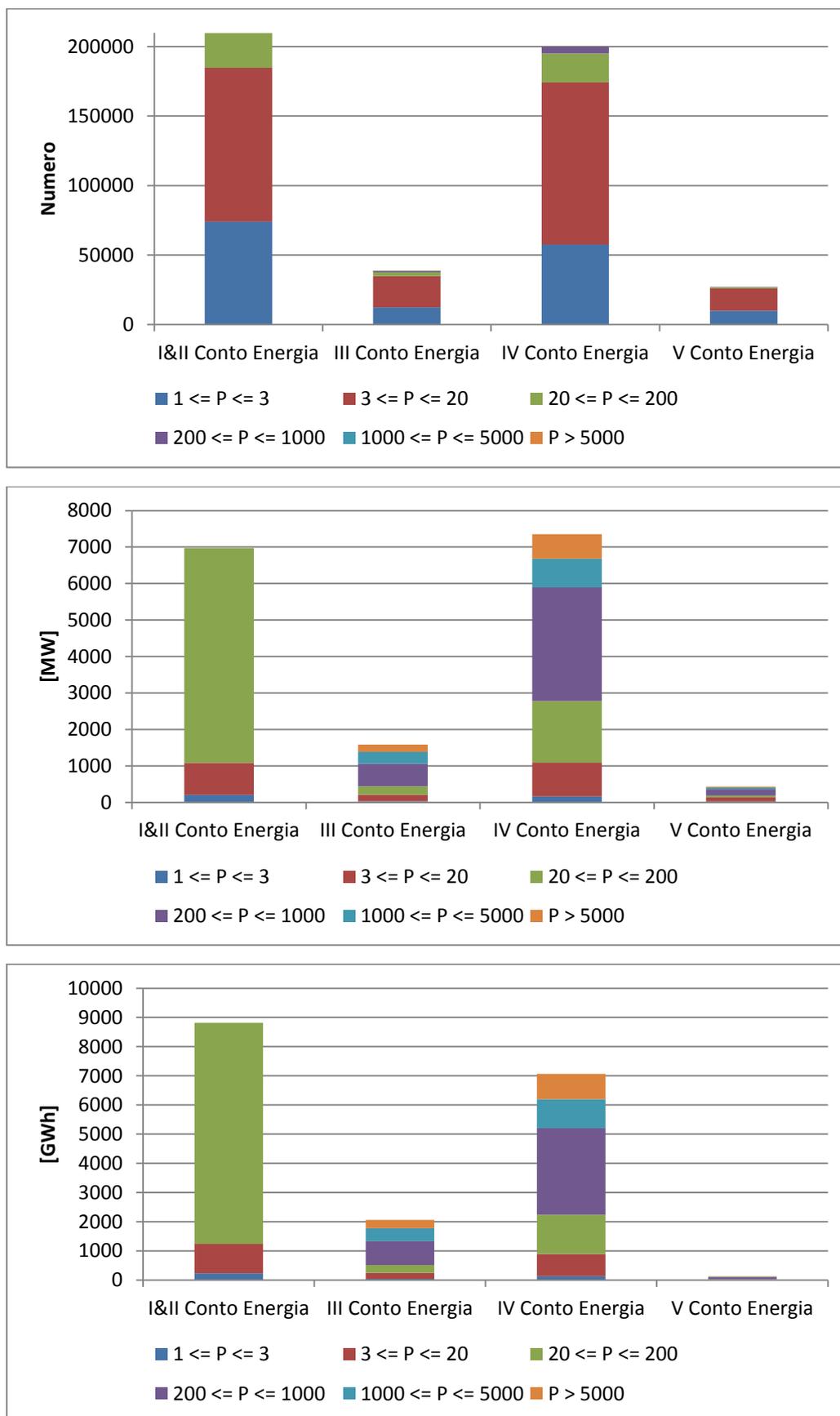


Figura 31. Numero di impianti, potenza e produzione da fotovoltaico – risultati Conto Energia.

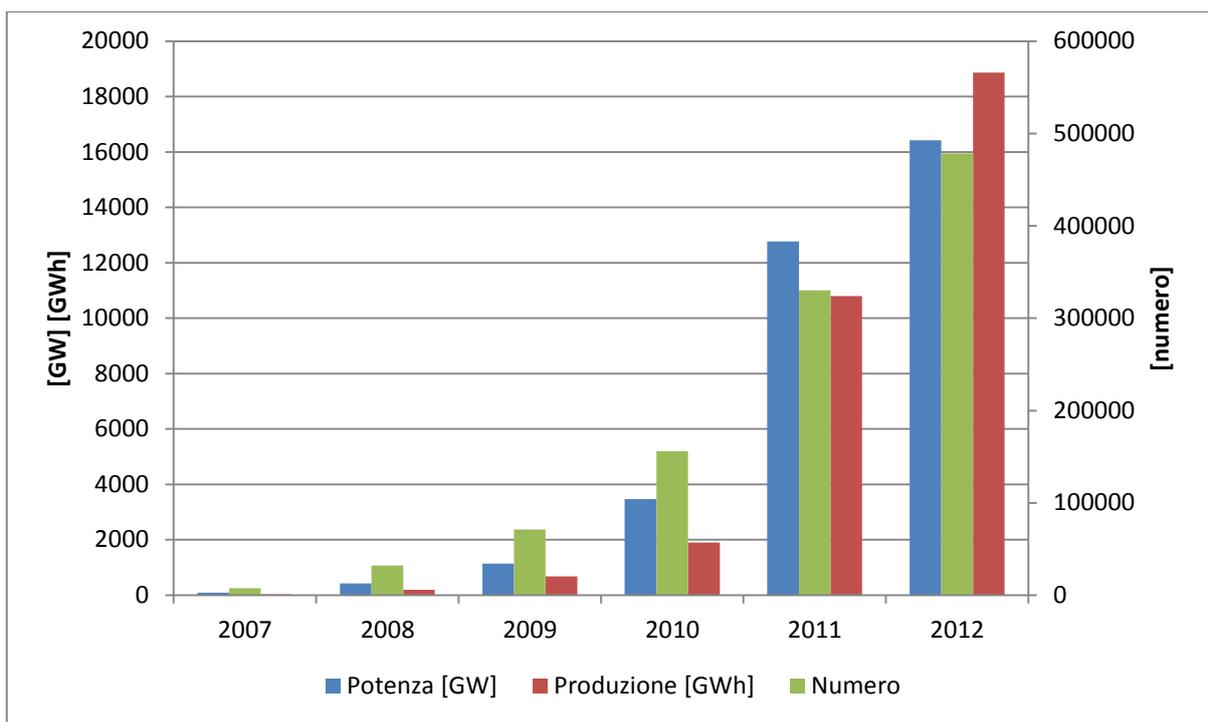
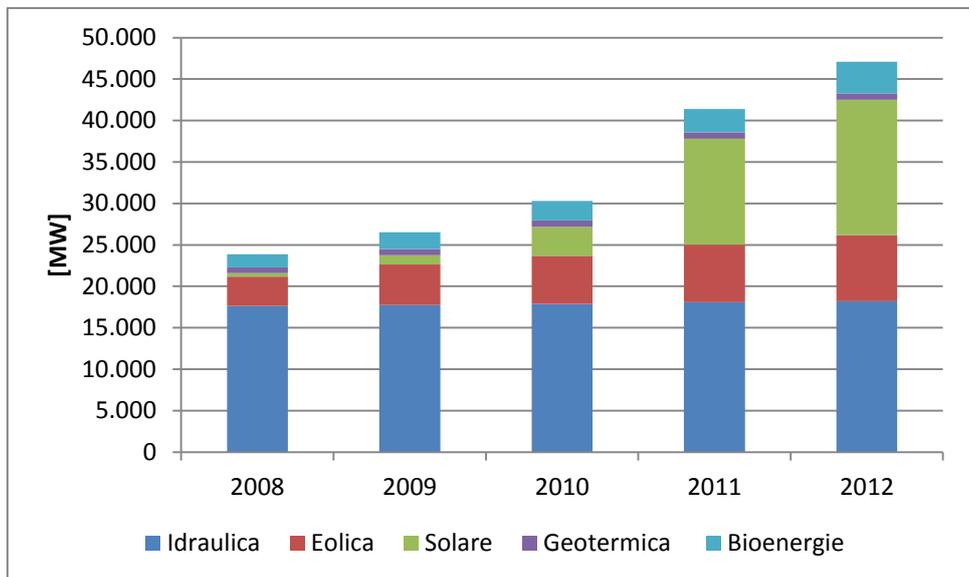


Figura 32. Numero di impianti, potenza e produzione da fotovoltaico – risultati dal 2008 al 2012.



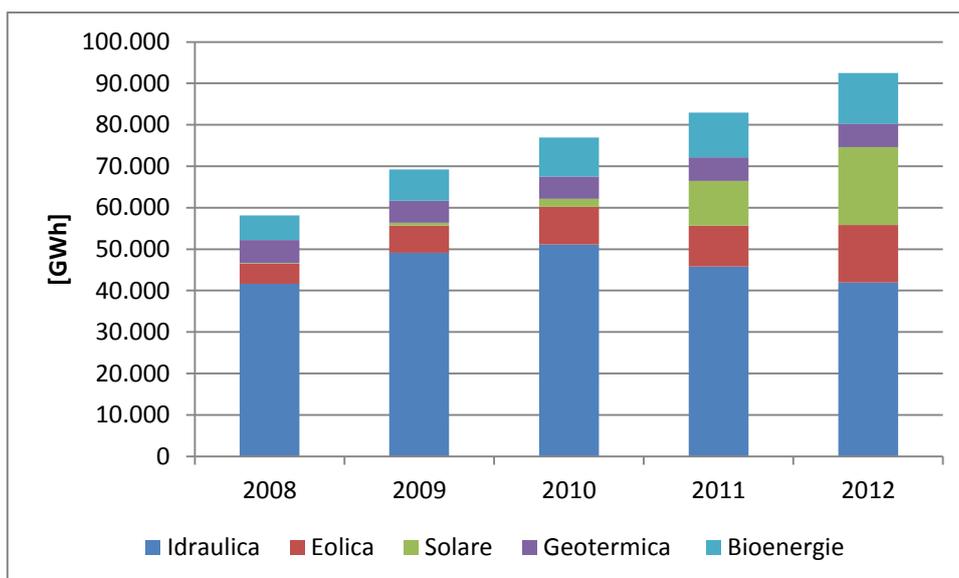


Figura 33. Andamento della potenza e della produzione lorda da altre FER al 2012 (dati provvisori).

L’osservazione del livello di tensione delle reti in cui viene immessa l’energia elettrica (dato di particolare interesse per l’analisi di cui ci si sta occupando), evidenzia che la maggior parte degli impianti da fotovoltaico sono installati sulle reti di media e bassa tensione (Figura 34). In particolare, il 96% degli impianti (numero) è installato sulle reti BT con una potenza cumulata pari al 31% (5.085) di quella totale, mentre il 4% circa degli impianti è installato sulle reti MT con una potenza cumulata pari a circa il 63% (10.388 MW) di quella totale.

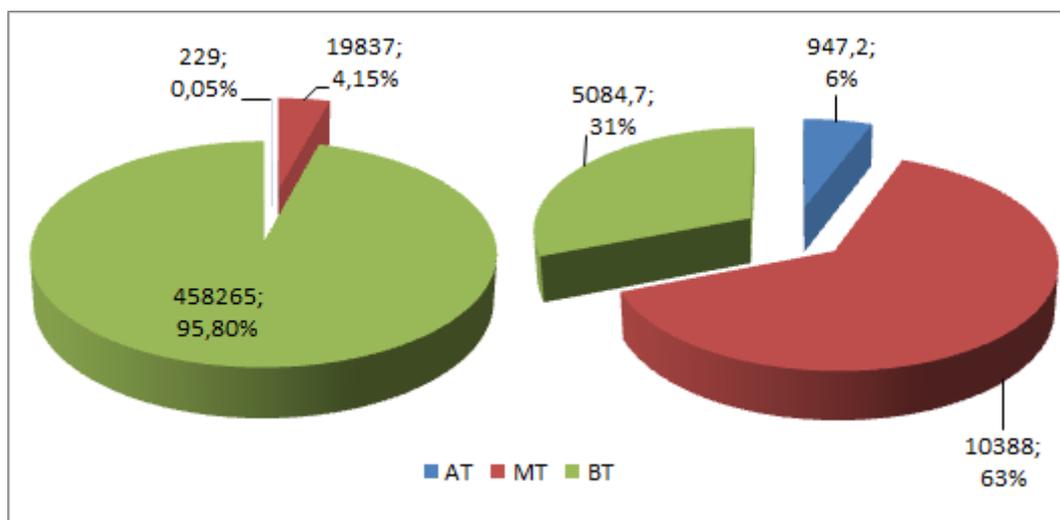


Figura 34. Impianti PV installati al 2012 per livello di connessione – numero (sinistra) e potenza in MegaWatt (destra).

4.2 Condizioni normative e regolatorie per lo sviluppo delle smart grid

Con riferimento ai problemi normativo/regolatori legati, invece, allo sviluppo delle smart grid, il netto spostamento della politica energetica verso obiettivi di sostenibilità ambientale ha attivato in

generale un ripensamento degli schemi regolatori fino ad oggi ritenuti ottimali. Tuttavia, sia il dibattito accademico che quello istituzionale su quale sia il nuovo paradigma da adottare sono ancora in corso. Regole di connessione alla rete degli impianti di generazione a fonte rinnovabile; valorizzazione degli sbilanciamenti; assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto; meccanismi di incentivo: sono alcuni esempi di problemi tra loro connessi ancora aperti e sui quali è in corso un acceso dibattito, per certi versi controverso.

4.2.1 *Incentivi allo sviluppo delle smart grid e meccanismi output based per il deployment esteso*

In questo contesto, l'AEEG ha assunto un ruolo attivo indirizzando gli investimenti delle utility di trasmissione e distribuzione; i provvedimenti intrapresi in questi anni dall'AEEG, infatti, sono stati complessi e hanno riguardato l'intero quadro regolatorio. A partire dal 2004, l'Autorità ha introdotto progressivamente una serie di incentivi allo sviluppo degli investimenti "strategici" (estesi successivamente anche alle reti gas). Nel II periodo regolatorio per il settore elettrico (2004 – 2007) tali incentivi, che prendono la forma di un aumento del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC), sono stati inizialmente limitati agli investimenti previsti dal Piano di sviluppo della RTN, ma dal III periodo regolatorio (2008 – 2011) essi sono stati estesi anche ad alcuni investimenti particolari sulle reti di distribuzione, tra cui le sperimentazioni di "reti attive"; in questo ambito, infatti, l'AEEG ha intrapreso, da oltre due anni, un percorso per lo sviluppo delle smart grid. Questo percorso è cominciato con la focalizzazione, negli studi commissionati al Politecnico di Milano tra il 2006 e il 2008, sulla capacità in termini di potenza installabile nelle reti elettriche di distribuzione MT (hosting capacity), in accordo con i vincoli tecnici attualmente vigenti, in modo da non creare criticità con la gestione dei sistemi di protezione, regolazione e automazione attualmente installati nelle CP. L'analisi è stata svolta in base ad un campione significativo di reti di distribuzione MT (circa l'8% del totale sistema di distribuzione nazionale), che comprende dati reali relativi a reti di diversi distributori, appartenenti a zone geografiche piuttosto estese del territorio nazionale. I risultati dello studio, pubblicati come allegato B alla deliberazione ARG/elt 25/09, mostrano che in relazione ai vincoli tecnici nodali le reti di distribuzione nazionali hanno una notevole capacità di accoglimento della GD, che, in presenza di inversione del flusso di potenza, può però essere sfruttata solo mettendo in campo dispositivi di protezione, regolazione e controllo idonei ad operare con rete a valle attiva (maggiori dettagli sono forniti nel paragrafo 3.1).

La progressività di azione ha quindi condotto a focalizzare (con la deliberazione n. 348/07) l'attenzione sulle "reti attive di media tensione": tale attenzione si è espressa nella deliberazione dell'Autorità ARG/elt 39/10 con la quale, il regolatore italiano - con scelta d'avanguardia rispetto ad altri contesti europei - ha scelto di spingere per lo sviluppo di un modello specifico di smart grid,

offrendo incentivi per la presentazione di progetti pilota focalizzandosi su obiettivi ben definiti. E' infatti opinione ormai consolidata che un reale progresso nella direzione delle reti del futuro possa iniziare soltanto mettendo in campo iniziative che coinvolgano reti reali, con clienti finali e utenti attivi (carichi e generatori), in modo da provare nella realtà le soluzioni sinora studiate in teoria, e sperimentate in laboratorio, entrando in una fase di "field test", seppur su scala ridotta. Le imprese di distribuzione di energia elettrica hanno presentato (a fine 2010) progetti con applicazione reale, finalizzati alla ristrutturazione della rete elettrica di propria competenza (o di una parte di essa) ottenendo una remunerazione maggiorata degli investimenti. Infatti, i progetti pilota non sono finanziati in conto esercizio o conto capitale, ma tramite un incentivo tariffario (+2% della quota di capitale investita per 12 anni) che garantisce un rendimento maggiorato rispetto agli investimenti in reti tradizionali⁴⁰.

Per usufruire del trattamento incentivante i progetti pilota dovevano soddisfare alcuni requisiti fondamentali, di seguito elencati:

- rappresentare una concreta dimostrazione in campo su reti di distribuzione MT in esercizio;
- interessare una porzione di rete MT attiva: linee MT con inversione dei flussi per almeno l'1% dell'anno⁴¹;
- prevedere un sistema di controllo/regolazione della tensione⁴² della rete e un sistema di registrazione automatica degli indicatori rilevanti;
- utilizzare protocolli di comunicazione non proprietari;
- garantire il rispetto delle normative vigenti, in particolare circa la qualità del servizio.

Inoltre, le iniziative proposte dai distributori potevano (requisiti facoltativi):

- includere una o più cabine primarie;
- prevedere il coinvolgimento degli utenti attivi della rete considerata al fine della modifica degli impianti di tali utenti ove necessaria ai fini del funzionamento dei sistemi di comunicazione e controllo ;
- includere la modifica delle protezioni di rete e l'automazione degli attuatori alle interfacce con le utenze attive;
- prevedere un sistema di acquisizione e controllo per la valutazione dinamica dei flussi energetici sulla rete;

⁴⁰ La remunerazione per chi investe in reti tradizionali è del 7%, per chi investirà nei progetti pilota "smart grid" sarà del 9%.

⁴¹ L'inversione di flusso è quindi utilizzato come indicatore chiave delle criticità introdotte dalle GD e della possibile "attività" della rete.

⁴² In questo modo si integra la GD nei sistemi di regolazione di tensione, diversamente da quanto fatto finora.

- prevedere un sistema di comunicazione bidirezionale con i clienti finali per la sperimentazione di modalità di *demand response* attraverso segnali di prezzo;
- prevedere un sistema di *storage* in particolare in combinazione con fonti rinnovabili intermittenti o con installazioni di ricarica, anche bidirezionale, di veicoli elettrici, o un sistema di controllo congiunto di produzione da fonti rinnovabili e di produzione tradizionale o di carichi tale da assicurare un profilo netto di immissione regolare e prevedibile.

La graduatoria delle richieste è stata stilata sulla base del rapporto tra l'indicatore dei benefici e il costo del progetto pilota. In accordo con il documento redatto dal Nucleo della Commissione di esperti⁴³ (determina del Direttore della Direzione Tariffe n. 7/10, Allegato B), l'indicatore dei benefici (IB) è il prodotto tra il punteggio tecnico del progetto e la potenza immettibile in rete da GD in seguito all'intervento per cui è richiesto il trattamento incentivante:

$$IB = P_{smart} \cdot \left(\frac{n_{linee_sottese}}{n_{linee_smart}} \right) \cdot \sum_{j=1}^M A_{i,j}$$

I diversi benefici sono raggruppati nei seguenti quattro ambiti di valutazione.

- A1. Dimensione del progetto dimostrativo. L'ambito di valutazione A1 considera il numero delle utenze attive coinvolte, la dimensione dell'area interessata alla sperimentazione e gli effetti del progetto sull'incremento della produzione da GD e FER.
- A2. Grado di innovazione del progetto dimostrativo. L'ambito di valutazione A2 considera i benefici relativi al grado di innovazione che il progetto pilota è in grado di introdurre nel sistema di distribuzione con riferimento alla capacità di aggregazione della GD e delle FER finalizzate alla regolazione di tensione e all'uniformità del diagramma di produzione, all'impiego di sistemi per la comunicazione, il controllo e la gestione delle reti di distribuzione.
- A3. Fattibilità del progetto dimostrativo. L'ambito di valutazione A3 considera i tempi di realizzazione del progetto e l'impatto sulla qualità del servizio. Si considera non realizzabile o scarsamente realizzabile un progetto che possa portare ad un decremento a regime dei livelli di continuità ad oggi raggiunti nella rete oggetto della sperimentazione.
- A4. Replicabilità su larga scala del progetto dimostrativo. L'ambito di valutazione A4 considera quegli elementi che sono maggiormente sensibili rispetto al requisito di riproducibilità su larga scala delle soluzioni tecniche prospettate nel progetto pilota.

⁴³ Composta da membri che provengono da alcune importanti università italiane: Prof. Paolo Pelacchi; Prof. Fabrizio Pilo; Prof. Roberto Turri.

La fase di selezione si è conclusa il 10 Febbraio 2011 quando è stata pubblicata sul sito dell'Autorità la Delibera ARG/elt 12/11 contenente la ammissione al trattamento incentivante (istituito con la Delibera ARG/elt 39/10) di otto progetti pilota relativi a reti attive (smart grid).

I Progetti ammessi all'incentivo sono riportati nella seguente graduatoria di merito (Tabella 8).

Posizione	Titolo	Impresa distributrice	Indice dei benefici
1	A2A - CP Lambrate	A2A Reti Elettriche S.p.A.	65
2	ASM Terni	ASM Terni S.p.A.	68
3	A2A - CP Gavardo	A2A Reti Elettriche S.p.A.	65
4	ACEA Distr.	Acea Distribuzione S.p.A	71
5	ASSM Tolentino ⁴⁴	Assm S.p.A.	66
6	ENEL Distr. - CP Carpinone	ENEL Distribuzione S.p.A.	96
7	Deval - CP Villeneuve	Deval S.p.A.	68
8	A.S.SE.M. San Severino Marche	A.S.SE.M. S.p.A	64

Tabella 8. Graduatoria di merito dei progetti Smart Grid.

Le principali funzioni sviluppate nei progetti sono (la Tabella 9 riporta il dettaglio per ciascun progetto, il dettaglio sulle funzioni è, invece, fornito nel paragrafo 5.1):

- automazione avanzata e selettività logica;
- incremento dell'affidabilità del SPI mediante telescatto;
- regolazione innovativa della tensione MT tramite GD (logica locale e centralizzata);
- monitoraggio/controllo delle iniezioni da GD;
- limitazione/modulazione in emergenza della potenza attiva immessa dalla GD;
- previsione e ottimizzazione della GD;
- sviluppo di sistemi e tecnologie per servizi di Energy Monitoring ed Energy management (active demand)
- sviluppo dell'infrastruttura di ricarica per veicoli elettrici, in alternata, continua, slow e fast recharge e dei relativi sistemi di gestione ed integrazione nei sistemi IT del DSO
- installazione di sistemi di storage;
- abilitazione di strategie di demand response presso gli utenti finali.

⁴⁴ A.S.S.M. ha poi rinunciato alla realizzazione del progetto pilota "smart grid" Del. 296/2013/R/eel.

<i>Grado di innovazione</i>	A2A -BS	A2A-MI	Enel	Acea	ASM Terni	ASSEM	Deval
Comunicazione bidirezionale	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Partecipazione degli utenti attivi (telescatto, regolazione di tensione, modulazione potenza attiva, etc.)	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Automazione avanzata e selettività logica	NO	SI	SI	SI	NO	NO	NO
Monitoraggio della GD e invio dati verso Terna	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Sistemi di accumulo	NO	NO	SI	SI	NO	NO	NO
Infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica	NO	NO	SI	SI	NO	NO	NO
Sperimentazione di strategie di demand response	NO	NO	SI	NO	NO	NO	NO

Tabella 9. Principali funzioni sviluppate nei progetti smart grid.

Il percorso regolatorio intrapreso dall’Autorità con la Delibera ARG/elt 39/10 permetterà la messa a punto di criteri generali di evoluzione su scala nazionale delle reti elettriche di distribuzione verso la prospettiva smart, come prospettato nel DCO 34/11. Il DCO propone uno schema incentivante molto semplice, di tipo *output based*, per la diffusione “generalizzata” degli investimenti in sistemi di controllo delle unità di produzione connesse alle reti MT (*smart grid*) nelle aree più critiche, che potrebbe prevedere:

- un incentivo proporzionale alla potenza P_{smart} (con eventuale fattore correttivo) delle reti di distribuzione MT;
- riconosciuto solo per le reti MT che presentano, nell’ultimo anno con dati disponibili, una percentuale di flusso inverso (al nodo AT/MT) superiore a una certa percentuale di tempo o per le reti MT in cui la somma della potenza nominale degli impianti di generazione diffusa superi una soglia data;
- a condizione che gli investimenti in logica *smart grid* rispettino i requisiti minimi fissati dall’Autorità.

L’ammontare dell’incentivo così stabilito potrebbe essere determinato in parte in misura proporzionale alla potenza P_{smart} e in parte in misura proporzionale alla percentuale di impianti di generazione diffusa concretamente controllati. Questa ipotesi potrebbe anche in parte intercettare, automaticamente, la differenziazione territoriale prevista dal D.lgs n. 28/11.

Gli incentivi potranno poi essere estesi anche ad ulteriori funzioni innovative come: l'integrazione con le stazioni di ricarica di veicoli elettrici, l'integrazione con i programmi di *demand response* e l'integrazione con i sistemi di accumulo.

4.2.2 *Incentivi allo sviluppo delle Infrastrutture di Ricarica per la diffusione dei Veicoli Elettrici*

In parallelo al percorso di sviluppo verso le smart grid, l'AEEG ha intrapreso provvedimenti per promuovere la diffusione dei VE. La mobilità elettrica, considerate le sue ricadute positive in termini di risparmio energetico, di riduzione dei gas serra e di minor dipendenza dai combustibili fossili, è, infatti, un tema di estrema importanza per il sistema elettrico italiano e, più in generale, per la politica energetica, industriale e ambientale del Paese (ad esempio come efficace strumento per diminuire l'inquinamento nei centri urbani).

A sostegno dello sviluppo dell'auto elettrica, l'AEEG ha recentemente assunto alcune iniziative che rappresentano l'inizio di un percorso di sviluppo della mobilità sostenibile. In particolare, con la deliberazione ARG/elt 56/10 l'AEEG ha introdotto la tariffa per la ricarica "privata" dei veicoli elettrici direttamente presso le abitazioni, i garage o i parcheggi condominiali e ha eliminato i vincoli normativi che ostacolavano la predisposizione di eventuali punti di ricarica nei luoghi privati, eliminando il vincolo per cui i consumatori domestici non potevano disporre di un duplice punto di fornitura elettrica nella stessa unità immobiliare. A seguito di questo provvedimento, che si estende anche alle aree aziendali destinate a parcheggio di flotte di veicoli, è ad oggi possibile richiedere più punti di fornitura, ognuno con un contatore, destinati espressamente all'alimentazione di veicoli elettrici. Con il provvedimento, in aggiunta, l'AEEG ha anche previsto di applicare ai punti di ricarica la tariffa di trasporto già prevista per altri usi, indipendentemente dal fatto che il richiedente sia un cliente domestico o meno; il prezzo dell'energia elettrica sarà libero⁴⁵, ovvero potrà variare a seconda dell'offerta che verrà selezionata fra quelle dei diversi venditori, e che potrebbe essere diversa da quella scelta per la fornitura domestica. Sempre in tema di mobilità elettrica, l'AEEG è successivamente intervenuta con un ulteriore provvedimento (delibera ARG/elt 242/10) che ha previsto una tariffa di rete riservata alla ricarica di veicoli elettrici nei centri urbani ed in altri luoghi aperti al pubblico, regole semplificate per la sperimentazione dei servizi di ricarica e semplificazioni ed agevolazioni per la realizzazione di alcuni progetti mirati di sperimentazione. L'AEEG, infatti, ha deciso di estendere anche a questo settore l'approccio per "progetti pilota", già adottato per le smart grid, trattandosi di due tematiche strettamente correlate rispetto all'obiettivo di modernizzare e rendere più flessibili e intelligenti le reti di distribuzione elettrica. Le agevolazioni sono state assegnate a cinque progetti pilota selezionati fra quelli presentati e prevedono un

⁴⁵ In ogni caso, comunque, il livello e la modalità di formazione del prezzo di vendita dovranno essere il frutto della concorrenza sul mercato liberalizzato

contributo fino a tutto il 2015 per ogni singolo punto di ricarica (Tabella 10). I progetti ammessi riguardano tre possibili soluzioni operative: il modello distributore, il modello service provider in esclusiva ed il modello service provider in concorrenza. Per il primo modello è stato selezionato il progetto di Enel Distribuzione-Hera per 310 colonnine (operative entro il 2013) a Pisa, Bari, Genova, Perugia, in diversi comuni dell'Emilia Romagna e dell'hinterland di Milano. Per il service provider in esclusiva accedono alle agevolazioni i progetti di A2A (52 colonnine dotate di due prese a Milano e 23 a Brescia a regime nel primo semestre 2013) e del Comune di Parma per 200 punti dotati ognuno di due prese, operativi entro fine del prossimo anno. Nell'ambito del terzo modello, saranno agevolati i progetti di Enel Energia (26 punti di ricarica a Roma e nell'hinterland di Milano operativi entro il secondo semestre 2013) e di Class Onlus per 150 colonnine, 43 in provincia di Monza e Brianza e 107 presso supermercati a Roma, Milano, Napoli, Bari, Catania, Genova, Bologna e Varese, in servizio dal secondo semestre del 2014. Con questi due ultimi progetti viene sperimentata in alcuni punti anche la tecnologia di ricarica rapida in corrente continua ad alta potenza (oltre 50 kW) in grado di rifornire in pochi minuti i veicoli elettrici.

<i>Modello Distributore</i>	
<i>Posizione graduatoria</i>	<i>Proponente</i>
1	Enel Distribuzione (con Hera)
<i>Modello Service provider in esclusiva</i>	
<i>Posizione graduatoria</i>	<i>Proponente</i>
1	A2A
2	Comune di Parma
<i>Modello Service provider in concorrenza</i>	
<i>Posizione graduatoria</i>	<i>Proponente</i>
1	Enel energia
2	Class Onlus

Tabella 10. Graduatoria di merito dei progetti sui veicoli elettrici.

4.2.3 Incentivi allo sviluppo di sistemi di accumulo sulle reti di trasmissione e distribuzione

Per quanto riguarda i sistemi di accumulo, a differenza della GD, non esistono ad oggi direttive UE che ne prevedano una diffusione; la loro importanza è però riconosciuta in alcuni documenti programmatici oltre che in alcuni paper. Un esempio può essere rappresentato dalla Direttiva 2009/28/CE sulla promozione delle FER, che nel comma 57 riporta che «Occorre dare sostegno all'integrazione dell'energia da fonti rinnovabili nella rete di distribuzione e trasmissione e all'impiego di sistemi di immagazzinamento dell'energia per la produzione intermittente integrata

di energia da fonti rinnovabili» e nel successivo art. 16 afferma che «Gli Stati membri adottano le misure appropriate per sviluppare l'infrastruttura di rete di trasmissione e di distribuzione, reti intelligenti, impianti di stoccaggio e il sistema elettrico....». Ulteriori altri documenti che si occupano di storage sono:

- la Roadmap 2050 in cui i sistemi di accumulo sono visti come una possibile soluzione (alternativa allo sviluppo rete) ai problemi derivanti dalla forte penetrazione delle FER insieme però ad una rete sempre più intelligente e interconnessa;
- il DG ENER Working Paper “The future role and challenges of EnergyStorage” (che riporta una rassegna sulla regolazione vigente nei paesi europei relativamente allo storage elettrico e termico).

Sul lato incentivi, il primo maggio 2013 è partito in Germania un programma di incentivazione per i sistemi di accumulo abbinati a impianti fotovoltaici (con potenza inferiore ai 30 kW ed entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2012), effettuato tramite finanziamento agevolato erogato dalla KfW, la Banca del Governo federale e dei Länder. Gli utenti potranno richiedere il finanziamento (al 100% dei costi) per 5, 10 o 20 anni, ad un tasso di interesse che oscillerà tra l'1,5 e il 7%. Una volta messo in servizio il sistema di accumulo, sarà possibile richiedere il 30% di rimborso del finanziamento che il Ministero per l'Ambiente verserà direttamente a KfW. Un aspetto interessante dell'incentivazione riguarda l'integrazione dei sistemi di accumulo con le smart grid. Infatti, per ottenere l'incentivo dovrà essere necessario garantire una limitazione della potenza massima immessa in rete pari al 60% della potenza nominale dell'impianto oltre all'installazione di un inverter dotato di interfaccia per il telecomando da remoto dell'impianto, in funzione delle condizioni di esercizio della rete elettrica.

Anche al di fuori dell'UE esistono iniziative analoghe; in California, per esempio, sono stati introdotti incentivi per l'installazione di sistemi di accumulo in impianti fotovoltaici. Lo schema di incentivo scelto è proporzionale alla capacità installata, garantendo un importo pari a 1,8 \$/W, oltre all'esenzione fiscale del 30%, qualora sia sostenuto almeno il 40% dell'investimento. Non esiste un limite alla taglia dei progetti da presentare (si finanziano al massimo i primi 3 MW), ma è necessario prevedere un livello di emissioni inferiore a 379 Kg CO₂ /MWh, un'efficienza della batteria del 63,5% e una durata di scarica minima di 2 ore. L'incentivo attuale è in vigore da Gennaio 2013 e continuerà fino al 2016, con una riduzione annuale del 10%. In aggiunta, sempre in California è stato introdotto l'obbligo di dotarsi di sistemi di accumulo per tutti gli impianti solari delle utilities, una decisione che potrà spingere la domanda anche per dispositivi di storage di scala più grande.

Per quanto riguarda l'evoluzione del quadro normativo relativo ai sistemi di accumulo di energia elettrica in Italia, le prime disposizioni sono state introdotte dal D.lgs. n. 28/11, che prevede tra l'altro la possibilità di includere nel Piano di Sviluppo della RTN sistemi di accumulo dell'energia elettrica finalizzati a facilitare il dispacciamento degli impianti da fonte rinnovabile non programmabile, e dal D.lgs. n. 93/11 che promuove l'integrazione delle fonti rinnovabili nelle reti di trasporto e distribuzione dell'energia, anche mediante il sostegno, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica, alla realizzazione di sistemi di accumulo dell'energia e di reti intelligenti, al fine di assicurare la dispacciabilità di tutta l'energia producibile dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili e di ridurre gli oneri di gestione in sicurezza delle reti di trasporto e prevede per i gestori della RTN e delle reti di distribuzione la possibilità di realizzare e gestire sistemi di accumulo diffuso mediante batterie in attuazione dei rispettivi Piani di sviluppo. Lo stesso decreto stabilisce che sia l'AEEG a provvedere alla regolamentazione dello sviluppo dei sistemi di accumulo assicurando che la remunerazione degli investimenti per la realizzazione e la gestione di tali opere tenga adeguatamente conto dell'efficacia ai fini del ritiro dell'energia da fonti rinnovabili, della rapidità di esecuzione ed entrata in esercizio, anche con riferimento, in modo differenziato, a ciascuna zona del mercato elettrico e alle diverse tecnologie di accumulo.

4.2.3.1 *Accumulo Energy Intensive*

In questa direzione, e in coerenza con l'approccio a sostegno degli investimenti innovativi utili al sistema elettrico, l'AEEG ha approvato con la delibera 288/2012/R/eel la procedura e i criteri per la selezione di tre progetti pilota per la sperimentazione sul campo delle potenzialità e dell'efficacia dei sistemi di accumulo tramite batterie sulla rete di trasmissione, che avranno diritto ad una extra remunerazione del capitale investito per un periodo di 12 anni. Per essere ammessi al trattamento incentivante, i progetti pilota dovevano prevedere i seguenti requisiti minimi:

- dimostrare di poter ovviare a criticità temporanee di rete, destinate ad essere superate dalla realizzazione di opere di sviluppo di rete;
- garantire che i costi per il trasferimento dei sistemi di accumulo in altro sito siano inferiori ad una percentuale predefinita dei costi di investimento del progetto pilota;
- essere finalizzati primariamente alla riduzione della quantità di mancata produzione da FRNP dovuta a congestioni sulla porzione di rete critica a cui fa riferimento il progetto, nell'assetto di normale esercizio;
- fare riferimento ad una porzione di rete critica dotata di un sistema di controllo che consenta di determinare la portata massima della rete in funzione delle condizioni meteorologiche

(dynamic thermal rating) e conseguentemente di massimizzare lo sfruttamento della capacità di trasporto della rete stessa;

- realizzare funzionalità di gestione dei flussi di potenza reattiva, con possibilità sia di immissione sia di assorbimento, tramite gli apparati di conversione statica dei sistemi di accumulo, volti a regolare la tensione lungo le linee; tali funzionalità devono essere coordinate con i sistemi di regolazione della tensione presenti in rete;
- prevedere che i sistemi di accumulo siano in grado di fornire, durante tutte le condizioni di funzionamento, il servizio di regolazione primaria per una banda pari al $\pm 5\%$ della loro potenza massima per almeno 15 minuti;
- avere una capacità nominale complessiva (per ciascuna istanza presentata) non superiore a 40 MWh.

La sperimentazione è funzionale ad ottenere informazioni sulle tecnologie, i costi e i benefici, il dimensionamento e la collocazione ottimale di questi dispositivi e propedeutica ad un eventuale deployment su scala nazionale. Infatti, per rispondere alla recente e massiccia diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili, oltre ad integrare i criteri di sviluppo e gestione delle reti, considerando interventi innovativi che possano assicurare i migliori risultati al minor costo per il sistema, si è ritenuto necessario anche valutare l'utilità di sviluppare sistemi di accumulo quale strumento aggiuntivo. In relazione ai progetti pilota ammessi al trattamento incentivante, Terna, in qualità di gestore del sistema (Transmission System Operator, TSO), dovrà presentare all'AEEG un dettagliato rapporto semestrale e una relazione finale delle attività svolte con i risultati della sperimentazione; i risultati, come detto per gli altri progetti pilota, forniranno elementi per valutare esigenze di adeguamento del quadro regolatorio applicabile ai sistemi di accumulo. La delibera 66/2013/R/eel ha approvato 6 progetti pilota per una dimensione complessiva di 35 MW ricadenti nella categoria energy intensive, con l'obiettivo di ridurre la mancata produzione da fonti rinnovabili non programmabili causata da congestioni sulla rete. I progetti ammessi alla sperimentazione e al relativo trattamento incentivante riguardano alcune tratte della rete oggi particolarmente critiche, quali le direttrici a 150 kV "Benevento 2 – Celle San Vito" (Sito A) con 12 MW e "Benevento 2 – Bisaccia 380" (Sito B) con 22,8 MW e sono stati individuati sulla base di una graduatoria di una Commissione di esperti nominata dall'Autorità in accordo con il Ministero.

Il Piano di Sviluppo prevede di collocare nel sito A tre impianti "Faeto", "Ginestra" e "Addenza" per un totale di 40 MWh + 40 MWh (istanza A1 e A2) e nel sito B tre impianti "Scampitella", "Flumeri" e "Anzano" per un totale di 40 MWh + 40 MWh + 40 MWh + 32 MWh (istanza B1, B2, C1 e C2).

Gli interventi selezionati soddisfano i requisiti di ammissibilità previsti dalla delibera 288/2012/R/eel e saranno sviluppati utilizzando una tecnologia di accumulo elettrochimico con caratteristiche energy intensive (cioè orientata ad applicazioni in energia, con una durata dei cicli di carica e scarica completa dell'ordine delle 6-7 ore), con una potenza singola nominale complessiva di circa 6 MW e capacità nominale pari a 40 MWh (rapporto energia/potenza nominale ≥ 7 MWh/MW; efficienza AC roundtrip $\geq 75\%$). Ad oggi è stata già aggiudicata la gara per la scelta della tecnologia, che è risultata essere la NaS Sodio-Zolfo fornita dalla società giapponese NGK Ltd. Nel seguito sono riportati i principali parametri tecnici delle batterie.

Dati di targa	
Tecnologia di accumulo energetico	Batterie NAS
Potenza nominale di scarica	12 MW
Potenza nominale di carica	12 MW
Energia nominale netta	80 MWh
Efficienza energetica di “round trip” AC/AC	75%
Full charge time (da SOC 0% a potenza nominale di carica)	Circa 10 h
Full discharge time (da SOC 100% a potenza nominale di scarica)	Circa 7,5 h
Numero di cicli (a DOD 100%)	4500 cicli
Vita utile calendariale	15 anni
Temperatura operativa di esercizio	305 – 340°C

Tabella 11. Dati di targa delle batterie Energy intensive [36].

Un impianto di accumulo da 12 MW, costituito da 2 progetti pilota ciascuno di taglia 6 MW, occupa una superficie di circa 7000 mq, e prevede principalmente l'installazione outdoor di apparecchiature in MT (20 kV – 3AC) e BT:

- 10 assemblati batterie di taglia 1,2 MW ciascuno⁴⁶;
- 10 PCS di taglia 1,2 MVA oppure 5 PCS di taglia 2,4 MVA⁴⁷;
- 2 shelter per quadri MT;
- 2 shelter per quadri BT;
- 2 shelter per Gruppi Elettrogeni di emergenza;
- 1 shelter per il Sistema di Controllo (SCI).

La connessione degli impianti alla RTN avviene mediante uno stadio di trasformazione 20/150 kV.

⁴⁶ I moduli batteria vengono collegati tra loro in modo da ottenere i valori richiesti di tensione e corrente, ed installati all'interno di appositi armadi per costituire gli “assemblati batteria”: 40 moduli da 30 kW (2 stringhe in parallelo, ciascuna costituita da 20 moduli in serie) realizzano un assemblato da 1,2 MW.

⁴⁷ Ogni assemblato viene azionato da un PCS (Power Conversion System), ovvero un sistema di conversione statica bidirezionale DC/AC, in grado di azionare fasi di carica e fasi di scarica.

4.2.3.2 Accumulo Power Intensive

Con la delibera 43/2013/R/eel, l'AEEG ha approvato, inoltre, 2 progetti pilota di tipo power intensive (da realizzare in Sicilia e Sardegna), previsti dal Piano di Difesa 2012-2015, di taglia pari a 8 MW ciascuno che garantiscano anche prestazioni ultrarapide e sperimentino almeno due tecnologie differenti per ciascun sito.

Questi primi 16 MW rappresentano la fase sperimentale a cui poi seguirà una fase di sviluppo pari ad altri 24 MW (da realizzare sempre in Sardegna e Sicilia).

Anche in questo caso, sono state aggiudicate le gare per la scelta della tecnologia:

- realizzazione in opera di sistemi stazionari per accumulo elettrochimico di energia elettrica con tecnologia “Base Sodio” [37]
 - RTC Fiamm Srl Tozzi Sud S.p.A. – Nidec ASI S.p.A. ;
 - RTC GEMx Technologies LLC – Xtreme Power LLC;
- realizzazione in opera di sistemi stazionari per accumulo elettrochimico di energia elettrica con tecnologia “Base Litio” [38]
 - RTC Shenzhen BYD Limited – SAET S.p.A.;
 - RTC Samsung SDI Co. Ltd. – Younicos AG – Green Utility S.p.A.;
 - Toshiba S.p.A.;
 - RTC SAFT SAS – Nidec ASI S.p.A.;
 - Siemens S.p.A.

4.2.3.3 Le valutazioni di Terna

Più in generale, Terna nel piano di sviluppo 2012 ha riportato alcune valutazioni tecnico/economiche per la valutazione degli obiettivi di miglioramento del sistema elettrico a seguito di investimenti in sistemi di accumulo.

In Tabella 12 sono riportati i principali dati utilizzati nell'analisi costi/benefici dei sistemi di accumulo mediante batterie. Assumendo una valorizzazione dei capex sulla base dei valori di mercato prendendo a riferimento sistemi in grado di immagazzinare energia alla potenza nominale per circa 8 - 10 ore (3,1 M€/MW⁴⁸), e un tasso di attualizzazione pari al 7,4%⁴⁹, in esito alle analisi effettuate, Terna ha stimato che con l'installazione della capacità di accumulo complessivamente pari a 240 MW circa, si prevede nell'orizzonte temporale di vita utile considerato (15 anni), un risparmio netto per il sistema di circa 45 M€/anno (benefici complessivi per circa 100 M€/anno a

⁴⁸ Che comprende la site preparation, l'installazione, la revisione periodica, la rimozione e la dismissione finale.

⁴⁹ Prendendo a riferimento il valore del WACC base riconosciuto a Terna dall'AEEG per gli investimenti in attività di sviluppo della rete di trasmissione.

fronte di costi complessivi per circa 55 M€/anno), che corrisponde ad un indice di profittabilità IP di circa 1,8.

BENEFICI	
Mancata riduzione dell'energia da FRNP	Ore Mancata Riduzione (definite sulla base dei dati di riduzione della produzione da FRNP prevista nell'orizzonte temporale dell'investimento, 15 anni)
	Rendimento del ciclo di funzionamento della batteria
	Costo variabile UP termoelettrica rimpiazzata dall'accumulo che utilizza l'energia da FRNP che in presenza di congestione non può essere immessa in rete (calcolato sulla base dei dati comunicati dagli operatori nel periodo marzo 2010 - febbraio 2011 e corrisponde al 75esimo percentile.)
	Valore energia rinnovabile (calcolata considerando il valore convenzionale pari al costo medio ponderato dei certificati verdi negoziati sul mercato negli ultimi otto anni)
Aumento della sicurezza / riserva terziaria	Ore disponibilità riserva terziaria (pari al prodotto tra le ore di disponibilità della batteria, 12 ore al giorno per 6 giorni a settimana)
	Differenziale prezzo olio/gas (differenziale tra il costo marginale dell'energia prodotta da un impianto termoelettrico alimentato con olio ed un ciclo combinato ed un fattore di conversione tra capacità di riserva ed energia pari al rapporto medio sul parco termoelettrico tra la potenza minima e la potenza massima)
Aumento della sicurezza / regolazione primaria	Ore Mancata Riduzione
	Valorizzazione primaria (al costo variabile utilizzato per la componente A è stato aggiunto un importo pari a 10 €/MWh che corrisponde al valore della componente a copertura degli oneri di prestazione specifica della riserva secondaria in base alla delibera 111/06.)
	Combustibile Quota utile
Investimenti evitati	Costi evitati per Regolatori di Tensione
	Costo evitato per rinforzi di rete AT

Tabella 12. Ipotesi utilizzate per il calcolo dei benefici dei sistemi di accumulo diffuso di energia [Fonte Terna] [39].

4.2.3.4 L'accumulo sulla rete di distribuzione

Oltre che sulla rete di trasmissione, il D.lgs. n. 93/11 ha previsto la realizzazione e la gestione di sistemi di accumulo anche sulle reti di distribuzione. Le modalità di sperimentazione dei sistemi di accumulo sulle reti di distribuzione (progetti pilota incentivati tramite maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito del 2% per 12 anni) saranno però definite, come previsto dalla Deliberazione ARG/elt 199/11, attraverso procedure di consultazione in modo da approfondire meglio le diverse soluzioni adottabili dal punto di vista sia delle possibili funzionalità, sia delle opzioni tecnologiche, in accordo anche con l'evoluzione della regolazione relativa allo sbilanciamento delle fonti energetiche rinnovabili non programmabili e dell'intera disciplina del dispacciamento. I requisiti minimi dei progetti pilota sulle reti di distribuzione dovranno prevedere per i sistemi di accumulo la possibilità di:

- garantire l'immissione in rete di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili;
- essere inclusi in progetti di trasformazione delle reti di distribuzione esistenti in reti smart grid;
- essere finalizzati alla regolazione dei profili di scambio di energia elettrica con la rete di trasmissione.

Sebbene i progetti pilota promossi dall'AEEG sulle reti di distribuzione non siano ancora partiti, è importante evidenziare che esistono già alcune prime sperimentazioni messe in campo dai DSO, come meglio illustrato nel paragrafo 5.1.11 [40].

4.2.4 *L'Allegato A.70 e la deliberazione 84/2012/R/eel e s.m.i.*

Il percorso di sviluppo messo in campo dall'AEEG tende ad una traiettoria ideale, basata su successivi step, per consentire la migliore evoluzione possibile per le reti elettriche verso le smart grid: la prima fase prevede la valutazione dell'impatto della GD sulle reti attuali e lo studio delle soluzioni possibili per consentirne una migliore integrazione, segue poi una seconda fase di sperimentazione in campo che, a valle di opportune riflessioni, può rappresentare la base per l'incentivazione di strategie per un deployment esteso su scala nazionale (terza e ultima fase).

Nel frattempo, però, la velocità con cui la realtà dei sistemi elettrici evolve in questo periodo storico è decisamente elevata, e nuove esigenze, legate alle forti interazioni tra i sistemi di protezione attualmente installati e dedicati alla salvaguardia dell'esercizio della rete di distribuzione e la sicurezza dei sistemi elettrici interconnessi con cui rischiano di interferire, stanno accelerando, non solo a livello nazionale, il già rapido sviluppo di tecnologie innovative nell'ambito delle smart grid. A livello europeo, la crescente penetrazione di GD, in particolare di unità connesse alla rete tramite sistemi statici di conversione (come ad esempio il fotovoltaico), ha, infatti, destato l'interesse di molti organismi. Il 18 luglio 2011 ENTSO-E, l'Associazione Europea dei Gestori di rete dei sistemi di trasmissione di energia elettrica ha pubblicato una lettera aperta rivolta al commissario UE per l'energia Guenther Oettinger [41], al fine di incoraggiare le autorità di regolazione nazionali a cambiare le attuali regole di connessione che impongono agli impianti fotovoltaici di disconnettersi automaticamente dalla rete ogni volta che la frequenza del sistema raggiunge una deviazione di 0,2 o 0,3 Hz dal normale valore di 50 Hz (Tabella 13 e Tabella 14). Alla lettera, e ai corrispondenti timori, di ENTSO-E si è aggiunta anche BSW [42], l'associazione tedesca dei produttori di moduli fotovoltaici, e EPIA [43], che rappresenta l'industria fotovoltaica in Europa, che hanno ribadito, sempre in sede europea, la medesima richiesta con lettere inviate rispettivamente l'11 Agosto e il 30 Agosto 2011.

I limiti in frequenza, infatti, sono stati imposti agli impianti fotovoltaici, e più in generale alla GD connessa alle reti di distribuzione europee, quando la capacità installata cumulativa era ancora marginale; ma la significativa crescita del settore negli ultimi anni, in particolare in paesi come appunto l'Italia e la Germania, ha fatto sì che si raggiungesse in Europa una capacità installata di oltre 25 GW. Ciò significa che, in presenza di transitori di frequenza sul sistema elettrico europeo, con valori di frequenza che potrebbero uscire dai limiti indicati, si perderebbe, in modo del tutto improvviso (pochi decimi di secondo), una quantità di potenza di gran lunga maggiore rispetto al valore critico di 3000 MW; tale valore rappresenta per il sistema elettrico continentale europeo una stima della soglia massima al di sopra della quale vi è la forte probabilità di un black-out esteso.

	Potenza installata [MW]	50,5	50,3	50,2	49,8	49,7	49,5
Germania	24.800			14.000			
Italia	14.300		11.500			11.500	
Spagna	4.047	30					
Francia	2.500			2.500	75		500
Repubblica Ceca	1.900			950	860		
Belgio	2.225	600		1.100			
Grecia	1.000	1.000					1.000
Slovacchia	512			512			
Portogallo	155	8		79	79		8
Danimarca	290			6			
Polonia	5			5			
Ungheria	4			4			
Totale potenza a rischio	51.738	1.638	11.500	19.156	1.014	11.500	1.508

Tabella 13. Soglie in frequenza per SPI in Europa relativi ad impianti PV e relativa potenza installata.

	Potenza installata [MW]	50,5	50,3	50,2	49,8	49,7	49,5
Germania	29.100						18.900
Italia	7.200		350			350	
Spagna	21.091	1.032					
Belgio	1.402						
Danimarca	3.010						
Totale potenza a rischio	61.803	1.032	350	0	0	350	18.900

Tabella 14. Soglie in frequenza per SPI in Europa relativi ad impianti eolici e altre FER e relativa potenza installata.

Data l'urgenza della situazione, e la gravità dei rischi correlati, una spinta alla soluzione ai problemi sollevati dalla presenza di generazione diffusa sulle reti minori è stata per intanto intrapresa da ENTSO-E che ha obbligato i paesi UE (soprattutto quelli con maggiore quantità di GD, come Germania e Italia) a prevedere programmi di retrofit in modo da correggere le soglie in frequenza degli impianti già in esercizio rendendole congruenti con le necessità di sicurezza del sistema elettrico.

A livello nazionale, la necessità di armonizzare le strategie di protezione dedicate alla rete di distribuzione rispetto alle esigenze del complessivo sistema elettrico nazionale è alla base dell'Allegato A.70 "Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita" approvato dall'Autorità l'8 marzo 2012 con la deliberazione 84/2012/R/eel e introdotto da Terna nel corpus del Codice di rete.

Il documento contiene i requisiti tecnici a cui gli impianti di GD connessi alle reti di distribuzione MT e BT devono rispondere ai fini della sicurezza del sistema elettrico interconnesso. Essi sono poi stati traslati e approfonditi all'interno delle Regole Tecniche di Connessione (CEI 0-16 e CEI 0-21). I principali contenuti tecnici del documento (successivamente elaborati e ricompresi nelle norme CEI 0-16 e CEI 0-21, e meglio descritti nel seguente paragrafo) riguardano la definizione per gli impianti di GD connessi alle reti di distribuzione MT e BT di campi di funzionamento in tensione e frequenza, della regolazione della potenza attiva in sovralfrequenza, della riconnessione automatica, dell'insensibilità a transitori di tensione e della compatibilità dei sistemi di protezione con le esigenze di sistema. Inoltre, per garantire un maggior controllo del sistema il paragrafo 6 prevede la necessità di conoscere la GD connessa alle reti MT e BT sia in fase predittiva sia in tempo reale. Il DSO, per ogni CP, dovrà pertanto rendere disponibili al TSO, attraverso i sistemi SCADA, sia i dati previsionali sia le telemisure in tempo reale della potenza attiva e reattiva del carico, della GD con relativa tipologia, e del totale carico-generazione.

Tutti questi requisiti sono volti a garantire un funzionamento continuativo degli impianti da GD rispetto alle esigenze di sistema, avvicinando di fatto il funzionamento di questi impianti a quello degli impianti tradizionali connessi sulle reti di alta tensione. Le prescrizioni della deliberazione 84/2012/R/eel, e del relativo Allegato A.70 sono state applicate a tutti gli impianti (MT e BT) entrati in esercizio a partire dal 1° aprile 2012; per gli impianti MT entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2013 valgono, invece, i requisiti imposti dalla norma CEI 0-16:2012 (tempistiche di implementazione definite nella deliberazione 562/2012/R/eel).

Ma la deliberazione 84/2012/R/eel non si è limitata soltanto a stabilire le modalità di entrata in vigore dei suddetti provvedimenti: ha anche avviato la bonifica degli impianti esistenti (retrofit limitato alle sole reti MT). Quest'ultimo è infatti un problema molto rilevante, rispetto al quale nel resto dell'Europa, e in particolare in Germania, si sta dibattendo da tempo e su cui, fino ad ora, sono state condotte solo approfondite analisi costi-benefici, come ad esempio lo studio Ecofys [32]. Invece, in Italia, grazie alla cooperazione di tutti i soggetti coinvolti, si sono intraprese possibili soluzioni per avviare il problema a soluzione, prevedendo che tutti gli impianti in esercizio alla data del 31 marzo 2012, connessi alla rete MT e di potenza (nominale) maggiore di 50 kW (pari a circa

16.600 impianti per una potenza complessiva di circa 15,9 GW⁵⁰) siano soggetti, entro il 31 marzo 2013, ad un intervento di adeguamento al fine di renderli conformi alle prescrizioni contenute nei paragrafi 5 e 8 dell'Allegato A.70 di Terna⁵¹ [45], [46].

Tale piano si basa sull'obbligo di adeguamento che sta in capo, in generale, agli utenti connessi alle reti (in particolare, agli utenti attivi, produttori da fotovoltaico e non): in base a tale obbligo, in caso di modificazioni delle condizioni tecniche (e questa ha rappresentato di certo una modificazione importante e imprevedibile) ciascun utente⁵² ha l'obbligo di adeguare i propri impianti entro un anno⁵³ dalla data di comunicazione da parte del gestore della rispettiva rete⁵⁴.

Al fine di assicurare l'effettivo svolgimento del retrofitting, almeno in relazione agli impianti fotovoltaici, il Decreto Ministeriale del 5 luglio 2012 (V Conto Energia) ha stabilito che l'AEEG provvede a definire le modalità e i tempi, eventualmente ulteriori rispetto a quelle già definiti con la deliberazione 84/2012/R/eel, entro i quali tutti gli impianti fotovoltaici entrati in esercizio entro il 30 giugno 2012 devono essere adeguati al fine di prestare i servizi di cui all'Allegato A.70, nonché le modalità con le quali i gestori di rete, verificato il mancato rispetto di tali disposizioni, effettuano apposita segnalazione al GSE, il quale in tal caso sospende l'erogazione degli incentivi fino all'avvenuto adeguamento degli impianti.

I risultati del retrofit, secondo le ultime stime disponibili risultano molto elevati: circa l'80% degli impianti si sono infatti adeguati risultando adesso del tutto conformi alle esigenze di sicurezza del sistema elettrico.

Più recentemente, la delibera 243/2013/R/eel ha definito le tempistiche e le modalità per l'adeguamento degli impianti BT e gli impianti MT di potenza inferiore a 50 kW. In particolare, i produttori devono adeguare alle prescrizioni di cui al paragrafo 5 dell'Allegato A.70⁵⁵:

⁵⁰ Che, rispetto ai circa 46.000 impianti di GD installati al 31 marzo 2012 per una potenza complessiva superiore a 19 GW, ne rappresentano la maggior parte

⁵¹ Per gli impianti di produzione tradizionali, l'intervento di retrofit consiste nell'adeguamento del sistema di protezione di interfaccia alle prescrizioni del paragrafo 8; serve inoltre adeguare il funzionamento dei generatori alle prescrizioni del paragrafo 5 esclusivamente entro i limiti consentiti dalle macchine rotanti già installate, comunicando i nuovi ampliati limiti entro cui la macchina è in grado di rimanere in servizio, evidenziando anche il periodo di tempo massimo oltre il quale tali limiti ampliati non possono essere mantenuti.

⁵² Gli utenti attivi, secondo quanto previsto dalla deliberazione, dovranno adeguare l'impianto alle prescrizioni dell'Allegato A.70, paragrafo 5 e paragrafo 8, e darne comunicazione al DSO (secondo le istruzioni del DSO stesso), allegando il nuovo regolamento di esercizio debitamente sottoscritto e le dichiarazioni di cui alle lettere a) e c) del comma 4.2 della deliberazione 84/2012/R/eel.

⁵³ Per accelerare questo adeguamento, l'Autorità, sulla scorta dell'esperienza fatta in passato in tema di regolazione della qualità, ha istituito un meccanismo premiale a favore dei soggetti che adeguino gli impianti con una tempistica più compressa rispetto al tempo massimo di un anno previsto dalle Norme vigenti.

⁵⁴ I DSO, secondo quanto previsto dalla deliberazione, hanno informato i produttori dell'obbligo di adeguare l'impianto, tramite raccomandata con ricevuta di ritorno o mezzo equivalente, inviando il regolamento di esercizio aggiornato (entro l'8 maggio 2012).

⁵⁵ In relazione alle prescrizioni relative alla frequenza, in deroga a quanto previsto dal paragrafo 5, gli impianti dovranno rimanere connessi alla rete almeno all'interno dell'intervallo di frequenza 49 Hz – 51 Hz.

- entro il 30 giugno 2014, gli impianti di produzione di potenza superiore a 20 kW già connessi alla rete BT e gli impianti di potenza fino a 50 kW già connessi alla rete MT entrati in esercizio alla data del 31 marzo 2012;
- entro il 30 aprile 2015, gli impianti di produzione di potenza superiore a 6 kW e fino a 20 kW già connessi alla rete BT ed entrati in esercizio alla data del 31 marzo 2012.

4.2.5 Riduzione della GD in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale

Un ulteriore provvedimento necessario per consentire l'integrazione della GD nel rispetto della sicurezza del sistema elettrico è l'Allegato A.72 al Codice di Rete di Terna "Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI)", pubblicato in consultazione nel luglio 2012 e approvato dall'AEEG con deliberazione 344/2012/R/eel (quindi attivo dal 2 Agosto 2012). Il provvedimento, del tutto analogo a quello già intrapreso per l'eolico connesso alle reti AT (deliberazione ARG/elt 5/10), definisce le modalità d'attuazione, per motivi di sicurezza, della riduzione della GD (con specifiche taglie e caratteristiche) connessa alle reti MT⁵⁶. La riduzione di GD ha lo scopo di consentire a Terna di garantire la sicurezza del sistema elettrico anche attraverso i servizi di bilanciamento e riserva, laddove si verificano situazioni, potenzialmente critiche, di riduzione di capacità regolante del SEN e dell'inerzia produttiva del SEN.

Le prescrizioni contenute nell'Allegato A.72 si applicano agli impianti eolici e fotovoltaici connessi alla rete MT con potenza maggiore o uguale a 100 kW che immettono in rete tutta la produzione (al netto dei servizi ausiliari).

A causa della mancanza di un sistema di comunicazione diffuso, gli unici impianti che possono essere distaccati da remoto (dal DSO su richiesta di Terna) sono a oggi quelli connessi alla rete con linee dedicate (chiamati GDTEL, GDR telecontrollata⁵⁷), mentre gli altri impianti (chiamati GDPRO, GDR distaccabile con preavviso), che nella maggior parte dei casi condividono la connessione con linee al servizio anche di utenze passive, non sono presidiati né telecontrollati e pertanto è necessario un congruo preavviso per ogni operatività in sito, in quanto, in attesa della piena implementazione delle smart grid, la limitazione della produzione deve essere attuata direttamente dai titolari stessi, in attesa di definire modalità di raggiungibilità da remoto⁵⁸.

⁵⁶ Trattandosi di impianti che non partecipano al mercato dei servizi, Terna ed i DSO predispongono i distacchi secondo un criterio di uniforme distribuzione delle riduzioni, compatibilmente con le esigenze di esercizio e di sicurezza del SEN.

⁵⁷ Gli impianti di tipo GDTEL, avendo la caratteristica di poter essere disconnessi dall'impresa distributrice da remoto, sono considerati ai fini della difesa del SEN, di norma, come risorsa di ultima istanza.

⁵⁸ La soluzione a regime dovrà prevedere l'estensione del controllo da remoto anche agli impianti GDPRO.

La procedura di riduzione è strutturata in questo modo. Ciascun DSO, all'interno di ciascuna area geografica, costituisce dei raggruppamenti di impianti in Gruppi (G1,G2,G3, etc.), oggetto del distacco a rotazione, e dei livelli di severità ai quali sono associati i gruppi (L1, L2, L3, etc.).

Nello schema di turnazione, per le giornate feriali, di norma, sono considerati a rischio i primi due livelli (L1, L2⁵⁹) mentre nelle giornate prefestive e festive saranno considerati disponibili tutti i gruppi attivabili su tre livelli di rischio (L_f1, L_f2, L_f3): per nessun impianto di produzione è quindi assicurata, in assoluto, la permanenza in servizio.

Le quantità di GD da ridurre sono stabilite da Terna in base alla criticità da fronteggiare: per gli impianti GDPRO gli orari di riduzione saranno giornalieri, di durata corrispondente al periodo di irraggiamento solare (l'ordine sarà inviato una settimana prima), mentre per gli impianti GDTEL saranno possibili fasce orarie con intervallo di tempo prestabilito durante la giornata obiettivo (l'ordine è inviato un'ora prima).

Queste modalità sono poi state ulteriormente evolute nella norma CEI 0-16:2012 comprendendo tutti gli impianti di GD eolici e fotovoltaici connessi alla rete MT con potenza maggiore o uguale a 100 kW (anche con carico proprio) e rendendo il teledistacco più efficace per tutti gli impianti tramite comando inviato qualche minuto prima tramite rete GSM/GPRS (maggiori dettagli sono forniti nel successivo paragrafo).

4.2.6 *Le Regole Tecniche di Connessione (RTC): CEI 0-16:2012*

I requisiti dell'Allegato A.70 di Terna sono poi stati inseriti anche nelle RTC, elaborate dal CEI (CT 316) su mandato dell'AEEG. In particolare, la nuova Norma CEI 0-16:2012 ha compiuto un processo di armonizzazione tra le Norme relative alle reti di trasmissione (Allegati al Codice di Rete di Terna) e quelle relative alle reti di distribuzione MT (per la BT tale armonizzazione è stata effettuata con la seconda edizione della CEI 0-21 pubblicata a giugno 2012), mettendo in campo, attraverso prescrizioni del tutto innovative sia a livello nazionale sia a livello europeo, un'azione di superamento delle problematiche che la GD, e in particolare il fotovoltaico, può causare sul complessivo sistema. Come già fatto per la prima edizione della CEI 0-16 con la deliberazione ARG/elt 33/08, anche questa nuova versione è stata approvata come RTC dall'Autorità tramite deliberazione 562/2012/R/eel. La CEI 0-16:2012 è quindi la Regola tecnica di riferimento attualmente in vigore e si applica a tutti gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2012; dato il contenuto innovativo per alcune prescrizioni, sono stati definiti, sempre attraverso la deliberazione 562/2012/R/eel, opportuni periodi transitori nell'applicazione (che si completeranno del tutto già prima della fine del 2013). Nel seguito si descrivono i contenuti più importanti della

⁵⁹ I restanti livelli hanno scarse probabilità di verificarsi.

CEI 0-16:2012, con particolare attenzione alla connessione di utenti attivi: qui, infatti, è stato maggiore lo sforzo di normazione rispetto alle disposizioni tecniche precedentemente vigenti. In questa nuova versione, il paragrafo 8.7 “Regole tecniche di connessione per gli Utenti attivi”, diventato adesso 8.8, è stato completamente rivisto integrando le prescrizioni innovative riportate nel seguito, e necessarie per risolvere i problemi causati dalla GD sulle reti di trasmissione e di distribuzione. In particolare, in aggiunta alle indicazioni contenute nei paragrafi 8.7.1 (ora paragrafo 8.8.1) “Limiti alla complessiva generazione che è possibile connettere alle reti MT”, 8.7.2 (ora paragrafo 8.8.2) “Schema tipico di connessione di un Utente attivo” e 8.7.4 (ora paragrafo 8.8.3) “Dispositivi previsti”, sono stati inseriti ulteriori paragrafi, meglio dettagliati nel seguito, che contengono requisiti innovativi relativi a tutte le fasi di funzionamento della GD, dall’avviamento, sincronizzazione e presa di carico (paragrafo 8.8.4), al funzionamento continuativo in parallelo alla rete (paragrafo 8.8.5), all’*operation* in tempo reale (servizi di rete, paragrafo 8.8.6), fino alla separazione dell’impianto di produzione dalla rete stessa (paragrafo 8.8.7). Infine, il paragrafo 8.7.5 (ora paragrafo 8.8.8) “Sistemi di protezione” è stato aggiornato in modo da considerare le esigenze di sicurezza del SEN e quelle di continuità e affidabilità della rete di distribuzione.

Oltre ai requisiti appena elencati, obbligatori per tutte le nuove connessioni, la CEI 0-16:2012 prevede anche alcune proposte all’avanguardia, pure a livello europeo, ad oggi in fase di studio (e, quindi, non ancora obbligatorie). Per quanto riguarda le prescrizioni tecniche, è proposta per gli impianti di GD la possibilità di contribuire al ristabilimento della frequenza nominale in presenza di transitori di sottofrequenza sulla rete attraverso l’aumento della potenza attiva (Allegato K) e il sostegno alla tensione durante un cortocircuito tramite l’immissione di corrente reattiva induttiva durante il buco di tensione provocato dal cortocircuito (Allegato L). Le novità si riferiscono anche alle soluzioni tecnologiche innovative che possono/devono essere implementate; ad esempio è allo studio la definizione dei segnali in protocollo IEC 61850 da scambiare tra l’utente attivo e il distributore per lo sviluppo delle soluzioni e delle funzioni smart centralizzate in presenza di comunicazione (Allegato T) e le caratteristiche funzionali del controllore centrale di impianto capace di coordinare tutte le risorse presenti a livello di impianto (generazione, carico e eventuale sistema di accumulo) per soddisfare, nel modo più efficiente possibile, le richieste di regolazione richieste dalla rete.

Le prescrizioni innovative per la GD⁶⁰ sono differenziate, come anche fatto a livello europeo, rispetto alle caratteristiche della sorgente primaria del sistema di generazione e alle parti di conversione per l’interfaccia alla rete. In particolare, nella CEI 0-16:2012, tutti i sistemi di

⁶⁰ Tutti i requisiti innovativi si riferiscono a ciascun singolo generatore presente nell’impianto, per gli impianti con una potenza nominale superiore a 3 MW, alcune delle prescrizioni possono essere realizzate a livello di impianto con l’utilizzo di un apposito controllore che assicuri il rispetto e la verificabilità dei requisiti stessi.

generazione si distinguono in generatori rotanti (generatori convenzionali sincroni, generatori convenzionali asincroni, generatori eolici Full Converter e generatori eolici Doubly Fed Induction Generator) e generatori statici (tipicamente fotovoltaici).

4.2.6.1 Avviamento, sincronizzazione e presa di carico

Il paragrafo 8.8.4 “Avviamento, sincronizzazione e presa di carico” definisce i criteri di avviamento della GD in parallelo con la rete; le principali innovazioni si riferiscono alla possibilità di effettuare la riconnessione automatica degli impianti e alla possibilità di immissione graduale della potenza in fase di start-up.

La Norma prevede, infatti, che il parallelo dell’impianto di produzione con la rete non debba essere consentito in caso di mancanza della tensione di rete o di valori di tensione e frequenza sulla rete MT non compresi entro i limiti di seguito stabiliti:

- tensione di rete per la sincronizzazione e la presa di carico tra il 90% e il 110% del valore nominale per almeno 30 s;
- frequenza di rete prima del parallelo dei generatori stabile nell’intervallo $49,9 \div 50,1$ Hz per almeno 30 s.

Per quanto attiene la presa di carico, l’operazione deve essere eseguita con un gradiente della potenza non superiore al $20\% \cdot P_N / \text{min}$.

4.2.6.2 Campi di funzionamento degli impianti di produzione

I transitori di frequenza sulla rete di trasporto interconnessa (italiana e/o europea), comunque generati (variazioni di carico, distacco di generatori, disservizi di linee), sono usualmente compensati dai generatori in parallelo aventi le necessarie capacità regolanti. Tali capacità, normalmente presenti tra i requisiti che i codici di rete impongono ai generatori convenzionali di grande potenza, non sono state finora richieste ai generatori di piccola e media taglia connessi alle reti di distribuzione. Pertanto, come segnalato a livello europeo dall’ENTSO-E, il comportamento della GD e la regolazione dei Sistemi di Protezione di Interfaccia (SPI) non risultano adeguati con la gestione delle perturbazioni che hanno origine sulla rete di trasmissione.

I limiti di funzionamento, imposti alla GD connessa alle reti di distribuzione europee quando la capacità installata cumulativa era ancora marginale, in presenza di transitori di frequenza o disservizi sul sistema elettrico interconnesso, con valori di frequenza che potrebbero uscire dai limiti indicati, potrebbero portare, come già detto, in modo del tutto improvviso, alla perdita di una quantità di potenza di gran lunga maggiore rispetto al valore critico di 3.000 MW.

Per favorire, quindi, una migliore stabilità della rete, la maggiore novità introdotta nella CEI 0-16:2012 prevede che tutti gli impianti di produzione MT (Figura 35):

- in condizioni di normale funzionamento della rete ($90\% U_n \leq U_n \leq 110\% U_n$; $49,9 \text{ Hz} \leq f \leq 50,1 \text{ Hz}$), rimangano connessi alla rete stessa mantenendo in modo continuativo la potenza erogata in ogni condizione di carico;
- in condizioni eccezionali di funzionamento della rete ($85\% U_n \leq U_n \leq 110\% U_n$; $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$), rimangano connessi alla rete stessa, per periodi di durata limitata, variando la potenza erogata.

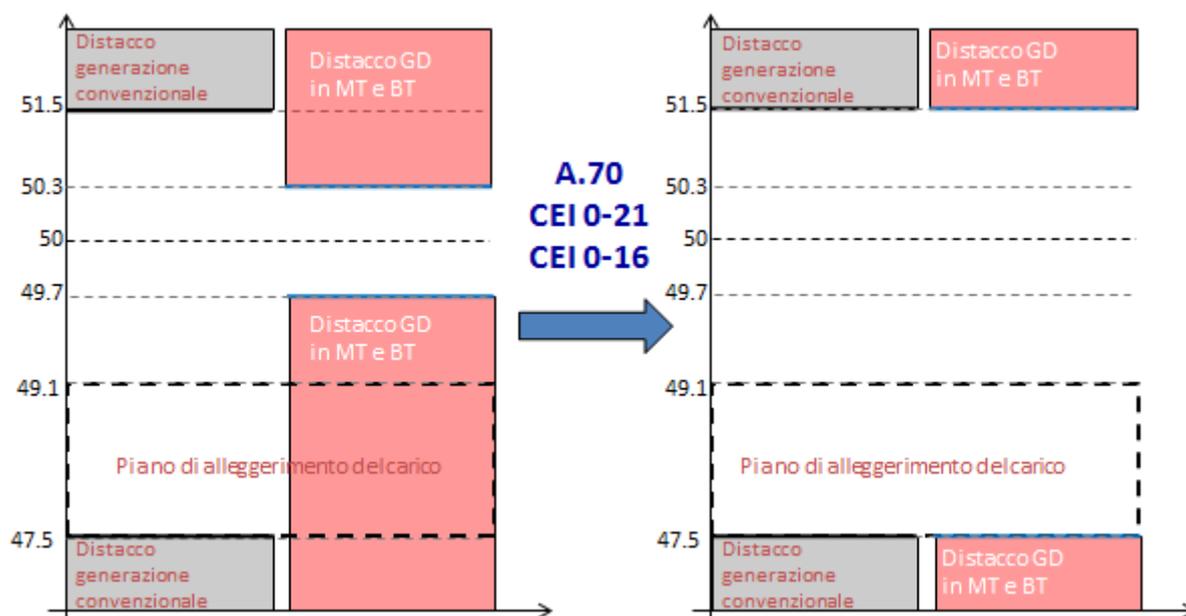


Figura 35. Campi di funzionamento in frequenza.

Inoltre, per garantire stabilità alla rete e condizioni ordinate di ripresa del servizio successivamente ad un eventuale disturbo, l'avviamento, la riconnessione a seguito di distacco dovuto all'intervento della PI e il ritorno dei generatori al funzionamento normale devono avvenire:

- nel rispetto delle soglie di tensione stabilite per l'avviamento;
- dopo che la frequenza è rimasta stabile in un intervallo regolabile intorno a f_n (di default $50 \pm 0,1 \text{ Hz}$) per un tempo selezionabile nel campo $0 \div 900 \text{ s}$ (di default 300 s);
- variando l'erogazione di potenza in modo graduale con la stessa rampa di presa di carico richiesta in avviamento.

4.2.6.3 Scambio di potenza reattiva: curve di capability

Per evitare l'aumento della tensione nel punto di connessione della GD e, più in generale, la variazione del profilo di tensione lungo l'intero feeder, anche al di sopra dei valori consentiti dalla EN 50160, nella CEI 0-16:2012 il funzionamento in parallelo alla rete MT è consentito solo agli

impianti di produzione in grado di assicurare prestazioni minime relative alla erogazione o all'assorbimento di potenza reattiva. In particolare, nella condizione base di funzionamento delle macchine a $\cos \varphi = 1$, la potenza attiva erogabile coincide con la potenza apparente nominale, mentre il funzionamento a fattore di potenza diverso da 1 deve essere possibile, secondo opportune curve di *capability*⁶¹ (riportate nel seguito per ciascun tipo di generatore), evitando in caso di indisponibilità della fonte primaria variazioni della potenza reattiva nel tempo e consentendo, per bassi valori della potenza attiva generata, scostamenti nella fornitura della potenza reattiva misurata sul limite della curva di *capability* in corrispondenza di un prefissato valore di P, fino a un massimo del 10% di S_n .

I generatori sincroni devono essere in grado di fornire potenza reattiva in maniera regolabile con i seguenti limiti:

- in impianti di potenza non superiore a 400 kW, funzionamento con fattore di potenza regolabile compreso tra $\cos \varphi = 0,98$ in assorbimento di reattivo e $\cos \varphi = 0,9$ in erogazione di reattivo, a potenza nominale P_n ;
- in impianti di potenza superiore a 400 kW, funzionamento con fattore di potenza regolabile compreso tra $\cos \varphi = 0,98$ in assorbimento di reattivo e $\cos \varphi = 0,80$ in erogazione di reattivo, a potenza nominale P_n .

I generatori asincroni non autoeccitati possono, in concomitanza con l'immissione di potenza attiva, assorbire dalla rete potenza reattiva con le seguenti limitazioni⁶²:

- in impianti di potenza non superiore a 400 kW, funzionamento con fattore di potenza non inferiore a $\cos \varphi = 0,9$ in assorbimento;
- in impianti di potenza superiore a 400 kW, funzionamento con fattore di potenza non inferiore a 0,95 in assorbimento.

I generatori eolici FC devono essere in grado di fornire potenza reattiva in maniera regolabile con i limiti indicati in Figura 36.

⁶¹ Tutti i punti delle curve di *capability* sono riferiti a generatori operanti alla tensione nominale.

⁶² Condizioni conseguibili anche attraverso l'utilizzo di banchi di condensatori.

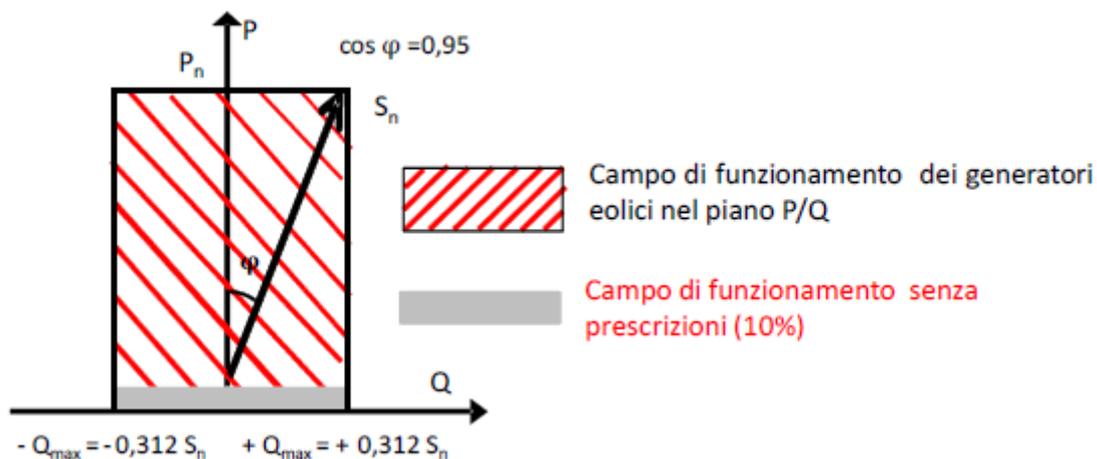


Figura 36. Capability per i generatori eolici (caratteristica rettangolare).

I generatori statici installati in impianti di potenza inferiore a 400 kW devono presentare una *capability* di tipo “semicircolare limitata” con $\cos\phi$ compreso fra 0,90 in assorbimento e 0,90 in erogazione (Figura 37)⁶³.

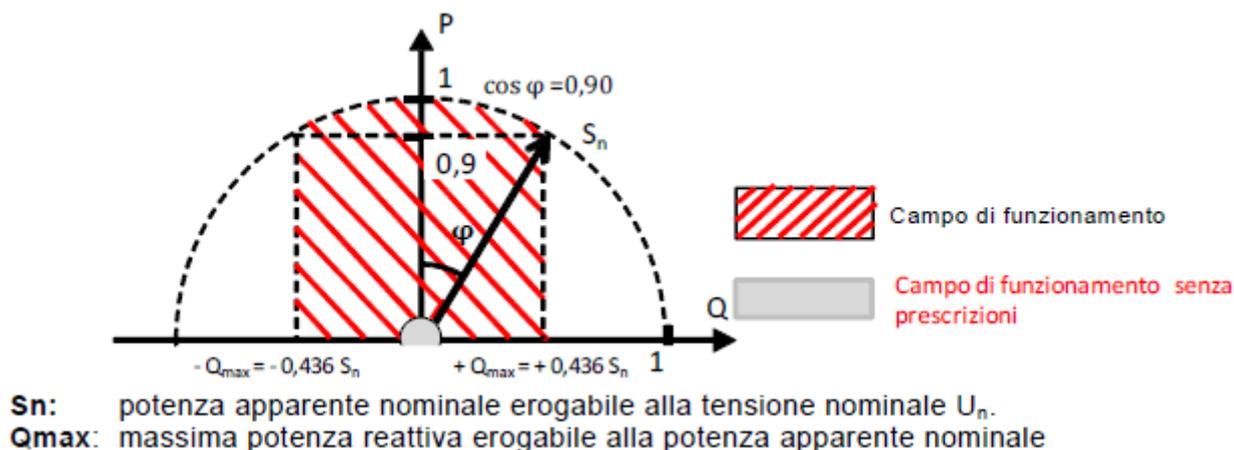


Figura 37. Capability per i generatori statici in impianti di potenza < 400 kW (caratteristica semicircolare limitata), dove Q_{max} è la massima potenza reattiva erogabile alla potenza apparente nominale.

I generatori statici installati in impianti di potenza complessiva superiore o uguale a 400 kW devono presentare una *capability* di tipo “semicircolare”, la cui area di lavoro è quella interna al grafico di Figura 38.

⁶³ La *capability* limitata a $\cos\phi$ +/-0,90 con sagoma rettangolare è prescrittiva, mentre la sezione circolare superiore è opzionale e rimane a discrezione del costruttore.

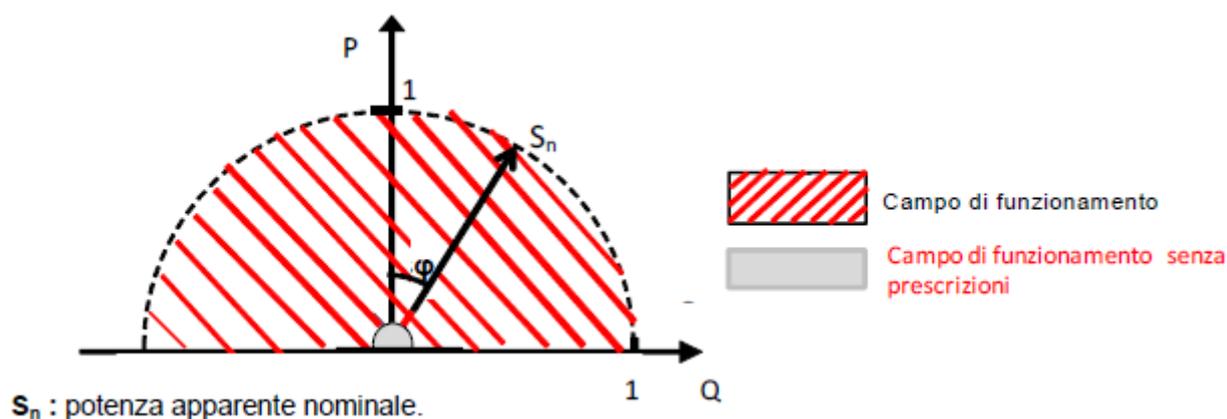


Figura 38. Capability per i generatori statici in impianti di potenza ≥ 400 kW (caratteristica semicircolare).

4.2.6.4 Servizi di rete

Allo scopo di evitare un possibile degrado nella Qualità del Servizio e di garantire la sicurezza in ogni condizione di esercizio della rete MT, gli utenti attivi sono tenuti a fornire alcuni servizi di rete di seguito specificati. Per gli impianti con una potenza nominale superiore a 3 MW, tutte le funzionalità richieste possono essere realizzate a livello di impianto con l'utilizzo di un apposito Controllore Centrale di Impianto (CCI) che assicuri il rispetto e la verificabilità dei requisiti.

Insensibilità alle variazioni di tensione

Per evitare che si verifichi l'indebita separazione dalla rete di grandi quantità di GD in occasione di variazioni di tensione conseguenti a guasti, gli impianti di produzione devono soddisfare opportuni requisiti funzionali, che in letteratura internazionale sono indicati con l'acronimo FRT (*Fault Ride Through*).

Per i generatori rotanti convenzionali, sincroni o asincroni, l'insensibilità ai buchi di tensione è una variabile connessa alle caratteristiche costruttive del generatore e del motore primo, dei sistemi di regolazione della velocità e dell'eccitazione, nonché delle caratteristiche dell'abbassamento della tensione di rete (profondità, durata e numero di fasi coinvolte). Non potendo essere decisa a priori sarà, quindi, valutata caso per caso e risolta attraverso una regolazione delle protezioni di tensione proprie del generatore tale da massimizzare le condizioni di funzionamento in parallelo con la rete a fronte di guasti sulla rete esterna senza rischio di danni per la macchina. In ogni caso la Norma prevede che il distacco dalla rete per abbassamento di tensione al di sotto del 70% Un non avvenga in tempi inferiori ai 150 ms per i generatori sincroni e a 400 ms per i generatori asincroni.

Ciò significa che questa prescrizione è essenzialmente rivolta agli impianti statici e agli impianti eolici, come descritto nel seguito.

In particolare, la Norma prevede che un impianto di produzione con generatori statici sia in grado di rimanere connesso alla rete a seguito di un qualsiasi tipo di guasto polifase (con e senza terra), secondo le condizioni minime di tensione e di tempo rappresentate nella Figura 39.

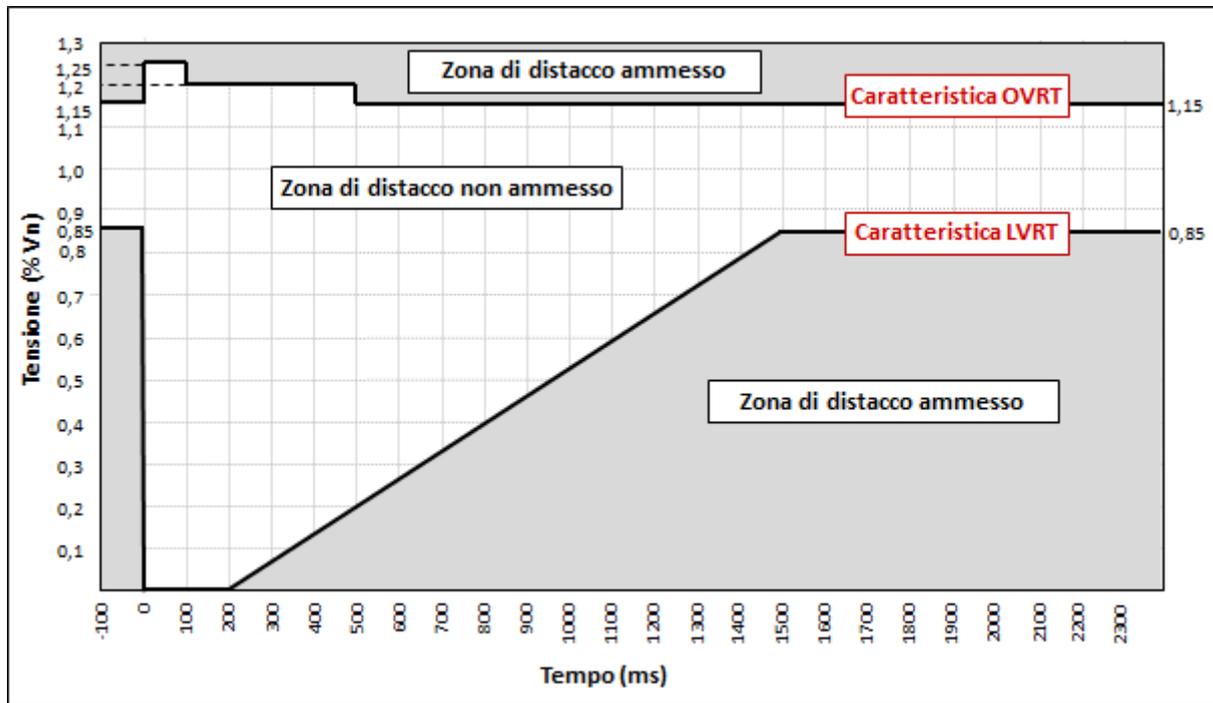


Figura 39. Caratteristica (V - t): LVRT e OVRT per i generatori statici.

Per i generatori eolici FC la relativa curva è riportata in Figura 40.

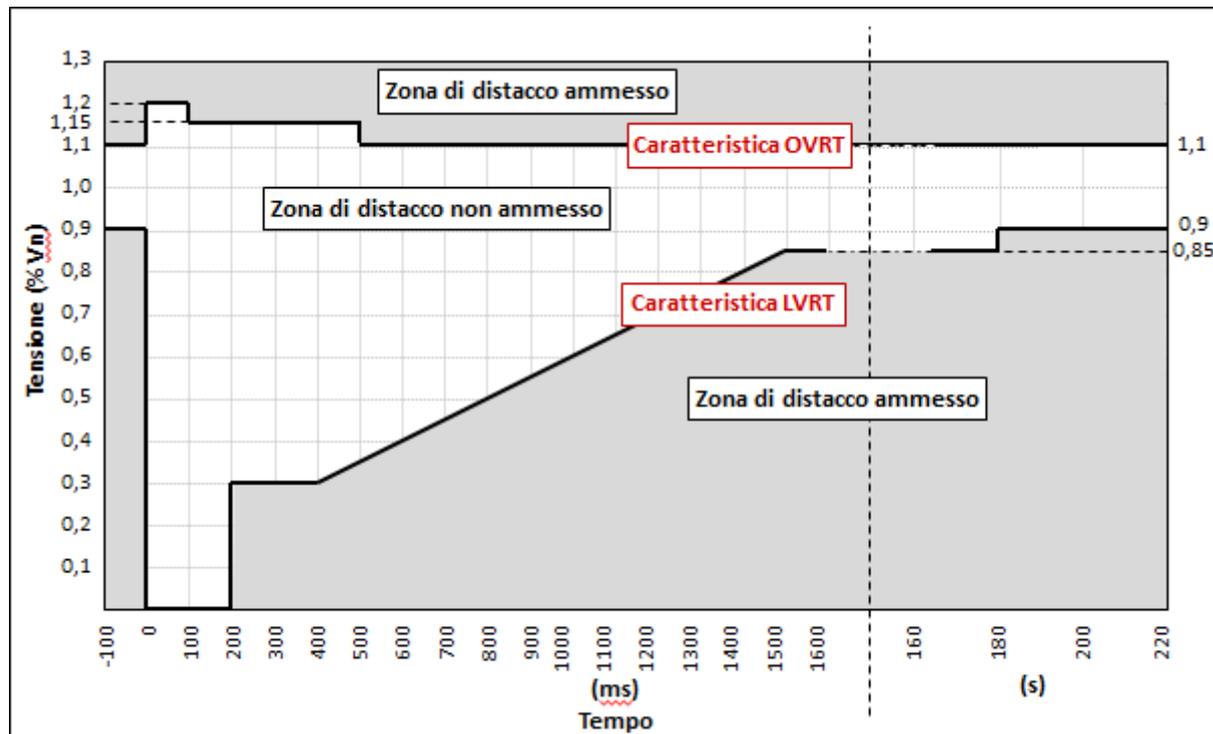


Figura 40. Caratteristica (V - t): LVRT e OVRT per generatori eolici.

Partecipazione al controllo della tensione

Per evitare che la presenza di GD lungo le linee MT possa innalzare la tensione nel punto di connessione oltre i valori consentiti dalla EN 50160, è necessario definire prescrizioni circa lo scambio di potenza reattiva con la rete durante l'esercizio. A tal fine, la CEI 0-16:2012 prevede che:

- per valori di tensione $>120\%$ di U_n per più di 0,2 s, la GD sia distaccata dalla rete;
- quando il valore medio della tensione misurato su una finestra temporale di 10 min in modalità a media mobile supera il 110 % di U_n , la GD sia distaccata dalla rete entro 3 s.

Ciò significa che, nella condizione base di funzionamento delle macchine, l'iniezione di potenza attiva avviene a $\cos\varphi = 1$, mentre in determinate condizioni, per consentire la regolazione della tensione secondo le esigenze di esercizio della rete, il DSO può richiedere un funzionamento a un fattore di potenza diverso da 1⁶⁴, purché ricompreso nella curva di *capability* del generatore a un dato livello di potenza attiva.

I modi per contribuire alla limitazione della tensione devono essere concordati tra DSO e utenti attivi e devono essere realizzati secondo le logiche di controllo di seguito riportate.

- a) Erogazione/assorbimento automatico di potenza reattiva secondo una curva caratteristica $Q = f(V)$. In questo caso, la GD deve consentire l'erogazione/assorbimento di potenza reattiva secondo funzioni di regolazione in logica locale basate sul valore della tensione di rete letta ai morsetti di uscita secondo la curva caratteristica $Q = f(V)$ (Figura 41), definita univocamente tramite i valori V_1 e V_2 , indicati dal DSO, purché entro i limiti di:

- $V_n < V_{1s}; V_{2s} < V_{max}; V_n > V_{1i}; V_{2i} > V_{min};$
- $V_{min} \geq 27.S1$ (valore di default per $V_{min} = 0,9 V_n$);
- $V_{max} \leq 59.S1$ (valore di default per $V_{max} = 1,1 V_n$);
- Q_{min} e $+Q_{max}$ corrispondono ai limiti di *capability*.

⁶⁴ Le prescrizioni sono riferite alla tensione misurata ai morsetti di generatore

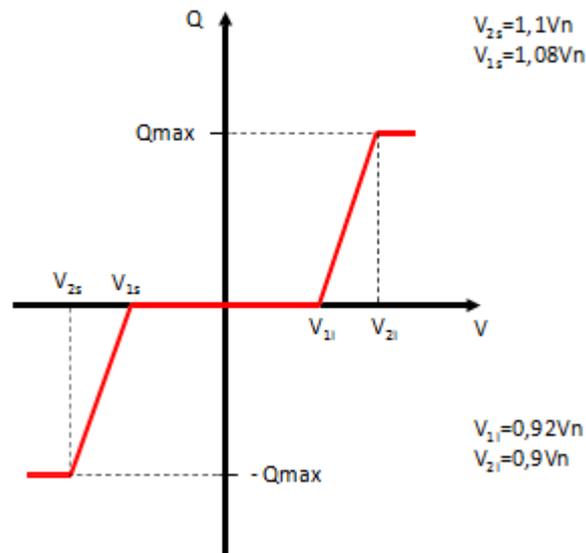


Figura 41. Curva caratteristica $Q = f(V)$.

La principale funzionalità di questa regolazione è l'erogazione di un servizio di rete al DSO. L'attivazione può avvenire in locale o da remoto attraverso un'interfaccia di controllo. La regolazione è abilitata in funzione del valore di potenza attiva erogata dal generatore, al superamento di un valore di "lock-in" (ad es., 20%Pn); viene disabilitata quando la potenza scende al di sotto di un valore di "lock-out" (ad es., 5%Pn).

- b) Erogazione automatica di potenza reattiva secondo una curva caratteristica $\cos \varphi = f(P)$. in questo caso, l'erogazione della potenza reattiva è finalizzato alla compensazione della potenza reattiva richiesta dai carichi. Seguendo questo criterio, la GD deve poter erogare potenza reattiva automaticamente in logica di controllo locale secondo uno dei seguenti metodi:
- fattore di potenza funzione della potenza attiva $\cos \varphi = f(P)$;
 - fattore di potenza $\cos \varphi$ fisso e impostabile.

L'attivazione può avvenire in locale o da remoto attraverso un'interfaccia di controllo. La regolazione è abilitata in funzione del valore di tensione presente ai morsetti di uscita del generatore, al superamento di un valore di "lock-in" (ad es.: 105%Vn); viene disabilitata quando la tensione scende al di sotto di un valore di "lock-out" (ad es.: 98%Vn).

- c) Regolazione centralizzata. In questo caso, sarà inviato dal DSO un segnale di livello di Q da erogare da parte della GD nei limiti della propria *capability*. In presenza di una regolazione centralizzata, eventuali regolazioni locali che agiscono sulle stesse grandezze saranno disattivate.

Regolazione della potenza attiva

Per garantire una corretta gestione delle reti di distribuzione, e più in ampio del complessivo SEN, è necessario agire in tempo reale sulla GD, temporaneamente e in caso di particolari condizioni di funzionamento, variandone la potenza attiva immessa in rete; secondo la CEI 0-16:2012 questa variazione può avvenire secondo le modalità di seguito indicate.

- a) Limitazione della potenza attiva per valori di tensione prossimi al 110% di Un. È richiesto che i gruppi di generazione attuino una limitazione automatica della potenza attiva immessa in funzione della tensione, in modo da evitare il distacco del generatore dalla rete per valori di tensione prossimi al 110%.
- b) Limitazione della potenza attiva per transitori di sovra-frequenza originatisi sulla rete. In presenza di transitori di sovralfrequenza sulla rete, è richiesto che i gruppi di generazione attuino una opportuna regolazione locale in diminuzione della potenza attiva, in modo da contribuire al ristabilimento della frequenza nominale (regolazione primaria in sovra-frequenza). Tale regolazione, che deve essere escludibile, risponde a un'esigenza di salvaguardia del Sistema Elettrico Nazionale ed è resa obbligatoria per i generatori statici ed eolici connessi alla rete MT, mentre ai generatori convenzionali sincroni e asincroni si applica con le limitazioni di seguito specificate.

Per i generatori sincroni e asincroni di taglia uguale o superiore a 1 MW, la riduzione della potenza immessa in rete deve avvenire sulla base di uno statismo del 4-5%, comunque correlato alle caratteristiche della macchina, del motore primo e del sistema di regolazione. La riduzione della potenza generata deve avvenire in modo lineare per superamento di una banda morta regolabile costruita intorno alla frequenza nominale (regolabile tra 0 ÷ 600 mHz) in un tempo non superiore a 10 s. Il valore di default della frequenza in cui ha inizio la diminuzione della potenza è pari a 50,3 Hz.

Per i generatori statici la diminuzione di potenza attiva generata deve avvenire per superamento del valore di frequenza regolabile tra 50 e 52 Hz (di default pari a 50,3 Hz) con uno statismo regolabile compreso tra il 2 e il 5% (di default pari al 2,4%), come da Figura 42. In considerazione delle caratteristiche tecniche dei generatori statici, la riduzione della potenza immessa in rete al variare in aumento della frequenza deve avvenire in modo lineare e con tempi di risposta inferiori a 2 s. Il rientro da una situazione transitoria di sovralfrequenza deve avvenire come in Figura 42, riportando il limite della potenza erogata dal livello minimo $P_{\min-o}$, raggiunto durante il transitorio di sovralfrequenza, al livello della potenza consentito dalla fonte primaria P_e , tale da ripristinare in modo graduale (lineare) la potenza precedente il transitorio in un tempo pari a 5 minuti per valori elevati di ΔP e in un

tempo inferiore a 5 minuti per valori di ΔP inferiori al 25% della potenza nominale dell'inverter.

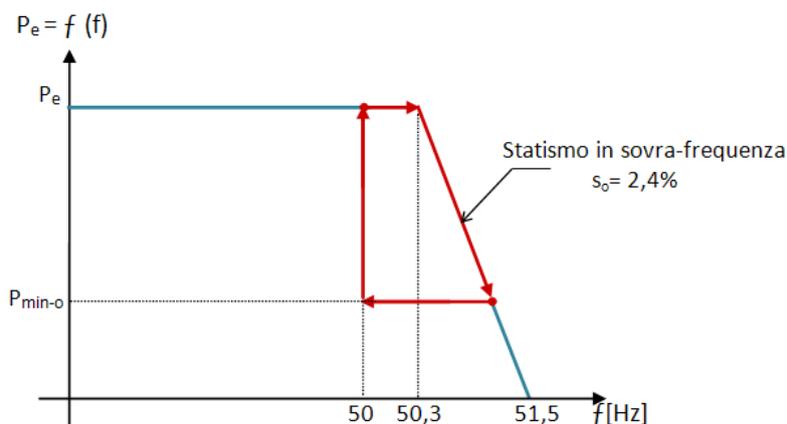


Figura 42. Curva di sola riduzione della potenza attiva in sovrافrequenza.

Per i generatori eolici FC e DFIG, la diminuzione della potenza attiva in condizione di sovra-frequenza avviene come per i generatori statici, con la differenza che per questo tipo di generatori sono richiesti tempi di risposta tali da consentire una riduzione dell'intera potenza nominale entro 10 s dal manifestarsi della variazione di frequenza. Inoltre, al rientro da una situazione transitoria di sovrافrequenza, i generatori eolici dovranno aumentare la produzione in maniera graduale, compatibilmente con la disponibilità della fonte primaria, percorrendo in senso opposto la caratteristica $P=f(f)$ seguita nella fase di aumento della frequenza.

- c) Limitazione della potenza attiva su comando esterno proveniente dal DSO. Nella prospettiva delle Smart Grid sulle reti di distribuzione MT, in presenza di un opportuno sistema di comunicazione "always on", le unità di GD di potenza superiore a 100 kW potranno essere asservite a una logica centralizzata di riduzione della potenza, da attuare attraverso un opportuno segnale di livello di potenza attiva da limitare da parte dell'unità GD.

Partecipazione ai piani di difesa

Per garantire la sicurezza di esercizio del SEN in presenza di elevate quantità di GD, deve essere possibile agire, da parte del gestore della rete di trasmissione (TSO), anche sulla GD; in questo modo, il TSO potrà avvalersi anche del supporto di tali unità, per esempio laddove si verificano situazioni di riduzione di capacità regolante del SEN potenzialmente critiche. Il servizio mira a risolvere:

- criticità riferibili alle reti di livello superiore (AT e AAT) gestite dal TSO, il quale si avvarrà, per questo scopo, di disposizioni impartite ai DSO;

- criticità di rete insorte nel livello di tensione MT, individuate e governate dal DSO (per esempio, la necessità di distaccare le unità GD lungo una linea MT prima di effettuare lavori programmati).

Per attuare tali funzionalità, e permettere ai DSO di inviare/ricevere comandi/segnali alle unità GD sottese alla propria rete MT (anche connesse per il tramite delle reti MT di eventuali distributori sottesi), la CEI 0-16:2012 prevede che i generatori eolici e statici di potenza maggiore o uguale a 100 kW consentano il supporto di servizi di teledistacco con riduzione parziale o totale della produzione per mezzo di telesegnali inviati da un centro remoto.

Le modalità di teledistacco possono essere:

- di tipo pianificato (modalità lenta), prevista per gestire situazioni di sovratensione, insufficiente capacità regolante del SEN o congestioni sulla rete primaria altrimenti non risolvibili;
- con intervento immediato (modalità rapida), per risolvere eventi di rete a dinamica rapida (controllo della frequenza e azioni preventive per evitare rischi di instabilità della rete).

L'invio del segnale è effettuato:

- nella prospettiva delle Smart Grid, tramite un sistema di comunicazione “always on”;
- nel periodo transitorio, tramite un opportuno ricevitore GSM/GPRS situato presso l'impianto di generazione capace di elaborare il segnale ed emettere un comando al SPI (cui sarà collegato – ingresso telescatto) in modo da consentire l'apertura e l'inibizione del Dispositivo Di Interfaccia (DDI), interrompendo e inibendo l'iniezione di potenza attiva da parte della GD.

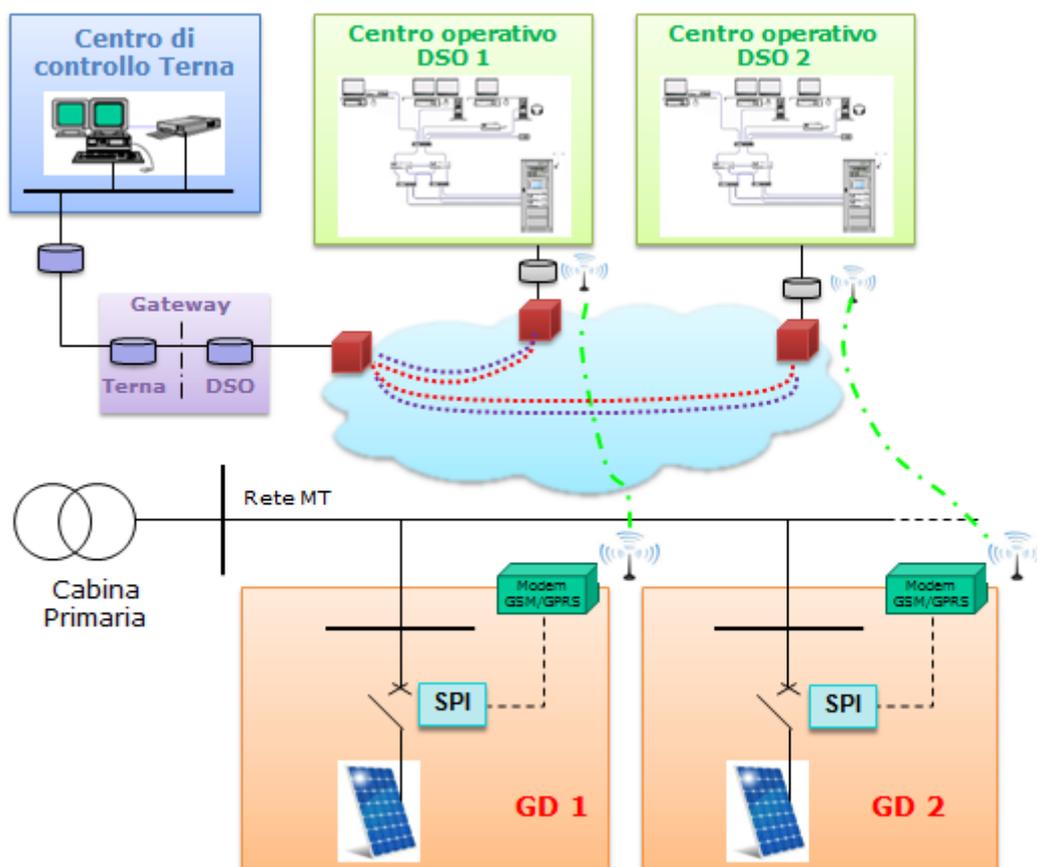


Figura 43. Architettura di sistema per il distacco della GD.

4.2.6.5 Sistemi di protezione (SPI)

Per garantire il corretto funzionamento della GD sia rispetto alla sicurezza del SEN, sia rispetto alla sicurezza, affidabilità e continuità del servizio delle reti di distribuzione (e degli utenti attivi stessi), la CEI 0-16:2012 nel paragrafo 8.8.8 “Sistemi di protezione” descrive le logiche di funzionamento del SPI in grado di selezionare soglie e tempi di intervento dei relè di frequenza/tensione sulla base di due diversi tipi di evento: guasto locale e perturbazione di sistema con variazione transitoria della frequenza.

In presenza di un sistema di comunicazione, il problema è risolto in maniera definitiva con l’invio di un segnale (telescatto) che, solo in caso di apertura⁶⁵ dell’interruttore di linea, o di un qualsiasi organo di manovra lungo la linea MT, comandi l’apertura del DDI della GD collegata alla linea medesima e posti a valle dell’organo di manovra che apre (in questo modo, durante una perturbazione sulla rete di trasmissione, la GD resta connessa contribuendo a migliorare la stabilità del sistema)⁶⁶. Questa soluzione è illustrata nella parte sinistra (a) della successiva Figura 44.

⁶⁵ Accidentale in seguito a guasto o intenzionale per manutenzione.

⁶⁶ Il telescatto è l’unica soluzione efficace sia in caso di guasto sulla rete di distribuzione MT, sia in caso di apertura manuale di un organo di manovra del DSO in assenza di guasto.

Sino a quando non sarà disponibile il sistema di comunicazione, è implementata un'opportuna regolazione delle quattro soglie già attualmente previste nelle RTC. In particolare, durante il normale funzionamento (in assenza di guasti sulla rete di distribuzione), devono essere attivate le soglie permissive S2 (51,5 Hz per 1,0 s e 47,5 Hz per 4,0 s), mentre, in caso di fenomeni locali, sarà possibile abilitare l'intervento della finestra di frequenza restrittiva S1 (49,8 ÷ 50,2 Hz per 0,15 s) correlandone l'attivazione con un relè a sblocco voltmetrico⁶⁷ (81 V):

- massima tensione omopolare (59N) per il rilevamento dei guasti monofasi e polifasi con terra;
- massima tensione di sequenza inversa (59INV) per il rilevamento dei guasti bifase isolati da terra;
- minima tensione di sequenza diretta (27DIR) per il rilevamento dei guasti trifase (e bifase) isolati da terra.

La soluzione proposta per le reti di distribuzione MT è pertanto quella rappresentata nella parte destra (b) della Figura 44.

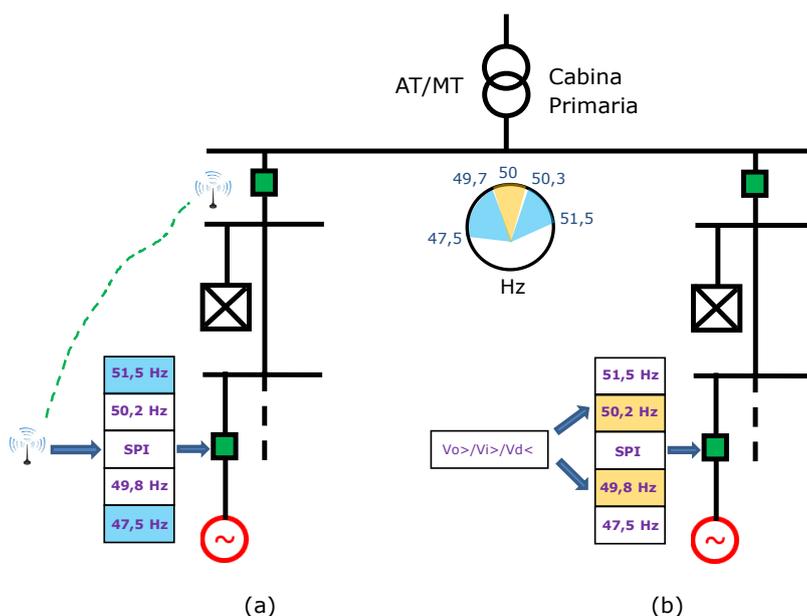


Figura 44. Discriminazione del guasto locale rispetto ai transitori sulla RTN per mezzo del telescatto (a) e per mezzo dello sblocco voltmetrico (b).

Lo schema logico del SPI è invece riportato in Figura 45.

⁶⁷ Questa soluzione, a differenza del telescatto, risulta efficace solo in caso di guasto sulla rete di distribuzione MT, mentre non può garantire la sicura disconnessione degli impianti di GD in caso di manovra da parte del distributore.

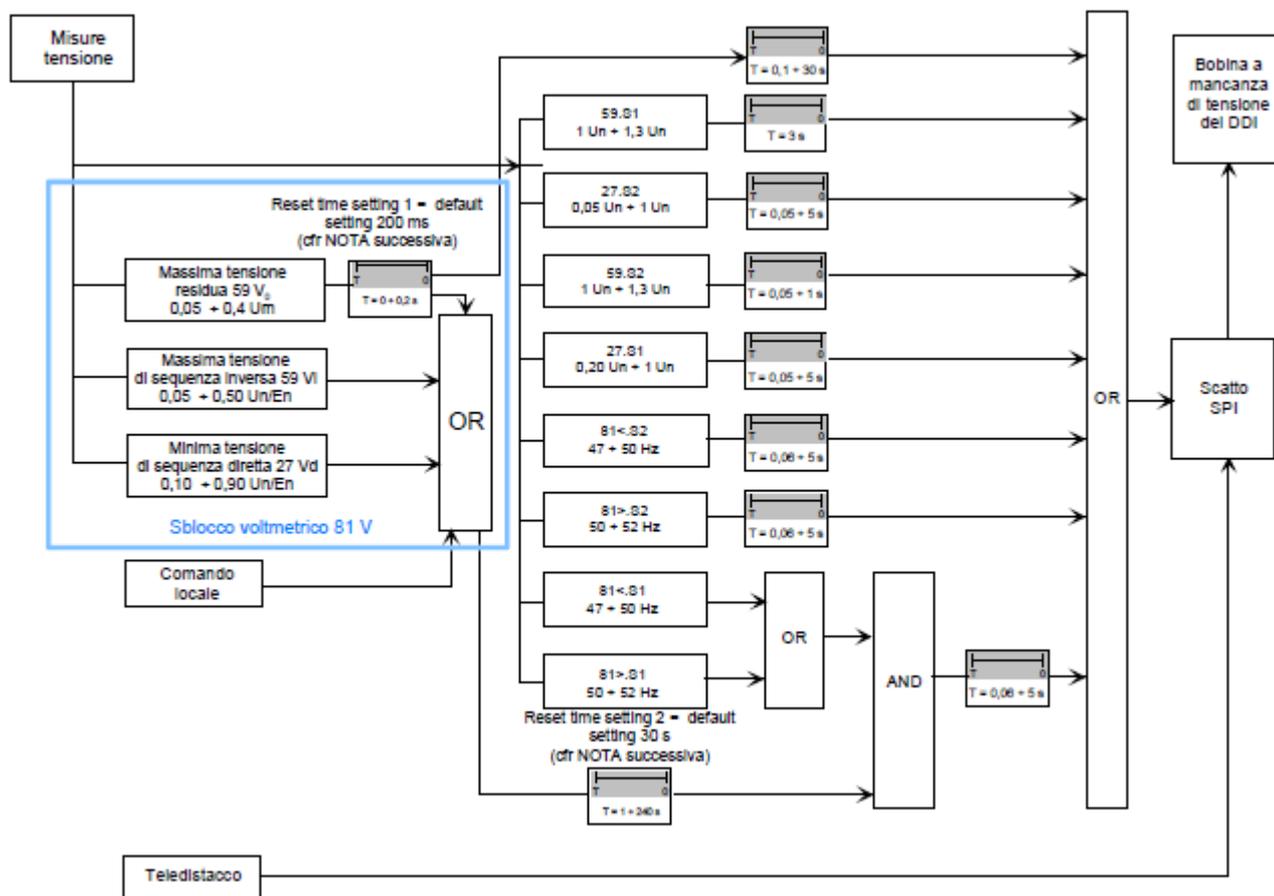


Figura 45. Schema logico del SPI [Fonte: CEI 0-16:2012].

4.2.7 *La deliberazione 281/2012/R/efr “Revisione del servizio di dispacciamento dell’energia elettrica per le unità di produzione di energia elettrica alimentate da fonti rinnovabili non programmabili”*

La deliberazione 281/2012/R/efr si inserisce nel più ampio percorso avviato con la deliberazione ARG/elt 160/11, finalizzato alla ristrutturazione della regolazione relativa al servizio di dispacciamento, e ha come obiettivo la responsabilizzazione degli utenti del dispacciamento di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili in relazione alla previsione e programmazione dell’energia elettrica immessa in rete⁶⁸, introducendo una più efficiente allocazione dei costi di riserva e bilanciamento del sistema elettrico causati dalla variabilità delle immissioni di questi impianti.

In precedenza, i costi indotti sul sistema nel caso di sbilanciamenti erano sostenuti, in generale, dai soggetti responsabili degli sbilanciamenti medesimi (cioè dagli utenti del dispacciamento in immissione e in prelievo che siglano con Terna i contratti di dispacciamento e, quindi, in ultima

⁶⁸ Tutte le forme di produzione di energia elettrica non programmabili sono caratterizzate dalla possibilità di prevedere le immissioni in rete, ancorché con un differente grado di precisione in dipendenza dalla fonte e dalle situazioni.

istanza, dai produttori e dai clienti finali del sistema elettrico)⁶⁹, con l'unica eccezione delle fonti rinnovabili non programmabili per le quali tali costi erano socializzati; per tali unità, infatti, il corrispettivo di sbilanciamento effettivo, anziché essere calcolato secondo i criteri generali relativi alle unità abilitate o non abilitate, era pari al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel MGP (Mercato del Giorno Prima) nel corrispondente periodo rilevante, della corrispondente zona (prezzo MGP). Ciò significava che, qualora l'energia elettrica effettivamente immessa in rete da tali unità fosse stata diversa da quella prevista, non sarebbero stati attribuiti a tali unità i maggiori costi indotti sul sistema che, pertanto, erano socializzati. In questo modo, gli impianti non programmabili non erano spinti ad essere parte attiva nella gestione dell'interrelazione tra impianto e rete, trascurando quindi varie attività (quali la previsione e la programmazione dell'energia elettrica immessa in rete) che invece sono svolte da tutti gli altri utenti, direttamente o indirettamente, ivi inclusi i clienti finali. Tale approccio, introdotto all'avvio del mercato elettrico tenendo conto della scarsa diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico nazionale, ad oggi risulta però critico soprattutto se si considera la forte evoluzione delle FER avuta sinora e prevista nei prossimi anni.

La deliberazione 281/2012/R/efr ha superato queste criticità introducendo una prima regolazione del servizio di dispacciamento anche nel caso di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, capace di rendere l'utente del dispacciamento maggiormente responsabile nella predisposizione dei programmi di immissione di energia elettrica, sulla base delle relative previsioni. Inizialmente, prima del contenzioso scaturito con le sentenze del TAR (i cui dettagli sono meglio illustrati nel seguito), la delibera aveva definito un transitorio iniziale che prevedeva l'applicazione di franchigie non differenziate per fonte, decrescenti nel tempo, entro le quali gli sbilanciamenti continuassero ad essere valorizzati al prezzo zonale orario, come sempre avvenuto in passato. Più in dettaglio, si era previsto che i corrispettivi già oggi vigenti per le unità di produzione non abilitate fossero applicati anche alle FRNP esclusivamente alla quota dello sbilanciamento effettivo eccedente:

- il 20% del programma vincolante modificato e corretto del punto di dispacciamento per il periodo compreso tra l'1 gennaio 2013 e il 30 giugno 2013;
- il 10% del programma vincolante modificato e corretto del punto di dispacciamento per il periodo compreso tra l'1 luglio 2013 e il 31 dicembre 2013.

Il corrispettivo unitario di sbilanciamento orario per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per ciascun punto di dispacciamento, da applicarsi alla quota dello sbilanciamento effettivo che

⁶⁹ Tali costi sono determinati sulla base dei costi effettivi che lo sbilanciamento medesimo comporta sul sistema, distinguendo tra unità di produzione abilitate e non abilitate

eccede la franchigia, è pari al corrispettivo unitario di sbilanciamento orario per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per ciascun punto di dispacciamento relativo ad unità non abilitate. Tale corrispettivo di sbilanciamento è, quindi, funzione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale (secondo un meccanismo single-price): in alcune ore può comportare un maggior ricavo/minor onere (e quindi un margine positivo) rispetto al prezzo zonale orario, in altre ore può invece comportare un minor ricavo/maggior onere (e quindi un margine negativo) rispetto al prezzo zonale orario. Per la restante quota, il corrispettivo di sbilanciamento è pari al prezzo zonale orario.

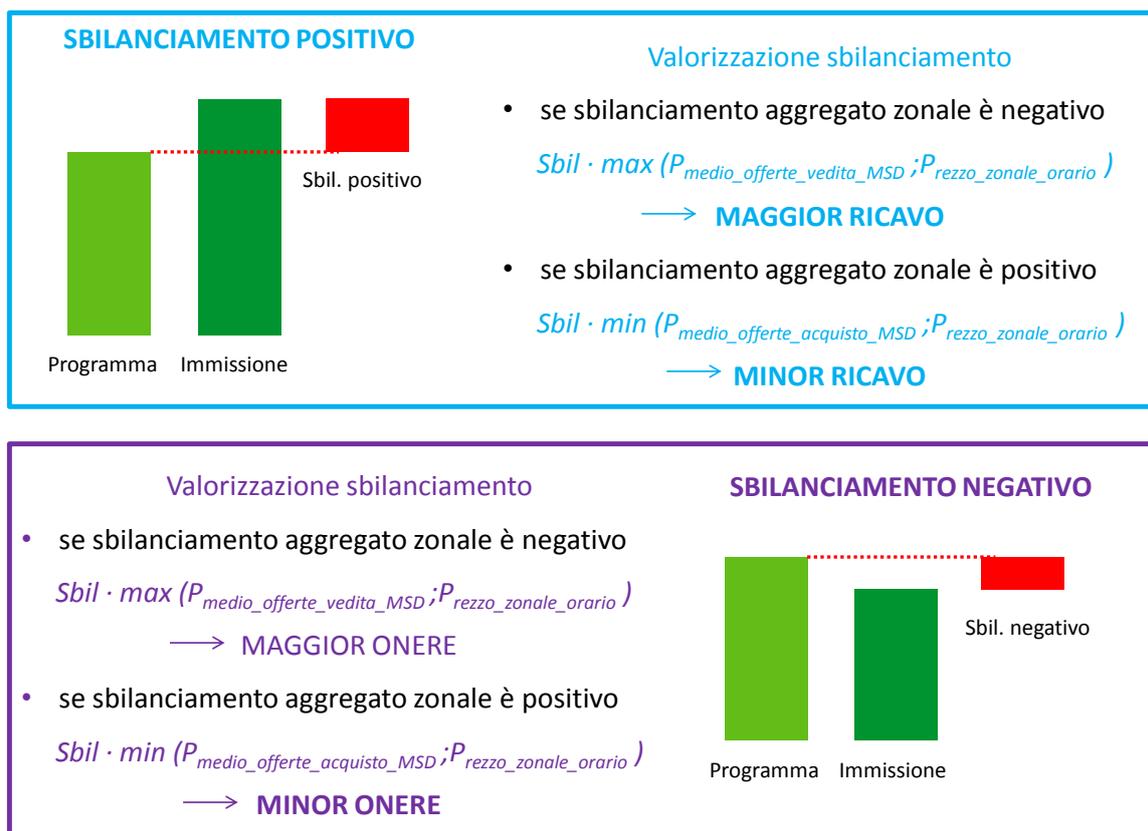


Figura 46. Valorizzazione sbilanciamenti per impianti FRNP (punto di dispacciamento).

I costi per lo sbilanciamento si applicano ad ogni utente del dispacciamento⁷⁰ e per ogni punto di dispacciamento: per ogni utente del dispacciamento, ciascun punto di dispacciamento può comprendere una sola unità di produzione rilevante oppure l'aggregato delle unità di produzione non rilevanti ubicate nella stessa zona e ricadenti nella stessa tipologia.

Gli utenti del dispacciamento non devono necessariamente coincidere con i produttori che si potrebbero avvalere, allo scopo, di un trader. Nel caso di ritiro dedicato, Cip 6, scambio sul posto e tariffa fissa onnicomprensiva (per gli aventi diritto), il trader è il GSE che assume la qualifica di

⁷⁰ Gli utenti del dispacciamento già oggi possono modificare i propri programmi di immissione, sulla base delle relative previsioni, fino in prossimità al tempo reale, partecipando al MI.

utente del dispacciamento in immissione. In tutti questi casi, quindi, il programma, cumulato per zona (nel caso di unità di produzione non rilevanti), delle immissioni di energia elettrica continuerebbe ad essere predisposto dal GSE (ridefinendo il trasferimento degli oneri e dei ricavi tra GSE e produttori), come già oggi in buona parte avviene. A tal fine, il GSE può richiedere ai produttori i dati necessari, in termini di disponibilità della fonte e degli impianti, oltre che dati storici di produzione, ove disponibili. I corrispettivi di sbilanciamento vengono poi trasferiti dal GSE ai singoli produttori applicando aggregazioni tra singole unità di produzione al fine di sfruttare meccanismi di compensazione fisica degli sbilanciamenti (stabilizzazione) e compensazione economica (perequazione) per ridurre le differenze tra le quote residue pro-capite riferite alle diverse unità di produzione.

		Trasferimento dei corrispettivi		
		Aggregazioni	Meccanismo di attribuzione	
			Quota residua sbilanciamenti	Controvalore partecipazione a MI
Unità rilevanti (≥ 10 MVA)	Non programmabili	Per fonte	Stabilizzazione ⁷¹ + perequazione ⁷²	Perequazione
Unità non rilevanti (< 10 MVA)	Non programmabili	Per zona	Perequazione + proquota ⁷³	Perequazione + proquota
	Programmabili > 1 MW	-	Puntuale ⁷⁴	Puntuale
	Programmabili < 1 MW	Per zona	Perequazione + proquota	Perequazione + proquota

Tabella 15. Modalità di trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento e di partecipazione ai MI [Fonte: GSE] [47].

I dati per il 2013 riportati dal GSE relativi agli oneri di sbilanciamento mostrano un valore medio (calcolato sulla base dei risultati ottenuti dai singoli impianti)[47]:

- per le unità rilevanti alimentate da fonte eolica pari a 3,93 €/MWh per il mese di gennaio, a 4,84 €/MWh per febbraio e a 2,32 €/MWh per marzo⁷⁵ (dati a consuntivo) e a 3,04 €/MWh sull'intero anno (valore stimato) (Figura 47);

⁷¹ Tiene conto di un «indice di prevedibilità» (sbilanciamento fisico assoluto della singola unità di produzione rispetto a quello complessivo di tutte le unità appartenenti alla stessa fonte). Costituisce «Premio» se è efficace la comunicazione degli Operatori al GSE dei dati di propria competenza, in quanto minimizza lo sbilanciamento individuale.

⁷² Riduce il divario economico tra il valore minimo e il valore massimo delle quote residue unitarie puntuali.

⁷³ Ripartizione della quota residua zonale su ogni singola unità di produzione sulla base dell'energia immessa.

⁷⁴ Per ogni aggregato zonale la quota residua complessiva viene calcolata per ogni singola unità di produzione RID programmabile.

⁷⁵ Tali risultati calcolati come media dei risultati dei singoli impianti verranno adeguati alla singola UP tramite l'applicazione dell'algoritmo previsto dal GSE, ad esempio per il mese di gennaio i dati minimi e massimi si sono attestati tra 10,60 €/MWh e 1,30 €/MWh.

- per le unità rilevanti alimentate da fonte solare pari a 2,76 €/MWh per il mese di gennaio, a 6,10 €/MWh per febbraio e a 3,54 €/MWh per marzo (dati a consuntivo) e a 2,79 €/MWh sull'intero anno (valore stimato) (Figura 48);
- per le unità non rilevanti non programmabili pari a 2,47 €/MWh per il mese di gennaio, a 1,57 €/MWh per febbraio e a 2,69 €/MWh per marzo (dati a consuntivo) e a 1,78 €/MWh sull'intero anno (valore stimato) (Figura 49).

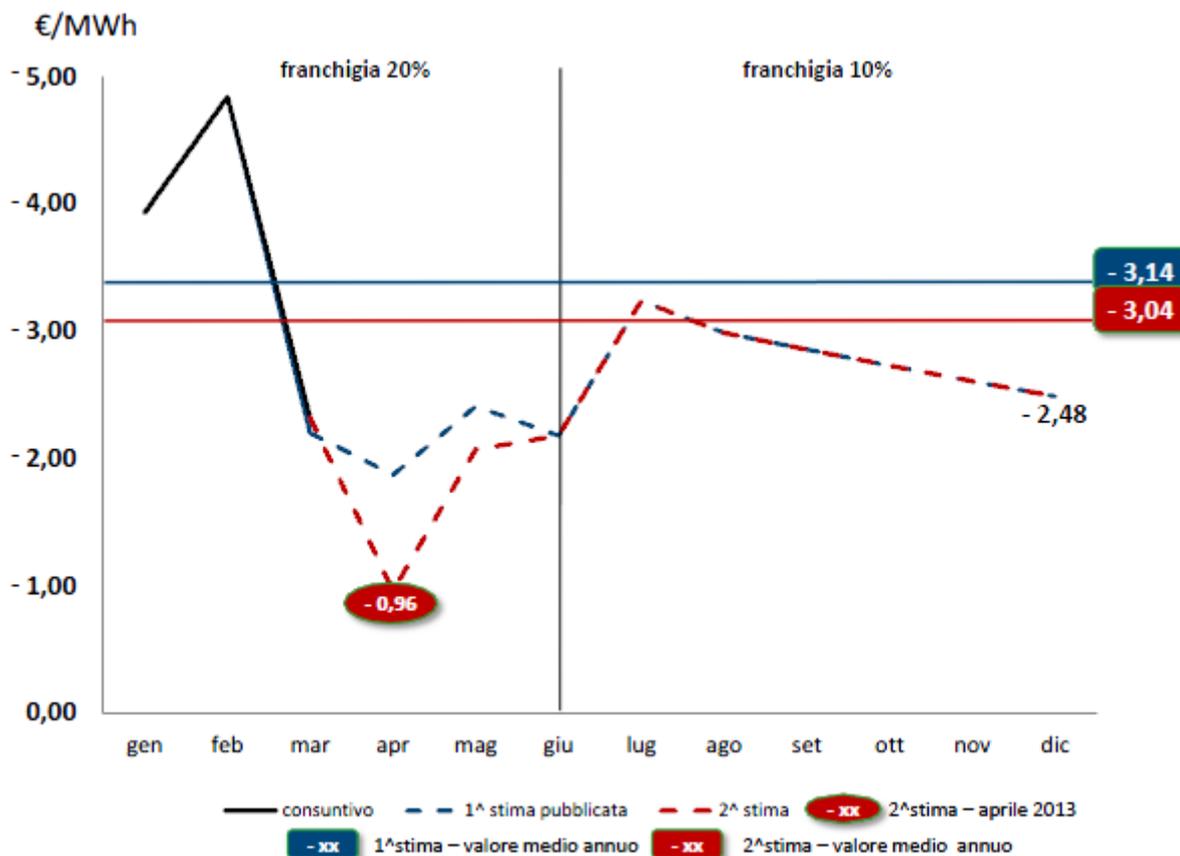


Figura 47. Unità rilevanti da fonte eolica – ipotesi di trend Quota Residua 2013 [Fonte GSE] [47].

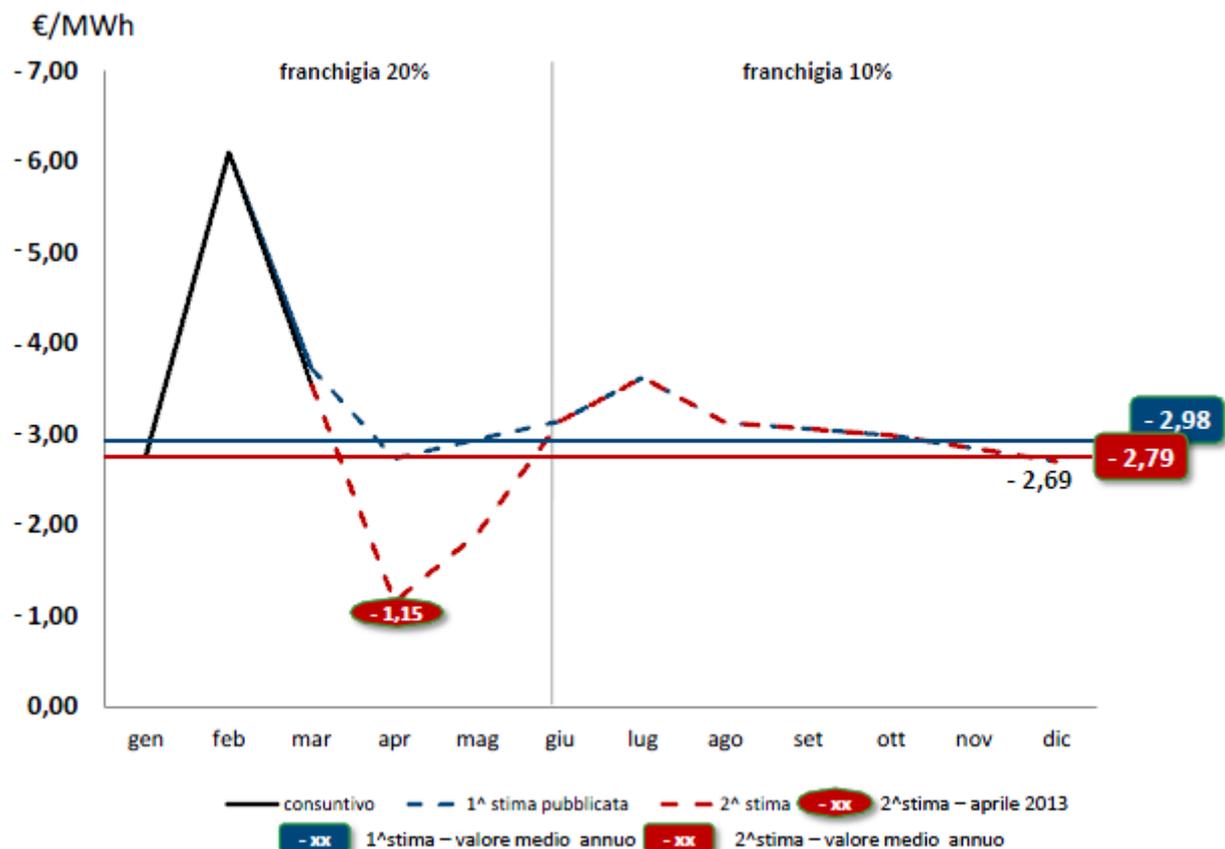


Figura 48. Unità rilevanti da fonte solare – ipotesi di trend Quota Residua 2013 [Fonte GSE] [47].

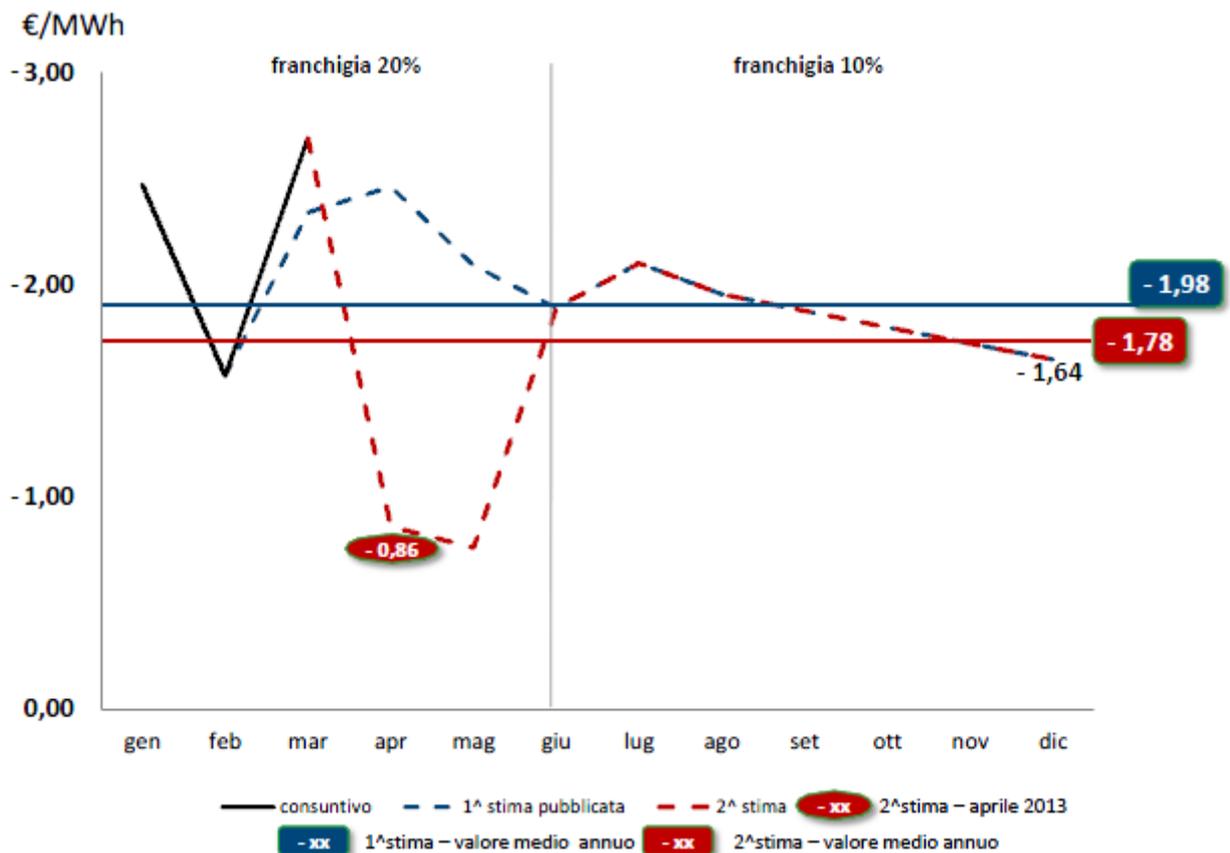


Figura 49. Unità non rilevanti – ipotesi di trend Quota Residua 2013 [Fonte GSE] [47].

Per quanto riguarda l'applicazione del provvedimento, con le sentenze nn.1613/2013, 1614/2013 e 1615/2013, ai sensi e nei limiti di cui alla motivazione delle medesime sentenze, cioè limitatamente ai criteri di calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento attribuiti agli utenti del dispacciamento e, conseguentemente, ai produttori, il TAR Lombardia ha annullato la deliberazione 281/2012/R/efr, la deliberazione 493/2012/R/efr e le relative "Regole Tecniche per il trasferimento delle partite economiche relative ai corrispettivi di sbilanciamento e alle offerte accettate sul mercato infragiornaliero" pubblicate dal GSE. Successivamente, con le ordinanze nn. 3565, 3566, 3567, 3568 dell'11 settembre 2013, il Consiglio di Stato, Sezione Sesta, in merito alle istanze cautelari proposte in sede di appello dall'Autorità avverso le sentenze nn. 1613/2013, 1614/2013, 1615/2013 e 1830/2013, con cui il TAR Lombardia, Sezione Terza, ha parzialmente annullato le deliberazioni 281/2012/R/efr, 343/2012/R/efr e 493/2012/R/efr in materia di dispacciamento delle fonti rinnovabili non programmabili (cioè limitatamente ai criteri di calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento attribuiti agli utenti del dispacciamento e, conseguentemente, ai produttori), ha disposto:

- la sospensione delle prescrizioni che equiparano le fonti energetiche rinnovabili non programmabili alle altre fonti;
- la permanenza in vigore delle rimanenti prescrizioni e, in particolare, di quelle necessarie a garantire la sicurezza del sistema.

Sulla base di queste ordinanze, con la Delibera 462/2013/R/eel l'Autorità ha stabilito che:

- con riferimento ai punti di dispacciamento per unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, i corrispettivi di sbilanciamento (di cui al comma 40.3 della deliberazione 111/06) si applicano esclusivamente alla quota di sbilanciamento effettivo che eccede il 20% del programma vincolante modificato e corretto del punto di dispacciamento; entro tali franchigie, gli sbilanciamenti imputabili alle FRNP vengono valorizzati al prezzo zonale orario;
- è sospesa la disposizione transitoria relativa all'abolizione della franchigia (articolo 78, comma 78.1, lettera b, della deliberazione 111/06) e sono sospesi gli effetti che sarebbero derivati, a partire dall'1 gennaio 2014, a seguito della cessazione della validità delle disposizioni transitorie⁷⁶;
- trovano applicazione tutte le altre disposizioni di cui alle deliberazioni dell'Autorità 281/2012/R/efr, 343/2012/R/efr e 493/2012/R/efr diverse da quelle precedentemente elencate;

⁷⁶ Restano invece in vigore le disposizioni transitorie contenute nell'articolo 78, comma 78.1, lettera a), dell'Allegato A alla deliberazione 111/06.

- Terna e il GSE diano esecuzione alle disposizioni in vigore della deliberazione 281/2012/R/efr con decorrenza dalle produzioni di energia elettrica dell'ottobre 2013, rinviando l'applicazione di tale disciplina alle produzioni relative al periodo 1 gennaio 2013 – 30 settembre 2013 al termine del contenzioso, provvedendo ai conguagli definitivi solo in seguito alla decisione di merito da parte del Consiglio di Stato.

4.2.8 *La deliberazione 231/2013/R/eel “Trattamento economico dell’energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza”*

Anche a seguito dell'aumentata riserva richiesta agli impianti convenzionali a seguito dell'aumento delle FRNP, la regolazione primaria è stata evoluta con la deliberazione 231/2013/R/EEL. Prima di tale deliberazione, per il calcolo dello sbilanciamento delle unità erano considerati ai fini della stima del programma vincolante modificato e corretto di immissione gli eventuali ordini di dispacciamento impartiti da Terna, inclusa la riserva secondaria, ma non le variazioni di immissione relative alla regolazione primaria; l'utilizzo della riserva primaria poteva quindi costituire uno sbilanciamento. Per sterilizzare l'onere di sbilanciamento dovuto alla regolazione primaria, dal 1 luglio 2014 le UP potranno aderire ad un meccanismo di misurazione del contributo alla regolazione. In questo caso, Terna, per le UP abilitate, verifica presenza e funzionalità del servizio di primaria mediante l'invio quotidiano di segnali di test e un controllo a campione del consuntivo. Il meccanismo di misurazione del contributo alla regolazione primaria sarà definito da Terna (entro il 1 aprile 2014) che valuterà anche la possibilità di estendere l'obbligo di regolazione primaria alle UP di taglia < 10 MVA. La valorizzazione della regolazione primaria a salire sarà pari al prezzo zonale di vendita su MGP, aumentato della metà del differenziale medio annuo fra il prezzo medio delle offerte accettate per la secondaria a salire su MSD e la media dei prezzi zonal di vendita registrati sul MGP ponderata per le quantità accettate per la regolazione secondaria a salire nelle relative zone. La valorizzazione della regolazione primaria a scendere sarà pari al prezzo zonale di vendita su MGP, ridotto della metà del differenziale medio annuo fra la media dei prezzi zonal di vendita registrati sul MGP ponderata per le quantità accettate per la regolazione secondaria a scendere nelle relative zone e il prezzo medio ponderato delle offerte accettate per la regolazione secondaria a scendere su MSD.

4.2.9 *Deliberazione 375/2013/R/eel “Mercato della capacità”*

Negli ultimi mesi è poi stato avviato anche un processo per la creazione di un mercato della capacità capace di garantire una disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica nel lungo periodo in modo da evitare criticità in termini di sicurezza e assicurare i clienti finali dal rischio-

prezzi. Il procedimento è ancora in corso, ma recentemente con la delibera 375/2013/R/eel l'AEEG ha verificato positivamente la conformità dello schema di disciplina del nuovo mercato della capacità, predisposto da Terna secondo i criteri e le condizioni fissate dall'Autorità, ritenendolo conforme ai criteri-guida fissati con la delibera ARG/elt 98/11. Tenuto conto dell'attuale situazione di eccesso di capacità produttiva, i criteri definiti dall'AEEG prevedono che questo corrispettivo venga applicato ai produttori non prima del 2017 e solo per la quantità veramente necessaria. Quando il mercato della capacità sarà avviato, i produttori dovranno garantire una disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica tale da tutelare il sistema dal rischio di deficit di generazione o di situazioni critiche. I quantitativi di capacità da rendere disponibili saranno determinati dal gestore della rete in base ai consumi attesi e alle esigenze di riserva, considerando sia la produzione da FRNP, sia gli effetti che le misure di efficienza energetica possono avere sul carico.

Questo nuovo segmento di mercato andrà ad affiancare il complesso dei mercati dell'energia elettrica (spot, termine e dispacciamento) già operativi a livello nazionale.

L'approvazione di questo provvedimento segna il completamento degli interventi di competenza dell'AEEG per l'avvio di un mercato della capacità produttiva: lo schema di disciplina dovrà essere trasmesso dal gestore della rete nazionale al Ministro dello Sviluppo economico per l'approvazione finale.

Per garantire un livello ottimale di adeguatezza della capacità il gestore di rete dovrà organizzare per ciascuna area di rete rilevante apposite aste di approvvigionamento, a partecipazione volontaria, per la negoziazione di opzioni su capacità produttiva reale (contratti standard).

Per ciascun MegaWatt di capacità impegnata, gli operatori riceveranno un premio annuo (in euro per megawatt), ma dovranno versare a Terna le eventuali differenze positive fra il prezzo dell'energia elettrica venduta sui mercati a pronti e dei servizi (il prezzo di riferimento) e il prezzo di esercizio previsti dal contratto; queste differenze andranno a compensare le bollette elettriche dei consumatori. La capacità è approvvigionata con quattro anni di anticipo rispetto all'inizio del periodo di consegna, che sarà triennale; questo anticipo è funzionale ad assicurare la massima concorrenza e contendibilità del mercato potendo partecipare efficacemente al mercato della capacità anche impianti ancora da realizzare.

In una fase successiva di sviluppo di questo mercato, potrebbe essere di interesse la possibilità di estendere la partecipazione anche alle FRNP e alla GD che, a valle di opportune considerazioni e analisi costi-benefici, potranno così decidere di fare offerte non solo su MGP ma anche di aderire a questo nuovo mercato.

4.2.10 *Il Documento di Consultazione 354/2013/R/eel “Pubblico dibattito per la riforma delle modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, con particolare riferimento agli impianti di generazione distribuita e agli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili non programmabili”*

Tutti i provvedimenti descritti nei precedenti paragrafi riguardano attività già avviate o di prossima realizzazione. Per quanto riguarda, invece, i provvedimenti ad oggi non ancora attivati ma che potranno avere in futuro un impatto notevole sulle modalità di gestione delle reti di distribuzione, è da segnalare l'attività appena avviata dall'AEEG sulla possibile evoluzione della regolazione del servizio di dispacciamento. Con la Deliberazione ARG/elt 160/11 l'Autorità ha, infatti, avviato un procedimento finalizzato alla formazione di provvedimenti per una generale revisione dell'attuale disciplina del dispacciamento tenendo conto del nuovo quadro strutturale e di mercato, in corso di rapido mutamento, e delle conseguenti maggiori esigenze di flessibilità del sistema.

All'interno di questo contesto, il recente DCO 354/2013/R/eel ha avviato il pubblico dibattito per la riforma delle modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, con particolare riferimento agli impianti di GD e agli impianti alimentati dalle FRNP.

Lo studio tecnico [48] allegato al DCO definisce:

- le risorse per il dispacciamento che potrebbero essere fornite dalle FRNP e dalla GD o dai carichi connessi alle reti di distribuzione, nonché i requisiti associati a tali funzioni suddividendoli tra requisiti di natura tecnica che dovrebbero o potrebbero essere resi obbligatori (come ad esempio: risorse per la riserva primaria di potenza, disponibilità all'utilizzo del telescatto, partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico, funzionamento in isola di porzioni di rete) e altri servizi (come ad esempio: risorse in fase di programmazione, risorse per la riserva secondaria e terziaria di potenza, risorse per il bilanciamento, regolazione della tensione mediante assorbimento/erogazione di potenza reattiva, regolazione della tensione mediante riduzione della potenza attiva, servizio di demand response e di interrompibilità del carico) che invece dovrebbero o potrebbero essere selezionati tramite procedure di mercato (capitolo 4 dello studio);
- i diversi modelli possibili per l'erogazione del servizio di dispacciamento sulle reti di distribuzione e, per ciascuno di essi, sono ipotizzate possibili modalità di selezione e di erogazione dei servizi e delle prestazioni necessarie. Tali modelli potrebbero non essere del tutto alternativi tra loro: alcuni di essi potrebbero rappresentare delle soluzioni transitorie e intermedie (capitolo 5 dello studio).

I servizi ancillari che in prospettiva potrebbero essere forniti dalle FRNP e dalla GD sono:

- a) risorse in fase di programmazione;

- b) risorse per la riserva primaria di potenza;
- c) risorse per la riserva secondaria e terziaria di potenza;
- d) risorse per il bilanciamento;
- e) regolazione della tensione mediante assorbimento/erogazione di potenza reattiva;
- f) regolazione della tensione mediante riduzione della potenza attiva;
- g) funzionamento in isola di porzioni di rete.

Ulteriori risorse utili per il corretto funzionamento del sistema, ma di più lontana applicazione, potrebbero essere:

- h) servizi di demand response e interrompibilità del carico;
- i) disponibilità all'utilizzo del telescatto;
- j) partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico.

Le funzioni elencate possono essere fornite direttamente dalle FRNP (e dal carico) connesse alla rete di trasmissione, dalla GD e dal carico connesso alle reti di distribuzione o, in più ampia prospettiva, da sistemi di accumulo nella disponibilità dell'utente finale, del TSO o del DSO. Esse possono essere suddivise tra requisiti/obblighi di natura tecnica (che potrebbero essere garantiti dalle unità alimentate da FRNP e dalla GD per potersi connettere alla rete), e servizi che, invece, possono/devono essere offerti su mercato e che il TSO (o il DSO) potrebbero utilizzare per garantire il corretto funzionamento del complessivo sistema, con riferimento ai problemi sia di natura locale sia di natura globale.

I requisiti/obblighi di natura tecnica fanno riferimento a quei servizi che le unità di produzione alimentate da FRNP e da GD dovrebbero garantire per connettersi alla rete, in modo che il funzionamento del complessivo sistema risulti sicuro ed affidabile. Per favorire una migliore stabilità della rete, tutte le unità di produzione alimentate da FRNP e la GD dovrebbero, infatti, essere progettate, realizzate ed esercite in modo da garantire i requisiti/obblighi di natura tecnica riportati in Tabella 16. I servizi di mercato fanno riferimento a quei servizi necessari a gestire le congestioni della rete rilevante, a predisporre adeguata capacità di riserva, e a garantire l'equilibrio tra immissioni e prelievi anche in tempo reale che Terna acquista sulla base delle previsioni di fabbisogno. Nella prospettiva di utilizzare anche le FRNP per garantire un funzionamento sicuro e affidabile del complessivo sistema, le relative risorse messe a disposizione da questi impianti sarebbero approvvigionate sempre tramite un mercato del servizio di dispacciamento configurandosi quindi come servizi di mercato. Per favorire, quindi, una migliore stabilità della rete e un migliore utilizzo di tutte le risorse presenti, tutte le unità di produzione alimentate da FRNP e la GD dovrebbero essere progettate, realizzate ed esercite in modo da rendere possibili i servizi di mercato riportati in Tabella 16.

Risorsa	Tipologia	Servizio di sistema (TSO)	Servizio locale(DSO)
<i>Risorse in fase di programmazione</i>	Servizio di mercato	SI • Eliminare congestioni in fase di programmazione	SI • Eliminare congestioni in fase di programmazione • Garantire il profilo programmato in fase di programmazione
<i>Risorse per la riserva primaria di potenza</i>	Requisito/obbligo entro una certa banda Servizio di mercato per maggiore capacità	SI • Correggere lo squilibrio istantaneo tra produzione e carico	NO
<i>Risorse per la riserva secondaria (e terziaria) di potenza</i>	Servizio di mercato (in prospettiva)	SI • Compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema	NO
<i>Risorse per il bilanciamento</i>	Servizio di mercato	SI • Garantire equilibrio tra immissioni e prelievi • Risoluzione di congestioni di rete • Ripristino dei corretti margini di riserva	SI • Risoluzione di congestioni di rete • Garantire il mantenimento del profilo programmato
<i>Regolazione della tensione mediante assorbimento/erogazione di potenza reattiva</i>	Servizio di mercato	SI • Contrastare le variazioni di tensione, soprattutto nelle ore notturne (“sole di notte”)	SI • Controllare il profilo di tensione lungo linea
<i>Regolazione della tensione mediante riduzione della potenza attiva</i>	Servizio di mercato	NO	SI • Controllare il profilo di tensione lungo linea se la regolazione di potenza reattiva non è sufficiente
<i>Servizio di demand response e di interrompibilità del carico</i>	Servizio di mercato (in prospettiva)	SI • Garantire la sicurezza qualora le altre risorse non siano sufficienti	SI • Aumentare la flessibilità nella gestione della rete anche rispetto al mantenimento di un profilo programmato
<i>Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico</i>	Requisito/obbligo di natura tecnica	SI • Piani di riaccensione	NO
<i>Disponibilità all'utilizzo del telescatto</i>	Requisito/obbligo di natura tecnica	SI • Ristabilire il funzionamento in sicurezza N-1	SI • Risolvere sovraccarichi qualora le risorse per il bilanciamento non fossero sufficienti o sia necessaria un'azione più rapida
<i>Funzionamento in isola di porzioni di rete</i>	Requisito/obbligo di natura tecnica	NO	SI • Migliorare esercizio di reti con frequenti interruzioni prolungate estese

Tabella 16. Requisiti/obblighi di natura tecnica e servizi di mercato che possono essere offerti da unità di produzione alimentate da FRNP e dalla GD (FRNP e non).

La disciplina del dispacciamento è complessa ed articolata, e la sua evoluzione deve tenere in considerazione moltissimi fattori; in questa memoria sono tratteggiate tre possibili soluzioni per il dispacciamento degli impianti alimentati da FRNP e della GD, riportate in maggior dettaglio nello studio tecnico allegato al DCO 354/2013/R/eel dell'AEEG.

Dispacciamento Centralizzato Esteso (Modello 1)

In questo modello, il mercato continuerebbe ad essere gestito con i meccanismi attuali abilitando i punti di dispacciamento di produzione e consumo, come nuovamente definiti con l'introduzione delle FRNP e della GD, ad immettere/prelevare energia elettrica e a fornire servizi per il dispacciamento (Figura 50).

I servizi di dispacciamento che potrebbero essere offerti in questo modello saranno solo quelli di sistema (come da Tabella 16); ciò significa che il TSO potrà acquistare le risorse necessarie a garantire il bilanciamento in fase di programmazione e in tempo reale, oltre che dagli impianti convenzionali, anche dalle unità alimentate da FRNP connesse alla rete di trasmissione e dalla GD (FRNP e non) connessa alle reti di distribuzione MT e BT.

Gli impianti alimentati da FRNP e la GD saranno, quindi, responsabili del rispetto degli impegni fisici, mentre Terna dovrà agire in maniera tale da ricostituire le condizioni di sicurezza acquisendo la disponibilità a correggere le posizioni fisiche in esito al mercato, potenzialmente anche dagli stessi impianti da FRNP e dalla GD, in maniera tale che l'azione combinata delle modifiche introdotte mantenga/ricrei le condizioni di sicurezza di funzionamento del sistema elettrico.

Gli impianti alimentati da FRNP e la GD potranno partecipare direttamente al MSD o potranno farlo per tramite di un trader (che si configura come utente del dispacciamento aggregando un numero maggiore di impianti) che sulla base dei dati comunicati dai produttori presenta le offerte per i servizi di dispacciamento dalle relative unità di produzione (ed eventualmente carichi).

L'implementazione reale di questo modello di mercato può essere diversa a seconda di come è gestita la rete di distribuzione a cui sono connesse le unità di GD che possono offrire servizi per il corretto funzionamento del complessivo sistema nazionale. Infatti, mentre la partecipazione al MSD delle FRNP connesse alla rete di trasmissione comporta la sola definizione di nuovi requisiti tecnici per l'abilitazione delle risorse, delle modalità per l'approvvigionamento e dei relativi obblighi di fornitura, la partecipazione della GD connessa alle reti di distribuzione, qualora abilitata, richiede la verifica dei limiti di funzionamento anche della rete MT e BT.

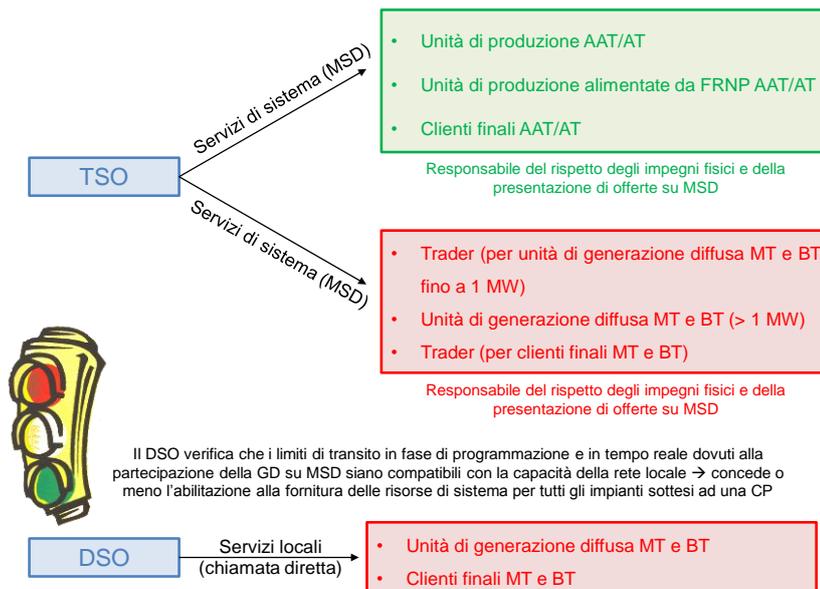


Figura 50. Modello 1 (Fase b) – Servizi di sistema e servizi locali su chiamata diretta.

Dispacciamento Locale del DSO (Modello 2)

I servizi di dispacciamento che potrebbero essere offerti in questo modello saranno sia quelli di sistema sia quelli locali (individuati in Tabella 4). Ciò significa che il TSO potrà acquistare le risorse necessarie a garantire il bilanciamento in fase di programmazione e in tempo reale, oltre che dagli impianti convenzionali, anche dalle unità alimentate da FRNP connesse alla rete di trasmissione e dal DSO che a sua volta le acquisterebbe, tramite un mercato per i servizi di dispacciamento locale, dalla GD (FRNP e non) connessa alle reti di distribuzione MT e BT insieme con le risorse necessarie alla risoluzione dei problemi che si verificano a livello locale (Figura 51).

La presentazione delle varie offerte di acquisto e vendita dei servizi locali e di sistema potrebbe avvenire (per esempio) nel seguente modo. Per quanto riguarda i servizi di sistema, Terna potrebbe approvvigionarli su MSD, oltre che dalle unità convenzionali collegate alla rete di trasmissione, direttamente dalle FRNP connesse alla RTN o dai DSO. I DSO diventerebbero, quindi, dei veri e propri utenti di dispacciamento (avrebbero con Terna un contratto per il servizio di dispacciamento); a loro volta potrebbero identificare e selezionare i singoli impianti di GD (FRNP e non) sulla rete di distribuzione per la fornitura dei servizi di sistema, idealmente attraverso la creazione di un “mercato per i servizi di dispacciamento specifico per le reti di distribuzione” (MSD_D). A questo mercato potrebbero partecipare direttamente gli impianti di GD o un trader.

Il DSO assumerebbe così un duplice ruolo, diventando a tutti gli effetti:

- un utente del dispacciamento per il MSD, assumendo il diritto e l’impegno vincolante nei confronti del TSO di immettere/prelevare in rete in ciascun punto di dispacciamento la

quantità di energia elettrica corrispondente al programma vincolante modificato corretto di immissione/prelievo relativo al medesimo punto e di presentare offerte su MSD;

- il soggetto responsabile del dispacciamento locale, stipulando sul MSD_D i contratti di acquisto e vendita ai fini dell'approvvigionamento delle risorse e agendo come controparte delle negoziazioni verso gli utenti sottesi.

In questa visione, il DSO acquista sul MSD_D le risorse di sistema che potrebbero essere messe a disposizione del TSO per singola cabina primaria (dimensione nodale per il dispacciamento locale) o per area di riferimento, che comprende più cabine primarie appartenenti ad una stessa zona di riferimento di un DSO (dimensione zonale).

In aggiunta, nel MSD_D il DSO potrà acquistare oltre ai servizi di sistema per il TSO anche servizi locali per garantire il corretto funzionamento della rete di distribuzione. In questo caso, poiché alcuni dei servizi locali sono necessari per far fronte a problemi che si realizzano in un punto specifico della rete e che possono essere risolti solo ricorrendo ad alcuni determinati impianti, il DSO potrebbe non ricorrere ad un mercato (in quanto la richiesta potrebbe essere soddisfatta solo attraverso poche specifiche unità) e potrebbe quindi acquistare il servizio tramite chiamata diretta stabilendo un prezzo amministrato.

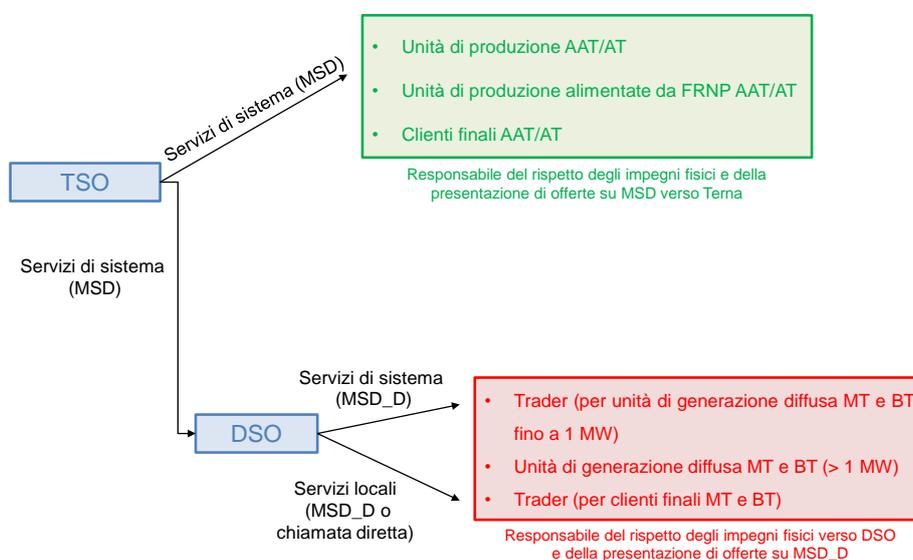


Figura 51. Modello 2 – Servizi locali e di sistema per tramite del DSO.

Profilo di Scambio AT/MT Programmato (Modello 3)

In questo caso il DSO potrebbe essere responsabile nei confronti del TSO del mantenimento di un profilo di scambio programmato per singola cabina primaria (dimensione nodale) o per area di riferimento che comprende più cabine primarie appartenenti ad una stessa zona di un DSO (dimensione zonale), ma non sono forniti servizi a mercato validi per il TSO (servizi di sistema),

come da Figura 52. Questa modalità di gestione del sistema dovrebbe infatti comportare una minore variabilità della differenza tra carico e generazione dovuta alle FRNP connesse sulle reti di distribuzione che equivale ad una minore riserva di regolazione che il TSO deve approvvigionare sul MSD. In questo modello il DSO dovrà garantire uno sbilanciamento all'interfaccia AT/MT (o ad un insieme di CP in una stessa area di riferimento) il più possibile prossimo a zero variando in tempo reale le risorse presenti sulla propria rete (GD e carico); i carichi e i sistemi di produzione connessi alla rete di distribuzione MT e BT dovranno rispondere direttamente al DSO, mentre il DSO risponderà direttamente a Terna che continuerà ancora ad effettuare il dispacciamento centrale a livello di sistema e sarà responsabile dei carichi e dei sistemi di generazione installati sulle reti di trasmissione, eventualmente anche da FRNP. Il DSO dovrà quindi in fase di programmazione elaborare i piani di esercizio sulla base delle previsioni della domanda e della produzione sia a livello di ciascuna singola CP sia a livello zonale. In questa situazione, per ridurre gli sbilanciamenti verso Terna, i sistemi del DSO verificheranno che gli effettivi dati di produzione e di carico, registrati e misurati in tempo reale, siano concordi con le previsioni precedentemente elaborate. In presenza di sostanziali variazioni, le apparecchiature del DSO invieranno ai singoli impianti controllabili presenti sulla propria rete (GD ed eventualmente carichi controllabili/interrompibili e sistemi di accumulo) un nuovo setpoint di potenza attiva da impostare sul generatore stesso (o eventualmente sul carico), in modo da ridurre/azzerare lo sbilanciamento all'interfaccia tra la CP (o le CP di una stessa area di riferimento) e la rete AT.

In aggiunta, il DSO potrà acquistare, oltre ai servizi locali necessari per garantire il mantenimento costante del profilo di scambio verso il TSO, anche servizi locali necessari per garantire il corretto funzionamento della rete di distribuzione.

Per approvvigionarsi di tutte le risorse necessarie, il DSO potrebbe identificare e selezionare i singoli impianti di GD (FRNP e non) sulla rete di distribuzione attraverso la creazione di un "mercato per i servizi di dispacciamento specifico per le reti di distribuzione" (MSD_D). A questo mercato potrebbero partecipare direttamente gli impianti di GD o un trader.

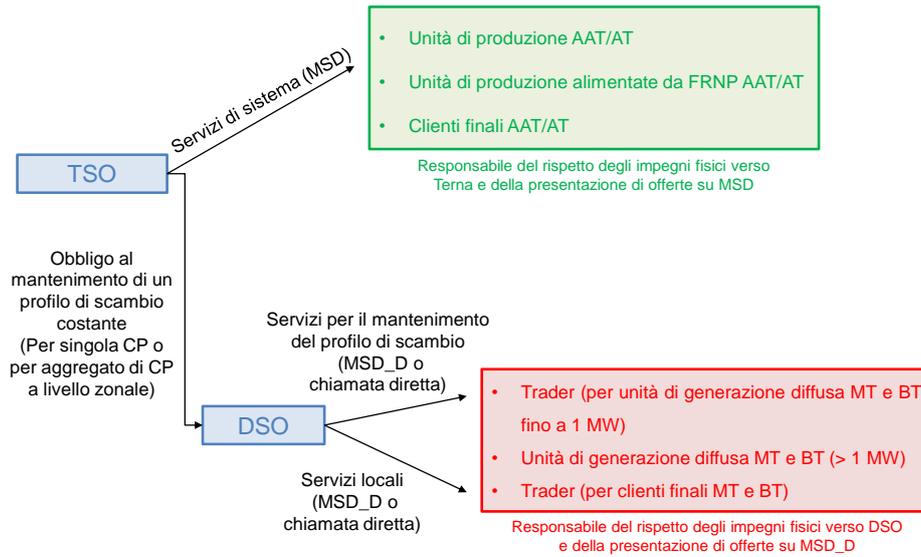


Figura 52. Modello 3 – Profilo di scambio programmato.

4.3 Condizioni normative e regolatorie per lo sviluppo delle reti di distribuzione

Ulteriori provvedimenti, non strettamente legati alle smart grid e alla GD ma che possono influenzare in modo significativo gli investimenti e lo sviluppo della rete elettrica, sono le deliberazioni AEEG relative alla regolazione della qualità, della continuità del servizio e alla regolazione dell'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione. Non essendo direttamente correlati al tema delle smart grid, gli investimenti da effettuare per effetto di queste regolazioni sono riportati in questo capitolo ma non sono valorizzati nel capitolo successivo, che si concentra, invece, solo sullo sviluppo delle tecnologie smart. Gli investimenti qui descritti, riportati solo per completezza, rappresentano infatti i normali investimenti predisposti da un DSO anche in caso di rete puramente passiva per garantire il corretto funzionamento della propria rete.

4.3.1 Qualità del servizio (TIQE)

Dall'anno 2000 l'AEEG ha definito standard di continuità del servizio per ridurre le interruzioni subite dagli utenti, sia in termini di numero sia di durata, tramite l'introduzione di "livelli obiettivo" (uniformi sul territorio nazionale e differenziati solamente per tipologia di rete) che rappresentano i livelli di continuità del servizio che ciascun distributore è tenuto a raggiungere nei diversi ambiti territoriali e un meccanismo premi-penalità in modo da prevede il raggiungimento di livelli obiettivo entro il 2015 per la durata delle interruzioni ed entro il 2019 per il numero di interruzioni. In tale contesto, i DSO che non riescono a rispettare gli obiettivi annui devono versare delle penalità calcolate in misura proporzionale sia alla differenza tra il livello raggiunto e il tendenziale assegnato, sia all'energia distribuita nell'ambito. Per i DSO che ottengono miglioramenti superiori a quanto stabilito, sono previsti dei riconoscimenti economici calcolati analogamente a quanto avviene per le penali.

I primi interventi hanno riguardato la continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, con l'obiettivo di tutelare gli utenti e fornire agli esercenti (i DSO) gli stimoli necessari a ridurre le interruzioni. Le interruzioni, principale parametro di riferimento relativo alla continuità del servizio, vengono distinte tra interruzioni con preavviso (meno dannose per gli utenti) e interruzioni senza preavviso; queste ultime vengono distinte, in relazione alla loro durata, tra interruzioni senza preavviso lunghe (durata maggiore di tre minuti), brevi (durata compresa tra un secondo e tre minuti) e transitorie (durata minore di un secondo). La continuità del servizio è il più rilevante tra i diversi fattori di qualità in cui si articola la qualità dei servizi di pubblica utilità nel settore dell'energia elettrica, sia sotto il profilo della rilevanza per gli utenti che per l'incidenza economica degli investimenti necessari a ridurre le interruzioni. Proprio per questo, l'Autorità ha avviato con

deliberazione 31 luglio 1997, n. 81/97 un procedimento per la formazione di provvedimenti in tema di qualità del servizio di distribuzione e vendita dell'energia elettrica, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere g) e h) della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95) che è poi terminato nella pubblicazione del TIQE che è stato più volte modificato e integrato. In particolare, con la delibera 333/07 sono state determinate le modalità di regolazione della qualità del servizio per gli esercenti il servizio di distribuzione per il ciclo regolatorio 2008-2011. Gli obiettivi di miglioramento si riferiscono alla durata delle interruzioni, come già avveniva nei precedenti cicli (2000-2003 e 2004-2007) ed al numero delle interruzioni lunghe e brevi. Le diverse componenti della qualità del servizio sono individuate in: durata media cumulata delle Interruzioni senza preavviso Lunghe per cliente BT; numero medio complessivo delle Interruzioni Lunghe e Brevi senza preavviso per cliente BT; numero di Interruzioni senza preavviso lunghe per singolo Cliente MT; tempi massimi di ripristino delle alimentazioni a singoli clienti MT e BT nel caso di interruzioni prolungate o estese.

Con il nuovo ciclo regolatorio, l'AEEG ha indicato nel nuovo TIQE (ARG/elt 198/11) le regole per il periodo regolatorio attualmente vigente (2012-2015). In generale è stato confermato lo schema utilizzato per gli anni 2008-2011 con alcune novità di rilievo, finalizzate a premiare, senza maggiori impatti in tariffa, una rapida convergenza tra i livelli di continuità del Nord e del Sud del Paese.

4.3.1.1 Continuità del servizio

Per quanto riguarda la durata delle interruzioni è stato previsto un premio aggiuntivo (premi "extra-bonus") per gli ambiti territoriali (ambiti "Peggior Serviti") con livelli di durata delle interruzioni ancora lontani dal livello di riferimento nazionale (livello obiettivo), ma che lo raggiungeranno entro il 2015, ed è stata disposta una riduzione del 33% dei premi per gli ambiti territoriali che nel corso degli anni, e sino al 2011, hanno registrato livelli di durata migliori dei livelli obiettivo, e che per tale motivo hanno ricevuto la gran parte dei premi erogati. Per quanto riguarda il numero di interruzioni, invece, è stato rimosso il tetto massimo al miglioramento percentuale richiesto annualmente alle imprese distributrici, ed è stata confermata l'opzione vigente di adesione facoltativa al meccanismo di riduzione delle interruzioni dovute a terzi (con effetti anche sulla durata delle interruzioni). È stata infine introdotta una norma che consente alle imprese distributrici con meno di 25.000 utenti di aderire volontariamente alla regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni. La revisione ha riguardato anche la regolazione individuale della continuità del servizio per utenti in media tensione. In particolare, sono state incluse anche le interruzioni brevi negli standard individuali di continuità del servizio per gli utenti alimentati in media tensione (precedentemente erano in vigore standard individuali per le sole interruzioni

lunghe). Sono poi stati confermati gli indennizzi automatici per gli utenti MT in caso di mancato rispetto degli standard da parte delle imprese distributrici (per tutte le interruzioni oltre lo standard e sino al doppio dello standard per il biennio 2012-2013 e per tutte le interruzioni oltre lo standard e sino al triplo dello standard per il biennio 2014-2015), con la novità dell'utilizzo della potenza effettiva interrotta, ai fini della loro quantificazione in luogo della potenza media interrotta, precedentemente calcolata su base convenzionale. Parallelamente è stato aumentato il parametro che valorizza la potenza interrotta che, a regime, varrà 2,7 €/kW interrotto per il prelievo e 0,1 €/kW interrotto per l'immissione. Sono stati mantenuti e rafforzati i meccanismi previsti per favorire lo sviluppo di sistemi di protezione degli impianti di utenza MT selettivi rispetto alle protezioni di rete, in modo da evitare che guasti originati all'interno degli impianti di utenza provochino interruzioni per gli utenti circostanti, anche in BT; in particolare, è stato confermato che gli utenti MT che non adeguano i propri impianti ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità e dalle norme CEI, oltre a non avere diritto all'eventuale indennizzo automatico, devono versare il Corrispettivo Tariffario Specifico (CTS). Sono state rafforzate le disposizioni riguardanti le informazioni e le comunicazioni periodiche agli utenti in media tensione. Allo scopo è stato introdotto l'obbligo dell'utilizzo di internet per le imprese distributrici con almeno 25 utenti in media tensione. Sempre in materia di regolazione individuale per gli utenti MT, la delibera ARG/elt 198/11 ha introdotto due nuovi meccanismi incentivanti mirati a migliorare la continuità del servizio, il primo è indirizzato alla riduzione del numero di utenti peggio serviti, cioè di quegli utenti che subiscono un numero annuo di interruzioni di responsabilità dell'impresa distributtrice superiore agli standard individuali di continuità del servizio, il secondo è finalizzato alla riduzione del numero di utenti in media tensione in prelievo con potenza disponibile inferiore o uguale a 100 kW con consegna su palo, tramite la trasformazione del loro punto di prelievo in bassa tensione⁷⁷.

4.3.1.2 Qualità della tensione

Una ulteriore novità è anche l'introduzione di una regolazione della qualità della tensione: tale regolazione è stata introdotta per cercare di ridurre le differenze di prestazione tra le reti di distribuzione di energia elettrica nell'intero territorio nazionale, di disporre di indicatori di qualità affidabili, comparabili e verificabili al fine di consentire una adeguata informazione agli utenti interessati dai disturbi di qualità della tensione e di costituire un punto di partenza per la disponibilità e pubblicazione di dati, anche comparativa, di prestazione, e per la successiva introduzione di elementi di regolazione incentivante. Per conseguire tali obiettivi, il provvedimento stabilisce l'avvio di un sistema di monitoraggio esteso della qualità della tensione, da realizzarsi in

⁷⁷ Tali meccanismi incentivanti sono finanziati dal Fondo utenti in media tensione, appositamente istituito presso la CCSE e alimentato dal gettito del CTS versato dagli utenti in media tensione nel periodo 2010-2015.

tre anni a partire dal 2012, definendo le caratteristiche di qualità della tensione secondo le norme in vigore, gli indicatori aggregati da calcolare, le procedure per la verificabilità delle informazioni registrate e la relativa pubblicazione, oltre ad indicare il periodo di messa in servizio delle apparecchiature di misura della qualità della tensione sulle reti MT: in particolare, ogni impresa distributrice è tenuta a monitorare la qualità della tensione in ogni semisbarra MT di CP di cui è proprietaria con apparecchiature di misura conformi alla norma CEI EN 61000-4-30 (secondo le specifiche tecnico-funzionali pubblicate in data 2 agosto 2012 sul sito AEEG) e ad ulteriori caratteristiche definite nel TIQE stesso, da mettere in servizio sul 25% delle semisbarre MT di CP entro il 30 giugno 2013 e sul 100% delle semisbarre MT di CP entro il 31 dicembre 2014.

4.3.1.3 Conseguenze per i DSO

L'introduzione di parametri di qualità e continuità del servizio (SAIDI e SAIFI + MAIFI) ha spinto in questi anni i DSO a investire in automazione di rete. L'arrivo a regime della regolazione relativa alla durata e, alla fine del prossimo periodo regolatorio, anche del numero, spinge ancora oggi i DSO a effettuare ulteriori investimenti in automazione, che, oltre ad includere le funzioni innovative per permettere l'integrazione della GD, devono anche diminuire il numero di interruzioni brevi e lunghe, selezionando il guasto all'interno di una interruzione transitoria. In particolare, gli investimenti di miglioramento della qualità vengono valutati seguendo un criterio di analisi economico-finanziaria, che si basa sulla stima dei ritorni economici degli interventi e dei premi/penali evitate grazie ai miglioramenti della qualità ottenuti. I lavori⁷⁸ sono programmati nell'ambito di un ciclo di pianificazione che, partendo dall'analisi dello stato della rete attuale, dagli obiettivi di qualità da raggiungere e dalla redditività del singolo intervento, anticipa il più possibile l'esecuzione di quelli con l'indice di redditività migliore. Questi investimenti sono strettamente legati a quelli di adeguamento al carico delle linee che sono predisposti, invece, grazie all'ausilio di programmi di calcolo di load-flow e sistemi di gestione in real time, e i cui lavori sono finalizzati al rispetto dei vincoli tecnici (portata nominale dei componenti) e contrattuali (cadute di tensione).

Gli investimenti finalizzati al miglioramento della qualità del servizio per i clienti finali possono essere provvedimenti con effetto prevalente sulla durata cumulata per cliente BT, provvedimenti con effetto prevalente sul numero delle interruzioni (lunghe e brevi) per utente BT e provvedimenti con effetto su numero e durata delle interruzioni per utente BT.

⁷⁸ Gli interventi sulle reti di distribuzione volti a ridurre le interruzioni e la loro durata, sono costituiti, soprattutto sulla rete MT, da attività che prevedono la sostituzione di componenti delle linee MT dalle caratteristiche tecniche non adeguate e da interventi per incrementare il grado di telecontrollo della rete attraverso l'automazione o l'esecuzione di manovre a distanza sulle CS o per effettuare il passaggio all'esercizio MT a neutro compensato tramite bobina di Petersen.

In particolare, quelli con effetto prevalente sulla durata cumulata, e quindi indipendenti dal numero delle interruzioni, sono quelli che impattano sulle tempistiche di rialimentazione, completa o parziale, del tratto di rete interessato dal guasto. Le possibili azioni da prevedere tendono a limitare le disomogeneità residue all'interno di ciascun ambito, addensando la distribuzione dei tempi di rialimentazione intorno al valore ottimale e consistono nell'incremento dell'omogeneità del passo di telecontrollo delle CS e nell'incremento del grado di sezionabilità e rialimentabilità della rete MT, provvedimento efficace anche nei riguardi del contenimento delle interruzioni prolungate.

I provvedimenti con effetto prevalente sul numero di interruzioni per utente BT, e quindi indipendenti dalla durata cumulata, sono quelli che riducono le interruzioni brevi che non sono appunto associate a significativi valori di durata cumulata. Rientrano in questa tipologia le azioni volte all'incremento dell'affidabilità dei componenti di rete e alla disponibilità di trasformatori AT/MT, di interruttori MT di CP e, nell'ottica delle smart grid, di interruttori lungo linea nelle cabine del DSO.

Infine, i provvedimenti con effetto sia sul numero sia sulla durata delle interruzioni per utente BT si riferiscono ad azioni volte a ridurre la probabilità di interruzione e gli effetti delle interruzioni verificatesi. Rientrano nella prima fattispecie gli interventi di upgrade prestazionale dei componenti di rete, in particolare quelli di incremento del livello di isolamento, come il coordinamento dell'isolamento, la sostituzione di armamento rigido con armamento sospeso, la sostituzione di linee aeree nude con linee in cavo, la sostituzione di componenti di cabina isolati in aria. Della seconda categoria fanno invece parte gli interventi atti a incrementare la capacità di selezionare il guasto lungo la linea, ridistribuendo o limitando il numero dei clienti, come ad esempio automazione della rete MT, realizzazione di nuove linee MT, realizzazione di Centri Satellite o Cabine Primarie, passaggio all'esercizio a neutro compensato tramite bobina di Petersen.

4.3.2 *Regolazione dell'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione delle utenze passive (TIT, TIME, TIC)*

Le reti di distribuzione devono consentire la connessione in sicurezza (secondo le prescrizioni definite dall'AEEG) di tutte le utenze attive e passive che ne fanno richiesta. Questo spinge i DSO a tenere sempre monitorati i flussi di potenza sulla propria rete in modo da poter garantire le connessioni. Infatti, la rilevazione dei flussi di energia attraverso i trasformatori di CP costituisce la base per l'individuazione delle potenziali criticità. Le proiezioni, ottenute per ogni singola CP attraverso l'estrapolazione dei dati storici dei prelievi di potenza, sono dapprima integrate con le informazioni puntuali disponibili relative a singole connessioni di particolare rilevanza e

successivamente integrate ed armonizzate rispetto ai trend individuati a livello territoriale più ampio. Il risultato delle elaborazioni consiste nell'individuazione delle aree di significativa saturazione di rete, aree nelle quali la potenza massima prevista per l'impianto superi la soglia di sovraccaricabilità dei trasformatori installati, in assetto N-1. Gli stessi interventi possono essere realizzati per le reti BT, prevedendo però, in questo caso, la sostituzione dei trasformatori MT/BT di CS. Relativamente alle CS, ulteriori investimenti sono quelli relativi all'efficientamento della rete elettrica, in modo da ridurre gli oneri legati alle perdite di rete. Nell'ambito di tali misure, possono essere impiegati trasformatori MT/BT a basse perdite progettati in maniera tale da garantire perdite inferiori rispetto ai trasformatori tradizionalmente utilizzati nella rete di distribuzione⁷⁹.

Sempre con riferimento alle perdite di rete, l'Autorità ha avviato due procedimenti con l'obiettivo di promuovere un utilizzo più efficiente della rete. Il primo, introdotto con la deliberazione ARG/elt 52/11, ha previsto la revisione dei fattori di perdita standard di energia elettrica sulle reti di trasmissione, da applicarsi all'energia elettrica immessa nelle reti di media e bassa tensione, tenendo conto, tra l'altro, dello sviluppo e della crescita della generazione diffusa. Il secondo provvedimento ha invece riguardato l'energia reattiva; in particolare, con il documento per la consultazione 76/2012/R/eel, l'Autorità ha esposto i primi orientamenti per la modifica della regolamentazione tariffaria dei prelievi di energia reattiva, prevedendo, in linea generale, una maggiore aderenza dei corrispettivi ai costi generati, attraverso la considerazione degli effetti dell'energia reattiva sull'utilizzo della capacità di trasporto e sulle perdite di rete. Il documento ha proposto ipotesi di modifiche della regolazione esistente in relazione: al livello dei corrispettivi unitari applicati che rispecchino l'utilizzo della capacità di trasporto e le conseguenti perdite di rete, alla soglia del fattore di potenza ammesso, e allo schema tariffario, mentre è stata prevista, in continuità con la regolazione vigente, l'applicazione delle maggiorazioni per prelievi di energia reattiva limitatamente ai punti di prelievo con potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW.

Gli interventi di sviluppo della rete MT (o BT) di maggior rilevanza correlati all'adeguamento al carico afferiscono prevalentemente alla realizzazione di nuove CP, all'adeguamento puntuale di singole linee MT (o BT) nel caso di superamento del grado di sfruttamento pianificato delle linee stesse. Tali interventi sono in genere identificabili nel potenziamento di tratti di linea esistente, la realizzazione di raccordi (trasversali) tra linee adiacenti ai fini della redistribuzione del carico oppure la realizzazione di nuove uscenti da esistenti CP (o cabine secondarie).

Con la deliberazione ARG/elt 199/11, l'Autorità ha infine avviato il processo di razionalizzazione della regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica, come annunciato nel documento per la consultazione DCO 29/11 e confermato nel documento per la consultazione DCO 45/11,

⁷⁹ È ad esempio possibile una riduzione delle perdite a vuoto (per 24 h/giorno) di circa il 30% medio e delle perdite a carico (per circa 1.800 h/anno) di circa 10% medio.

istituendo il Testo integrato del servizio di misura dell'energia elettrica (TIME). Quest'ultimo ricomprende un primo corpo di disposizioni enucleato nel Testo integrato trasporto (TIT), predisponendolo come un testo unico disciplinare teso a unificare e uniformare tutti gli aspetti della disciplina, evitando disallineamenti tra le diverse disposizioni regolatorie afferenti al servizio di misura, oggi vigenti. Con il documento per la consultazione DCO 29/11, l'AEEG aveva infatti preannunciato l'intenzione di rivedere le responsabilità in relazione al servizio di misura, con particolare riferimento al perimetro della RTN e ai punti di immissione (impianti di produzione), principalmente in una prospettiva di corretta responsabilizzazione dei diversi operatori in relazione alla rilevazione e alla messa a disposizione delle misure necessarie ai fini delle attività di competenza degli utenti del servizio. In particolare, l'AEEG ha adottato un approccio graduale che prevede una prima ricognizione sul perimetro della RTN, al fine di procedere a una complessiva razionalizzazione della disciplina in materia di misura da far confluire all'interno del TIME; le principali modifiche rispetto alla precedente regolazione sono state adottate già dall'1 gennaio 2012, in particolare con riferimento:

- alla determinazione del costo riconosciuto a copertura dei costi operativi e alla fissazione dell'*x-factor*, l'orizzonte temporale per il riassorbimento dei maggiori recuperi di produttività è stato allineato a quello previsto per il servizio di distribuzione;
- all'enucleazione della quota parte della tariffa a copertura del valore residuo dei misuratori dismessi, prevedendo che tale costo sia coperto con una componente tariffaria, a valore reale costante, entro il 2027, assicurando nel contempo, attraverso un opportuno meccanismo perequativo, che i ricavi tariffari siano ripartiti tra le imprese di distribuzione proporzionalmente ai costi sostenuti;
- all'affidamento a Terna della responsabilità dell'erogazione del servizio di rilevazione e registrazione delle misure nei punti di interconnessione con la RTN e nei punti di prelievo di clienti finali connessi direttamente con la RTN, a seguito della suddetta ricognizione che consentirà di raccogliere gli elementi utili a determinare le modalità del passaggio.

In questo contesto, per quanto attiene l'attività di misura, gli investimenti che è possibile effettuare sulla rete elettrica sono legati alla possibile sostituzione di contatori elettronici ormai obsoleti, all'installazione di nuovi contatori elettronici relativi a nuove richieste di connessione, evoluzione delle procedure di telegestione dei contatori stessi e dell'intero sistema di misura.

4.3.3 *Regolazione delle perdite Delibera 559/2012/R/eel*

Le evoluzioni che si sono avute negli ultimi anni nel settore elettrico hanno comportato anche un forte impatto sull'assetto di rete e sulle relative perdite. La rilevante crescita della GD, ad esempio,

da un lato comporta l'avvicinamento della produzione ai siti di consumo, con conseguente diminuzione delle perdite, dall'altro, per effetto della localizzazione di alcune fonti rinnovabili in zone prive o con limitati consumi, può anche determinare un incremento delle perdite di rete e la modifica delle modalità di esercizio e gestione delle reti stesse. Inoltre, dal 2004 (anno in cui è stato effettuato l'aggiornamento dei fattori di perdita standard vigenti fino alla fine del 2011) a oggi le reti elettriche, anche per effetto dei meccanismi tariffari incentivanti adottati dall'Autorità, hanno subito un costante processo di efficientamento, pure dal punto di vista gestionale, che ha comportato la riduzione delle perdite.

Sulla base delle precedenti considerazioni, con la delibera 28 aprile 2011, ARG/elt 52/11, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato alla valutazione dell'adeguatezza dei fattori di perdita standard di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, e dell'eventuale necessità di adeguamento dei medesimi fattori.

Con la deliberazione ARG/elt 196/11, l'Autorità ha stabilito, oltre alla revisione dei fattori di perdita standard sulle reti di trasmissione (di cui alla tabella 4 del TIS), di effettuare ulteriori approfondimenti in merito all'adeguatezza dei fattori di perdita standard relativamente alle reti MT e BT, per definire una specifica disciplina per i prelievi e per le immissioni di energia elettrica, e per prevedere modalità di determinazione e di riconoscimento della differenza tra perdite effettive e perdite standard, che tengano conto della diversificazione territoriale delle perdite effettive della rete di distribuzione e il mantenimento degli incentivi in capo alle imprese distributrici per la minimizzazione delle perdite medesime.

Con la deliberazione 559/2012/R/eel l'Autorità ha quindi stabilito, secondo un approccio graduale, la revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita applicati all'energia elettrica prelevata dalle reti in media e bassa tensione, ed ha previsto la modifica, entro il 31 dicembre 2013, del meccanismo di perequazione perdite stabilito dal TIV. In particolare, con riferimento al regime di perequazione perdite, l'Autorità ha avviato, nel corso dell'anno 2013, un progetto specifico per lo studio delle reti elettriche al fine di approfondirne la conoscenza del funzionamento, soprattutto con riferimento al fenomeno delle perdite di rete i cui esiti saranno propedeutici per la revisione del meccanismo di perequazione perdite da applicare nel periodo 2013-2015.

Lo studio è attualmente ancora in corso.

4.4 Mappa riassuntiva del quadro normativo-regolatorio

Rete di Distribuzione	Regolazione	ARG/elt 198/11 ARG/elt 199/11 ARG/elt 39/10 559/2012/R/eel DCO 354/2013/R/eel
	Norme tecniche	CEI 0-16 CEI 0-21
Generazione Diffusa	Regolazione	ARG/elt 99/08 s.m.i. 84/2012/R/eel s.m.i. 281/2012/R/efr s.m.i. 231/2013/R/eel 375/2013/R/eel
	Norme tecniche	CEI 0-16 CEI 0-21 Allegato A.70 Allegato A.72
Clienti Finali	Regolazione	ARG/elt 292/06 ARG/elt 56/09 ARG/elt 22/10
	Norme tecniche	CEI 0-16 CEI 0-21
Infrastrutture di ricarica dei VE	Regolazione	ARG/elt 242/10 ARG/elt 56/10
	Norme tecniche	CEI 0-21
Sistemi di accumulo	Regolazione	288/2012/R/eel
	Norme tecniche	CEI 0-16 CEI 0-21

Riferimenti

- [32] Electricity Network Scenarios for Great Britain in 2050. Final Report for Ofgem's LENS Project. <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/55665/20081107final-report.pdf>
- [33] L. Lo Schiavo, M. Delfanti, E. Fumagalli, V. Olivieri, Changing the regulation for regulating the change: Innovation-driven regulatory developments for smart grids, smart metering and e-mobility in Italy, Energy Policy, Volume 57, June 2013, Pages 506-517, ISSN 0301-4215
- [34] Delibera 129/2013/I/eel "Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita in Italia per l'anno 2011"
- [35] GSE "Rapporto statistico 2011 Impianti a Fonti Rinnovabili" <http://www.gse.it/it/Statistiche/RapportiStatistici/Pagine/default.aspx>
- [36] 1° Mediterranean Energy & Efficiency Tour "I progetti di Terna sulle applicazioni di accumulo elettrochimico". <http://www.canaleenergia.com/sites/default/files/senatore.pdf>
- [37] Italia-Roma: Accumulatori, pile e batterie primarie 2013/S 204-354162. Avviso di aggiudicazione di appalti – Settori speciali. <http://ted.europa.eu/udl?uri=TED:NOTICE:354162-2013:TEXT:IT:HTML>
- [38] Italia-Roma: Accumulatori, pile e batterie primarie 2013/S 204-354163. Avviso di aggiudicazione di appalti – Settori speciali. <http://ted.europa.eu/udl?uri=TED:NOTICE:354163-2013:TEXT:IT:HTML>
- [39] Terna, Piano di sviluppo 2012 - Valutazioni tecnico/economiche <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=z9T7oT3Xh8E%3D&tabid=6022>.
- [40] C. Noce "ENEL plans for storage introduction in Italian distribution network". <http://www.alternativasostenibile.it/archivio/2012/11/14/files/Christian%20Noce%20-%20ENEL.pdf>
- [41] "Automatic frequency disconnection settings of installed photovoltaic (PV) panels in some European countries" lettera aperta di ENTSO-E rivolta al commissario UE all'energia Guenther Oettinger.
- [42] "On the matter of automatic frequency disconnections settings of photovoltaic systems in Europe" lettera aperta di BSW rivolta al commissario UE all'energia Guenther Oettinger.
- [43] "Reaction to the ENTSO-E letter on automatic frequency disconnection settings of installed photovoltaic panels" lettera aperta di EPIA rivolta al commissario UE all'energia Guenther Oettinger.

- [44] ECOFYS “Impact of Large-scale Distributed Generation on Network Stability During Over-Frequency Events & Development of Mitigation Measures”.
- [45] A. Arena, G. Ciaccia, A. Galliani, M. Delfanti, GD e sicurezza del sistema: la deliberazione 84/2012/R/eel e l’Allegato A70 introducono novità per gli impianti nuovi ed esistenti, L’Energia Elettrica, marzo-aprile 2012.
- [46] A. Arena, G. Ciaccia, A. Galliani, Strumenti per promuovere l’integrazione delle fonti rinnovabili nelle reti elettriche, AEIT gennaio/febbraio 2013.
- [47] GSE “Risultati trasferimento delle partite economiche relative ai corrispettivi di sbilanciamento Deliberazione 281/2012/R/efr”.
http://www.gse.it/it/Gas%20e%20servizi%20energetici/Dispacciamento_Rinnovabili/Pagine/default.aspx
- [48] M. Delfanti, V. Olivieri “Possibili modalità innovative di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento da fonti rinnovabili non programmabili e generazione distribuita”. Studio allegato al DCO 354/2013/R/eel.
<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/354-13all.pdf>

5 Smart grid: evoluzione in corso

Le azioni messe in campo nel corso di questi ultimi anni, così come descritte nel Capitolo 4, hanno posto rimedio ad alcuni problemi legati soprattutto alla sicurezza e al corretto funzionamento del sistema. Ma per sfruttare appieno la hosting capacity delle reti attuali è necessario passare ad una modalità di gestione attiva della rete di distribuzione impiegando sistemi di protezione, controllo e comunicazione, in grado di trasferire dalla CP opportuni segnali ai singoli generatori, in modo da consentirne una migliore integrazione nella rete di distribuzione e, più in ampio, nel sistema. L'insieme delle nuove funzionalità, abilitate dall'adozione di opportune soluzioni tecnologiche, rende il sistema elettrico "smart" e può quindi assicurare la diffusione della produzione da fonti rinnovabili su ampia scala, senza compromettere, come richiesto dalle attuali norme, la stabilità, la sicurezza e la corretta funzionalità del sistema elettrico stesso. Un simile sfruttamento ha una valenza sistemica ed economica grandissima: sarebbe in tal modo consentito l'impiego per nuove finalità di infrastrutture esistenti. Sarebbe, per esempio, possibile connettere maggiori quantità di GD in condizioni di sicurezza per l'intero sistema elettrico senza dover effettuare nuovi investimenti nel rafforzamento della rete, aumentato, a pari infrastruttura, la reale hosting capacity e valorizzando (anche economicamente) i servizi utili per il sistema elettrico che gli impianti (anche quelli non programmabili) possono fornire, compresi quelli connessi alle reti di media e bassa tensione che sono sempre stati esclusi dalla gestione attiva del sistema.

5.1 Sviluppo delle Smart Grid: funzioni innovative

Le funzioni innovative tipiche di un sistema di distribuzione smart possono essere suddivise in diversi ambiti e riguardare, quindi, diversi componenti del sistema, come ad esempio le reti elettriche, la generazione diffusa, il carico e i clienti finali, le infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici, i sistemi di accumulo e i servizi integrati per le smart city.

- RETI ELETTRICHE DI DISTRIBUZIONE:
 - telecontrollo e gestione in tempo reale della rete di distribuzione MT e BT tramite scambio informativo tra tutti gli elementi del sistema;
 - ottimizzazione in tempo reale e in fase predittiva delle risorse di rete;
 - automazione avanzata di rete (selettività logica lungo linea, controalimentazione automatica) in assetto radiale o ad anello.
- GENERAZIONE DIFFUSA:
 - incremento dell'affidabilità del SPI mediante telescatto con logica fail-safe;
 - regolazione innovativa della tensione MT;

- limitazione/modulazione in emergenza della potenza attiva immessa da parte di ciascuna unità GD;
- monitoraggio delle iniezioni da GD in tempo reale;
- previsione e controllo della produzione da GD nella prospettiva di un dispacciamento locale.
- CARICO E CONSUMATORI FINALI:
 - controllo del carico, comunicazione dei dati all'interno della rete domestica e abilitazione di strategie di demand response.
- INFRASTRUTTURA DI RICARICA DEI VE:
 - integrazione in rete di infrastrutture di ricarica dei VE.
- SISTEMI DI ACCUMULO:
 - controllo e gestione dei sistemi di accumulo
- SERVIZI INTEGRATI PER LE SMART CITY:
 - sviluppo di servizi per le smart city

Maggiori dettagli sulle singole funzioni proposte sono forniti nei paragrafi seguenti.

5.1.1 *Telecontrollo e gestione in tempo reale della rete di distribuzione MT e BT tramite scambio informativo tra tutti gli elementi del sistema*

Attualmente le reti di distribuzione sono dotate di apparati di Telecontrollo delle CP che rendono disponibili un maggior numero di segnali, misure e comandi (attraverso l'utilizzo di protocolli di comunicazione standard) per l'interfaccia con il campo, in linea con le aumentate esigenze di monitoraggio e controllo della rete elettrica.

Il telecontrollo degli impianti primari è costituito essenzialmente da tre sottosistemi: il terminale periferico di teleoperazione; la rete di comunicazione (realizzata con una architettura di tipo ridondante per garantire un elevato standard di affidabilità); il CO (o centro di telecontrollo) direttamente connesso anche con Terna. In questo modo, l'intera rete di distribuzione MT risulta telecontrollata in tempo reale; gli operatori del CO possono in ogni istante agire sugli elementi di rete per rendere l'esercizio del sistema più sicuro ed affidabile.

Gli apparati di telecontrollo possono essere ulteriormente evoluti per comprendere anche le CS, in modo da telecontrollare e gestire anche gli elementi più periferici della rete; questa soluzione a intelligenza distribuita consente infatti un miglioramento delle prestazioni dell'intero sistema in termini di affidabilità, disponibilità e qualità del servizio, di riduzione dei costi di esercizio e di ottimizzazione delle procedure di manutenzione.

Il telecontrollo distribuito, da realizzare attraverso RTU periferiche evolute da installare nelle CS e un sistema di comunicazione “always on” capace di connettere in tempo reale ciascuna CS con la relativa CP, consente di realizzare alcune funzioni innovative, come ad esempio:

- comunicazione con le apparecchiature centrali (come ad esempio, sistemi di protezione) per lo scambio di segnali/comandi con le apparecchiature di CS (sistemi di protezione di CS) in modo da poter comandare e controllare sia in locale sia in remoto l’apertura e la chiusura degli IMS motorizzati (o degli interruttori) di CS;
- possibilità di svolgere manovre autonome, anche in ragione delle informazioni provenienti dai sensori installati in rete;
- rilevazione dello stato e della diagnostica di apparato da rendere disponibili all’unità centrale;
- acquisizione degli interventi dei sistemi di protezione;
- acquisizione delle informazioni registrate dai sensori (tensione e corrente);
- memorizzazione delle informazioni relative agli scatti e alle manovre autonome, corredate di data/ora di insorgenza, da rendere disponibili all’unità centrale sia ai fini della registrazione sia per consentire una migliore pianificazione del coordinamento delle manovre di rete.

Alcuni dei possibili benefici derivanti dall’installazione di sistemi di telecontrollo distribuito sono: il controllo on line dello stato della rete, la minimizzazione del numero e della durata delle interruzioni necessarie per eliminare il tronco guasto o cambiare schema di rete anche con manovre autonome, la riduzione dei costi di manutenzione (il monitoraggio remoto supporta e ottimizza le scelte di manutenzione utilizzando opportuni indicatori diagnostici), l’ottimizzazione delle procedure di gestione di esercizio.

5.1.2 *Ottimizzazione in tempo reale e in fase predittiva delle risorse di rete*

Per supportare le attività relative al telecontrollo è necessario utilizzare strumenti di calcolo e di simulazione di rete in tempo reale (Distribution Management System, DMS) che migliorino l’efficienza dell’intero sistema, consentendo di valutare il comportamento della rete su di un assetto “simulato” o su quello realmente presente in campo. Questi strumenti, così come sviluppati ad oggi, costituiscono per gli operatori di ogni CO e per i tecnici di esercizio uno strumento per la valutazione precisa del comportamento elettrico della rete in caso di guasti, lavori programmati, pianificazione interventi, ottimizzazione delle perdite, ecc. Anche per questi sistemi, ormai sviluppati sul territorio, sono richieste ulteriori evoluzioni HW e SW necessarie per rispondere alle esigenze emergenti, ad esempio ampliando il perimetro di osservazione anche alla rete BT e agli utenti ad essa sottesi, permettendo di determinare la configurazione ottimale della rete MT e BT

capace di minimizzare le perdite o di migliorare il profilo di tensione lungo linea. In aggiunta, per far fronte alle nuove esigenze legate allo sviluppo della GD e alla prospettica evoluzione del ruolo dei DSO verso la gestione e il controllo degli utenti connessi alla rete di distribuzione (dispacciamento locale), è necessario sviluppare ulteriori funzionalità come ad esempio la visualizzazione delle misure (flussi di energia) in qualunque punto della rete (con successiva comunicazione al TSO per le parti di competenza), l'individuazione delle previsioni dell'energia prodotta della GD (suddivisa per fonte) e prelevata dal carico per tutti i nodi di rete aggregabili a livello di linea, CP, CO, etc, e applicativi per il dispacciamento locale capaci in fase di programmazione di definire i livelli di produzione (ottimizzando tutte le risorse di rete, carichi, GD, sistemi di accumulo, infrastrutture di ricarica dei VE), e di determinare la configurazione di funzionamento della rete e la riserva di potenza, e in tempo reale di analizzare lo stato della rete di distribuzione intervenendo sulla produzione della potenza attiva e reattiva e sull'assetto di rete, oltre che di operare per l'ottimizzazione del servizio, per il ripristino in caso di disservizi, per il controllo di eventuali emergenze e per il coordinamento delle manovre per lavori.

5.1.3 *Dispacciamento locale: previsione e controllo della produzione da GD (e carico)*

Rispetto ai modelli proposti nel DCO 354/2013/R/eel (paragrafo 4.2.10), nell'ipotesi in cui si scegliesse di sviluppare un dispacciamento delle FRNP a livello locale (rete di distribuzione), il DSO dovrà sviluppare sistemi di previsione, gestione e controllo della GD, oltre a sistemi informatici capaci di gestire un mercato per i servizi di dispacciamento a livello locale.

Nel caso in cui si scegliesse di realizzare un Dispacciamento locale del DSO (Modello 2), il DSO dovrà essere in grado di registrare le offerte ricevute da tutte le unità di GD ed elaborare sulla base dei risultati ottenuti su MSD_D le offerte su MSD. In questa situazione, per ridurre gli sbilanciamenti verso Terna, il DSO dovrà, oltre a svolgere previsioni, anche verificare in tempo reale che gli effettivi dati di produzione (ed eventualmente di carico) misurati (come da funzione precedente), siano concordi con le previsioni elaborate e con le offerte fatte su MSD. In presenza di sostanziali variazioni, si dovrà definire un nuovo setpoint di potenza attiva da impostare sui generatori, o eventualmente sui carichi, disponibili in modo da rendere la produzione effettiva coincidente con la stima effettuata e azzerare lo sbilanciamento. Ipotizzando una gestione molto dinamica del mercato, è possibile immaginare anche che le offerte possano essere rimodulate nel tempo reale; ciascuna unità di GD (o il retailer/aggregatore) per cui la previsione sia effettivamente molto diversa dalla produzione reale registrata può effettuare una nuova valutazione delle stime di produzione (ed eventualmente di carico), sulla base della variazione in tempo reale delle condizioni di funzionamento, e inviare la nuova schedula di previsione, con indicazione dell'intervallo

temporale per cui la schedula precedentemente inviata risulta modificata. In questo modo, a fronte di un effettivo errore nella previsione, legato per esempio a una brusca e imprevista variazione delle condizioni meteo, il DSO potrà cercare di mantenere gli impegni fisici presi verso il TSO agendo su impianti diversi, oppure potrà dinamicamente modificare la schedula inviata a Terna riducendo le limitazioni necessarie per adattare le previsioni precedentemente inviate alla misura effettiva.

Nel caso, invece, in cui si scelga di implementare il Modello 3 (Profilo di scambio AT/MT programmato), il DSO dovrà in fase di programmazione elaborare i piani di esercizio sulla base delle previsioni⁸⁰ della domanda di energia a livello di ciascuna singola CP (o di un insieme di CP appartenenti ad una stessa area di riferimento) e di disponibilità dei mezzi di produzione sia a livello di CP sia a livello nazionale⁸¹. In questa situazione, per ridurre gli sbilanciamenti verso Terna, le apparecchiature del DSO verificheranno in tempo reale che gli effettivi dati di produzione e di carico che sono registrati e misurati in tempo reale, siano concordi con le previsioni precedentemente elaborate. In presenza di sostanziali variazioni, le apparecchiature del DSO invieranno ai singoli impianti controllabili presenti sulla propria rete (GD ed eventualmente carichi controllabili/interrompibili) un nuovo setpoint di potenza attiva da impostare sul generatore stesso (o eventualmente sul carico), in modo da rendere la produzione effettiva coerente con la stima effettuata e azzerare lo sbilanciamento all'interfaccia tra la CP e la rete AT.

A questo punto, come nel caso precedente, una ulteriore elaborazione prevede che l'algoritmo di previsione⁸², nel caso in cui la variazione tra la stima e il valore effettivo si prolunghi nel tempo, effettui una nuova valutazione delle stime di produzione e di carico con indicazione dell'intervallo temporale per cui la schedula precedentemente elaborata risulta modificata. In questo modo a fronte di un effettivo errore nella previsione, legato per esempio a una brusca e imprevista variazione delle condizioni meteo che si protrae per tempi lunghi, il DSO, che agirà tempestivamente su tutte le risorse di rete, potrà dinamicamente modificare la schedula inviata a Terna in modo da ridurre gli sbilanciamenti adattando le nuove previsioni alle condizioni/misura effettiva.

5.1.4 Automazione avanzata

La funzione innovativa più importante legata all'automazione di rete è costituita dalla selettività logica lungo linea. Tale funzione ha l'obiettivo di isolare la porzione di rete affetta da guasto

⁸⁰ Che potrà effettuare direttamente il DSO tramite apparecchiature installate in CP o lungo linea (CS) o che saranno effettuate da ciascun soggetto e inviate al DSO che potrà poi elaborarle.

⁸¹ Mentre l'energia richiesta dal carico è riferibile in modo univoco ad una CP (è la somma di tutti i carichi sottesi alla CP), l'energia prodotta dai generatori può venire sia dalla GD sottesa alla CP stessa, sia da altri generatori, tipicamente quelli convenzionali collegati alla rete di trasmissione (ma in aggiunta, e sempre di più in prospettiva, anche da altra GD sottesa ad altre CP per cui si verifica inversione di flusso).

⁸² Implementato, come già detto, nelle apparecchiature del DSO o degli utenti.

evitando lo scatto dell'interruttore MT in testa linea, anche nel caso di guasti (cortocircuiti polifase) ad elevata corrente.

L'introduzione di interruttori MT nelle cabine di distribuzione lungo linea migliora la selezione del guasto, poiché è possibile coordinare l'intervento di questi interruttori con quello di CP, evitando lo scatto di quest'ultimo anche nel caso di guasto trifase lungo linea.

Al fine di consentire l'incremento della continuità del servizio, quindi, è necessario sostituire gli IMS presenti lungo linea con interruttori equipaggiati con sistemi di protezione, sistemi di misura innovativi di tipo integrato e sistemi di comunicazione.

La funzione di selettività logica in caso di linea passiva, in presenza di guasto polifase (Figura 53) opera nel modo seguente: i sistemi di protezione a monte del guasto rilevano la presenza del guasto stesso, e inviano un messaggio di inibizione (messaggio GOOSE di blocco) a tutti i sistemi di protezione a monte e al sistema di protezione in CP. Il solo sistema di protezione che non riceve il messaggio di inibizione entro un tempo prefissato (inferiore a 50 ms) comanda l'apertura dell'interruttore cui è associato, evitando perturbazioni sul tratto sano a monte (gli utenti a monte del guasto non subiscono alcuna interruzione).

In tal modo l'isolamento del tronco guasto avviene con una sola manovra, senza lo scatto dell'interruttore in testa linea (a meno dei casi di guasto sul 1° tronco), senza allungare i tempi di permanenza del cortocircuito e permettendo l'inserimento di più interruttori in serie lungo linea, con un vantaggio decisivo per la qualità del servizio percepita dagli utenti sottesi alla linea medesima.

L'aspetto critico di tale funzione è legato all'affidabilità e alla velocità del sistema di comunicazione: tutti i segnali di blocco dovranno essere inviati utilizzando la rete di comunicazione, in tempi molto rapidi tramite messaggi GOOSE da realizzare in protocollo IEC 61850.

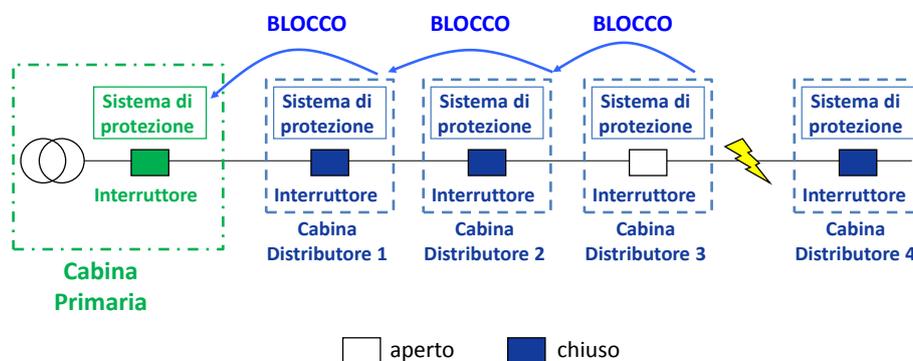


Figura 53. Selettività logica per linea passiva.

Una ulteriore evoluzione di questa funzione è costituita dalla possibilità di implementare logiche di controalimentazione automatica, in modo da garantire il ripristino della fornitura al maggior numero di utenti possibili in tempi ridotti (inferiori ad 1 s, interruzione transitoria).

In questo caso, a valle dell'apertura dell'interruttore lungo linea, il sistema che è intervenuto (che non ha ricevuto quindi nessun segnale di blocco) effettuerà un ciclo di richiusura rapida da effettuare senza ritardo intenzionale (eventuale scatto sotto mano)⁸³ con una prima richiusura da effettuare con un tempo di attesa pari a 300-400 ms seguita, in caso di guasto permanente, da successive richiusure da operare dopo un tempo programmabile. A questo punto potranno verificarsi due situazioni.

- 1 Se il guasto è transitorio la richiusura rapida opera con successo, il guasto si estingue e non conduce più all'apertura dell'interruttore (durante il tempo di neutralizzazione non si presenta nessun nuovo guasto), tutte le utenze sottese al sistema di protezione che è intervenuto a seguito del guasto saranno soggette soltanto ad una interruzione transitoria (ad oggi non regolata). Inoltre, il sistema di protezione tramite telescatto riconnette tutta la generazione a valle precedentemente disconnessa.
- 2 Se invece il guasto è permanente, a valle della richiusura rapida, durante il tempo di neutralizzazione, il guasto continuerà a persistere e si opererà attraverso logiche più complesse che, sfruttando la possibilità di controalimentazione delle linee MT, siano capaci di isolare il tronco guasto (rialimentando i clienti a monte e a valle) in meno di un secondo (interruzione transitoria).

L'implementazione di una automazione avanzata di questo tipo è ovviamente vincolata allo sviluppo di un sistema di telecontrollo evoluto; è infatti necessario telecontrollare e monitorare in tempo reale tutti gli elementi della rete in modo da individuare e valutare le possibili configurazioni alternative che minimizzano il numero di utenti soggetti a interruzione, abilitando poi, in modo automatico, le opportune controalimentazioni.

La nuova configurazione, sovrapposta all'attuale, permette inoltre di selezionare anche i guasti nell'impianto di un utente (sia attivo che passivo), Figura 54. E' prevista, infatti, l'installazione presso gli utenti di SPG di tipo innovativo, dotati anch'essi di capacità di comunicazione. In caso di rilevazione di guasto all'interno dell'impianto utente, il DG invia al sistema di protezione della cabina cui è sotteso il messaggio di inibizione all'apertura e il sistema di protezione stesso distribuisce l'informazione a tutti i suoi omologhi a monte, nonché al sistema di protezione in CP.

⁸³ Al verificarsi di un guasto, l'attivazione del sistema di protezione più vicino al guasto avviene solo dopo 50 ms (tempo di attesa del messaggio di blocco), che solo dopo comanda il proprio interruttore. Durante la richiusura, invece, il sistema di protezione deve comandare il proprio interruttore istantaneamente senza ritardo intenzionale (non attende più 50 ms) effettuando uno scatto sotto mano.

Tale innovazione permette di realizzare selettività anche rispetto ai guasti degli utenti⁸⁴, aumentando l'affidabilità e la disponibilità dell'intera linea gestita secondo questa funzione e offrendo a tutti gli utenti, indipendentemente dalla loro ubicazione sulle reti di distribuzione, le possibilità della selettività caso 3 della attuale Norma CEI 0-16.

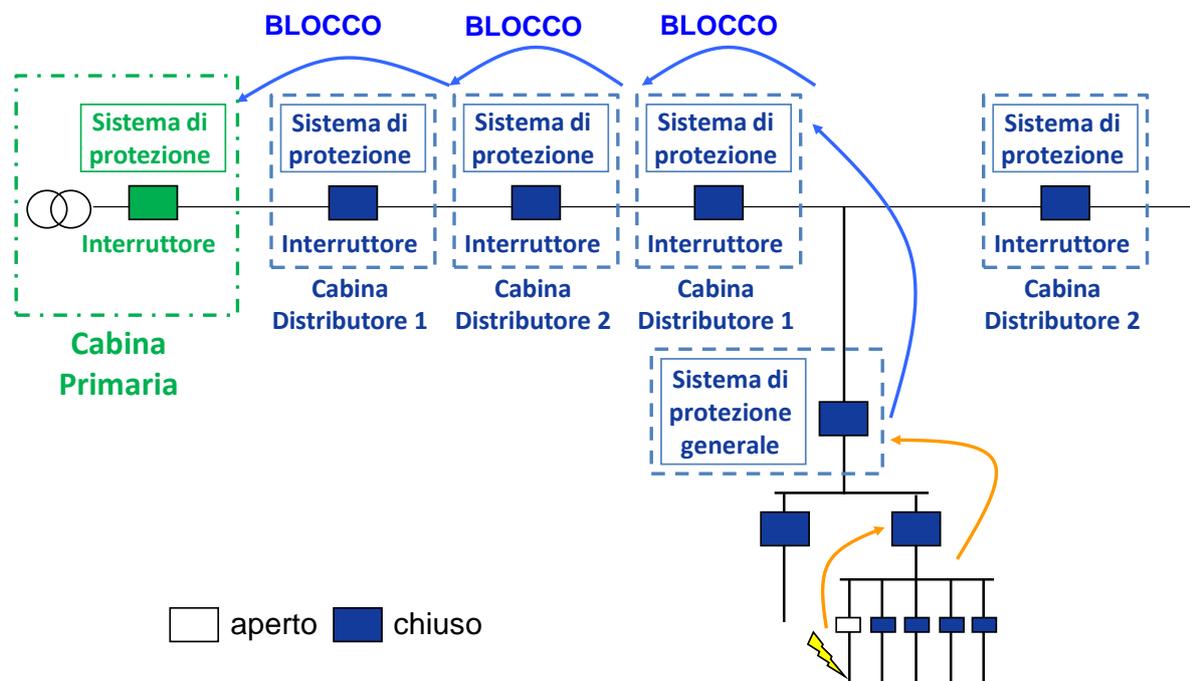


Figura 54. Selettività logica all'interno dell'impianto utente.

Le funzioni di selettività appena descritte, realizzate attraverso un sistema di comunicazione innovativo⁸⁵, possono essere traslate anche a reti che presentano linee in assetto magliato (i sistemi di protezione da installare sia sullo stallo di entrata sia sullo stallo di uscita di cabina sono infatti dotati di funzioni di protezione 50/51, 50N/51N, 67 con due soglie una verso sbarra e una verso linea, 67N con quattro soglie NI e NC verso sbarra e verso linea, 79). La possibilità di sviluppare ed esercire reti magliate presenta notevoli vantaggi, primo tra tutti quello di avere a disposizione vie di alimentazione alternative, atte non solo a stabilire una connessione di riserva, ma anche a migliorare la suddivisione del carico nei vari rami e fra diverse sorgenti di alimentazione. Spesso però la gestione di questi sistemi risulta molto complessa, soprattutto in relazione alle modalità di protezione. Evolvendo in modo opportuno le logiche di gestione e selettività del guasto precedentemente descritte, è però possibile garantire la completa selettività del guasto stesso con

⁸⁴ Ciò avviene estendendo le funzioni di selettività logica, già previste all'interno dell'impianto utente ai sensi della Norma CEI 0-16, con minime modifiche sulle PG in commercio.

⁸⁵ Il sistema di gestione e selettività del guasto è basato su messaggi rapidi inviati tramite rete di comunicazione e non su messaggi inviati in logica cablata.

l'apertura dei soli interruttori affacciati al tronco guasto, rendendo di fatto possibile l'esercizio delle reti di distribuzione in completa sicurezza.

Le logiche di selezione dei guasti, come appena descritte, devono poi essere sviluppate includendo anche la GD; i sistemi di protezione di linea devono quindi essere in grado, per guasto lungo la rete, di inviare un messaggio di teleseccato ai generatori sottesi in modo da garantirne la disconnessione in tempi brevi solo in caso di guasto a monte della linea a cui il generatore è connesso (come meglio illustrato nel paragrafo 5.1.5). Sempre con riferimento alla GD, è possibile immaginare di utilizzare l'automazione avanzata (basata sullo scambio di messaggi in tempo reale tra i sistemi di protezione) per sviluppare algoritmi di anti-islanding. Attraverso lo scambio di segnali GOOSE tra le protezioni di rete e le protezioni utente sarà possibile individuare eventuali generatori MT e BT sottesi al guasto e procedere alla relativa disconnessione evitando problemi di islanding.

Per quanto riguarda infine la rete BT, una possibile evoluzione dell'automazione è legata alla possibilità di installare interruttori BT motorizzati e telecontrollati con richiusura automatica condizionata all'assenza tensione a valle. In questo modo, sarà possibile (esattamente come avviene già in MT) evitare interruzioni brevi/lunghe in caso di guasti transitori sulla rete BT con un aumento della qualità del servizio percepita dagli utenti finali.

5.1.5 Incremento dell'affidabilità del SPI mediante teleseccato

Un importante passo in avanti nella prospettiva di rendere, nel più breve tempo possibile, il sistema sicuro ed affidabile anche in presenza di grosse quantità di GD, compatibile con l'evoluzione verso le reti attive, è lo sviluppo di nuove modalità di gestione dei sistemi di protezione della GD. L'inadeguatezza delle attuali strategie per la protezione di interfaccia delle unità diffuse conduce, come già detto, ad un aumento degli interventi intempestivi, o anche a mancati interventi in caso di eventi che richiederebbero la certa e rapida disconnessione della GD, con possibili conseguenze negative per gli stessi generatori; ma soprattutto, con l'amplificazione di eventuali perturbazioni sulla RTN, ed evidenti conseguenze intollerabili per la sicurezza del complessivo sistema elettrico. L'evoluzione della logica di funzionamento del SPI è quindi una funzione importante da realizzare nel contesto delle smart grid; questa logica di funzionamento deve essere pensata per soddisfare contemporaneamente le esigenze generali del SEN, le esigenze dei DSO, nonché le esigenze degli utenti attivi (salvaguardia del macchinario di generazione) e dei clienti finali (qualità del servizio), adottando logiche di funzionamento, basate principalmente su sistemi di comunicazione, in grado di

selezionare soglie e tempi di intervento dei relè di frequenza sia in caso di guasti locali sia in caso di perturbazioni di sistema, come già illustrato nel paragrafo 4.2.6.5.

Per assicurare ulteriormente la possibilità di evitare il funzionamento in isola di porzioni di rete (ad esempio in caso di apertura volontaria dell'interruttore di CP per manutenzione), potranno essere installati sensori lato sbarra MT di cabina secondaria per la misura delle 3 tensioni di sequenza diretta, inversa e omopolare (V_i , V_d , V_o), che saranno utilizzati dalla RTU per elaborare algoritmi anti-isola capaci di agire sugli interruttori BT in modo da condizionarne la richiusura solo in assenza di tensione.

5.1.6 *Regolazione della tensione MT*

Nell'ottica di centralizzare la regolazione di tensione in modo da renderla più efficace e veloce, nelle apparecchiature di CP devono essere implementati algoritmi che permettano di valutare la necessità di richiedere o meno una iniezione di reattivo da parte dei gruppi di generazione connessi ad una linea/rete in modo da ottimizzare il profilo di tensione della rete. Per implementare la logica di regolazione centralizzata, è necessario che le apparecchiature di CP ricevano i segnali di tensione (lato MT) dai gruppi di generazione sottesi alle linee, il set point di tensione per la sbarra MT e le informazioni da parte del VSC e che sia in grado di elaborare una serie di load flow ripetuti (su rete con topologia fissa in assetto standard), capaci di simulare, a seguito della variazione di alcuni parametri di rete (ad esempio le tensioni nei punti di connessione della GD), le possibili condizioni di esercizio, per individuare il valore della tensione nei restanti nodi per cui non è disponibile una misura diretta.

Sulla base di tali informazioni la regolazione centralizzata di tensione (attivata solo in caso di comunicazione presente) funziona secondo la seguente gerarchia: prima la regolazione agisce sui generatori per cui si è avuto un problema di tensione; se questi non permettono di rientrare nei limiti o nei valori desiderati, si interviene sui generatori vicini e/o sul variatore sottocarico, come di seguito elencato.

- Tramite calcoli di rete avanzati (da effettuare in linea o fuori linea) viene stabilito il valore ottimale di setpoint della tensione di ogni sbarra MT di CP; una simile modalità innovativa, differenziandosi dalla logica attuale, consente di evitare le incertezze (comportamenti anomali) del regolatore di tensione che debba operare in presenza di massicci apporti di GD;
- Al raggiungimento di una determinata soglia di tensione nel punto di interfaccia tra l'impianto utente e la rete del distributore (ad es. $1,08 V_n$), le apparecchiature in CP elaborano le informazioni di tensione, potenza attiva prodotta, potenza reattiva prodotta, potenza attiva immessa in rete, potenza reattiva immessa in rete, effettuano alcuni calcoli di

load flow e definiscono le modalità di intervento del generatore stesso inviando un messaggio di erogazione/assorbimento di potenza reattiva (nuovo setpoint di Q) che dovrà poi essere implementato sulla macchina.

Per quelle situazioni in cui le azioni sopra descritte si dimostrassero insufficienti al contenimento della tensione, le apparecchiature di CP potranno intervenire in modo coordinato su tutti i generatori presenti in rete e sul VSC. In particolare, l'algoritmo implementato nelle apparecchiature di CP, a seguito dei risultati ottenuti sulla base di alcuni calcoli di load flow, sarà in grado di:

- inviare segnali di erogazione/assorbimento di potenza reattiva (nuovo setpoint di Q) agli altri generatori posti lungo la stessa linea/rete, con il vincolo di movimentare il minor numero possibile di GD (rispetto alla situazione odierna in cui la GD funziona a $\cos\phi = 1$);
- agire sul VSC (qualora possibile) per diminuire le tensioni su tutta la rete;
- inviare segnali di limitazione della potenza attiva (nuovo setpoint di P) ai generatori stessi (vedi paragrafo successivo), mantenendo inalterata la produzione del reattivo in accordo con il limite tecnico del generatore, fino a, nel caso peggiore, annullare l'iniezione attiva delle GD.

In caso, invece, di comunicazione assente, la GD sarà abilitata a funzionare in logica locale. Nel sistema di controllo del generatore dovrà pertanto essere sviluppata una funzione di regolazione locale della tensione, da abilitare appunto in assenza del sistema di comunicazione, che al raggiungimento di una determinata soglia di tensione nel punto di connessione del generatore alla rete lato MT (ad es. $1,08 V_n$) comandi il generatore stesso a funzionare in assorbimento di reattivo, secondo una curva caratteristica $Q = f(V)$ o $\cos\phi = f(P)$.

5.1.7 Modulazione della potenza attiva immessa da ciascuna unità GD

La funzione regolazione della potenza attiva deve essere abilitata in particolari condizioni di rete, legate per esempio a temporanee limitazioni al transito sulla rete/linea di distribuzione cui la GD è sottesa, o per regolare la tensione qualora la variazione della potenza reattiva non sia risultata sufficiente, o a seguito di un comando erogato da TERNA in particolari condizioni di criticità sulla RTN (RIGEDI evoluto). Tale funzione ha quindi l'obiettivo di modulare/limitare la potenza attiva iniettata da ciascun impianto. Pertanto in CP dovranno essere presenti apparecchiature su cui implementare opportuni algoritmi che consentano di individuare, sulla base dei risultati di alcuni calcoli di load flow e della verifica della possibilità per ciascun generatore collegato di variare la propria condizione di funzionamento, le azioni di modulazione/limitazione della potenza attiva erogata da ciascuna GD in modo da soddisfare le esigenze delle linee e/o i comandi provenienti dal DSO o da Terna.

In questa situazione, le apparecchiature in CP elaborano le informazioni dei generatori relative alla tensione, alla potenza attiva prodotta, alla potenza reattiva prodotta, alla potenza attiva immessa in rete, alla potenza reattiva immessa in rete, e le informazioni relative alla potenza totale assorbita dai carichi (misura effettuata sulle sbarre MT di CP), effettua alcuni calcoli di load flow e definisce, rispetto all'attuale condizione di funzionamento, le modalità di intervento da attuare su ciascun generatore inviando un messaggio di limitazione/modulazione della potenza attiva (nuovo setpoint di P) che dovrà poi essere implementato sulla macchina stessa.

Le modalità di limitazione della potenza attiva saranno definite in accordo con i limiti di capability di ciascuna macchina, memorizzati nelle apparecchiature di CP, e sulla base della criticità registrata potranno variare dalla semplice modulazione fino (in caso fosse necessario) al distacco della generazione (o eventualmente del carico presente all'interno dell'impianto utente) in modo da massimizzare l'obiettivo di incremento/decremento di P in alcuni tratti di linea o verso Terna.

I possibili valori dei set-point inviati saranno espressi come percentuale della potenza nominale in gradini di ampiezza massima pari ad esempio al 10% P_n (in questo caso potranno quindi verificarsi 10 possibilità di riduzione rispetto alla potenza nominale) fino alla completa disconnessione del generatore.

Inoltre, per assicurare il controllo dei transitori in frequenza, come specificato nel paragrafo 4.2.6.4, è necessario implementare negli impianti di produzione connessi alle reti MT e BT le seguenti funzioni:

- capacità di ridurre la potenza immessa in rete in risposta ad una variazione della frequenza del sistema al di sopra di una soglia predefinita (regolazione della potenza in funzione della sovralfrequenza);
- inserimento graduale della potenza immessa in rete in modo da minimizzare gli effetti sul sistema in caso di ripresa del servizio.
- avviamento con aumento graduale della potenza immessa in rete;
- insensibilità agli abbassamenti di tensione.

5.1.8 Monitoraggio delle iniezioni da GD in tempo reale e in fase predittiva

Una importante funzione da sviluppare per garantire la possibilità di controllare e gestire l'intero sistema elettrico in sicurezza è quella di monitorare in tempo reale alcuni parametri caratteristici della GD connessa alle reti di distribuzione.

Con questo strumento i DSO, e quindi anche il TSO, saranno in condizione di gestire efficacemente reti con elevata presenza di GD, anche nella prospettiva di un eventuale dispacciamento locale da effettuare a cura del Distributore (come da funzione descritta in 5.1.3). Le misure di interesse sono:

- potenza attiva prodotta;
- potenza reattiva;

con relativo segno, nonché il fattore di potenza e la tipologia di impianto (Cogenerazione, Fotovoltaico, altro).

Esse saranno acquisite in campo a partire, ad esempio, dai sistemi locali di monitoraggio della GD esistente (contatore dell'energia prodotta M2 e/o contatore dell'energia immessa M1) del singolo produttore MT (e, in prospettiva, BT)⁸⁶ o con sistemi sviluppati ad hoc (ad esempio, analizzatori di rete). Gli stessi valori saranno anche individuati in fase di previsione utilizzando principalmente software che si basano su algoritmi di previsione meteo sviluppati ad hoc.

Questi valori saranno trasmessi poi alle apparecchiature del DSO presenti in CP (ogni quarto d'ora o secondo l'intervallo temporale disponibile) che provvederanno a comporre successive aggregazioni per impianto (dati orari), per fonte di energia primaria (aggregando i dati ricevuti da tutta la GD relativi ad una stessa tipologia di impianto) e per CP (aggregando i dati ricevuti da tutta la GD sottesa alla CP stessa). Ulteriori possibili aggregazioni da rendere disponibili sono a livello di: produttore, linea BT, cabina secondaria, linea MT, semisbarra MT di CP, e centro operativo. Alle apparecchiature del DSO dovranno arrivare anche le misure relative alla totale potenza assorbita alle sbarre MT di CP: in questo modo la differenza tra questo dato, e la somma dell'energia prodotta da tutta la GD sottesa alla CP sarà pari alla totale potenza assorbita dei carichi. Il DSO potrà quindi inviare a Terna le informazioni di carico e generazione relative alle singole CP (ora per ora o secondo intervalli temporali diversi, così come richiesto da Terna) in real time e in fase di previsione (il giorno prima o con qualche ora di anticipo, funzione descritta nel paragrafo 5.1.3).

La possibilità di effettuare il monitoraggio della generazione diffusa sottesa alle CP è congruente con quanto richiesto da Terna nell'allegato A.70 sulla gestione della DG: nel capitolo 6 è infatti specificato che il controllo del SEN presuppone la fedele conoscenza della GD in MT e BT sia in fase predittiva che in tempo reale e che pertanto risultano necessari al Gestore di rete, per ogni CP (attraverso il sistema di interfaccia Terna/DSO), sia i dati previsionali sia le telemisure in tempo reale della potenza attiva e reattiva, differenziata per aggregato (carico, generazione differenziata per fonte, totale di cabina).

⁸⁶ In particolare, in caso di impianto GD con carico e generazione le informazioni del meter M2 saranno utilizzate per ricavare i dati sulla generazione (energia prodotta), mentre la differenza in modulo tra le misure del meter M2 e quelle del meter M1 sarà utilizzata per ottenere le informazioni relative al carico (energia immessa in rete).

5.1.9 *Controllo del carico, comunicazione dei dati all'interno della rete domestica e abilitazione di strategie di demand response*

Il coinvolgimento degli utenti finali nella gestione delle reti elettriche intelligenti è un requisito essenziale di un sistema smart; infatti, ciò che serve non sono solo reti intelligenti, ma anche, e soprattutto utenti della rete in grado di sfruttare le opportunità dell'innovazione tecnologica, adeguando il comportamento dei propri impianti di produzione e di consumo. È quindi importante rendere disponibili ai clienti finali le informazioni sui propri consumi elettrici, attraverso un meccanismo di comunicazione standard ed aperto in modo che siano direttamente utilizzabili. La possibilità di consultare i propri consumi (anche da remoto tramite smartphone o web) in modo agevole aiuterà i clienti finali ad acquisire maggiore consapevolezza e a perseguire comportamenti virtuosi, finalizzati ad un uso più efficiente dell'energia elettrica anche su comando/impulso del DSO (l'analisi e l'elaborazione dei dati consente al DSO di fornire feedback per aumentare l'efficienza energetica e per effettuare previsioni di consumo/produzione). Il DSO, infatti, potrà in questo modo sviluppare e proporre diverse formule per promuovere il comportamento efficiente degli utenti e allineandolo alle esigenze della rete di distribuzione, come ad esempio:

- load leveling, in cui la regolazione del carico è ottenuta attraverso la redistribuzione della potenza assorbita dall'utenza nei diversi periodi della giornata a parità di energia prelevata;
- inseguimento di un profilo di carico prestabilito, in cui la regolazione del carico è effettuata attraverso la modifica della curva di prelievo della giornata;
- on demand, in cui la regolazione del carico è effettuata in tempo reale dal DSO che invia ai clienti connessi alla rete il valore o il profilo da seguire.

Queste funzionalità saranno maggiormente implementabili se abbinate a sistemi domotici intelligenti. La disponibilità di un sistema domotico potrà, infatti, beneficiare delle informazioni sui consumi energetici per adattare il proprio comportamento al fine di evitare situazioni critiche, come ad esempio il superamento della soglia massima di potenza impegnabile, o la minimizzazione della spesa energetica. In questo scenario, elettrodomestici intelligenti potranno automaticamente ridurre il loro consumo, quando l'assorbimento complessivo supera le soglie preconfigurate o nelle ore del giorno in cui il prezzo dell'energia è più alto rispetto a quello che l'utente indica come massimo accettabile. Scenari più evoluti prevedono la possibilità di modificare il comportamento del sistema-casa anche in base alla variazione continua del prezzo dell'energia grazie, anche, a più avanzati sistemi regolatori. A tal fine, serve un'intelligenza centralizzata che possa pianificare le attività dei dispositivi domotici (sistemi elettrici, di illuminazione, di climatizzazione, etc.), ad esempio intervallando le fasi maggiormente dispendiose di diversi elettrodomestici, permettendo comunque la corretta esecuzione dei loro cicli operativi.

L'informazione sui consumi potrà essere anche utilizzata come elemento abilitante per altri servizi informativi quali ad esempio:

- allarmi a prevenzione dello scatto dell'interruttore di alimentazione (dispositivo di limitazione della potenza prelevata);
- elaborazione/recupero delle curve di carico/prelievo (la cui utilità è citata anche dalla Autorità per i contatori gas di nuova generazione ARG/gas 155/08);
- confronto, anche grafico, dei dati di prelievo con le tariffe biorarie, definite dall'AEEG in termini di fasce (peak, mid-level, off-peak), per consentire la collocazione ragionata dei consumi ai fini:
 - del risparmio dei costi in bolletta;
 - della riduzione dei picchi di consumo in rete;
- la memorizzazione locale dei dati di prelievo per il confronto con i dati "storici" e la verifica dei risultati dei comportamenti virtuosi messi in atto.
- differenti modalità di presentazione e visualizzazione dei dati di consumo: numerica, simbolica, grafica, comparativa, luminosa, audio ecc.

5.1.10 *Integrazione in rete di infrastrutture di ricarica dei VE*

Come detto in precedenza, la diffusione delle infrastrutture di ricarica ha un impatto sulle reti di distribuzione, che fino ad oggi sono state dimensionate rispetto a carichi passivi di tipo industriale o residenziale, senza prevedere una forte penetrazione delle auto elettriche. Per questa ragione è importante integrare correttamente l'infrastruttura di ricarica, sia pubblica che privata, con la rete di distribuzione, attraverso tecnologie smart; infatti, quando la mobilità elettrica raggiungerà livelli elevati, non sarà più sufficiente garantire la sola ricarica e si renderà necessario integrare le infrastrutture con l'intero sistema elettrico in modo che queste possano fornire servizi per il corretto funzionamento della rete. Le stazioni, integrate con i sistemi di gestione dell'energia e di telecontrollo delle reti, consentiranno non solo di ricaricare i VE, ma anche di ottimizzare le potenze messe a disposizione, garantendo al tempo stesso un migliore utilizzo della rete di distribuzione. In questo scenario, il sistema di ricarica dei veicoli elettrici potrà gestire le ricariche, sia pubbliche che private, contestualmente con il normale esercizio della rete in modo da evitare problemi alla distribuzione, ottimizzare la gestione dell'energia e i profili di carico e fornire, quando necessario, servizi alla rete di distribuzione stessa.

Una prima funzionalità che il sistema smart, e quindi le relative infrastrutture, devono poter realizzare è la modulazione dei profili di ricarica in funzione degli input dati dalla rete: il sistema di controllo della rete di distribuzione ha, infatti, in ogni istante tutte le informazioni relative alla IdR

(e ai veicoli elettrici in ricarica) e alla rete elettrica (dati di carico e generazione relativi alla CS) a cui essa è collegata. Ciò significa che, in particolari condizioni di rete, legate a temporanee limitazioni al transito sulla rete/linea o a carichi troppo elevati, il sistema di controllo può imporre all'infrastruttura di modulare/limitare la ricarica dei veicoli elettrici, fornendo ad esempio meno potenza e dilatando i tempi di ricarica. Allo stesso modo, se la rete elettrica a cui risulta connessa l'infrastruttura presenta un elevato contributo di GD, soprattutto da fonte non programmabile, la possibilità di convogliare i veicoli in questo punto, specie nelle ore di basso carico, permetterebbe di sfruttare totalmente questa energia che altrimenti non potrebbe essere prodotta⁸⁷: la stazione di ricarica e le batterie delle auto funzionerebbero come un sistema di storage locale in grado di differire nel tempo l'immissione in rete dell'energia prodotta dagli impianti non programmabili, permettendo, di fatto, anche in questo caso, un'ottimizzazione nello sfruttamento della rete (Figura 55).

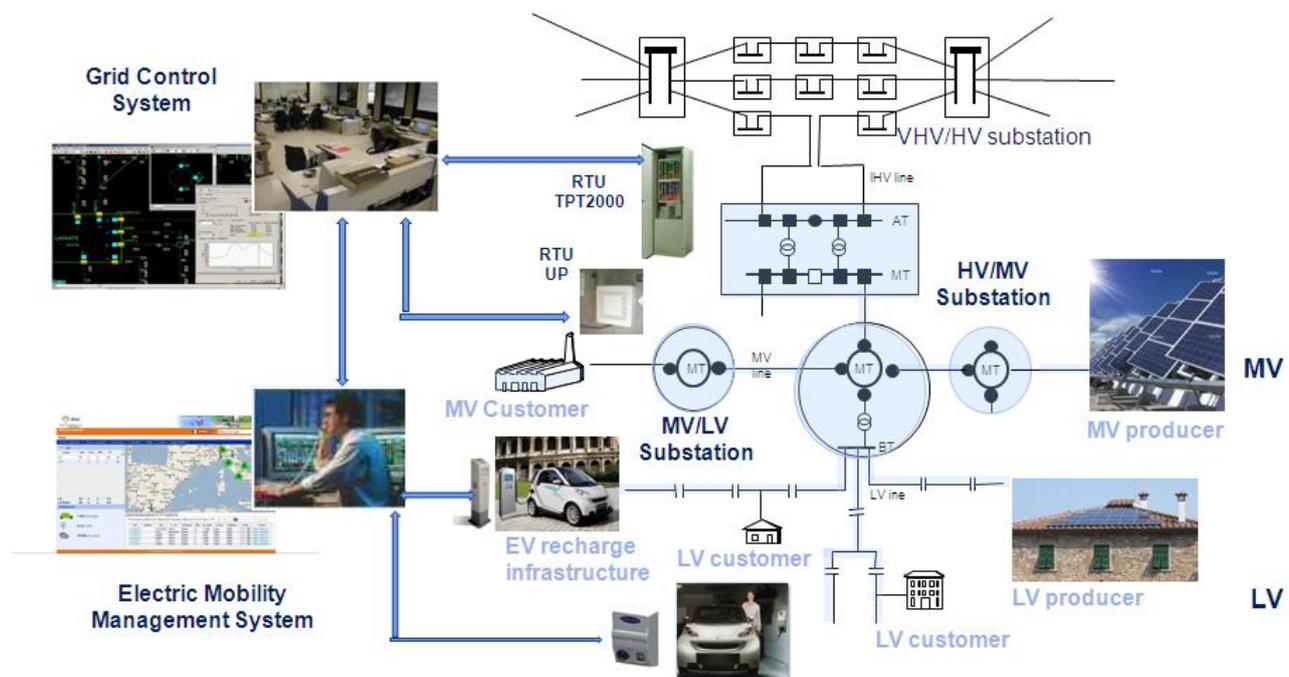


Figura 55. Integrazione rete di distribuzione e infrastruttura di ricarica [Fonte: Enel Distribuzione] [7].

Per svolgere questa funzione, il sistema di ricarica deve essere progettato per gestire la comunicazione tra VE e IdR, e tra la IdR e la rete di distribuzione; questa, a sua volta, deve poter comunicare, grazie a un sistema ICT diffuso sul territorio, con i carichi e con le unità di GD sottese. Una seconda funzionalità è la regolazione/controllo dei profili di tensione lungo linea. Il sistema da implementare dovrebbe poter garantire, infatti, la possibilità di effettuare la ricarica controllando in ogni momento la tensione di rete. In questo modo, l'infrastruttura di ricarica sarà perfettamente

⁸⁷ La rete infatti in presenza di un carico troppo basso non potrebbe accettare l'immissione di elevate quantità di energia da GD e dovrebbe procedere con la modulazione della potenza attiva in modo da non violare alcun limite.

integrata con la rete di distribuzione, controllando in ogni momento che il profilo di tensione in tutti i punti di ricarica non ecceda mai i limiti imposti dalla EN 50160, agendo direttamente sulle colonnine qualora questo si rendesse necessario. In una prima fase, nel caso di valori di tensione troppo bassi per garantire il mantenimento del corretto profilo di tensione lungo linea, si potrà agire direttamente sulla IdR connessa alla rete modulando/limitando la potenza attiva prelevata da ciascuna IdR, mentre in una fase successiva, in cui saranno presenti VE di seconda generazione, sarà possibile regolare la tensione intervenendo direttamente su questi.

Una terza funzionalità da poter garantire è l'inversione del flusso di potenza durante la ricarica: in questa modalità, i VE possono assorbire energia dalla rete per poi immetterla nuovamente nella rete stessa. Infatti, in caso di esigenze impreviste del sistema elettrico, la natura bidirezionale delle stazioni consentirebbe un utile apporto di potenza al sistema, essendo facilmente dispacciabile da parte del Distributore, che può così coordinare nel modo migliore tutti i flussi di energia relativi a carichi e generazione, senza ricadute negative sull'utenza finale.

Ma anche in situazioni di normale funzionamento della rete, la natura bidirezionale della stazione di ricarica potrebbe contribuire a migliorare il profilo di carico: durante il giorno assorbendo energia dai veicoli nelle ore di punta (peak shaving), o comunque limitando la ricarica per evitare di aumentare la domanda, e di notte ricaricando i veicoli quando gli altri carichi elettrici sono modesti e c'è una forte eccedenza di capacità produttiva (overcapacity del parco di produzione): in questo modo è possibile favorire non solo la gestione delle reti di distribuzione ma anche l'economicità del complessivo mercato elettrico.

Infine, l'infrastruttura di ricarica dovrà fornire servizi evoluti anche ai clienti finali come, ad esempio, la localizzazione delle stazioni e la prenotazione della ricarica con ricerca ottimizzata delle colonnine disponibili, l'abilitazione pagamento diretto delle ricariche, interfacce utente web/mobile, alert via sms di completamento / disponibilità ricarica.

5.1.11 *Controllo e gestione dei sistemi di accumulo*

Per consentire al sistema elettrico di poter continuare a funzionare anche in presenza di sostanziali variazioni di generazione (sia sulla rete di trasmissione, sia sulla rete di distribuzione) è necessario prevedere una maggior quota di potenza di riserva da mantenersi o attraverso impianti convenzionali in grado di entrare rapidamente in funzione qualora necessario, o anche attraverso sistemi di accumulo, che a differenza della prima soluzione possono essere direttamente implementati nei punti specifici della rete in cui si verificano criticità.

I sistemi di accumulo possono essere, infatti, vantaggiosamente utilizzati per ridurre o risolvere le criticità derivanti dalle congestioni di rete. L'accumulo di energia consente di ottimizzare l'utilizzo

della rete esistente, evitando sovraccarichi nelle ore di massima produzione delle fonti rinnovabili non programmabili, mediante accumulo dell'energia non evacuabile in sicurezza, che può essere successivamente rilasciata al venir meno di tale produzione. L'efficacia di un sistema di accumulo risulta tanto maggiore quanto più questo riesce a minimizzare l'energia producibile da fonti rinnovabili non programmabili che risulta necessario ridurre (mancata produzione eolica sulla rete AT per circa 480 GWh nel 2010 e 229 GWh nel 2011, e, potenzialmente, mancata produzione fotovoltaica sulle reti MT) per mantenere il sistema in condizioni di sicurezza. In questo senso, i sistemi di accumulo diffuso a batterie si prestano a ricoprire un ruolo primario per l'integrazione delle fonti rinnovabili, soprattutto se si considera la loro facilità di localizzazione e rapidità di installazione. La possibilità di installare impianti, in corrispondenza di stazioni o cabine primarie e secondarie esistenti o lungo linea sulle porzioni più critiche della rete, li rende utili per ridurre i fenomeni di congestione attuali o che si prevede possano presentarsi già nel breve termine, in attesa o in sostituzione dei rinforzi strutturali di rete che hanno un maggiore impatto ambientale e statisticamente richiedono tempi di autorizzazione e realizzazione complessivamente molto maggiori.

Più in generale, i sistemi di accumulo diffuso devono intendersi quale potenziale supporto del miglior esercizio delle reti di trasmissione e distribuzione per massimizzarne lo sfruttamento, evitando di dover realizzare in modo intempestivo nuovi collegamenti che risulterebbero utilizzati esclusivamente nei momenti in cui si verificano picchi contemporanei di produzione da fonti rinnovabili non programmabili.

Oltre alla mitigazione degli effetti dovuti alla non programmabilità della generazione rinnovabile, i dispositivi di accumulo possono essere utilizzati per rispondere anche ad ulteriori nuove esigenze derivanti dalla penetrazione massiva della GD.

I sistemi di accumulo, sia sulla rete di trasmissione, sia su quella di distribuzione, possono essere infatti utilizzati per fornire capacità di regolazione primaria (garantire la stabilità della frequenza) con livelli prestazionali anche superiori agli impianti di produzione convenzionali, se opportunamente integrati nei sistemi di sicurezza e regolazione.

Inoltre, i sistemi di accumulo possono essere utilizzati per approvvigionare riserva e fornire risorse di bilanciamento per il sistema elettrico, sia a livello di rete AT – AAT, sia a livello locale garantendo la regolazione dei profili di scambio all'interfaccia tra la rete di distribuzione e la rete di trasmissione. I sistemi di accumulo sono in grado di contribuire in modo particolarmente efficiente al soddisfacimento del fabbisogno di riserva del sistema elettrico a fronte di contingenze che ne impongano l'utilizzo. Potendo immettere o prelevare energia dalla rete, essi rappresentano, infatti, la risorsa più efficiente per il servizio di riserva sia a salire che a scendere: ogni MW installato

fornisce potenzialmente il doppio in termini di riserva. I tempi di risposta estremamente ridotti li rendono, inoltre, potenzialmente integrabili nel sistema di difesa, permettendo di migliorare la gestione delle risorse di rete esistenti.

I sistemi di accumulo permettono poi di livellare i consumi e i relativi picchi (peak shaving) immagazzinando energia nei periodi di basso fabbisogno quando gli impianti di generazione sono costretti a operare in assetti meno efficienti (minimo tecnico) e rilasciandola nei periodi a fabbisogno più alto (time-shift di energia) evitando il ricorso a impianti di punta di minore affidabilità e con elevati costi variabili. Tale tipo di servizio può essere d'aiuto per gestire più agevolmente le rampe di carico accentuate determinate dalla tipica curva di produzione del fotovoltaico.

Ulteriori funzioni che possono essere realizzate con i sistemi di accumulo, soprattutto con riferimento alle reti di distribuzione, sono:

- supporto alla regolazione di tensione (che vede coinvolti apparati periferici e sistemi centrali, con la partecipazione di GD e storage in qualità di fornitori di servizi ancillari) implementando una gestione dei flussi di potenza reattiva volta a migliorare i profili di tensione lungo le linee e/o a migliorare il fattore di potenza all'interfaccia con la rete di trasmissione;
- alimentazione di una parte della rete rimasta disconnessa a seguito di un guasto, soprattutto con riferimento agli utenti sottesi ad una CS, dimensionando il sistema di accumulo in modo da evitare interruzioni brevi e transitorie (buchi di tensione).

A supporto delle attività di installazione sperimentale, devono essere studiati e sviluppati nuovi algoritmi per il controllo dei sistemi di accumulo, integrandone il funzionamento nel contesto degli altri sistemi e applicazioni. Inoltre, l'esatta dislocazione di tali sistemi di accumulo lungo le reti di trasmissione e distribuzione deve essere definita opportunamente secondo le specifiche esigenze, in modo da massimizzare l'utilizzo della produzione da fonti rinnovabili, sfruttando anche l'elevata modularità oltre che la flessibilità.

È importante evidenziare che, per quanto riguarda la rete di distribuzione, ad oggi in Italia non si hanno che pochi progetti pilota effettivamente avviati; in particolare, alcune tra le realizzazioni più interessanti nel corso del 2011 sono state:

- un sistema di accumulo da 1 MW (0,5 MWh) basato su tecnologia agli ioni di litio installato da Enel Distribuzione nella CP di Carpinone (progetto Isernia);
- tre sistemi di accumulo 160 kW (45 kWh), 100 kW (45 kWh), 100 kW (17,6 kWh) basati su tecnologia al litio installati da ACEA in tre cabine secondarie nell'ambito del progetto 39/10;

- un sistema di accumulo da 181 kW progettato dal gruppo Fiamm in collaborazione con Galileia (spin-off dell'Università di Padova) Terni Energia e Elettronica Santerno (progetto Green Energy Island).

Enel Distribuzione ha poi proseguito questa attività di sperimentazione testando i possibili utilizzi dei sistemi di accumulo, sia per applicazioni lungo la rete MT che per applicazioni in CP, grazie ad ulteriori installazioni pilota. In particolare, sono attualmente in corso alcuni progetti sperimentali di seguito riassunti [40].

- Progetto Grid4EU: prevede l'installazione di un sistema di storage elettrochimico da 1 MVA (1 MWh) in una cabina secondaria MT/BT collegata a diverse linee MT. In funzione delle condizioni di rete, l'accumulo sarà asservito ad una specifica linea in modo da effettuare la regolazione del profilo di tensione lungo la linea stessa.
- Progetto Ventotene: prevede l'installazione di un sistema Litio-Ioni da 1 MVA (0,5 MWh) all'interno di una microgrid non connessa alla rete elettrica nazionale. L'accumulo sarà utilizzato per integrare le FRNP presenti (aumentando la hosting capacity della microgrid) e per stabilizzare la rete.
- Progetto POI: prevede l'installazione di tre sistemi di accumulo da 2 MVA (1 MWh, 1 MWh, 2 MWh) nelle CP di Dirillo (Sicilia), Campi Salentina (Puglia) e Chiaravalle (Calabria). L'accumulo sarà utilizzato per garantire l'integrazione delle FRNP in rete e per mantenere un profilo programmato all'interfaccia AT/MT.

Enel Distribuzione ha poi individuato ulteriori 46 siti in cui sperimentare eventualmente in futuro applicazioni di storage [7], [40].

5.1.12 Servizi integrati per le smart city

L'introduzione di tecnologie e di sistemi di gestione intelligenti offre ampie opportunità anche sul fronte delle smart city, permettendo di implementare soluzioni in grado di fornire risposte efficaci per sistemi tipicamente complessi. L'evoluzione relativa alle reti elettriche deve quindi coinvolgere anche i sistemi dei trasporti, le case, le attività produttive e i cittadini. L'introduzione di intelligenza nei sistemi ha, tra le varie ricadute positive, quella di limitare l'impatto ambientale. Nel caso delle singole tecnologie, consente di ridurre il consumo di energia, di gas o di acqua. A livello di sistema, favorisce la decarbonizzazione del sistema elettrico, riduce i livelli di congestione e le emissioni inquinanti, aumenta la quantità e la qualità della raccolta differenziata, dei trasporti, dei sistemi di illuminazione pubblica e così via. In questo senso, è necessario pensare alla città come a un insieme di reti interconnesse, quali la rete elettrica, la rete degli edifici, la rete dell'illuminazione pubblica, dell'acqua e dei rifiuti, cercando di creare un'interazione tra rete e rete, e tra cittadino e città, con

l'obiettivo di fare in modo che la città si adatti sempre più al bisogno del cittadino e il cittadino si attivi sempre più nella creazione della nuova città sostenibile attraverso lo sviluppo di tecnologie di comunicazione.

5.2 Mappa riassuntiva delle funzioni smart

Rete di distribuzione	Telecontrollo e gestione in tempo reale della rete di distribuzione MT e BT tramite scambio informativo tra tutti gli elementi del sistema (connessione “always on” tra il sistema centrale e le cabine secondarie)
	Ottimizzazione in tempo reale e in fase predittiva delle risorse di rete (riduzione delle perdite mediante individuazione dinamica dell’assetto di rete MT ottimale)
	Dispacciamento locale: previsione e controllo della produzione da GD (e carico) (visualizzazione misure e valori di forecasting in tutti i nodi di rete)
	Automazione avanzata <ul style="list-style-type: none"> • Rete MT: selettività logica lungo linea (e controalimentazione automatica) in assetto radiale o magliato; algoritmi anti-islanding • Rete BT: telecontrollo interruttori BT con richiusura automatica condizionata all’assenza tensione a valle; algoritmi anti-islanding
Generazione diffusa	Incremento dell’affidabilità del SPI mediante telescatto
	Regolazione della tensione MT
	Modulazione della potenza attiva immessa da ciascuna unità GD
	Monitoraggio delle iniezioni da GD in tempo reale e in fase predittiva
Clienti finali	Controllo del carico, comunicazione dei dati all’interno della rete domestica e abilitazione di strategie di demand response
	<ul style="list-style-type: none"> • disponibilità dei dati anche da remoto (mobile, web) • analisi ed elaborazione dei dati per fornire feedback efficienza energetica e previsioni di consumo/produzione • ottimizzazione consumi attraverso il controllo degli elettrodomestici
Infrastrutture di ricarica dei VE	Integrazione in rete di infrastrutture di ricarica dei VE
	<ul style="list-style-type: none"> • localizzazione stazioni e prenotazione ricarica con ricerca ottimizzata • integrazione sistemi car-sharing • abilitazione pagamento diretto delle ricariche • interfacce utente web/mobile • alert via sms di completamento / disponibilità ricarica • integrazione con i sistemi di gestione della rete, previsione della produzione da fonti rinnovabili e controllo dinamico delle ricariche
Sistemi di accumulo	Controllo e gestione dei sistemi di accumulo
Servizi integrati per le smart city	Gestione multifunzionale degli apparati installati presso gli utenti finali
	Controllo e gestione dei sistemi di illuminazione pubblica
	Controllo e gestione dei sistemi di trasporto pubblico

5.3 Tecnologie da implementare e apparecchiature da installare

La ristrutturazione della rete elettrica e l'implementazione delle funzioni precedentemente descritte possono avvenire solo attraverso lo sviluppo di tecnologie innovative, da installare in CP, nelle cabine lungo linea e presso gli utenti attivi, che consentano, una volta implementate, una gestione attiva della rete, con particolare attenzione alle esigenze di standardizzazione e unificazione nonché alla minimizzazione dei costi.

La realizzazione di una rete smart non può avvenire tramite lo sviluppo di un'unica soluzione integrata che copre l'intero sistema elettrico dalla trasmissione, alla distribuzione fino agli utenti finali e che può applicarsi indifferentemente in ogni diverso contesto; le smart grid, infatti, devono essere considerate come un insieme di soluzioni tecnologiche differenti da personalizzare, sviluppare e implementare a seconda delle diverse esigenze in modo da realizzare una gestione e un controllo ottimale di tutti i componenti di rete.

L'insieme di queste tecnologie ad oggi rappresenta l'unico approccio in grado di risolvere i nuovi problemi delle reti di energia: solo un uso intelligente di più componenti innovativi, abbinati a sistemi di comunicazione, permette infatti di superare le attuali limitazioni e rende possibile un reale e significativo aumento del contributo di GD mantenendo alto il livello di sicurezza e affidabilità dell'intero sistema, nonché di qualità del servizio reso all'utenza.

L'evoluzione prospettata, oltre all'introduzione della rete di comunicazione, prevede anche l'installazione (in sostituzione, in parallelo o in aggiunta ai dispositivi esistenti) di componenti innovativi (IED) dotati di un canale di comunicazione e porte logiche per inviare/ricevere informazioni o segnali, in CP, nelle CS e presso l'utente attivo: l'insieme di questi componenti permetterà di realizzare il concetto di sottostazione estesa⁸⁸ consentendo una gestione intelligente e innovativa della rete di distribuzione. Questi componenti innovativi possono essere raggruppati in quattro classi:

- componenti elettromeccanici, si riferiscono alle apparecchiature di potenza tipiche di una rete di distribuzione, quali, ad esempio, trasformatori, quadri, scomparti, etc.;
- protezioni e sensori, si riferiscono a tutte le apparecchiature necessarie per individuare la presenza di un guasto sulla rete, e oltre al relè comprendono anche trasformatori o sensori per la misura, circuiti di comando e segnalazione, circuiti di alimentazione ausiliaria, etc;
- sistemi di gestione e controllo, comprendono le apparecchiature destinate al monitoraggio e al controllo da remoto della rete, oltre agli algoritmi necessari per l'implementazione di tali funzioni;

⁸⁸ Per sottostazione estesa si intende una estensione della visione del sistema di supervisione e protezione (concetto oggi già applicato, nel paradigma disegnato dal protocollo IEC 61850, alla sola cabina primaria) anche ad automi remoti (Utenze Attive, CS) lungo le linee di distribuzione MT.

- sistemi di comunicazione (ICT), comprende tutte le tecnologie utilizzate per mettere in comunicazione i diversi componenti della rete elettrica.

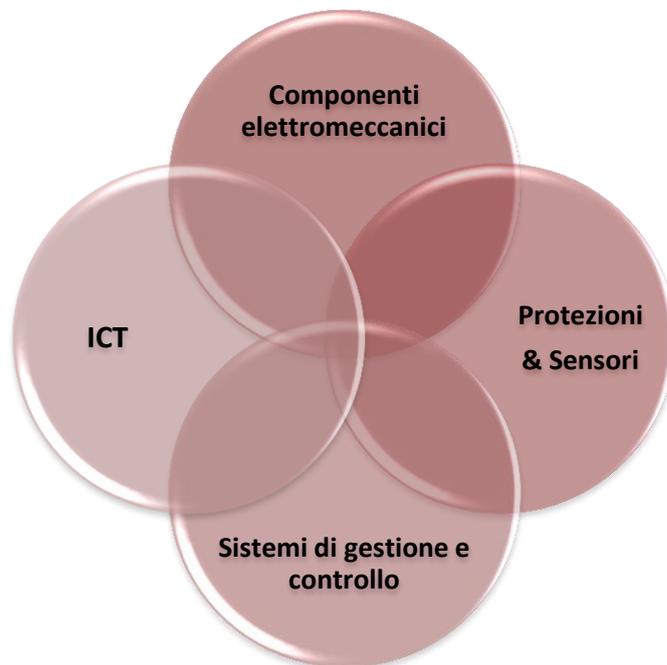


Figura 56. Classi di componenti innovativi.

I componenti di ciascuna classe possono essere installati in diversi punti del sistema come dettagliato nel seguente paragrafo.

5.3.1 Rete di distribuzione: architettura del sistema – la sottostazione estesa

L'architettura proposta di sottostazione o cabina primaria estesa risulta sviluppata su più livelli funzionali, in relazione alle diverse funzioni implementate, in modo da realizzare un sistema con intelligenza distribuita:

- *livello 0 – centro operativo;*
- *livello 1 – cabina primaria;*
- *livello 2 – cabina secondaria del distributore;*
- *livello 3 – componenti finali del sistema, che si suddivide a sua volta in:*
 - *livello 3a – utente finale attivo e/o passivo;*
 - *livello 3b – infrastrutture di ricarica dei VE;*
 - *livello 3c – sistemi di accumulo.*

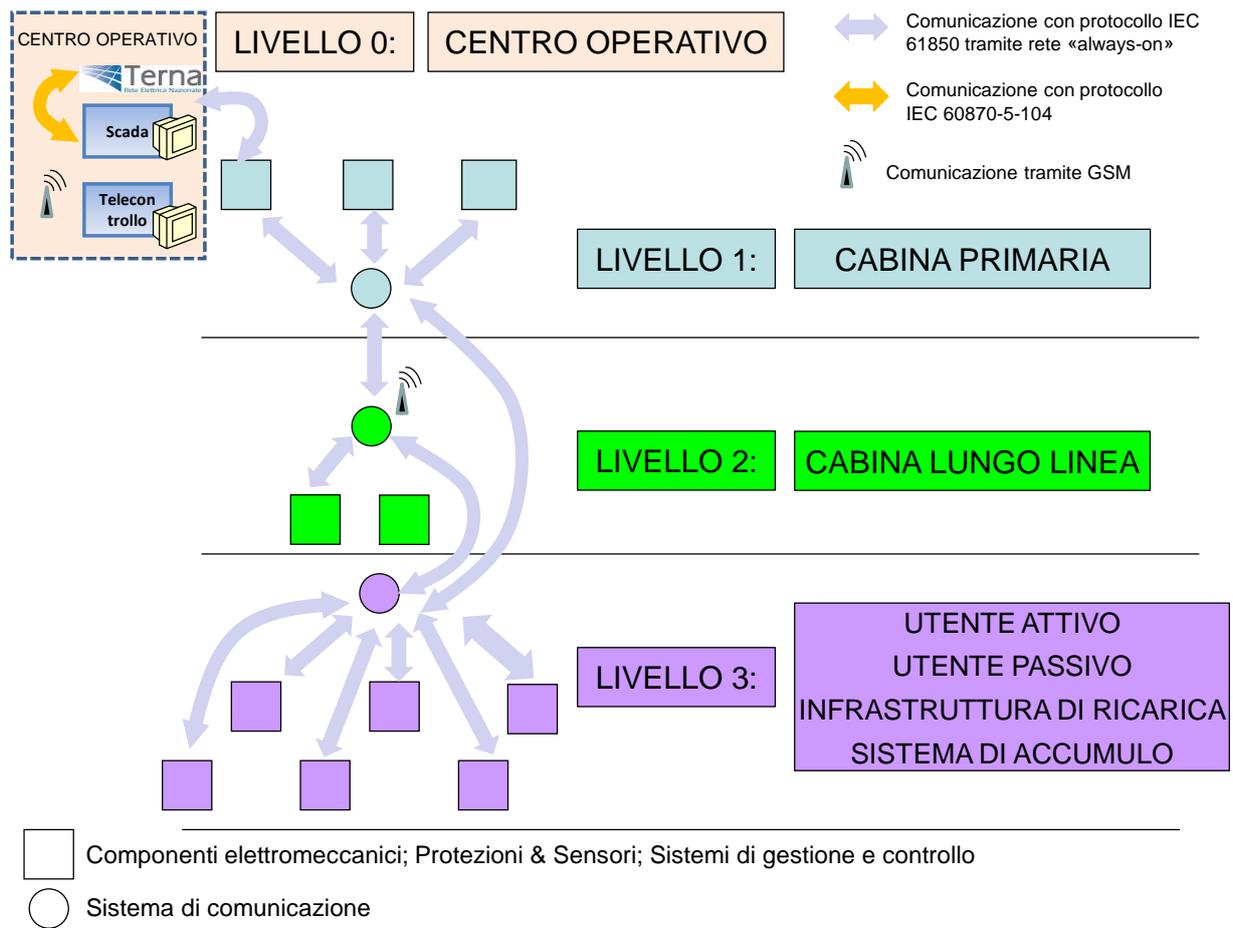


Figura 57. Architettura di comunicazione a 4 livelli (sinistra) e a due livelli (destra) nella sottostazione estesa.

L'intelligenza è quindi distribuita sia sulla rete del distributore (a livello centrale di CP, e a livello periferico di CS) sia all'interno dell'impianto dell'utente finale (soprattutto utente attivo). In questo caso, in base alla disponibilità del sistema di comunicazione, possono svilupparsi diverse logiche di controllo: centralizzata (comunicazione attiva), in cui i comandi e i segnali sono inviati dalla CP o dalla CS agli utenti attivi che devono poi implementarli, e locale (comunicazione assente) in cui le logiche di controllo dei generatori sono direttamente elaborate dai dispositivi presenti all'interno dell'impianto stesso.

A questa architettura, che parte dalla CP e coinvolge tutta la rete di distribuzione MT e BT sottesa, si aggiunge un livello 0 che coincide con il CO, e che, rispetto alla configurazione attuale, non dovrebbe subire sostanziali modifiche.

5.3.1.1 Descrizione dei componenti presenti sul livello 0 (Centro Operativo)

Il centro operativo del distributore ha il compito di telecontrollare e gestire l'intera rete del distributore o una parte di essa, e di scambiare informazioni con Terna (come illustrato in Figura

58). È già ad oggi dotato di componenti HW e SW molto innovativi e di sistemi di comunicazione avanzati. In particolare, gli elementi presenti sono di seguito elencati.

- SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition).
- Distribution Management System.
- Applicazioni WEB Based (Sistemi GIS, Cruscotti informativi, Gestione misure, Forecasting per la GD, sistema di gestione dei contatori elettronici, sistema di gestione infrastruttura di ricarica).
- Work Force Mangement system.
- Interfaccia verso TSO.
- Rete di comunicazione IP.

Come già detto, questi sistemi non dovrebbero subire sostanziali modifiche a meno di aggiornamenti HW e SW necessari per adattarli alle nuove esigenze di rete (controllo distribuito su tutta la rete di distribuzione MT e BT) e all'utilizzo di protocolli di comunicazione standard come il protocollo IEC 61850.

I componenti innovativi da installare nei Centri Operativi necessari per lo sviluppo delle smart grid saranno basati su un nuovo HW e SW capace di permettere l'implementazione su una singola macchina fisica di più Sistemi Logici (virtualizzazione) in modo da ridurre il numero di sistemi e migliorare le performance attraverso l'assegnazione dinamica delle risorse disponibili al Sistema che ne ha più bisogno. Sarà inoltre necessario effettuare il potenziamento delle capacità di archiviazione per la gestione di grandi moli di dati (big Data) e una maggiore sicurezza tramite applicazioni Disaster Recovery. Per quanto riguarda la parte SW, sarà necessario sviluppare applicazioni per l'accesso ai dati tramite sistemi Web-based e Smart Mobile Devices (sistemi GIS, cruscotti informativi, gestione misure, forecasting per la GD, interfaccia verso i contatori elettronici, etc.), per l'ottimizzazione del carico di lavoro tramite sistemi di Work Force Management. Si tratta di nuove tecnologie che coinvolgono il personale che opera sul territorio, finalizzate a migliorare l'efficacia e l'efficienza dei processi dei DSO; tra gli strumenti che possono essere messi a disposizione del personale operativo è possibile citare la navigazione su cartografia commerciale e su cartografia di proprietà del DSO, unitamente ad applicazioni per ispezioni e manutenzione sulla rete e per la gestione degli apparati di telegestione e telecontrollo; ulteriori evoluzioni potranno riguardare lo sviluppo di applicativi per l'assegnazione assistita dei lavori alle squadre operative sul territorio. È immaginabile anche l'implementazione di funzioni aggiuntive per la gestione della GD (regolazione di tensione, modulazione potenza attiva/reattiva dei generatori, teledistacco clienti attivi e passivi, gestione dispositivi di Storage, previsione della produzione da GD, etc) attraverso il potenziamento dei sistemi DMS con nuove funzioni di calcolo off- line e real time estese anche alla

rete BT (possibilità di estendere i calcoli di rete fino alla rete BT e agli utenti finali connessi). Sarà inoltre previsto lo sviluppo di nuove modalità di scambio dati verso il TSO al fine di consentire lo scambio in tempo reale delle informazioni relative alla GD e, in generale, alla rete sottesa. Infine, sarà necessario sviluppare un sistema centrale per l'acquisizione, l'elaborazione e l'accesso ai dati provenienti dai misuratori di Power Quality, già in corso di installazione in tutte le CP (Sbarre MT). A tendere i Centri Operativi verranno, quindi, riorganizzati al fine di ottimizzarne il numero, in base alla consistenza e alle caratteristiche della rete controllata, all'organizzazione del personale operativo, alla capacità di gestione del carico di lavoro e ai nuovi strumenti informatici avanzati (Work Force Management, WEB based Applications, DMS, etc). Ogni centro di controllo sarà dotato del proprio backup sia per quanto riguarda la sala operativa che la server farm associata.

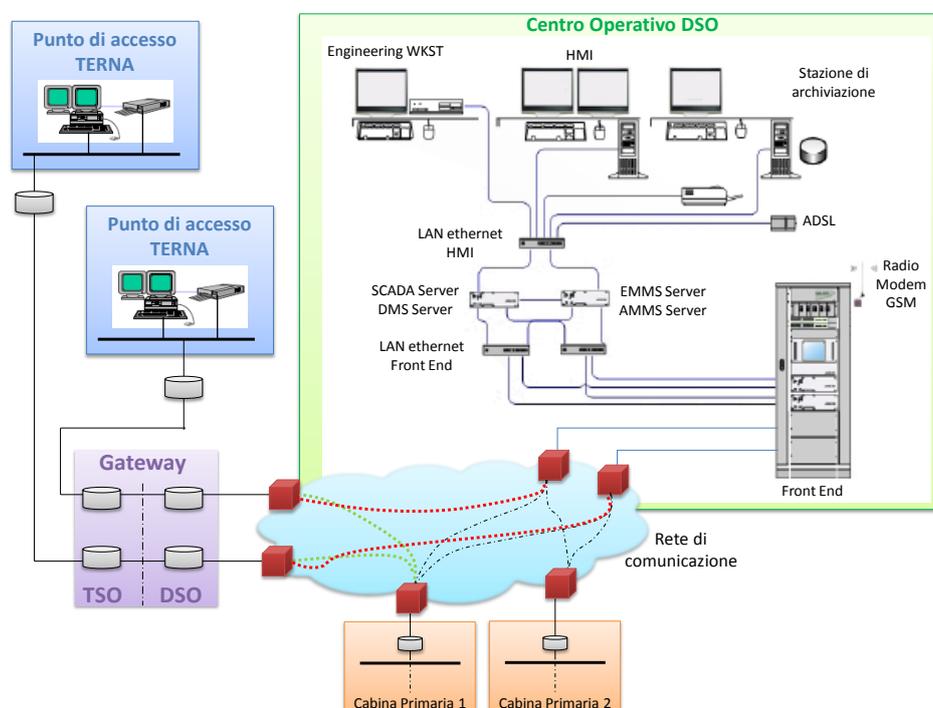


Figura 58. Architettura del sistema di telecontrollo dei Centri Operativi dei DSO (Livello 0).

5.3.1.2 Descrizione dei componenti da sviluppare e installare sul livello 1 (Cabina Primaria)

La CP costituisce il centro della sottostazione estesa, ed è in grado di controllare, gestire e regolare tutti gli elementi ad essa sottesi, grazie allo sviluppo di un sistema di comunicazione diffuso (come illustrato in Figura 59). Tutte le azioni di regolazione e controllo che si verificano in rete devono provenire direttamente dalle apparecchiature di CP o devono comunque essere verificate e approvate da queste ultime; in questo modo, pur sviluppando un approccio distribuito, si continua a mantenere una visione completa del sistema.

I componenti innovativi da installare nelle CP (livello 1) sono di seguito elencati.

- Sistema di Controllo Centrale: serve per la gestione della sottostazione estesa dialogando sia con il CO sia con la rete sottesa. Il Sistema di Controllo Centrale inoltra, infatti, verso il campo i telecomandi ricevuti dal CO, per acquisire e rendere disponibili al CO le informazioni relative allo stato degli organi di manovra e ai dispositivi di protezione e controllo installati negli impianti e al valore delle misure analogiche provenienti dalla rete sottesa alla CP. Il Sistema di Controllo Centrale realizza poi la gestione assistita o automatizzata delle interruzioni e dei percorsi alternativi, implementando funzioni di automazione per protezioni a selettività logica (che coinvolgono anche le CS automatizzate), l'esecuzione di procedure automatiche (richiusura centralizzata delle linee MT, controalimentazione automatica, telescatto della GD, ripresa automatica del servizio a seguito di scatto del trasformatore per protezioni, regolazione della potenza reattiva e della tensione mediante condensatori di rifasamento o VSC, parallelo trasformatori, ecc.), la misurazione delle correnti in entrata, uscita e transito dalla CP, la misurazione della qualità del servizio, l'analisi differita dei guasti e la gestione dei servizi di manutenzione della rete. Infine, il Sistema di Controllo Centrale effettua tutte le elaborazioni necessarie ai fini del controllo e della gestione della generazione diffusa (regolazione di tensione e limitazione della potenza attiva) sottesa alla CP.
- Sistemi di Previsione della produzione da GD e/o del carico: servono per determinare l'offerta ottimale per CP di produzione-carico che può essere comunicata a Terna (a seconda dell'evoluzione del MSD) o utilizzata dai Sistemi di Ottimizzazione delle Risorse di Rete (questa funzione può anche essere realizzata a livello superiore di Centro Operativo).
- Sistemi di Ottimizzazione delle Risorse di Rete: servono per elaborare in tempo reale differenti tipologie di informazioni provenienti da tutti gli apparati e i componenti di rete, come ad esempio le previsioni e i dati in tempo reale di produzione degli impianti GD connessi alla rete MT e BT sottesa alla CP, della domanda, dello stato della rete, dei sistemi di accumulo e delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici. Le elaborazioni ottenute permettono di individuare il miglior profilo carico-generazione da utilizzare sia per ottimizzare l'assetto di esercizio in fase di pianificazione e in tempo reale, sia per effettuare il dispacciamento locale (questa funzione può anche essere realizzata a livello superiore di Centro Operativo).
- Sistemi di Protezione di linea innovativi: posizionati sui montanti delle linee MT, realizzano la funzione di protezione per ogni singola linea della sottostazione estesa; permettono l'integrazione tra la protezione di linea (protezione 50, 51/51N, 67N, richiusura e logica di riconoscimento guasti intermittenti/evolutivi), le protezioni nelle cabine lungo linea e i

sistemi di protezione per la GD (protezione di max/min tensione e max/min frequenza a soglie multiple) attraverso lo scambio di segnali in protocollo IEC 61850. Possono anche essere realizzati nella versione Centralizzata

- Nuovo pannello integrato per trasformatore AT/MT (con integrazione delle funzioni degli attuali pannelli lato AT, lato MT e regolatore di tensione): serve per implementare una innovativa regolazione di tensione che considera tutti gli elementi di rete (GD; sistemi di accumulo, infrastrutture di ricarica, etc.) attraverso lo scambio di segnali in protocollo IEC 61850.
- Router e Switch di Comunicazione, modem/radio/antenne, switch per F.O.: fungono da interfaccia per la gestione di tutti i messaggi e le informazioni da e verso la CP e da e verso i router di CS, dell'utente attivo e di tutti i restanti sistemi di rete. Realizzano la connessione sia su rete LAN, sia su rete WAN: gli apparati di comunicazione da installare dipenderanno dalla soluzione adottata nei singoli casi (WiMax, HSDPA, LTE, Fibra ottica, etc) e faranno capo ai routers di stazione.
- Apparecchiature di monitoraggio della qualità della tensione per le reti MT: consentono di valutare i buchi di tensione (ed ulteriori altri fenomeni come ad esempio, frequenza, variazioni lente di tensione, flicker, interruzioni della tensione di alimentazione, buchi/sopraelevazioni di tensione, squilibrio della tensione, variazioni rapide di tensione, armoniche) sulle reti MT, come da delibera ARG/elt 198/11.
- Sensori modulari su interruttori di potenza per manutenzione predittiva: consentono di diagnosticare il degrado dell'interruttore prima che questo degeneri fino al disservizio (sistema di manutenzione predittiva interruttori).

La maggiore innovazione nell'architettura di Cabina Primaria è principalmente legata ai sistemi di comunicazione. Le connessioni wired verranno sostituite per la maggior parte dalla fibra ottica, con conseguente eliminazione dei connettori verso la RTU. È prevista anche l'allocazione del blocco di comando e prelievo allarmi degli interruttori nei pressi dell'organo di potenza, in modo da ridurre la lunghezza dei cablaggi e utilizzare la fibra ottica anche per i collegamenti dei pannelli verso il campo. Il protocollo di comunicazione da utilizzare sarà basato su IEC 61850 per tutti i messaggi interni all'impianto e per quelli verso la rete MT sottesa alla CP.

In alcuni casi potrebbe essere prevista l'installazione di un dispositivo di Storage MT della taglia di alcuni MW/MWh e dei relativi sistemi di gestione.

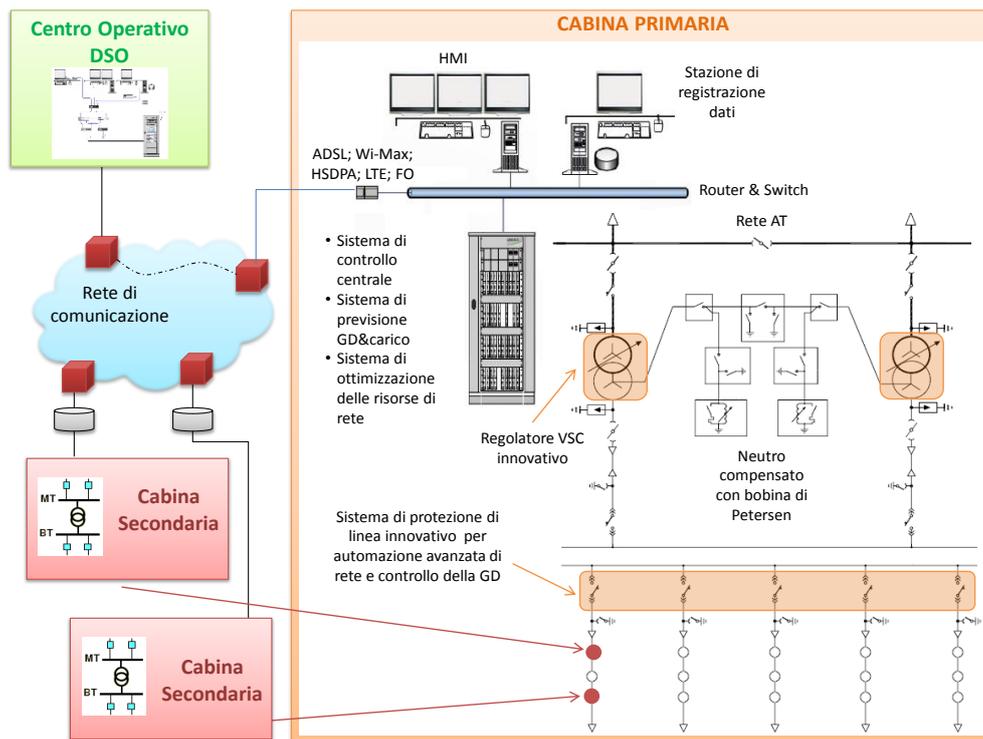


Figura 59. Architettura della Cabina Primaria (Livello 1).

5.3.1.3 Descrizione dei componenti da sviluppare e installare sul livello 2 (cabine secondarie di distribuzione)

Gli interventi in Cabina Secondaria avranno due principali obiettivi: la gestione della rete MT e BT e l'efficienza energetica.

Per quanto riguarda il primo punto, le cabine secondarie di distribuzione costituiscono la parte periferica del sistema, e sono in grado di controllare, gestire e comunicare con tutti gli elementi della rete di distribuzione MT e BT ad essa sottesi e con la CP (come illustrato in Figura 60). Tutte le azioni di regolazione e controllo che saranno implementate dovranno essere inviate anche al Sistema di Controllo Centrale in CP in modo da armonizzarle con l'intera gestione del sistema.

I componenti innovativi da installare nelle cabine lungo linea (livello 2) sono di seguito elencati.

- **Remote Terminal Unit (RTU) su rete IP:** sono sistemi HW e SW che servono ad estendere il telecontrollo e la gestione in tempo reale all'intera rete di distribuzione MT e BT. In particolare, servono per la supervisione e il controllo di tutti gli organi di CS, per realizzare l'automazione avanzata (selettività logica e controalimentazione automatica) coordinando e monitorando gli apparati di protezione, per la gestione delle logiche di protezione della GD, per la diagnostica e la raccolta cronologica di stati e segnali di allarme, e per il monitoraggio dei parametri dei componenti di rete sottesi. La RTU sarà connessa al centro tramite rete IP.
- **Scomparti MT dotati di interruttori:** servono per garantire l'apertura della linea in caso di guasto in modo da realizzare la selettività logica lungo linea e la controalimentazione

automatica. Potranno essere dotati di due terne di sensori, una lato linea e l'altra lato sbarra per rilevare l'eventuale condizione di guasto MT e dare modo alla RTU di intraprendere le necessarie azioni sulla rete BT.

- Trasformatori a basse perdite (contatore di bilancio su TR): le CS potranno essere equipaggiate con trasformatori MT/BT a basse perdite⁸⁹ e contatori di energia in corrispondenza del trasformatore MT/BT.
- Scomparto TR con sezionatore sottocarico: per il comando a distanza, sia in apertura che in chiusura.
- Sistemi di Protezione innovativi: realizzano la funzione di selettività logica lungo linea (protezione 50-51, 50N-51N, 67 e 67N, richiusura 79 e logica di riconoscimento guasto intermittente ed evolutivo) e controalimentazione automatica, permettono oltre all'integrazione dei sistemi di protezione della GD (SPI) anche la gestione in anello chiuso attraverso lo scambio di segnali in protocollo IEC 61850 e la selettività logica con l'impianto utente (SPG).
- Sensori di Corrente e Tensione (rilevatori di guasto di nuova generazione): sono sensori innovativi o non convenzionali (per esempio sensori di tensione capacitivi, sensori di corrente Rogowsky, etc) idonei anche per misura (non fiscale) da installare negli scomparti MT innovativi per realizzare la funzione di selettività logica lungo linea (rilevazione direzionale dei guasti monofase e polifase). In aggiunta, questi componenti potrebbero essere installati anche lato sbarra in modo da evitare, tramite la misura delle tre tensioni di sequenza diretta, inversa e omopolare, l'eventuale funzionamento in isola di porzioni di rete affette da guasto. Questi componenti forniranno anche tutte le misure nel punto di installazione necessarie per gli algoritmi di controllo della tensione MT.
- Interruttori BT motorizzati con richiusura automatica: saranno utilizzati per effettuare la richiusura automatica e saranno dotati di un sensore lato linea in modo da evitarne l'eventuale richiusura con presenza tensione a valle.
- Interfaccia utente: nelle CS con utenti MT, provvede a fornire le misure nel punto di scambio tra DSO e utente e il SW di gestione dell'utente, utilizzando celle di misura tradizionali (TA, TV). Nel caso di utente attivo, è necessario prevedere anche una comunicazione con la CS; la connessione potrebbe avvenire tramite sistemi ADSL, LTE, Wi-Max oppure tramite FO.

⁸⁹ Trasformatori MT/BT conformi alla classe di perdite a carico ridottissime "Ak" secondo la classificazione della norma EN 50464-1 e almeno alla classe "B0" per le perdite a vuoto secondo la medesima norma.

- Sensori meteorologici: potrebbero essere utilizzati per migliorare, tramite le info realmente registrate sul campo, gli algoritmi per la previsione della GD in modo da rendere la previsione il più possibile simile alla reale produzione degli impianti.
- Concentratori dati dei contatori di energia di nuova generazione: servono per la raccolta dei dati provenienti dai contatori installati sulla rete di distribuzione BT sottesa e per lo scambio di informazioni in tempo reale al fine di implementare strategie di demand response.
- Router di Comunicazione, modem/radio/antenne: fungono da interfaccia per la gestione di tutti i messaggi e le informazioni da e verso la CS e da e verso i router di CP, dell'utente attivo e di tutti i restanti sistemi di rete. L'apparato di comunicazione dipenderà dal sistema adottato (modem LTE, Switch per FO, etc.).

Infine, è possibile immaginare che, soprattutto nel caso in cui il regolatore decidesse di estendere gli incentivi/penali sulla qualità anche alle interruzioni transitorie e ai buchi severi, le CS potranno essere dotate di sistemi di accumulo e controllo opportunamente dimensionati per offrire prestazioni in potenza capaci di annullare per i clienti finali sottesi ad una CS le interruzioni transitorie e brevi (e i buchi di tensione), aumentando così, anche a seguito dello sviluppo di un'automazione di rete avanzata, il livello di qualità del servizio.

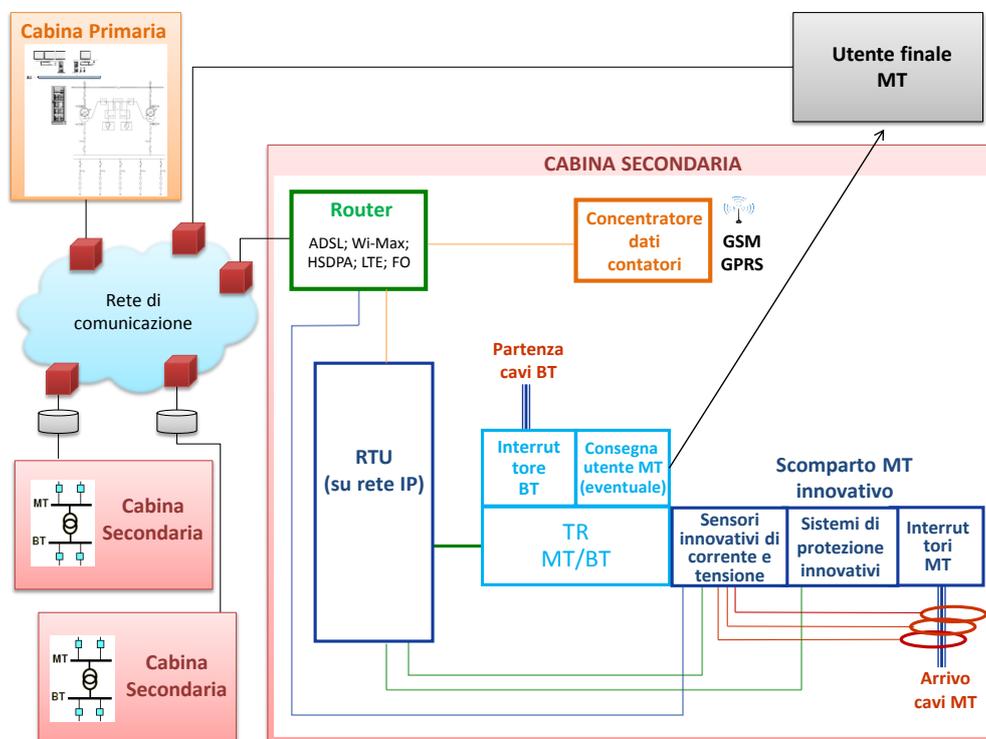


Figura 60. Architettura della Cabina Secondaria (Livello 2).

5.3.1.4 Descrizione dei componenti da sviluppare e installare sul livello 3a (utenti attivi e passivi)

I componenti innovativi da installare presso gli utenti attivi (livello 3a, come in Figura 61) sono di seguito elencati. Per impianti DG molto semplici (potenze ridotte) alcuni componenti potranno essere omessi (indicati con un asterisco).

- Sistema di Protezione Generale innovativo*: disconnette l'impianto utente dalla rete per guasti interni all'impianto stesso, evitando così che la rete continui ad alimentare il guasto. Deve essere coordinato con i sistemi di protezione del distributore, attraverso lo scambio di segnali in protocollo IEC 61850, e integrato nelle logiche di selettività dei guasti in modo da garantire anche la selettività caso 2 e 3 prevista nella CEI 0-16. Potrà o meno interfacciarsi con un dispositivo di protezione del DSO installato all'interno dell'impianto utente.
- Sistema di Protezione di Interfaccia innovativo: serve per la disconnessione del generatore dalla rete a seguito di un guasto sulla linea del distributore a cui il generatore stesso risulta collegato. Deve essere conforme a quanto stabilito dall'Allegato A.70 e dalle norme CEI 0-16 e CEI 0-21. Il segnale di telescatto deve essere effettuato con protocollo IEC 61850. Potrà o meno interfacciarsi con un dispositivo del DSO installato all'interno dell'impianto utente.
- Sistema di Controllo del Generatore: serve per la gestione del generatore presente nell'impianto dell'utente attivo in modo da implementare le azioni necessarie per la regolazione di tensione/potenza (attiva e reattiva) sia in logica centralizzata sia in logica locale. Per impianti statici può essere incluso all'interno dell'inverter. Potrà o meno interfacciarsi con un dispositivo di regolazione dell'energia del DSO installato all'interno dell'impianto utente.
- Sistema di Controllo dei Carichi*: si occupa della gestione del carico utente in modo da adattarlo alle esigenze dell'utente stesso o della rete (secondo i comandi ricevuti dai sistemi di controllo centrali o periferici).
- Sistemi di previsione della produzione da GD*: servono per determinare l'offerta ottimale di produzione che può essere comunicata a Terna o al distributore (il giorno prima o con qualche ora di anticipo).
- Contatore Generale Utente o analizzatore di rete: monitora, in tempo reale, il transito di potenza nel punto di interfaccia fra l'utente attivo (contatore M1) e la rete MT e invia il relativo valore, con protocollo IEC 61850, ai sistemi in CP e in CS.
- Contatore di Produzione o analizzatore di rete: monitora, in tempo reale, la potenza prodotta dal generatore (contatore M2) e invia il relativo valore, con protocollo IEC 61850, ai sistemi in CP e in CS.

- Router di comunicazione: funge da interfaccia per tutti i messaggi e le informazioni scambiate fra i dispositivi dell'utente, la CP e le cabine lungo linea, e deve inoltre poter gestire il funzionamento di tutti i dispositivi innovativi all'interno dell'impianto di generazione in logica locale. Nel caso in cui la comunicazione sarà effettuata in FO dalla CS, sarà presente un ethernet switch.

Un ulteriore elemento di sviluppo all'interno dell'impianto di un utente attivo è costituito dai sistemi di accumulo. Nel caso in cui l'attuale regolazione evolvesse ulteriormente abilitando gli impianti di GD (da FRNP e non) a fornire servizi di rete, i relativi obblighi potrebbero essere assolti tramite l'installazione di sistemi di accumulo. Nella prospettiva di un dispacciamento locale, i servizi di rete a livello di sistema (ad esempio, riserva primaria, secondaria e terziaria) o a livello locale (ad esempio, regolazione di tensione) potrebbero essere forniti dall'impianto attivo attraverso un sistema di accumulo (utilizzabile dall'utente anche per massimizzare l'autoconsumo o per aumentare i livelli di power quality).

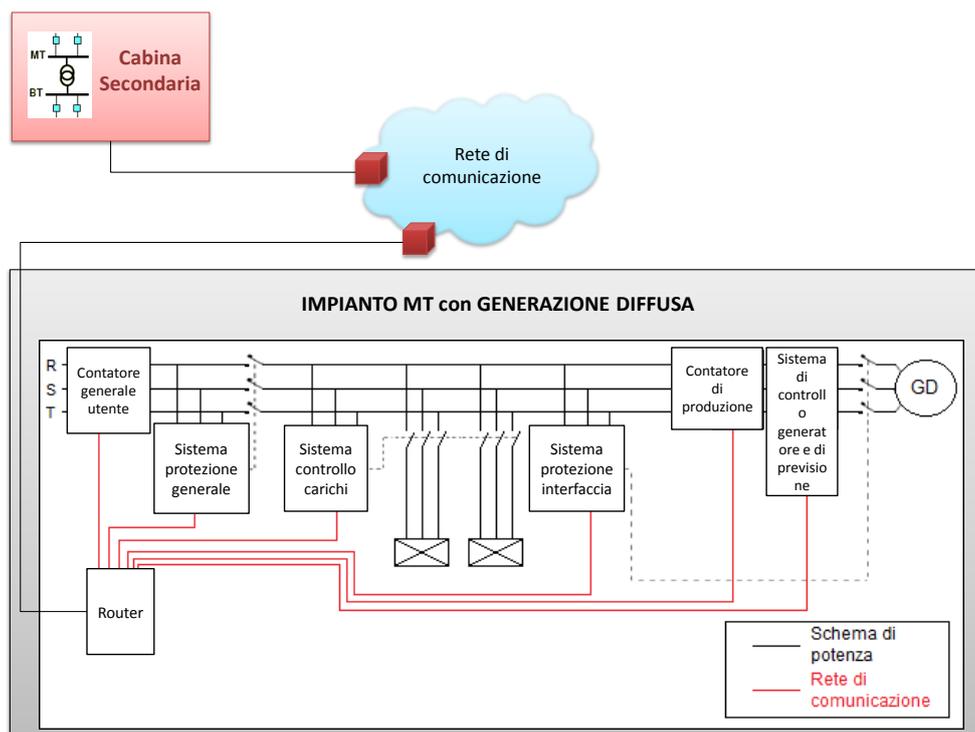


Figura 61. Architettura dell'impianto MT con generazione (Livello 3a).

I componenti innovativi da installare presso gli utenti passivi (livello 3a) sono di seguito elencati. Anche in questo caso, per impianti molto semplici (potenze ridotte) alcuni componenti potranno essere omessi (indicati con un asterisco).

- Sistema di Protezione Generale innovativo*: disconnette l'impianto utente dalla rete per guasti interni all'impianto stesso, evitando così che la rete continui ad alimentare il guasto. Deve essere coordinato con i sistemi di protezione del distributore, attraverso lo scambio di

segnali in protocollo IEC 61850 e integrato nelle logiche di selettività dei guasti, in modo da garantire anche la selettività caso 2 e 3 prevista nella CEI 0-16. Può essere anche utilizzato per effettuare l'alleggerimento selettivo del carico in caso di forti criticità di rete.

- Dispositivi di interfaccia contatore elettronico e di visualizzazione dei consumi: servono per fornire ai clienti finali le informazioni relative ai propri consumi (o anche alla propria produzione in caso di utenti attivi) attraverso dispositivi USB, sistemi wireless o 3G. Devono rendere disponibili i dati di misura in HAN e WAN ed indirizzabile IP.
- Home Management System*: implementa gli algoritmi di gestione della domanda, secondo i comandi ricevuti dall'esterno (sistemi di controllo centrali o periferici del DSO, trader energetici) per l'offerta dei servizi demand response al sistema elettrico e ai suoi player.
- Elettrodomestici intelligenti, sensori e attuatori: capaci di essere gestiti in maniera flessibile, o interfacce di misura e controllo dei tradizionali.
- Router di Comunicazione: funge da interfaccia per tutti i messaggi e le informazioni scambiate fra i dispositivi dell'utente, la CP e le cabine lungo linea, e deve inoltre poter gestire il funzionamento di tutti i dispositivi innovativi all'interno dell'impianto utente in logica locale.

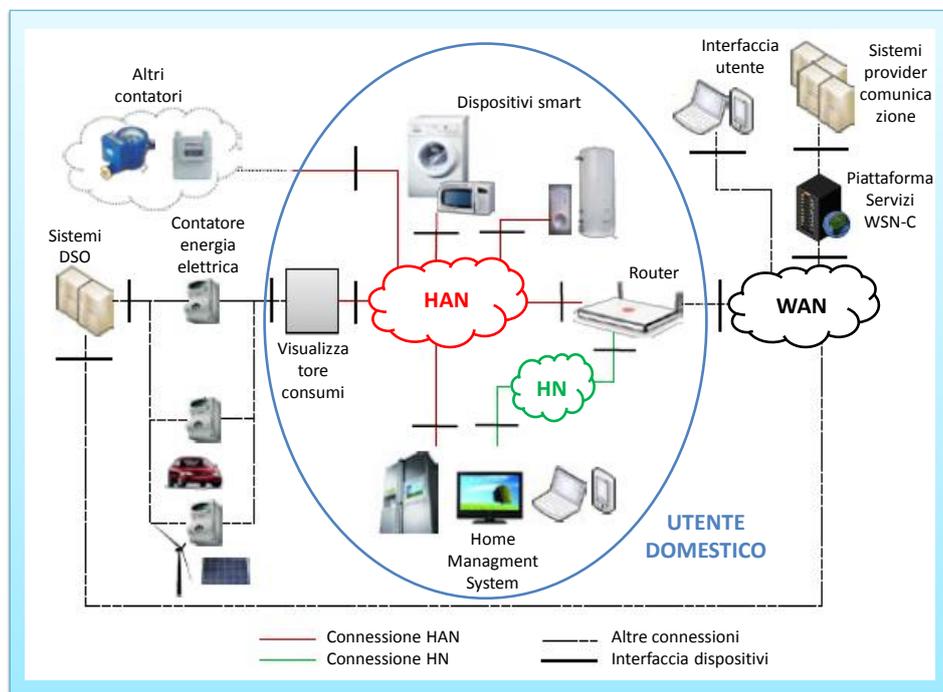


Figura 62. Architettura di un utente domestico (Livello 3b) [Fonte: Progetto Energy @ Home].

I componenti innovativi da installare presso il livello 3b sono di seguito elencati.

- Dispositivi per la ricarica pubblica e privata: per effettuare la ricarica dei veicoli elettrici.

- Sistema centrale di controllo dell'infrastruttura di ricarica: per la gestione dei punti di ricarica in accordo con le esigenze della rete di distribuzione, per il collegamento costante con i punti di ricarica distribuiti e per la gestione dei contratti e delle informazioni relative alle ricariche.
- Router di Comunicazione, modem/radio/antenne: funge da interfaccia per tutti i messaggi e le informazioni scambiate con la CP e le cabine lungo linea.

I componenti innovativi da installare presso il livello 3c sono di seguito elencati.

- Sistemi di accumulo: batterie, inverter, quadri MT e BT, etc.
- Sistemi HW e SW di gestione e ottimizzazione dei sistemi di accumulo (anche da remoto): per la gestione e l'ottimizzazione dei sistemi di accumulo in accordo con le esigenze della rete di distribuzione.
- Router di Comunicazione, modem/radio/antenne: funge da interfaccia per tutti i messaggi e le informazioni scambiate con la CP e le cabine lungo linea.

5.3.2 Rete di comunicazione

Lo scambio bidirezionale di dati e messaggi tra i Router presso gli utenti attivi, le CS e le CP avverrà per mezzo di un Sistema di telecomunicazione. Devono essere implementati sistemi "always on" basati su una infrastruttura di comunicazione condivisa a banda larga, sfruttando la tecnologia DSL, la tecnologia WIMAX o la tecnologia LTE (o, in subordine, su una infrastruttura di comunicazione proprietaria, come ad esempio fibra ottica o Wi-fi).

La soluzione prospettata prevede l'utilizzo del protocollo IEC 61850 per la comunicazione tra tutti i dispositivi appena elencati ad esclusione (almeno ad oggi) della comunicazione verso Terna. Tale scelta è giustificata dal fatto che l'impiego del protocollo IEC 61850 permette di garantire il raggiungimento dell'interoperabilità tra i diversi dispositivi del sistema. Infatti qualora i dispositivi presenti non fossero interoperabili, non sarebbe possibile implementare tutte le funzionalità innovative proposte, le quali sono appunto basate sulla condivisione delle informazioni tra i diversi dispositivi.

Anche la rete di comunicazione dovrà quindi essere conforme alle specifiche previste dallo standard IEC 61850; pertanto sarà necessario realizzare una VPN in modo da consentire lo scambio, tra la CP e la GD, dei messaggi di tipo Report e GOOSE.

In particolare, si prevede la realizzazione di due diverse tipologie di rete con gruppi di indirizzi IP differenti. È possibile immaginare di realizzare una rete di comunicazione locale, per ciascun utente attivo, che garantisca lo scambio di messaggi fra il router e gli altri dispositivi presenti

nell'impianto utente, e una rete di comunicazione del distributore che permetta lo scambio di messaggi fra i suoi router⁹⁰ e i router dei diversi utenti attivi, oltre che tra il router di CP e i gli altri dispositivi di CP (LCP, SPL, VSC del trasformatore AT/MT e INT), tra il router di CP e i router delle cabine di distribuzione. In quest'ottica il router di ciascun utente attivo diventa l'interfaccia tra le due diverse reti di comunicazione; essi infatti ricevono i messaggi dalla rete a monte e li smistano nelle relative reti a valle.

La comunicazione a monte sarà quindi garantita dal distributore il quale dovrà occuparsi delle relative attività, nonché sostenerne i costi. La rete di comunicazione a valle sarà invece di proprietà e di responsabilità dell'utente.

Il router di ogni utente attivo identifica i dispositivi interni all'impianto grazie ad un sistema di "indirizzi IP utente attivo", che vengono quindi utilizzati per la comunicazione a livello locale e non sono visibili all'esterno dell'impianto. A sua volta il router dell'utente risulta invece identificato rispetto alla rete di comunicazione a monte grazie ad un sistema di "indirizzi IP distributore". Al fine di rendere sicuro ed inattaccabile il canale di comunicazione tra i router, si prevede di realizzare una VPN (Virtual Private Network). Tale soluzione permette di realizzare percorsi informativi sicuri anche su rete internet pubblica. Le reti VPN utilizzano infatti collegamenti che necessitano di autenticazione in modo da permettere l'accesso ai soli utenti autorizzati; per garantire che i dati inviati non siano intercettati o utilizzati da altri, questi vengono trasmessi attraverso un tunnel. Il concetto di tunnel viene realizzato incapsulando ogni pacchetto di dati all'interno di un altro pacchetto. Quest'ultimo forma un involucro protettivo, nascondendo tutto o parte del pacchetto originario tramite cifratura; in questo modo si riescono a creare canali virtuali sicuri tra destinazioni remote senza la necessità di costose linee dedicate. Mentre la sicurezza della rete di comunicazione a monte è gestita completamente dal distributore tramite la realizzazione di una VPN, per la rete dell'utente non è necessario prevedere degli strumenti di sicurezza dedicati. Infatti l'unico punto dal quale si può accedere alla rete dell'utente è il router stesso; tale dispositivo garantisce la sicurezza della rete dell'utente in quanto la rende completamente indipendente da quella del distributore⁹¹.

⁹⁰ Ognuno con un suo indirizzo IP.

⁹¹ Lo svantaggio principale derivante dalla realizzazione di due tipologie di rete separate riguarda il fatto che, in occasione della richiesta di un qualsiasi tipo di messaggio report da parte della CP ad un dispositivo dell'impianto utente, il router dovrà fungere sia da server (per la rete del distributore) che da client (per la rete utente).

5.4 Mappa riassuntiva dei componenti innovativi da installare

Rete di distribuzione	CENTRO OPERATIVO	SCADA DMS Applicazioni WEB Based (Sistemi GIS, Cruscotti informativi, Gestione misure, Forecasting per la GD, interfaccia verso i contatori elettronici, etc) Work Force Mangement system Interfaccia verso TSO Rete di comunicazione IP
	CABINA PRIMARIA	Sistema di controllo centrale (RTU/Computer di stazione) Sistemi di previsione della produzione da GD e/o del carico Sistemi di ottimizzazione delle risorse di rete Sistema di protezione di linea innovativo (protezioni centralizzate) Nuovo pannello integrato trasformatore (con integrazione delle funzioni degli attuali pannelli lato AT, lato MT e regolatore di tensione) Router di comunicazione, modem/radio/antenne, switch per F.O. Sensori modulari su interruttori per manutenzione predittiva Apparecchiature di monitoraggio della qualità della tensione per le reti MT
	CABINA SECONDARIA DI DISTRIBUZIONE	RTU su rete IP Scomparti MT dotati di interruttori modulari MT Trasformatori a basse perdite (contatore di bilancio su TR) Scomparto TR con sezionatore sottocarico Sistemi di protezione innovativi Sensori di corrente e tensione innovativi (rilevatori di guasto di nuova generazione) Interruttori BT motorizzati con richiusura automatica Interfaccia utente Sensori meteorologici Concentratori dati dei contatori di energia di nuova generazione Router di comunicazione, modem/radio/antenne
Generazione diffusa	Sistema di Protezione Generale innovativo Sistema di Protezione di Interfaccia innovativo Sistema di Controllo del Generatore Sistema di Controllo dei Carichi Sistemi di previsione della produzione da GD Contatore Generale Utente & Contatore di Produzione (analizzatore di rete) Router di comunicazione	
Clients finali	Sistema di Protezione Generale innovativo Dispositivi di interfaccia contatore elettronico e di visualizzazione dei consumi	

Home Management System	
Elettrodomestici intelligenti, sensori e attuatori	
Router di comunicazione, modem/radio/antenne	
Infrastrutture di ricarica dei VE	Dispositivi per la ricarica pubblica e privata Sistema centrale di controllo dell'intera infrastruttura di ricarica Router di comunicazione, modem/radio/antenne
Sistemi di accumulo	Sistemi di accumulo Sistemi HW e SW di gestione e ottimizzazione dei sistemi di accumulo (anche da remoto) Router di comunicazione, modem/radio/antenne

Tabella 17. Componenti innovativi da installare suddivisi tra le diverse parti del sistema di distribuzione.

5.5 I benefici attesi a seguito dello sviluppo delle smart grid

Prima di passare ad effettuare una stima del potenziale di diffusione nel prossimo futuro delle soluzioni smart appena descritte (oggetto del successivo capitolo 6), nel seguente paragrafo si illustrano in maniera sintetica i benefici attesi (brevemente riassunti in Figura 63) a seguito dello sviluppo delle smart grid, che hanno impatto sia sul distributore sia sugli utenti attivi e passivi direttamente coinvolti.

In linea con quanto richiesto dai principali organismi nazionali e internazionali, le innovazioni introdotte conducono ad un incremento della hosting capacity delle reti di distribuzione conseguendo:

- un aumento della generazione installabile sulle reti di distribuzione soprattutto da FER;
- una maggiore efficienza energetica, riducendo le perdite lungo la rete, grazie ad un avvicinamento tra carico e generazione;
- la possibilità di ridurre / differire gli investimenti nel potenziamento della rete, grazie alla migliore sincronizzazione dei prelievi e delle immissioni di energia su un'estensione spaziale predeterminata, ad alleviare il carico sulla rete elettrica;
- un minor impatto ambientale riducendo le emissioni di CO₂.

Gli interventi da implementare portano anche ad un incremento della continuità del servizio della rete e dell'affidabilità e dell'efficienza dei nuovi sistemi di protezione con riferimento alla gestione di possibili diverse situazioni di guasto in modo tale da ridurre il numero e la durata delle interruzioni percepite dai clienti finali. L'innovativa funzione di telescatto conduce poi al superamento dei limiti delle attuali protezioni di interfaccia, rendendo possibile la rimozione (o meglio, il rilassamento) delle soglie di sovra e sotto frequenza del relè, conseguendo:

- maggiore affidabilità a livello locale (lo scatto del SPI in caso di perdita di rete avviene in maniera sicura, con minori rischi di islanding, di scatti intempestivi o di chiusure in controfase);
- maggiore sicurezza dell'esercizio a livello di sistema, sia tramite automatismi, sia per la possibilità di trasmissione di informazioni e comandi da e verso TERNA;
- migliore gestione e controllo della rete MT sottesa alla CP.

La possibilità di far comunicare CP e GD conduce inoltre ad una migliore utilizzazione degli impianti esistenti, mediante un opportuno coordinamento delle risorse diffuse, che prevede in particolare:

- la regolazione della potenza reattiva (partecipazione alla regolazione di tensione da parte della GD);

- la regolazione della potenza attiva erogata dai generatori medesimi (aumento/riduzione temporanea in caso di particolari condizioni del sistema, migliore possibilità di partecipazione al mercato elettrico);
- il miglioramento della qualità del servizio intesa sia come continuità che come qualità della tensione.

L'infrastruttura di ricarica dei veicoli elettrici permetterà di:

- incrementare lo sviluppo della mobilità elettrica nel territorio;
- aumentare l'efficienza energetica e diminuire le emissioni inquinanti legate al settore dei trasporti.

L'installazione di sistemi di storage, integrato con strumenti di ottimizzazione, permetterà:

- di ottimizzare la gestione dei flussi energetici, con un migliore dispacciamento degli impianti di produzione non programmabili;
- di fornire servizi alla rete, come ad esempio il controllo della tensione;
- di sperimentare funzioni di controllo e gestione della rete di distribuzione in presenza di sistemi di accumulo in grado di aumentare in maniera decisiva la capacità di accoglimento sulle reti stesse di GD intermittente/non programmabile.

La presenza di un sistema di comunicazione che riguarda tutta la CP, anche oltre le utenze attive, può essere utilizzata (in prospettiva) verso i clienti finali per la sperimentazione di modalità di demand response attraverso segnali di prezzo, oppure ancora per controllare congiuntamente GD e carico o diversi impianti di GD per la definizione di profili di scambio prevedibili. Questo permetterebbe ai consumatori di avere informazioni circa il proprio profilo di consumo e di acquistare l'energia elettrica a prezzo di mercato, superando le difficoltà che attualmente ne impediscono un ruolo attivo. La maggiore consapevolezza dei consumatori e la possibilità di ricevere i segnali di prezzo provenienti dal mercato determinano un aumento dell'efficienza nei consumi che potrebbe consentire di:

- ridurre il consumo complessivo di energia elettrica;
- spostare almeno parte del consumo dalle ore di picco – in cui generalmente è concentrato gran parte del consumo e in cui i prezzi sono più alti – alle ore della giornata in cui i consumi sono generalmente più bassi.

Questi due effetti determinano diversi benefici:

- la riduzione delle emissioni di CO₂ dovuta ad una riduzione del consumo;
- la riduzione del costo dell'energia complessivamente pagato grazie alla possibilità per i consumatori di modificare il proprio profilo di consumo in risposta ai segnali di prezzo;

- un uso più efficiente delle reti stesse dovuto ad una riduzione del consumo nelle ore di picco, in cui la rete di distribuzione è generalmente congestionata;
- un uso più efficiente del parco di generazione convenzionale attualmente installato sulla RTN in funzione della produzione da FRNP.

In aggiunta, tale sistema consente di abilitare ulteriori servizi che determinano benefici aggiuntivi. La comunicazione bi-direzionale tra il singolo consumatore – che riceve informazioni circa i prezzi sul mercato – e il distributore e/o i fornitori di energia elettrica al dettaglio (retailer), che possono osservare da remoto le informazioni circa il profilo di consumo dei singoli utenti, abilita una serie di servizi aggiuntivi, quali:

- la possibilità di ottenere maggiori prodotti (servizi o tariffe) che riflettono meglio le esigenze dei consumatori;
- la possibilità di cambiare fornitore in tempi rapidi, aumentando così la concorrenza nel mercato retail;
- la possibilità di scegliere tra soluzioni più adatte alle proprie esigenze a prezzi più competitivi rispetto alla situazione attuale.

La possibilità di ricevere e rispondere ai segnali di prezzo, oppure ai segnali inviati dal distributore, consente in linea teorica anche agli utenti finali – o piuttosto ad aggregazioni di consumatori – di offrire servizi di dispacciamento. Questa funzione aumenterebbe la flessibilità nella gestione della rete da parte del distributore, consentendo una integrazione più efficace delle fonti rinnovabili, la cui introduzione nel sistema elettrico aumenta l'intermittenza e imprevedibilità dei flussi di energia elettrica sulla rete.

ATTUALE GESTIONE	RETE A REGIME
<ul style="list-style-type: none"> • Controllo centralizzato • Vincoli di hosting capacity • Ciclo di richiusura con apertura interruttore in CP – manovre manuali • SPI basato su soglie f/V • GD a $\cos\phi 1$ (CEI 11-20) • DSO non conosce la GD sottesa e carico, TSO effettua bilanciamento • Controllo limitato dei flussi di potenza effettuato sulla base di dati stimati (pochi sensori installati lungo linea) • GD non fornisce servizi di rete e ha priorità di dispacciamento (Del. 111/06 e Codice di Rete) • Comunicazione unidirezionale lenta 	<ul style="list-style-type: none"> • Controllo distribuito • Aumento GD connessa alla rete • Selettività logica & richiusura automatica lungo linea – manovre automatiche • SPI gestito tramite telescatto • Regolazione di tensione avanzata tramite GD • Monitoraggio in tempo reale della GD & carico da parte del DSO • Ottimizzazione nella previsione e nella gestione dei flussi di potenza effettuato tramite misure in real time (elevato numero di sensori) • Nuovi criteri di pianificazione e gestione della rete considerando l'aleatorietà delle fonti rinnovabili (dispacciamento locale) • Comunicazione bidirezionale "always-on" su banda larga • Maggiore coinvolgimento dei consumatori • Miglioramento della qualità del servizio • Riduzione delle perdite di rete

Figura 63. Modalità di gestione della rete a regime e differenze rispetto all'attuale gestione.

6 Il potenziale di investimento in soluzioni smart delle aziende italiane

Dopo aver individuato i principali driver verso le smart grid, e aver descritto il quadro normativo regolatorio e le diverse soluzioni tecnologiche che abilitano le funzionalità del sistema elettrico smart, indicandone l'architettura generale e gli elementi costruttivi, in questo ultimo capitolo viene fornita una stima del potenziale di diffusione di tali soluzioni smart al 2020 basata essenzialmente sull'analisi dei piani di sviluppo elaborati dai DSO come da articolo 18, comma 3, del decreto legislativo 28/11.

Come già descritto nel paragrafo 2.3, fino a pochi anni fa i driver fondamentali per lo sviluppo della rete di distribuzione erano rappresentati dalle previsioni della domanda di energia elettrica e dalle analisi sullo stato fisico della rete stessa; a questi si è poi aggiunta, negli ultimi anni, la previsione della crescita della GD che ha rivoluzionato, come descritto nei precedenti capitoli, le modalità di gestione, controllo e protezione dei sistemi elettrici.

L'attività di pianificazione della rete elettrica, ivi inclusa la rete di distribuzione, deve tener conto dell'evoluzione prevista per il sistema elettrico nel suo complesso, ipotizzando i possibili scenari futuri relativi all'assetto di funzionamento della rete. In questo senso, un punto di riferimento importante è costituito dalle previsioni di carico e generazione relative all'intero sistema elettrico nazionale; sulla base di tali previsioni è, infatti, possibile elaborare e aggiornare i piani di sviluppo, che contengono gli interventi da effettuare sulla rete di trasmissione e distribuzione.

Per stimare le potenzialità di evoluzione delle reti, tra questi interventi rivestono un ruolo di primaria importanza gli investimenti in progetti (di dimostrazione o diffusione) di innovazione tecnologica necessari per sperimentare in campo alcune possibili soluzioni innovative.

In relazione alla rapidità di evoluzione delle tecnologie e delle esigenze del sistema e data la complessità dei sistemi gestiti, i progetti di innovazione tecnologica sono spesso suddivisi in progetti di prima implementazione, secondo programmi temporali coerenti con l'obsolescenza della tecnologia adottata e in progetti di aggiornamento successivo, in concomitanza dei prevedibili mutamenti di scenario tecnologico (Figura 64). L'interesse per queste attività, soprattutto per quelle più direttamente connesse allo sviluppo delle smart grid, è molto aumentato e, ad oggi, i progetti innovativi sono cresciuti in numero e portata e rappresentano una parte non trascurabile del piano di sviluppo delle principali utility.

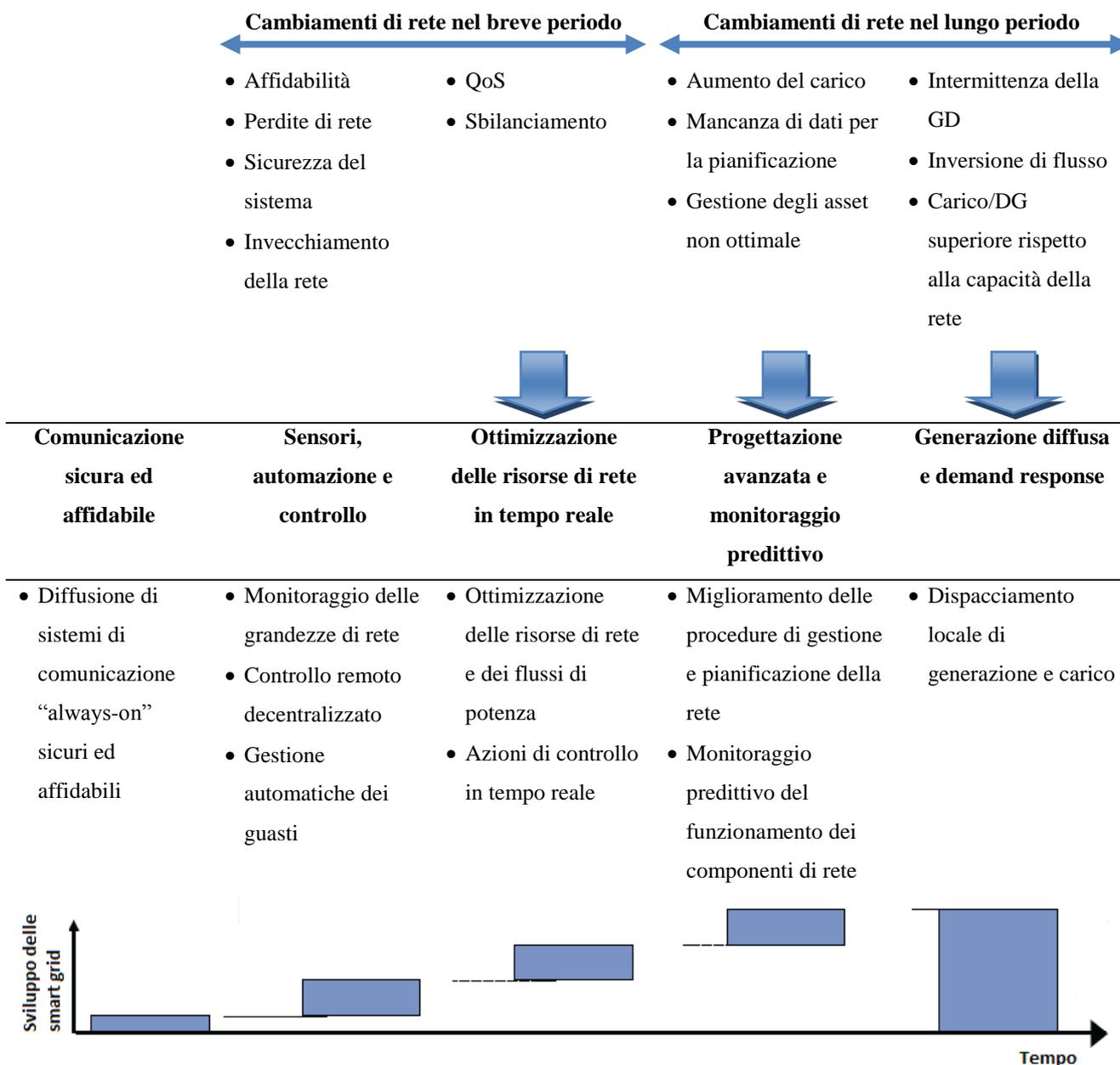


Figura 64. Livelli di sviluppo delle smart grid.

6.1 Investimenti e previsioni per il mercato globale

Gli investimenti in progetti di innovazione tecnologica sono fortemente influenzati dal quadro regolamentare, dallo stato della rete e dalla struttura della produzione e del consumo di energia elettrica. Questi parametri giocano, infatti, un ruolo importante nella determinazione delle scelte di investimento; per esempio paesi con un elevato livello di penetrazione della GD saranno più portati ad investire in programmi e progetti per l’aumento della hosting capacity, paesi con una elevata regolazione della qualità del servizio investiranno maggiormente nello sviluppo di tecnologie per l’automazione avanzata di rete e paesi con una quantità di domanda flessibile saranno più portati ad investire in progetti di adeguamento della domanda e di demand response.

Gli investimenti in ricerca e sviluppo nel settore smart grid sono, come già detto, in continuo aumento. Il trend di forte crescita non è solamente a livello italiano ma anche a livello internazionale, mostrando come il mercato delle Smart Grid sia globalmente molto attivo; ciò è testimoniato anche dai numerosi rapporti e studi di mercato pubblicati ogni anno.

Per quanto riguarda l'Europa, il rapporto del JRC Institute for Energy and Transport ha catalogato gli investimenti avvenuti fino al 2012 sulla base dell'area geografica e della categoria di progetto [49]; i risultati mostrano circa 281 progetti smart grid e circa 90 progetti di smart metering . Per quanto riguarda l'Italia, si contano 40 progetti di cui 21 di ricerca e sviluppo e 19 dimostrativi, suddivisi nei seguenti campi:

- integrazione della GD 66,51 M€;
- smart network management 65,3 M€;
- smart customers e smart home 4,78 M€;
- aggregation (demand response, VPP) 6,84 M€;
- electric vehicles e vehicle2grid applications 29,62 M€;
- integrazione delle FER 10,38 M€;
- smart metering avanzati 4,46 M€;
- altri.1,14 M€.

La stessa catalogazione è stata effettuata da Eurelectric [50]; i risultati relativi all'Italia contano circa 23 progetti per un budget totale pari a circa 158.5 M€, il 78.26% su reti reali (83.28% del complessivo budget), il 21.74% di ricerca e sviluppo (16.72% del complessivo budget). Le categorie di progetto sono:

- smart grid : 60.87%;
- integrazione della GD: 8.70%;
- demand response: 8.70%;
- smart customer e smart home: 8.70%;
- veicoli elettrici e infrastrutture di ricarica smart: 8.70%;
- altri: 4.35%.

Se, invece, si concentra l'attenzione sugli investimenti futuri che saranno effettuati da qui al 2020, secondo le stime effettuate dal Pike Research [51], gli investimenti in progetti smart passeranno dai circa 16 miliardi di dollari a livello globale del 2010 a circa 200 miliardi di dollari, di cui 80 in Europa (Figura 65), principalmente nel settore trasmissione, smart meters, distribution and substation automation (Figura 66).

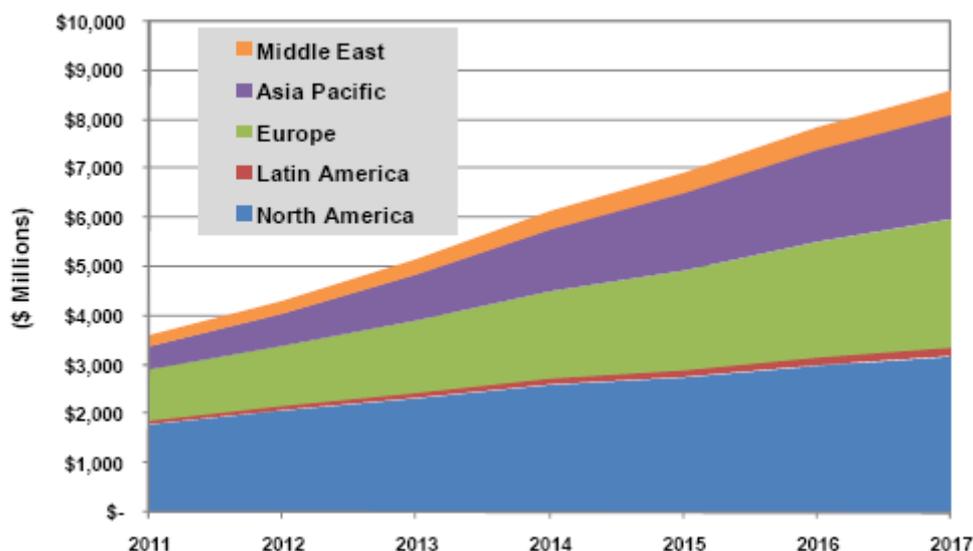


Figura 65. Investimenti in progetti smart a livello globale [Fonte: Pike Research].

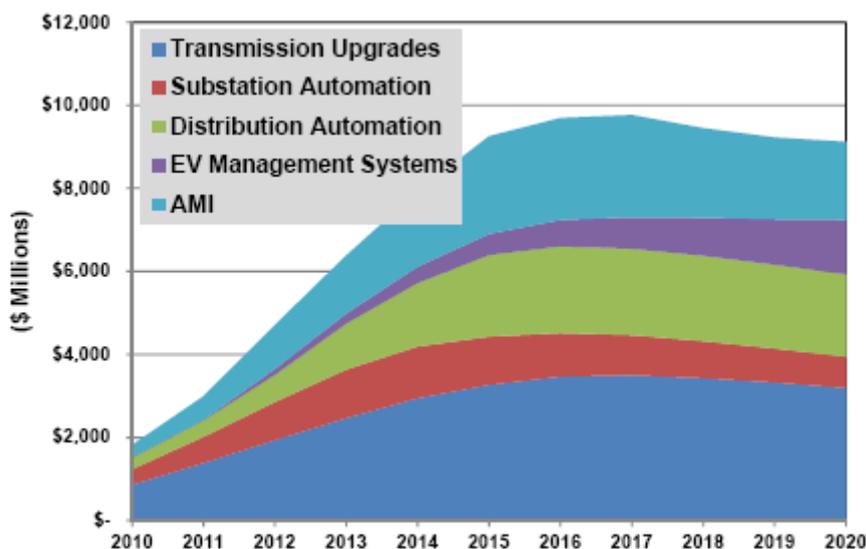


Figura 66. Investimenti in progetti smart in Europa suddivisi per ambiti di applicazione [Fonte: Pike Research].

Altre stime mondiali, effettuate dall’Innovation Observatory [52], identificano investimenti di 378 miliardi di dollari fino al 2030, di cui l’80% in dieci paesi di cui principalmente Stati Uniti e Cina (che prevede investimenti per 99 miliardi di dollari al 2030).

Altre stime a livello Italia sono state, invece, effettuate dall’Energy & Strategy Group che in [53] stima un potenziale tra i 15 e i 60 M€, complessivo della rete di trasmissione e distribuzione, dei clienti finali attivi e passivi e considerando anche progetti innovativi, quali sistemi di accumulo e auto elettrica.

I risultati dei diversi studi differiscono in base alla metodologia utilizzata, ragione per cui non sono confrontabili con precisione. Nonostante ciò, offrono un ordine di grandezza significativo ed un chiaro trend di crescita utile per inquadrare la situazione globale, che prevede, quindi, un potenziale di investimento molto grande.

6.2 Potenziale di investimento in soluzioni smart

Il potenziale di investimento a livello mondiale ed europeo può ora essere riferito in modo più specifico all'Italia, basandosi sulle ipotesi fatte nei precedenti capitoli. In aggiunta alle ipotesi già discusse (paragrafo 2.3), è necessario elaborarne delle altre. Infatti, da un punto di vista reale e di mercato, l'implementazione delle smart grid dovrà confrontarsi con altre considerazioni e tendenze che vanno ben oltre gli aspetti puramente tecnologici, quali per esempio il trend di crescita economica e dei consumi in Italia, la volontà di intervenire e le nuove esigenze dei soggetti investitori, nonché le decisioni strategiche di grandi player del settore energetico italiano. Per tenere in considerazione la forte variabilità di tutti questi fattori, è necessario definire diversi scenari di sviluppo rispetto ai quali è poi possibile stimare il potenziale operativo di diffusione delle diverse soluzioni e la forchetta di investimenti generati dall'adozione delle soluzioni medesime.

6.2.1 Scenari di sviluppo

I principali fattori che influenzano gli investimenti in rete, soprattutto quelli riferiti alle smart grid, sono relativi alla penetrazione della GD sulle reti di distribuzione, che richiede lo sviluppo di nuove e più evolute modalità di gestione della rete, e alla adozione di provvedimenti normativi che garantiscano la sostenibilità dell'investimento stesso. Seguendo questa direzione, si possono individuare quattro diverse situazioni, due per ognuna dei due ambiti considerati, come di seguito elencato.

- R_{min} – il quadro normativo regolatorio non è progettato per favorire il passaggio verso le smart grid e/o può presentare anche potenziali barriere allo sviluppo di tecnologie smart e della GD.
- R_{max} – il quadro normativo regolatorio è sviluppato in modo da garantire il massimo sostegno allo sviluppo delle smart grid e della GD introducendo per esempio provvedimenti che creano i giusti incentivi in tutti i differenti settori industriali interessati, che distribuiscono i rischi in modo ottimale tra i diversi soggetti e incoraggiano lo sviluppo di soluzioni standard al minor costo per il consumatore.
- GD_{min} – la GD è poco sviluppata e poco presente sulla rete di distribuzione.
- GD_{max} – la GD è fortemente sviluppata e presente sulla rete di distribuzione⁹².

⁹² Lo scenario GD_{max} è ben più realistico dello scenario GD_{min} non solo rispetto alle stime di crescita della GD (secondo il GSE, la potenza è cresciuta del 36,5% e le rinnovabili soddisfano il 24% del fabbisogno interno lordo di elettricità) ma anche rispetto al fronte grid parity dovuto soprattutto al calo dei costi di investimento (oltre -40% nel caso dei moduli PV classici solo nel 2011).

A questo punto è, quindi, possibile comporre una matrice contenente quattro diversi scenari di sviluppo relativi alle smart grid (Figura 67):

- Scenario S1 – caratterizzato da una bassa penetrazione della GD e da un quadro normativo e regolatorio che pone barriere o non crea condizioni favorevoli allo sviluppo di tecnologie innovative;
- Scenario S2 – caratterizzato da una elevata penetrazione della GD ma da un quadro normativo e regolatorio che pone barriere o non crea condizioni favorevoli allo sviluppo di tecnologie innovative;
- Scenario S3 – caratterizzato da una bassa penetrazione della GD ma da un quadro normativo e regolatorio che garantisce il massimo sostegno allo sviluppo delle smart grid;
- Scenario S4 – caratterizzato da una elevata penetrazione della GD e da un quadro normativo e regolatorio che garantisce il massimo sostegno allo sviluppo delle smart grid;

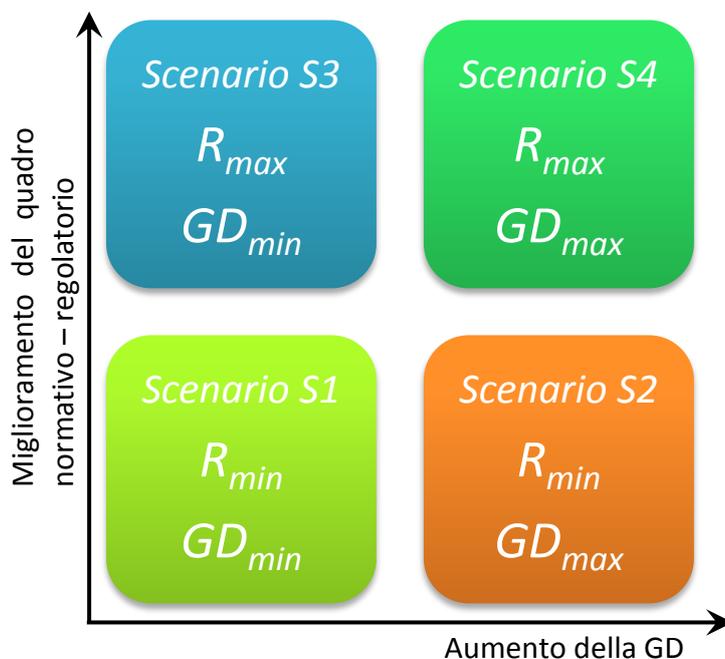


Figura 67. Scenari di sviluppo delle smart grid.

Lo sviluppo della rete di distribuzione può quindi essere condizionato dallo scenario a cui si fa riferimento. Mentre è facile e intuitivo immaginare che lo scenario S1 ostacola lo sviluppo delle smart grid e lo scenario S4 ne favorisce, nel modo più incisivo possibile (ad esempio sviluppando tecnologie standard e al minor costo), la diffusione e lo sviluppo, i rimanenti scenari, per quanto molto diversi tra loro, potrebbero portare ad uno stesso risultato o potrebbero confluire in uno dei due precedenti. Infatti nello scenario S2 caratterizzato da una elevata presenza di GD ma da un quadro regolatorio non avanzato, le utility potrebbero effettuare in modo volontario investimenti in rete, che porterebbero, in tempi più lunghi, allo sviluppo di tecnologie smart su tutto il territorio, per

evitare che le grandi quantità di GD presenti possano compromettere il corretto e sicuro funzionamento del sistema. Sebbene questo scenario potrebbe inizialmente consentire lo sviluppo di tecnologie innovative, questo sviluppo non monitorato e non guidato dal regolatore potrebbe non rappresentare la soluzione migliore per l'intero sistema portando alla diffusione di tecnologie di tipo non standardizzato e con prezzi non competitivi tali da non garantire la necessaria libertà di mercato. Questo scenario però è sicuramente molto vicino allo scenario S4; sono infatti presenti tutte le condizioni necessarie per lo sviluppo delle smart grid (elevata presenza di GD) e quindi è sufficiente il solo intervento delle autorità di regolazione (come ad esempio è successo in Italia con lo smart metering). Viceversa, nello scenario S3 le regole per lo sviluppo competitivo delle smart grid sono già state definite, ma la quantità di GD non è sufficiente a garantirne una effettiva applicazione. In questo caso, sebbene le utility siano incoraggiate a sviluppare tecnologie innovative in modo competitivo, non vi sono possibili ambiti di applicazione sul territorio; lo scenario può evolversi al S4 nel caso in cui la GD aumenti oppure al S1, infatti, nel caso in cui non si registri una crescita significativa della GD, gli incentivi agli investimenti smart potrebbero essere indirizzati ad ambiti diversi.

Particolarizzando l'attenzione sul caso Italia, dato che la quantità di GD ha ormai raggiunto livelli elevati (che potenzialmente aumenteranno ancora una volta raggiunta la grid parity), a scopo di semplificazione, si ritiene di non sviluppare gli scenari S1 e S3. A seconda dei diversi componenti analizzati, si potrà ricadere con maggiore possibilità nello scenario S2 o nello scenario S4. Nel seguito, in coerenza con quanto discusso nel paragrafo 5.3, sarà valutato il potenziale di sviluppo relativo alle classi di componenti innovativi "componenti elettromeccanici", "protezioni & sensori", "sistemi di gestione e controllo", "ICT" da installare nei Centri Operativi, nelle CP, nelle CS, e presso gli impianti degli utenti attivi. Non saranno invece esaminate le apparecchiature relative alle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici, ai sistemi per lo sviluppo della demand response, ai sistemi di accumulo e alle smart city per le quali le possibili traiettorie di evoluzione (legate al quadro normativo regolatorio, ma non solo) sono ancora incerte e/o in corso di definizione.

In aggiunta alla definizione di possibili scenari di sviluppo, per determinare il valore monetario del mercato potenziale delle soluzioni smart in Italia è necessario individuare i costi di ciascuna tecnologia. I costi per ciascun elemento di rete sono esposti con un possibile range che considera le incertezze relative alla parte di innovazione, sperimentazione, e sviluppo di nuovi componenti. Non è infatti possibile determinare per ciascun prodotto un valore unico e definito proprio perché alcuni componenti non sono ancora presenti sul mercato, altri, invece, devono essere personalizzati rispetto alle diverse esigenze; la maggior parte delle soluzioni, non essendo standardizzata, richiede una forte personalizzazione rispetto alle esigenze del cliente e quindi comporta una forte incertezza

sia sui tempi sia sui costi di fornitura. Questi costi sono, inoltre, riferiti ad una situazione standard: soluzioni più complesse possono comportare costi più elevati rispetto a quelli medi qui stimati. Infine, i costi sono stati determinati sulla base di alcune interviste ai principali stakeholders del settore e sono riportati a livello medio senza considerare il possibile effetto scala che, in corrispondenza di elevati volumi, ne potrebbe ridurre l'ammontare.

Il potenziale di crescita è espresso con riferimento sia ai nuovi investimenti che si realizzeranno da qui al 2020, sia all'adeguamento e al potenziamento delle infrastrutture già esistenti.

6.2.2 Rete di distribuzione: apparecchiature nel centro operativo

Per quanto riguarda le apparecchiature innovative da installare nei centri operativi, il potenziale di investimento varia a seconda dei componenti analizzati, come di seguito elencato.

- Scada, DMS (e ICT). Questi componenti non presentano barriere tecnologiche all'adozione, in quanto la loro integrazione (sia HW, sia SW) non rappresenta un'attività critica per gli operatori che offrono queste soluzioni già utilizzabili per il controllo delle reti attive. Ciò significa che lo scenario di sviluppo per questo tipo di componente è lo scenario S2, nel quale, anche in assenza di specifici provvedimenti di regolazione, l'installazione e la diffusione sulla rete di distribuzione procede comunque.

In particolare, si può affermare che ad oggi i sistemi SCADA e DMS sono già in esercizio in circa il 40% dei centri operativi ed è possibile prevedere che entro il 2020 questi componenti saranno in esercizio in circa l'80% dei centri operativi.

Nello scenario S4, invece, nel caso in cui la disciplina relativa al dispacciamento dovesse evolvere verso un dispacciamento locale a cura del DSO, al 2020 la percentuale di centri operativi interessati dall'installazione di questo tipo di tecnologie potrebbe essere pari al 100%.

- Applicazioni Web Based (e ICT). Rispetto a questi componenti potrebbero configurarsi due diversi scenari, lo scenario S2 e lo scenario S4. È importante sottolineare che, sebbene queste tecnologie siano in parte già ad oggi disponibili⁹³, per funzionare correttamente, richiedono la presenza di altre soluzioni smart come, ad esempio, nuovi SCADA e DMS, oltre alle apparecchiature di controllo degli elementi periferici della rete (cabine primarie, cabine secondarie e generazione diffusa).

Nello scenario S2, in assenza di una regolazione incentivante ma ipotizzando la diffusione delle altre soluzioni abilitanti, l'interesse di ciascun DSO a dotarsi di tale soluzione può

⁹³ I principali operatori di mercato che offrono sistemi di controllo e automazione stanno ampliando le proprie competenze con l'obiettivo di configurare un'offerta completa anche per questi sistemi.

essere misurato in funzione della complessità di previsione dei carichi e della complessità di gestione della GD. Per semplicità si può ipotizzare che in questo scenario, lo sviluppo di tali tecnologie avverrà solo in corrispondenza di quei centri operativi che sottendono CP in cui si verifica una inversione del flusso per un numero sostanziale di ore all'anno ($\geq 1\%$) che ad oggi è pari a circa il 20% che si può ipotizzare aumenti fino al 30% nel 2020.

Nello scenario S4, invece, nel caso in cui la disciplina relativa al dispacciamento dovesse evolvere verso un dispacciamento locale a cura del DSO, allora al 2020 la percentuale di centri operativi interessati dall'installazione di questo tipo di tecnologie potrebbe essere pari al 100%.

La stima del potenziale economico associato ai componenti da installare nei centri operativi risulta difficile in quanto queste soluzioni sono caratterizzate da un elevato livello di customizzazione; la complessità dei componenti e il loro costo variano a seconda delle esigenze dell'operatore definendo spesso soluzioni personalizzate. È quindi difficile una stima a priori dei relativi costi. Un valore largamente estimativo di questi costi dei componenti da installare nei centri operativi è riportata nella seguente tabella, con una percentuale di suddivisione tra le quattro categorie di componenti:

ELEMENTO DI RETE	COSTO Medio
CENTRO OPERATIVO	2 - 3 M€
Componenti elettromeccanici	0%
Protezioni e sensori	0%
Sistemi di gestione e controllo	85%
ICT	15%

Tabella 18. Costi dei componenti da installare nei centri operativi.

In particolare, si può ipotizzare che circa i due terzi di questo valore corrispondono alla prima tipologia di componenti (SCADA, DMS), mentre la restante parte si riferisce ad innovative applicazioni Web Based.

Utilizzando i costi medi riportati in Tabella 18, il potenziale legato a questa soluzione nei prossimi anni è di seguito riportato.

SCENARIO	POTENZIALE 2020	Minimo costo	Massimo costo
	S2	CO con SCADA e DMS – 80% CO con Applicazioni Web based – 30%	22,00 M€
SCENARIO	POTENZIALE 2020	Minimo costo	Massimo costo
	S4	CO con SCADA e DMS – 100% CO con Applicazioni Web based – 100%	44,00 M€

Tabella 19. Potenziale di sviluppo dei componenti da installare nei Centri Operativi.

6.2.3 Rete di distribuzione: apparecchiature di cabina primaria

Per quanto riguarda le apparecchiature innovative da installare in cabina primaria, il potenziale di investimento varia a seconda dei componenti analizzati e può essere suddivise tra nuove installazioni e potenziamento/aggiornamento delle installazioni già esistenti.

- Sistema di Controllo Centrale. Lo sviluppo di questo componente non è ad oggi regolato da specifici provvedimenti, ma la sua installazione rientra nei programmi di innovazione tecnologica degli apparati di telecontrollo delle CP adottati dai distributori con l'obiettivo di utilizzare nuove piattaforme digitali abbandonando quelle analogiche non più supportate dagli operatori di telecomunicazione; il loro utilizzo è ormai diventato indispensabile per garantire una corretta gestione della rete di distribuzione e di tutti i suoi elementi, sia in condizioni di funzionamento ordinario, sia in caso di guasto. Questo tipo di componente non presenta barriere tecnologiche all'adozione, in quanto la sua integrazione (sia HW, sia SW) non rappresenta un'attività critica per gli operatori che offrono questo tipo di soluzione, che già contiene tutte le specificazioni necessarie per il controllo delle reti attive. Ciò significa che lo scenario di sviluppo per questo tipo di componente è lo scenario S2, nel quale, anche in assenza di specifici provvedimenti di regolazione, l'installazione e la diffusione sulla rete di distribuzione procede comunque.

In particolare, si può affermare che ad oggi i sistemi di controllo centrale, relativamente alla gestione della rete passiva, sono già in esercizio praticamente in quasi il 100% delle CP, mentre in circa il 50% delle CP sono già installate apparecchiature per il controllo della rete attiva; è possibile prevedere che entro il 2020 questo componente sarà in esercizio in circa l'80% delle CP esistenti e sul 100% delle nuove CP.

- Sistema di previsione e di ottimizzazione delle risorse di rete. Ad oggi, sebbene l'Allegato A.70 prevede che le imprese di distribuzione forniscano al TSO i dati della GD in MT e BT,

aggregati per ciascuna CP, sia in fase predittiva, sia in tempo reale, non esiste ancora un provvedimento che definisca la pratica applicazione di tale principio⁹⁴. Anche per quanto riguarda il dispacciamento, sebbene siano stati introdotti in regolazione gli oneri di sbilanciamento anche per le FER non programmabili, la relativa disciplina non ha subito ancora modifiche; il TSO è il soggetto responsabile del dispacciamento che è, quindi, ancora effettuato su scala nazionale e non anche a livello locale nella responsabilità del DSO. L'aumento della GD e della conseguente complessità nella gestione della rete potrebbe comunque essere considerato dagli operatori come un fattore sufficiente per l'adozione di queste soluzioni (già in corso in alcuni progetti sperimentali).

Ciò significa che potrebbero configurarsi due diversi scenari, lo scenario S2 e lo scenario S4. È importante sottolineare che, sebbene questa tecnologia sia ad oggi disponibile⁹⁵, per funzionare correttamente, essa richiede la presenza di altre soluzioni smart come ad esempio il sistema centrale di controllo, il DMS o il sistema SCADA e delle apparecchiature di controllo degli elementi periferici della rete (cabine secondarie e generazione diffusa). Eventualmente, in una fase iniziale, queste funzioni potrebbero essere realizzate a livello centrale nei centri operativi; solo in una fase successiva, in presenza di elevate quantità di GD e di un numero elevato di segnali da scambiare in tempo reale, queste funzioni potrebbero essere diffuse a livello di CP.

Nello scenario S2, in assenza di una regolazione incentivante ma ipotizzando la diffusione delle altre soluzioni abilitanti, l'interesse di ciascun DSO a dotarsi di tale soluzione può essere misurato in funzione della complessità di previsione dei carichi e della complessità di gestione della GD. Per semplicità si può ipotizzare che, in questo scenario, lo sviluppo di tali tecnologie avverrà nel 100% delle nuove CP e in corrispondenza di quelle CP esistenti in cui si verifica una inversione del flusso per un numero sostanziale di ore all'anno ($\geq 1\%$) che ad oggi è pari a circa il 20% che si può ipotizzare aumenti fino al 30% nel 2020.

Nello scenario S4, invece, nel caso in cui la disciplina relativa al dispacciamento dovesse evolvere verso un dispacciamento locale a cura del DSO, allora al 2020 la percentuale di CP (nuove ed esistenti) interessate dall'installazione di questo tipo di tecnologia potrebbe essere pari al 100%.

⁹⁴ La Delibera 84/2012/R/eel prevede di definire con un successivo provvedimento le modalità transitorie di attuazione di quanto previsto al paragrafo 6 dell'Allegato A70, in attesa della piena operatività delle smart grid. A tal fine, Terna deve trasmettere all'Autorità le informazioni di cui necessita ai fini della gestione in sicurezza del sistema elettrico, evidenziando anche un ordine di priorità, oltre che una proposta di immediata applicazione compatibile con i dati disponibili nelle attuali modalità di gestione delle reti di distribuzione.

⁹⁵ I principali operatori di mercato che offrono sistemi di controllo e automazione stanno ampliando le proprie competenze con l'obiettivo di configurare un'offerta completa anche per questi sistemi.

- Sistema di protezione innovativo, sensori e ICT. Ad oggi non esiste una normativa che favorisca l'adozione da parte dei distributori di questa soluzione; il TIQE prevede infatti un meccanismo di premi e penalità per interruzioni lunghe e brevi, ma non ha ancora introdotto una regolazione per le interruzioni transitorie che sarebbe un driver fondamentale per lo sviluppo di un'automazione avanzata basata su sistemi di comunicazione "always on". Infatti, pure per quanto riguarda l'integrazione delle protezioni di linea con le protezioni della GD, questa può avvenire anche in logica locale (senza comunicazione) basandosi sulla funzione di protezione di sblocco voltmetrico, senza dover necessariamente implementare⁹⁶ funzioni innovative di telecambio basate sull'utilizzo di sistemi di comunicazione avanzati con protocollo IEC 61850. È quindi facoltà del distributore inserire l'installazione di questo componente nei programmi di innovazione tecnologica degli apparati di protezione delle CP. Questo tipo di componente non presenta barriere tecnologiche all'adozione, in quanto la sua integrazione non costituisce un'attività critica per gli operatori che offrono questo tipo di soluzione. Ciò significa che lo scenario di sviluppo per questo tipo di componente è lo scenario S2, nel quale, anche in assenza di specifici provvedimenti di regolazione, l'installazione e la diffusione sulla rete di distribuzione procede comunque.

In particolare, si può ipotizzare che il 100% delle nuove CP saranno dotate di sistemi di protezione innovativi, mentre le CP esistenti su cui saranno installati questi dispositivi coincideranno con le CP critiche che presentano inversione di flusso per un numero sostanziale di ore all'anno (oggi pari a circa il 20%, stimate al 30% nel 2020).

Nello scenario S4, invece, nel caso in cui la disciplina relativa al dispacciamento dovesse evolvere verso un dispacciamento locale a cura del DSO, allora al 2020 la percentuale di CP (nuove ed esistenti) interessate dall'installazione di questo tipo di tecnologia potrebbe essere pari al 100%.

- Apparecchiature di monitoraggio della qualità della tensione per le reti MT. La delibera ARG/elt 198/11 prevede la messa in esercizio delle apparecchiature di misura della qualità della tensione sulle reti MT sul 25% delle semisbarre MT di CP entro il 30 giugno 2013 e sul 100% delle semisbarre MT di CP entro il 31 dicembre 2014.

Ciò significa che, indipendentemente dallo scenario di sviluppo, le nuove CP realizzate da qui al 2020 saranno tutte dotate di sistemi di gestione, controllo, protezione e comunicazione avanzati; per quanto riguarda, invece, l'adeguamento delle nuove CP, nello scenario S2 la percentuale di sviluppo

⁹⁶ Almeno in caso di guasto. Diversa è la situazione, invece, per manovre intenzionali del DSO ad esempio per manutenzione, che richiedono necessariamente l'implementazione del telecambio.

delle tecnologie smart (relative alle sole categorie: protezioni e sensori, sistemi di gestione e controllo, ICT⁹⁷) sarà pari al 30%, mentre nello scenario S4 sarà pari al 100%

Una stima dei costi dei componenti da installare in cabina primaria è riportata nella seguente tabella, con una percentuale di suddivisione tra le quattro categorie di componenti; sono escluse le opere civili e le attività di installazione e messa in esercizio.

ELEMENTO DI RETE	COSTO Medio
CABINA PRIMARIA	1,5 - 3 M€
Componenti elettromeccanici	86,0%
Protezioni e sensori	7,0%
Sistemi di gestione e controllo	3,0%
ICT	4,0%

Tabella 20. Costi dei componenti da installare in cabina primaria.

Utilizzando i costi medi riportati in Tabella 20, il potenziale legato a queste soluzioni nei prossimi anni sulle nuove installazioni è di seguito riportato.

SCENARIO S2	POTENZIALE	Minimo costo	Massimo costo
	100 NUOVE CABINE PRIMARIE	150,00 M€	300,00 M€
200 NUOVE CABINE PRIMARIE	300,00 M€	600,00 M€	

Tabella 21. Potenziale di sviluppo dei componenti da installare nelle nuove CP.

SCENARIO S2	POTENZIALE	Minimo costo	Massimo costo
	30% CABINE PRIMARIE ESISTENTI	126,00 M€	252,00 M€
SCENARIO S4	POTENZIALE	Minimo costo	Massimo costo
	100% CABINE PRIMARIE ESISTENTI	420,00 M€	840,00 M€

Tabella 22. Potenziale di sviluppo dei componenti da installare nelle CP esistenti.

6.2.4 Rete di distribuzione: apparecchiature di cabina secondaria di distribuzione

Per quanto riguarda le apparecchiature in CS, il potenziale di investimento varia a seconda dei componenti analizzati, come di seguito elencato.

⁹⁷ I componenti elettromeccanici già presenti saranno sostituiti solo al termine della vita utile.

- RTU, trasformatore MT/BT, Scomparto MT con Interruttore, Sistemi di Protezione innovativi, Sensori di corrente e tensione, ICT. Dall'anno 2000 l'AEEG ha definito standard di continuità del servizio per ridurre le interruzioni subite dagli utenti tramite l'introduzione di "livelli obiettivo" che rappresentano i livelli di continuità del servizio che ciascun distributore è tenuto a raggiungere nei diversi ambiti territoriali. Gli obiettivi di miglioramento si riferiscono alla durata delle interruzioni ed al numero delle interruzioni lunghe e brevi, sia media cumulata per i clienti BT, sia individuale per i singoli clienti MT. I livelli obiettivo sono pari a 25, 40 e 60 minuti e 1, 2 e 4 interruzioni/cliente rispettivamente per la durata e per il numero di interruzioni, rispettivamente per alta, media e bassa concentrazione e sono da raggiungere entro il 2015 per la durata e entro il 2019 per il numero. Nel corso degli anni, come già descritto in precedenza, sono state intraprese alcune misure volte al miglioramento dell'automazione di rete che hanno effettivamente portato le interruzioni a diminuire sensibilmente nel tempo (sia in durata, sia in numero) soprattutto con riferimento a specifiche zone del paese; i valori complessivi però mostrano che i valori registrati al 2010 sono ben al di sopra dei livelli obiettivo che entreranno in vigore dal 2016 e dal 2020 e che quindi sono necessari ulteriori investimenti.

Ambito	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Numero medio annuo di interruzioni per cliente BT							
Alta Concentrazione	3,83	4,1	3,98	4	3,09	3,06	2,72
Media Concentrazione	7,73	7,99	6,87	6,83	5,42	5,58	4,59
Bassa Concentrazione	12,64	12,79	10,06	9,24	7,91	7,5	6,2
Durata annua di interruzione per cliente BT							
Alta Concentrazione	32,56	36,76	33,96	35,91	36,3	34,66	34,47
Media Concentrazione	56,12	59,51	50,58	48,14	47,76	46,94	44,24
Bassa Concentrazione	97,19	93,49	67,77	61,25	70,29	61,37	55,72

Tabella 23. Evoluzione del numero e della durata delle interruzioni per ambito di concentrazione dal 2004 al 2010.

Per migliorare questi valori e portarli al di sotto dei livelli obiettivo, è necessario sviluppare sistemi di automazione avanzati basati su funzioni di protezione di selettività logica lungo linea. Per realizzare queste funzioni è necessario installare scomparti MT dotati di interruttore, sensori di corrente e tensione e sistemi di protezione innovativi e RTU per implementare le logiche di automazione; tutte queste soluzioni sono ad oggi disponibili o in fase di realizzazione. Anche per quanto riguarda la parte elettromeccanica, come già illustrato nel paragrafo 4, il TIT prevede una maggiorazione del tasso di remunerazione del

capitale pari al 2% per 8 anni per investimenti di sostituzione dei trasformatori esistenti nelle cabine di trasformazione MT/BT con nuovi trasformatori a basse perdite e l'installazione di nuovi trasformatori a basse perdite in cabine di trasformazione MT/BT esistenti o di nuova realizzazione; questo tipo di intervento potrebbe, quindi, essere di interesse nella progettazione e nello sviluppo delle nuove cabine MT/BT.

In aggiunta, con lo sviluppo della GD sulle reti di distribuzione, le cabine secondarie dovranno essere dotate di tecnologie per il controllo e la regolazione dei generatori e di sistemi per la gestione della rete BT e di tutti gli elementi ad essa sottesi.

Lo scenario di sviluppo per i componenti di CS, soprattutto con riferimento al controllo della GD, ma anche all'implementazione di soluzioni di automazione avanzate⁹⁸, è lo scenario S2 nel quale, anche in assenza di specifici provvedimenti di regolazione⁹⁹, l'installazione e la diffusione sulla rete di distribuzione procede comunque. In generale, per ottenere il massimo risultato sarebbe necessario implementare queste tecnologie smart in tutte le CS; nella realtà però l'analisi costi/benefici mostra che una quota ottimale di CS da telecontrollare (in funzione di un'analisi costi benefici) è pari ad 1/4 delle CS totali (numero che può variare leggermente per le zone che hanno indicatori peggiori¹⁰⁰ o per le zone con elevate quantità di GD). La percentuale di CS (nuove ed esistenti¹⁰¹) su cui installare componenti innovativi (telecontrollo smart della rete, sostituendo gli IMS con interruttori e inserendo sistemi di protezione e sensori per la misura dei principali parametri elettrici) è pari, quindi, al 25%.

Nello scenario S4, invece, nel caso in cui la disciplina relativa al dispacciamento e quella relativa alla QoS dovessero evolvere, allora al 2020 la percentuale di CS innovative sarebbe pari al 33% circa (1/3 cioè di tutte le CS nuove ed esistenti).

Una stima dei costi dei componenti da installare nelle nuove cabine secondarie è riportata nella seguente tabella, con una percentuale di suddivisione tra le quattro categorie di componenti (sono escluse le opere civili e le attività di installazione e messa in esercizio):

ELEMENTO DI RETE	COSTO Medio
CABINA SECONDARIA	25 - 50 k€
Componenti elettromeccanici	55%
Protezioni e sensori	12%
Sistemi di gestione e controllo	10%

⁹⁸ In quanto gli indicatori medi sono molto vicini al livello obiettivo.

⁹⁹ O di provvedimenti che definiscono requisiti più stringenti per la QoS.

¹⁰⁰ In funzione anche dell'extra-bonus riconosciuto per i miglioramenti ottenuti negli ambiti peggio serviti.

¹⁰¹ Sulle esistenti è da escludere una parte del costo relativo al trasformatore MT/BT già presente.

Sistemi di gestione e controllo utenti attivi	10%
ICT	13%

Tabella 24. Costi dei componenti da installare nelle cabine secondarie.

Utilizzando i costi medi riportati in Tabella 24, il potenziale legato a questa soluzione nei prossimi anni è di seguito riportato.

SCENARIO	POTENZIALE	Minimo costo	Massimo costo
	S2	25% NUOVE CABINE SECONDARIE (25000 CS)	156,25 M€
25% NUOVE CABINE SECONDARIE (50000 CS)		312,50 M€	625,00 M€
SCENARIO	POTENZIALE	Minimo costo	Massimo costo
	S4	33% NUOVE CABINE SECONDARIE (2500 CS)	208,33 M€
33% NUOVE CABINE SECONDARIE (50000 CS)		416,67 M€	833,33 M€

Tabella 25. Potenziale di sviluppo dei componenti da installare nelle nuove CS.

SCENARIO	POTENZIALE	Minimo costo	Massimo costo
	S2	25% CABINE SECONDARIE ESISTENTI	2.265,62 M€
SCENARIO	POTENZIALE	Minimo costo	Massimo costo
	S4	33% CABINE SECONDARIE ESISTENTI	3.020,83 M€

Tabella 26. Potenziale di sviluppo dei componenti da installare nelle CS esistenti.

6.2.5 Generazione diffusa: apparecchiature da installare presso gli impianti degli utenti attivi

Per quanto riguarda le apparecchiature da installare presso gli impianti degli utenti attivi, il potenziale di investimento varia a seconda dei componenti analizzati, come di seguito elencato.

- Sistema di Controllo Generatore, ICT. Con l'Allegato A.70, la delibera 84/2012/R/eel e l'aggiornamento della Norma CEI 0-21 e CEI 0-16 si è di fatto posto l'obbligo ai generatori connessi sulle reti di distribuzione MT e BT di fornire alcuni servizi di rete necessari per garantire il sostegno al complessivo sistema elettrico; inoltre sono immaginabili eventuali funzioni di previsione della produzione per la riduzione degli sbilanciamenti come definiti

dalla delibera 281/2012/R/efr; questi servizi sono, ad oggi, forniti solo a livello locale e quindi realizzati attraverso le logiche di controllo implementate nelle macchine stesse (ad esempio, nell'inverter per gli impianti FV). Nell'ipotesi di realizzare logiche di gestione centralizzate, è necessario prevedere un sistema di controllo e un sistema di comunicazione capace di trasferire segnali istante per istante tra il DSO e l'utente attivo al fine di impostare i set point di potenza attiva e reattiva.

Lo sviluppo di questi componenti non è ad oggi previsto dalla normativa vigente; lo scenario di riferimento è lo scenario S2 nel quale, anche in assenza di specifici provvedimenti di regolazione¹⁰², l'installazione e la diffusione sulla rete di distribuzione procede comunque sotto la spinta del DSO e dello sviluppo di progetti innovativi¹⁰³. In particolare, questi componenti potrebbero essere installati su tutti gli impianti di utenti attivi (nuovi ed esistenti) con taglia superiore a 1÷3 MW.

Nello scenario S4, invece, nel caso in cui la disciplina relativa al dispacciamento dovesse evolvere verso un coinvolgimento delle FER, allora al 2020 questi componenti potrebbero essere installati su tutti gli impianti di utenti attivi (nuovi ed esistenti) con taglia superiore a 20 kW.

- Componenti elettromeccanici e protezioni. Con l'Allegato A.70, la delibera 84/2012/R/eel e l'aggiornamento della Norma CEI 0-21 e CEI 0-16 si è di fatto posto l'obbligo ai generatori connessi sulle reti di distribuzione MT e BT di installare SPI che garantiscano la connessione al sistema all'interno di campi di funzionamento con soglie di frequenza e tensione più ampie, oltre ovviamente all'obbligo già in vigore di installare SPG e i componenti elettromeccanici necessari al corretto funzionamento dell'impianto. In questo caso ci troviamo nello scenario S4 secondo cui i produttori devono prevedere l'adozione di tali soluzioni. Queste tecnologie sono attualmente disponibili e sono adeguate a rispondere ai requisiti prestazionali indicati dalle norme tecniche. Utilizzando le stesse ipotesi di crescita della GD riportate in precedenza, è possibile assumere di installare questi componenti sul 100% dei nuovi impianti di GD (sull'esistente questa installazione è assumibile pari a zero, in quanto il processo di retrofit è in gran parte già stato compiuto).

Una stima dei costi dei componenti da installare negli impianti di GD è riportata nella seguente tabella per un impianto tipo MT e BT, con una percentuale di suddivisione tra le quattro categorie di

¹⁰² O di provvedimenti che definiscono requisiti più stringenti per la QoS.

¹⁰³ L'installazione di questi componenti ad oggi rappresenterebbe, infatti, per l'utente attivo un extra-costi di investimento che non ha contropartite sui flussi di ritorno dell'investimento stesso; il produttore sarebbe di fatto tenuto a installarlo senza ricevere, in questo scenario, alcun incentivo.

componenti; sono esclusi i costi relativi all'impianto di produzione (ad esempio, per un impianto fotovoltaico sono esclusi i costi dei pannelli, degli inverter, etc.), le opere civili e le attività di installazione e messa in esercizio.

ELEMENTO DI RETE	COSTO medio Impianto BT	COSTO medio Impianto MT
GENERAZIONE DIFFUSA	5 – 7 k€	25 –40 k€
Componenti elettromeccanici	40%	68%
Protezioni e sensori	30%	16%
Sistemi di gestione e controllo	20%	12%
ICT	10%	4%

Tabella 27. Costi dei componenti da installare negli impianti di GD.

Utilizzando i costi medi riportati in Tabella 27, il potenziale legato a questa soluzione nei prossimi anni è di seguito riportato.

SCENARIO	POTENZIALE	Minimo costo	Massimo costo
	S2	% NUOVI IMPIANTI GD (100.000)	474,60 M€
	% NUOVI IMPIANTI GD (200.000)	949,20 M€	1.409,28 M€
SCENARIO	POTENZIALE	Minimo costo	Massimo costo
	S4	% NUOVI IMPIANTI GD (100.000)	504,50 M€
	% NUOVI IMPIANTI GD (200.000)	1.009,00 M€	1.495,60 M€

Tabella 28. Potenziale di sviluppo dei componenti da installare nei nuovi impianti di GD.

SCENARIO	POTENZIALE	Minimo costo	Massimo costo
	S2	% IMPIANTI GD ESISTENTI	23,00 M€
SCENARIO	POTENZIALE	Minimo costo	Massimo costo
	S4	% IMPIANTI GD ESISTENTI	172,50 M€

Tabella 29. Potenziale di sviluppo dei componenti da installare negli impianti GD esistenti.

6.3 Mappa riassuntiva del potenziale di sviluppo delle soluzioni smart in Italia al 2020

L'analisi svolta in questo capitolo mostra un potenziale di investimento in soluzioni per le smart grid in Italia da qui al 2020 che può essere riferito:

- ad uno dei due scenari (S2 e S4), nella configurazione di minimo e massimo sviluppo della rete;
- alle nuove installazioni o alle installazioni esistenti.

6.3.1 Investimenti smart sulle reti di distribuzione – Scenario S2

Per lo scenario S2 è possibile riportare i seguenti grafici che mostrano l'andamento degli investimenti nella situazione di minimo sviluppo della rete di distribuzione (ipotizzando per i componenti innovativi un massimo e minimo costo di investimento, Figura 66) e di massimo sviluppo rete (ipotizzando per i componenti innovativi un massimo e minimo costo di investimento, Figura 69). I valori minimi e massimi per lo scenario S2 e i valori medi sono riportati in Figura 70.

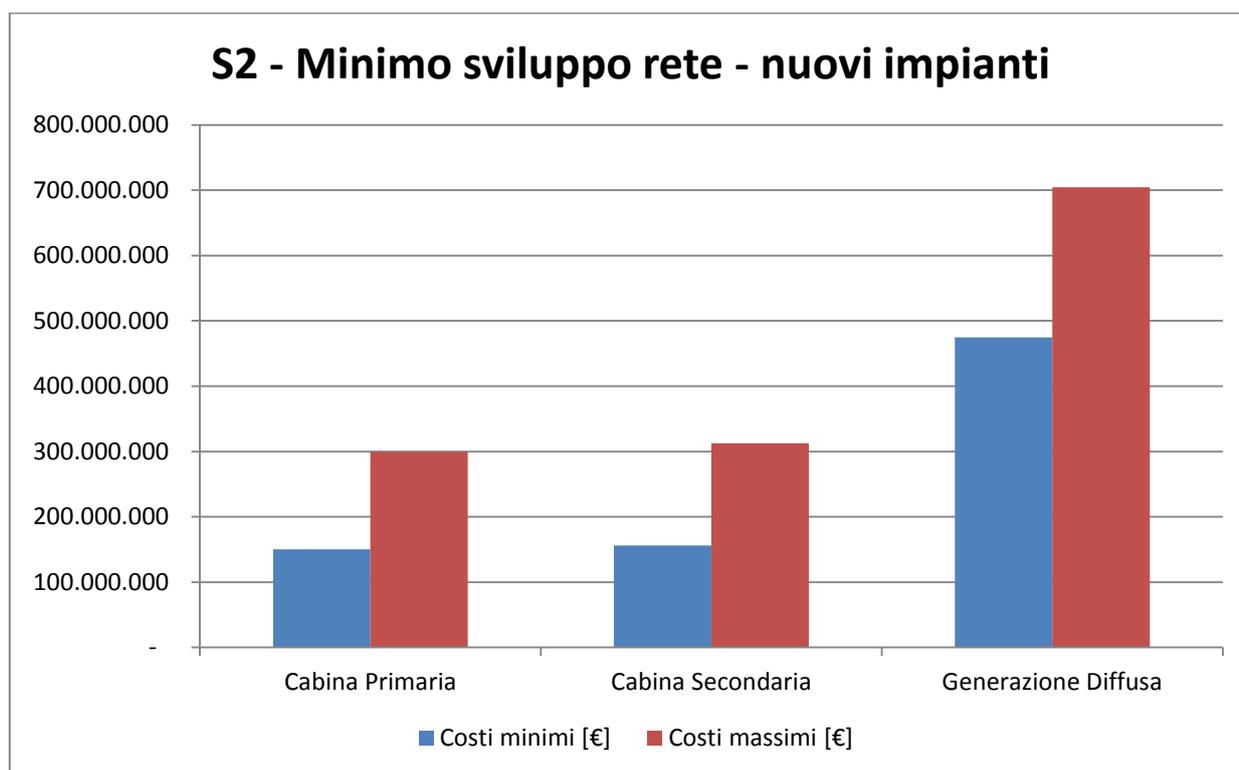


Figura 68. Scenario S2 – Minimo sviluppo rete per i nuovi impianti.

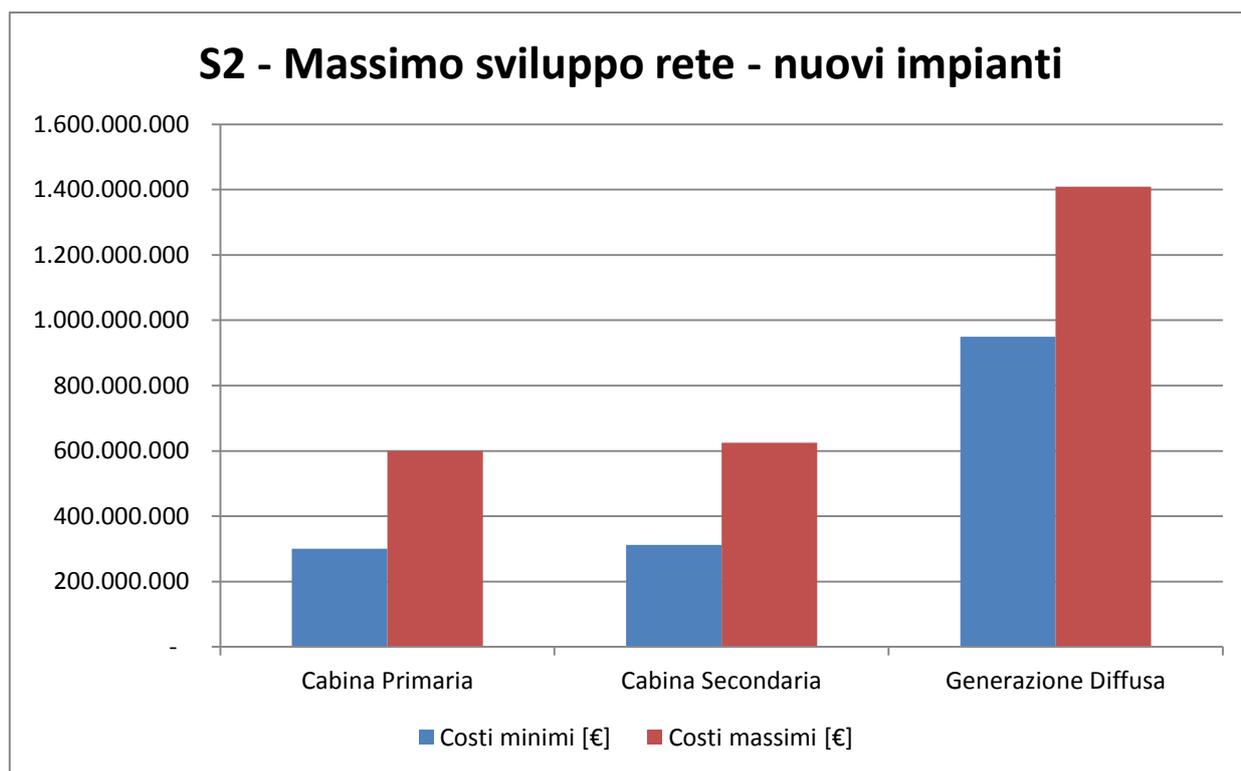


Figura 69. Scenario S2 – Massimo sviluppo rete per i nuovi impianti.

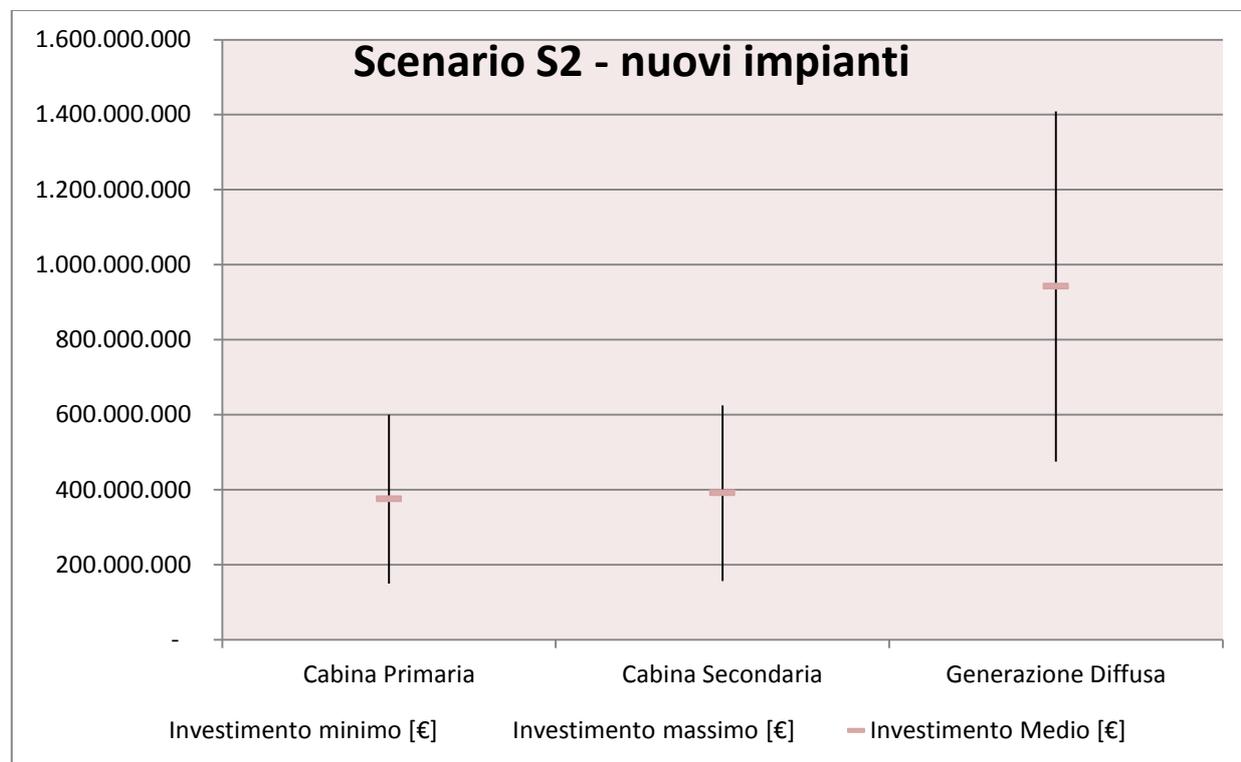


Figura 70. Scenario S2 – valori medi per i nuovi impianti.

Gli stessi grafici (effettuati in una sola condizione di sviluppo rete) possono essere riportati rispetto agli investimenti da svolgere sugli impianti esistenti.

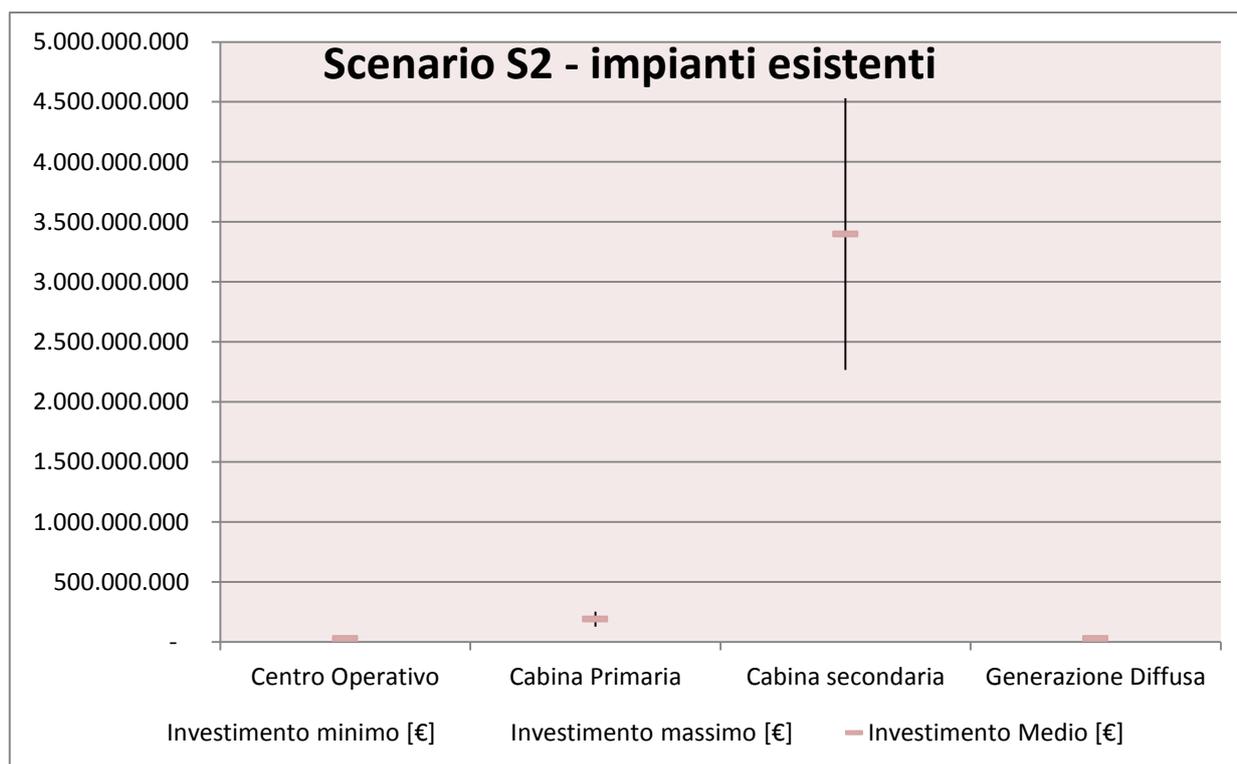


Figura 71. Scenario S2 – Investimenti minimi, massimi e medi per gli impianti esistenti.

Il totale degli investimenti nello scenario 2¹⁰⁴ considerando sia le nuove installazioni, sia quelle esistenti è riportato in Tabella 30.

SCENARIO S2 - TOTALE		
Componente di rete	POTENZIALE AL 2020	
	Investimento minimo [€]	Investimento massimo [€]
Centro Operativo	22.000.000	33.000.000
Cabina Primaria	276.000.000	852.000.000
Cabina Secondaria	2.421.875.000	5.156.250.000
Generazione Diffusa	497.600.000	1.442.480.000
TOTALE	3.217.475.000	7.483.730.000

Tabella 30. Totale degli investimenti nello Scenario S2.

6.3.2 Investimenti smart sulle reti di distribuzione – Scenario S4

Per lo scenario S4 è possibile riportare i seguenti grafici che mostrano l’andamento degli investimenti nella situazione di minimo sviluppo della rete di distribuzione (ipotizzando per i componenti innovativi un massimo e minimo costo di investimento, Figura 72) e di massimo sviluppo rete (ipotizzando per i componenti innovativi un massimo e minimo costo di investimento, Figura 73). I valori minimi e massimi per lo scenario S4 e i valori medi sono riportati in Figura 74.

¹⁰⁴ Utilizzando come condizione minima la situazione di minimo sviluppo rete e di minimo costo dei componenti e come massimo la situazione di massimo sviluppo rete e massimo costo dei componenti.

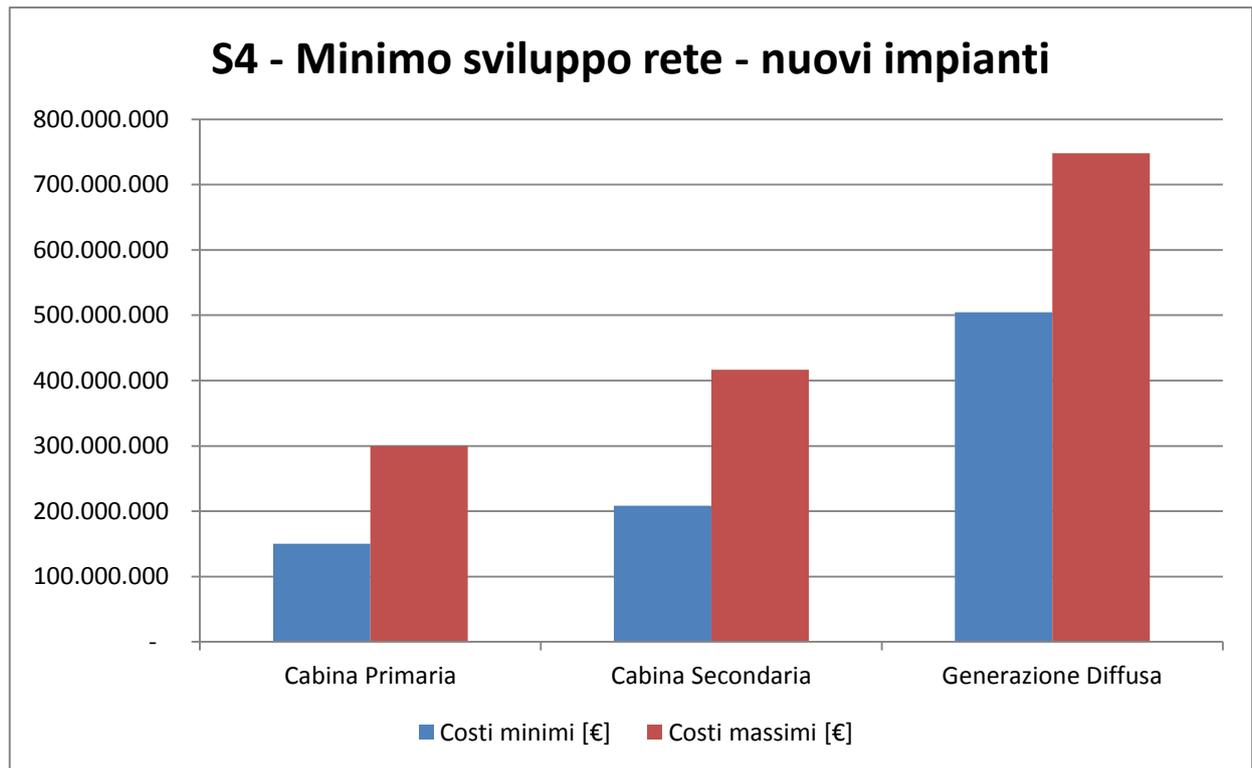


Figura 72. Scenario S4 – Minimo sviluppo rete per i nuovi impianti.

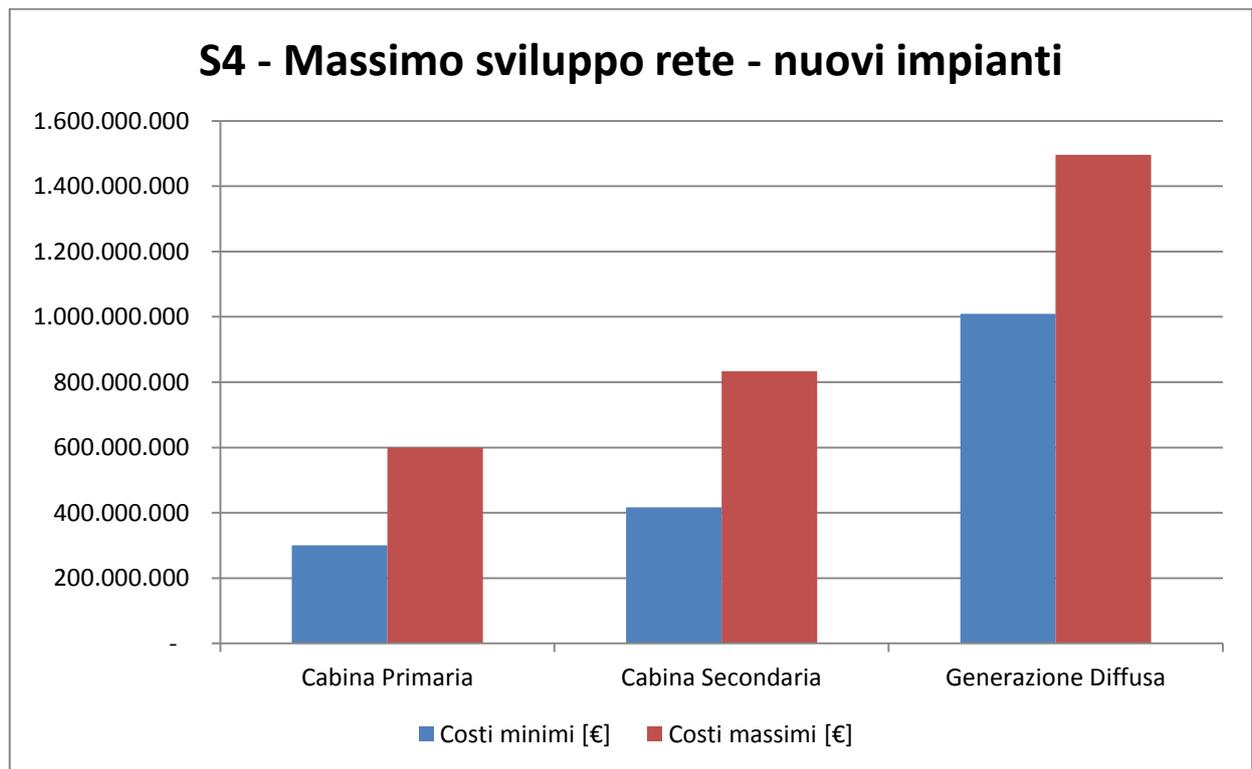


Figura 73. Scenario S4 – Massimo sviluppo rete per i nuovi impianti.

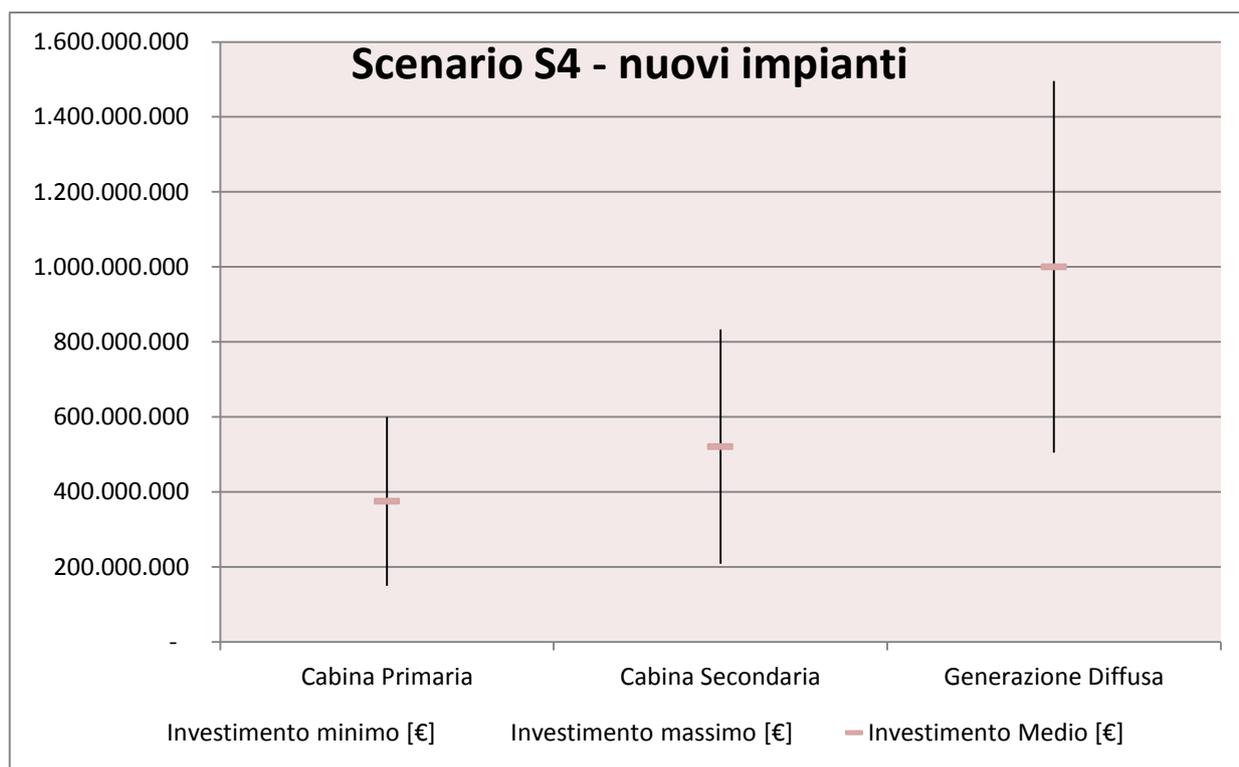


Figura 74. Scenari S4 – valori medi per i nuovi impianti.

Gli stessi grafici (effettuati in una sola condizione di sviluppo rete) possono essere riportati rispetto agli investimenti da svolgere sugli impianti esistenti.

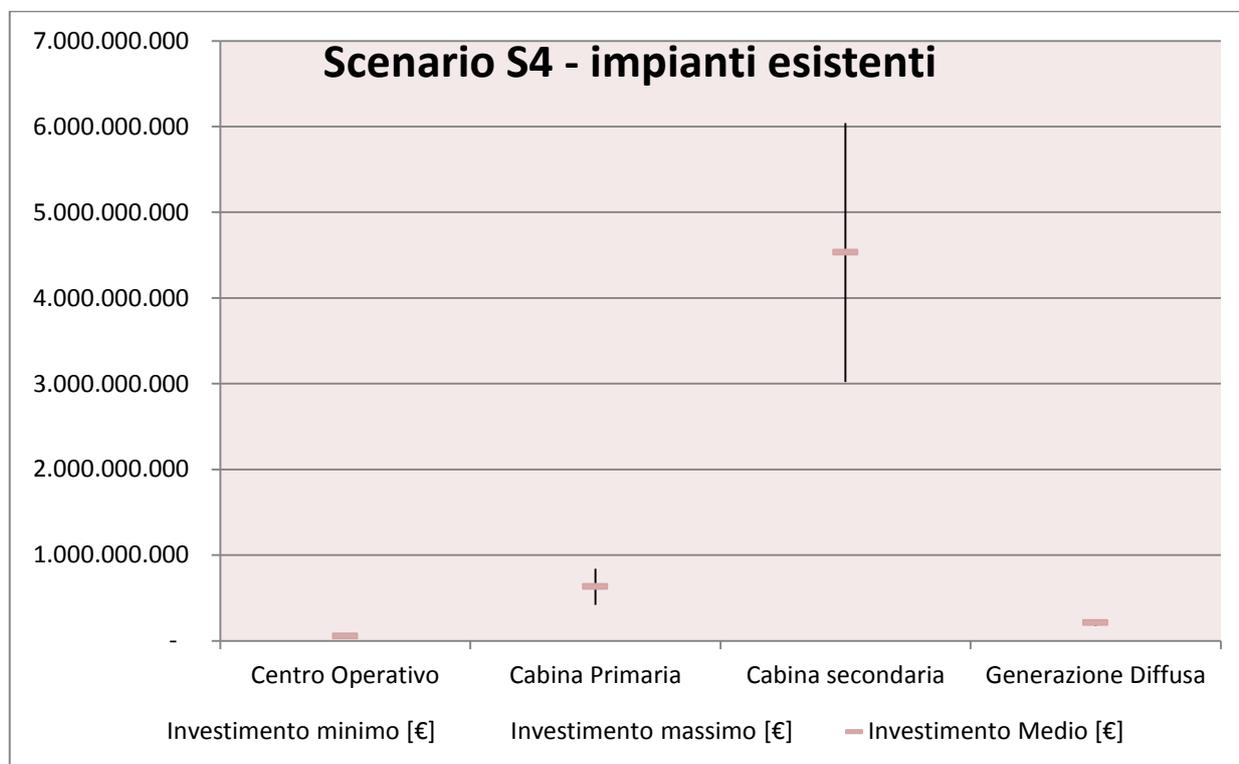


Figura 75. Scenari S4 – Investimenti minimi, massimi e medi per gli impianti esistenti.

Il totale degli investimenti nello scenario S4¹⁰⁵ considerando sia le nuove installazioni, sia quelle esistenti è riportato in Tabella 31.

SCENARIO S4 - TOTALE		
Componente di rete	POTENZIALE AL 2020	
	Investimento minimo [€]	Investimento massimo [€]
Centro Operativo	44.000.000	66.000.000
Cabina Primaria	570.000.000	1.440.000.000
Cabina Secondaria	3.229.166.667	6.875.000.000
Generazione Diffusa	677.000.000	1.744.600.000
TOTALE	4.520.166.667	10.125.600.000

Tabella 31. Totale degli investimenti nello Scenario S4.

¹⁰⁵ Utilizzando come condizione minima la situazione di minimo sviluppo rete e di minimo costo dei componenti e come massimo la situazione di massimo sviluppo rete e massimo costo dei componenti.

Riferimenti

- [49] JRC “Smart Grid projects in Europe: Lessons learned and current developments”.
http://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ses.jrc.ec.europa.eu/files/documents/ld-na-25815-en-n_final_online_version_april_15_smart_grid_projects_in_europe_-_lessons_learned_and_current_developments_-2012_update.pdf
- [50] Eurelectric “Smart Grids Portal”.
<https://portal.smartgridsprojects.eu/Pages/default.aspx>
- [51] Pike Research “Smart Grid Technologies. Transmission Upgrades, Substation Automation, Distribution Automation, Smart Grid Information Technology, and Smart Metering: Global Market Analysis and Forecasts”.
<http://www.navigantresearch.com/research/smart-grid-technologies>
- [52] Innovation Observatory “Smart Grid Technology Investment: Forecasts for 2012-2030”. <http://www.innovationobservatory.com/content/smart-grid-technology-investment-forecasts>
- [53] Energy & Strategy Group “Smart Grid Executive Report. Applicazioni, tecnologie e prospettive di sviluppo delle Smart Grid in Italia”. Marzo 2012.



Studio sponsorizzato da:



Group
Your World
Our Energy

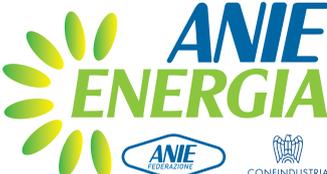


imequadri duestelle spa

Nidec ASI S.p.A.



SIEMENS

Realizzato da  ANIE ENERGIA in collaborazione con il Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano

