

Sommario

Indice delle Figure	3
Indice dei Grafici	5
Indice delle Tabelle.....	6
Introduzione	7
Capitolo 1: Contesto di Riferimento	9
1.1 Struttura della Rete di Distribuzione dell'Energia Elettrica (DEE)	9
1.1.1 Caratterizzazione della Rete di DEE della Società IRETI S.p.A.....	10
1.2 Sistema di Telecontrollo (Sistema ST) delle Reti di DEE	16
1.2.1 Struttura Generale del Sistema ST	16
1.2.2 Selettività logica.....	19
1.2.3 Sistema ST del DSO IRETI S.p.A.	21
1.3 GD ed Evoluzione della Domanda nelle Reti di DEE.....	24
1.3.1 Generalità	24
1.3.2 Il Contesto italiano	28
1.3.3 Evoluzione della domanda nella rete	33
1.4 RIGEDI e PESSE	34
1.4.1 Generalità	34
1.4.2 RIGEDI	34
1.4.3 PESSE	41
Capitolo 2: Osservabilità della GD	43
2.1 Introduzione all'Osservabilità della GD.....	43
2.2 Il quadro regolatorio ed i riferimenti normativi	44
2.3 Evoluzione del canale di comunicazione	47
2.3.1 Architettura per lo scambio dati in tempo reale.....	48
2.3.2 Requisiti di connessione	48
2.3.2.1 Acquisizione diretta	49
2.3.2.2 Acquisizione diretta via Intranet.....	49
2.3.2.3 Acquisizione indiretta	50
2.3.3 Modalità di collegamento ai fini dell'Osservabilità	50
2.3.4 Apparati periferici e loro caratteristiche	51
2.3.5 Politiche di Sicurezza	53
2.4 Struttura dell'Osservabilità GD e dello scambio dati tra TSO, DSO e SGU	54
2.4.1 Perimetro Standard e Perimetro Esteso	56
2.4.2 Modello di scambio dati	59
2.4.2.1 Scambio dati in tempo reale	59

2.4.2.2	Dati strutturali	65
2.4.2.3	Dati di programmazione	66
2.4.2.4	Dati anagrafici e storici.....	66
2.4.3	Modalità di copertura dei costi	67
2.4.4	Criticità riscontrate dai DSOs in sede di consultazione.....	69
Capitolo 3: Operatività e prospettive future dell’Osservabilità		73
3.1	Controllore e Monitoratore Centrale di Impianto.....	73
3.1.1	Prove di conformità del CCI	83
3.1.1.1	Prove funzionali.....	83
3.1.1.2	Prove relative alla cybersecurity HW	83
3.1.1.3	Conformità dell’apparecchiatura	83
3.1.1.4	Prove di commissioning	84
3.1.2	Interscambio di informazioni tra DSO e CCI	84
3.2	Conclusione e Prospettive Future.....	85
Bibliografia		87
Glossario		89

Indice delle Figure

Figura 1.1: Schema rete AT della Distribuzione 132-150 kV	9
Figura 1.2: Rappresentazione rete MT	10
Figura 1.3: Rappresentazione rete BT	10
Figura 1.4: Disposizione geografica CP di Parma	12
Figura 1.5: Disposizione geografica CN di Parma	13
Figura 1.6: Disposizione Geografica CP Torino.....	13
Figura 1.7: Schema unifilare connessione ad H o a π	14
Figura 1.8: Sinottico tipico di CP di Torino, con configurazione a π	15
Figura 1.9: Interruttori di protezione linee MT in CP.....	15
Figura 1.10: Disposizione geografica Cabine MT/MT Torino.....	16
Figura 1.11: Architettura del Sistema ST	18
Figura 1.12: Attivazione ed invio messaggio a seguito di un guasto.....	19
Figura 1.13: Inibizione ed apertura degli interruttori.....	20
Figura 1.14: Apertura degli RGDM a valle del punto di guasto.....	20
Figura 1.15: Ripristino automatico della rete	21
Figura 1.16: Sistema ST del DSO IRETI S.p.A.	21
Figura 1.17: Sala di Telecontrollo nella sede di IRETI S.p.A. TO.....	22
Figura 1.18: Schema Sistema ST unificato Torino-Parma-Vercelli	22
Figura 1.19: Processo di individuazione del punto di Guasto	23
Figura 1.20: Configurazione radiale della rete senza GD.....	24
Figura 1.21: Configurazione radiale con GD connessa nella rete di DEE.....	25
Figura 1.22: Schema generale di connessione in rete di un Utente Attivo che sia titolare di un Impianto di GD	25
Figura 1.23: Schemi di inserimento dell'impianto di Utente.....	26
Figura 1.24: Schema collegamento tra DSO e impianto che si configura come punto di immissione	27
Figura 1.25: Schema collegamento tra DSO e impianto che si configura come punto di prelievo ..	27
Figura 1.26: Architettura di comunicazione tra Produttore e DSO	38
Figura 2.1: Modalità diretta di collegamento acquisizione dati.....	49
Figura 2.2: Modalità diretta via Intranet di collegamento acquisizione dati	49
Figura 2.3: Modalità indiretta via Intranet di collegamento acquisizione dati	50

Figura 2.4: Architettura logica per l'acquisizione dati ai fini dell'Osservabilità	50
Figura 2.5: Collegamenti del sistema di acquisizione delle misure.....	52
Figura 2.6: Rappresentazione delle connessioni.....	54
Figura 2.7: Schema funzionale del modello di stima della GD	55
Figura 2.8: Andamento della Funzione obiettivo	
Figura 2.9: Modalità di collegamento e ricezione dei dati in tempo reale.....	62
Figura 2.10: Punti di Accesso (PA) alla rete di comunicazione del TSO	64
Figura 2.11: Connessione del DSO ai PA del TSO	64
Figura 3.1: Schema generale del sistema CCI con relative interfacce funzionali	77
Figura 3.2: Schema a blocchi degli anelli di regolazione da implementare nel CCI.....	78
Figura 3.3: Schema di installazione del CCI nel caso in cui $DG=DDI$	79
Figura 3.4: Schema di installazione del CCI nel caso di $DG \neq DDI$	79
Figura 3.5: Schema di installazione del CCI nel caso di Impianto di GD con più unità generatrici e più DDI sottese a un solo trasformatore.....	80

Indice dei Grafici

Grafico 1.1: Capacità di potenza installata tra eolico e solare	28
Grafico 1.2: Picchi di copertura del fabbisogno da FER (% 2019)	29
Grafico 1.3: Capacità Termoelettrica	29
Grafico 1.4: Distribuzione potenza installata per livello di tensione	30
Grafico 1.5: Distribuzione numero di Impianti installati per livello di tensione	30
Grafico 1.6: Focus sulla GD installata in BT e MT nel 2018	31
Grafico 1.7: Copertura FER	31
Grafico 1.8: Produzione nazionale di energia elettrica	32
Grafico 1.9: Capacità installata in BT, MT e AT.....	32
Grafico 2.1: Distribuzione Impianti Perimetro Standard	57
Grafico 2.2: Distribuzione potenza installata [MW] Impianti GD del Perimetro Standard.....	57
Grafico 2.3: Distribuzione Impianti GD in MT del Perimetro Esteso	57
Grafico 2.4: Distribuzione potenza installata [MW] Impianti GD in MT del Perimetro Esteso	58
Grafico 2.5: Distribuzione Impianti GD in BT del Perimetro Esteso	58
Grafico 2.6: Distribuzione potenza installata [MW] Impianti GD in BT del Perimetro Esteso	58
Grafico 2.7: Correlazione anagrafica Impianto GD – TR di CP che li alimenta in assetto normale di esercizio	67
Grafico 2.8: Premi finalizzati all’adeguamento degli Impianti GD esistenti appartenenti al Perimetro Standard (periodo di riferimento anno 2021).....	67

Indice delle Tabelle

Tabella 1.1: Dati della rete di DEE di TO e PR	11
Tabella 1.2: Dati tecnici CP Parma	12
Tabella 1.3: Dati tecnici CP Torino	13
Tabella 1.4: Servizi di rete	28
Tabella 1.5: Distribuzione impianti e perimetro monitorato in real-time (anno 2019).....	29
Tabella 1.6: Gruppi di distacco per area geografica	35
Tabella 1.7: Distribuzione dei gruppi per livello di severità.....	36
Tabella 1.8: Suddivisione Impianti GDTEL	36
Tabella 1.9: Raggruppamenti Impianti GDRM	37
Tabella 2.1: Grandezze elettriche dell'impianto – Perimetro Standard	60
Tabella 2.2: Grandezze elettriche del singolo gruppo di generazione – Perimetri Standard	61
Tabella 2.3: Grandezze elettriche – Perimetro Esteso	62
Tabella 2.4: Requisiti di Disponibilità	63
Tabella 2.5: Descrizione dei costi relativi all'adeguamento degli Impianti GD.....	68
Tabella 3.1: Riepilogo funzioni del CCI.....	85

Introduzione

La crescente digitalizzazione e la forte sollecitazione dei sistemi di telecomunicazione, accentuata tra l'altro dalla recente pandemia COVID-19 che ha obbligato milioni di italiani a cambiare le proprie abitudini (videochiamate, smart working, scambio massiccio di e-mail e informazioni, etc.), mette in risalto l'importanza di gestire in sicurezza il nostro Sistema Elettrico Nazionale (SEN) sempre più interconnesso al sistema elettrico europeo e sempre più vulnerabile alle minacce informatiche. Gli attacchi cyber, sempre più frequenti, minacciano le piattaforme di monitoraggio della rete elettrica, il controllo e la gestione della rete stessa e degli Impianti Produttivi.

L'energia elettrica è di fondamentale importanza per l'economia e la società moderna, difatti un'interruzione dell'alimentazione ha senza dubbio una ripercussione negativa sulla fornitura e fruizione di altri servizi fondamentali quali comunicazioni, finanza, trasporto, sicurezza, sanità, etc. Il rischio aumenta con la decentralizzazione delle reti e con la trasformazione radicale del settore elettrico caratterizzato, da una parte, dalla crescita esponenziale di Impianti a Fonti di Energia Rinnovabile Non Programmabili (FRNP) connessi alle reti Media Tensione (MT) e Bassa Tensione (BT) e dall'altra parte, dalla dismissione di Impianti convenzionali capaci di fornire i servizi di regolazione necessari ad assicurare l'esercizio in sicurezza del Sistema.

L'incremento delle fonti di energia rinnovabile (FER) e la riduzione degli impianti termoelettrici, stanno provocando significative condizioni di criticità per la sicurezza della Rete Elettrica Nazionale (RTN) di cui è responsabile il gestore della rete: Terna S.p.A. (TSO), il quale deve assicurare in ogni momento il bilanciamento tra la richiesta di energia e la sua produzione, nonché un adeguato livello di: qualità, sicurezza, continuità e affidabilità agli utenti finali. I principali impatti dovuti alla maggiore penetrazione delle FRNP nel SEN sono:

- Aumento delle congestioni di rete dovute al fatto che le unità di produzione FRNP sono spesso lontane dai centri di consumo e distribuite in modo disomogeneo sul territorio nazionale;
- Crescente difficoltà nel bilanciare domanda e offerta di energia. La dismissione degli impianti termoelettrici, quindi la riduzione della potenza regolante, ha provocato una minore capacità di regolazione della frequenza, soprattutto nei momenti critici per il sistema elettrico (picchi e rampe di carico);
- Progressiva riduzione dell'inerzia del sistema e conseguente riduzione della stabilità di frequenza, a fronte di brusche variazioni del carico e/o della generazione, causata dall'aumento della generazione basata sull'uso di inverter e dalla dismissione degli Impianti costituiti dalla combinazione di caldaie a vapore, generatori sincroni e relative turbine meccanicamente accoppiate;
- Aumento dei periodi di sovra generazione di energia rinnovabile non programmabile durante le ore centrali della giornata quando la produzione degli impianti fotovoltaici arriva al suo picco;
- Aleatorietà della produzione di energia e crescente copertura del fabbisogno di energia prodotta da Impianti di Generazione Distribuita (GD) a FRNP, molti dei quali connessi su rete di distribuzione (circa il 65% della capacità complessiva di fotovoltaico ed eolico è installata su reti MT e BT) e, quindi, non osservabili in tempo reale da parte del TSO;
- Decentralizzazione delle reti elettriche e aumento dei fenomeni di inversione dei flussi di potenza, dovuta alla nascita di tanti nuovi soggetti (Prosumers) che su piccola scala producono energia e la conferiscono in rete arrivando a provocare la risalita di potenza dalla rete di distribuzione alla rete di trasmissione, nel caso in cui l'energia prodotta dalla GD superi il carico locale sotteso alla stessa cabina. Ciò comporta la necessità di mutare la modalità di gestione del sistema elettrico, precedentemente pensato per una rete di distribuzione passiva, per affrontare derivate problematiche quali: l'innalzamento delle tensioni, riduzione di selettività e efficacia di misure di emergenza, quali il piano di alleggerimento del carico

(PESSE), nonché la possibile obsolescenza dei sistemi di monitoraggio e degli automatismi progettati per un funzionamento unidirezionale;

- Crescente ripidità della rampa serale del carico residuo dovuta alla repentina riduzione della produzione solare nelle ore serali.

Riguardo ai fenomeni sopra elencati sono stati fatti senza dubbio dei passi in avanti, ad esempio alcune tipologie di Impianti FER nuovi dovranno essere in grado di fornire la regolazione di tensione; inoltre, i Sistemi di Accumulo connessi in rete potranno contribuire alla risposta inerziale del Sistema Elettrico (SE). Questo però non è ancora sufficiente ai fini della conduzione in sicurezza del SE.

Al fine di poter gestire in sicurezza il SEN, risulta indispensabile realizzare un insieme di azioni:

1. Sviluppo della rete: potenziamento delle dorsali, digitalizzazione della rete, interconnessioni con altre Nazioni;
2. Sviluppo di strumenti in grado di fornire al mercato corretti segnali di prezzo di lungo periodo quali, ad esempio, il Capacity Market;
3. Sviluppo di ulteriore capacità di accumulo (idroelettrico, elettrochimico) di energia elettrica;
4. Evoluzione dei mercati: abilitare e promuovere la partecipazione di nuove risorse al mercato dei servizi di dispacciamento (domanda, generazione distribuita, accumuli) e integrazione con i mercati dei servizi europei;
5. Garantire l'Osservabilità in tempo reale degli Impianti GD.

L'evoluzione in atto coinvolge le reti elettriche di trasmissione e di distribuzione; in particolare, queste ultime, divenendo sede di scambi energetici con utenti che non sono più solo passivi, risultano essere oggetto di una trasformazione digitale che le renderà sempre più intelligenti ovvero controllabili attraverso una adeguata e sicura infrastruttura di monitoraggio, telecomunicazione e telecontrollo¹.

Il primo tassello di questo ampio processo di digitalizzazione del SE è proprio l'Osservabilità in tempo reale della GD.

Tale esigenza mira ad ampliare il perimetro dello scambio dati tra TSO, Imprese di Distribuzione di energia elettrica (DSOs) e Significant Grid Users (SGU), sotto la guida del legislatore europeo grazie all'adozione dei Codici di Rete Europei in materia di connessione (Requirements for Generators - RfG, Demand Connection Code – DCC, High Voltage Direct Current Connections – HVDC) e al Codice di Rete Europeo in materia di esercizio (Regolamento UE 2017/1485, System Operation Guideline – SOGL). In particolare al fine di attuare a livello nazionale il Regolamento SOGL, l'Autorità (ARERA) ha dato inizio alla procedura per la definizione del modello di scambio dati ai fini dell'esercizio in sicurezza del SEN, con la Delibera 628/2018².

Pertanto, nello scenario di una economia globale decarbonizzata, la cyber-security e l'Osservabilità della GD per la sicurezza delle infrastrutture elettriche, sono state riconosciute come aspetti di grande importanza e coinvolgono enti nazionali ed europei in attività di ricerca, sviluppo, normazione ed implementazione. [1]

¹ *Telecontrollo*: interfaccia tra Sistema di Telecontrollo Elettrico e gli asset distribuiti sul campo per la raccolta dei dati.

Telegestione: gestione remota degli asset distribuiti sul campo per il monitoraggio e il controllo del funzionamento della rete elettrica.

² *Delibera 628/2018*: Avvio di procedimento per l'implementazione della regolazione dello scambio dati tra Terna S.p.A. (il TSO), le Imprese di Distribuzione di energia elettrica (DSOs) e i Significant Grid Users (SGU), ai fini dell'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Capitolo 1: Contesto di Riferimento

1.1 Struttura della Rete di Distribuzione dell'Energia Elettrica (DEE)

Il sistema di DEE è quel complesso di linee, trasformatori, cabine e in generale di tutte le apparecchiature che a scala locale (ordine delle decine o centinaia di km) servono alla distribuzione e consegna dell'energia elettrica presso gli utenti finali, utilizzando l'energia immessa nella rete attraverso i punti di interconnessione con la RTN e gli Impianti GD.

Il tutto è gestito dal DSO, sotto forma di monopolio naturale, in una determinata area geografica.

La rete di DEE è costituita da reti a diversi livelli di tensione [2]:

- a) Rete di Alta Tensione (AT) (132-150 kV), avente struttura “magliata” con neutro francamente a terra.

L'assetto ottimale è quello ad “isole di alimentazione” in cui ogni isola è costituita da due linee AT in parallelo tra loro, che alimentano due nodi di alimentazione (sezioni di sbarre delle stazioni 380/132-150 kV) ed alimentano in “entra-esci” una serie di Cabine Primarie (CP). In ogni isola di alimentazione possiamo distinguere:

- Linee radiali che si diramano a partire da una CP dell'isola;
- Linee a petalo che nascono e muoiono nello stesso nodo di alimentazione;
- Linee trasversali che vanno a collegare CP di arterie appartenenti alla stessa isola;
- Linee di collegamento tra nodi o CP appartenenti ad isole diverse.

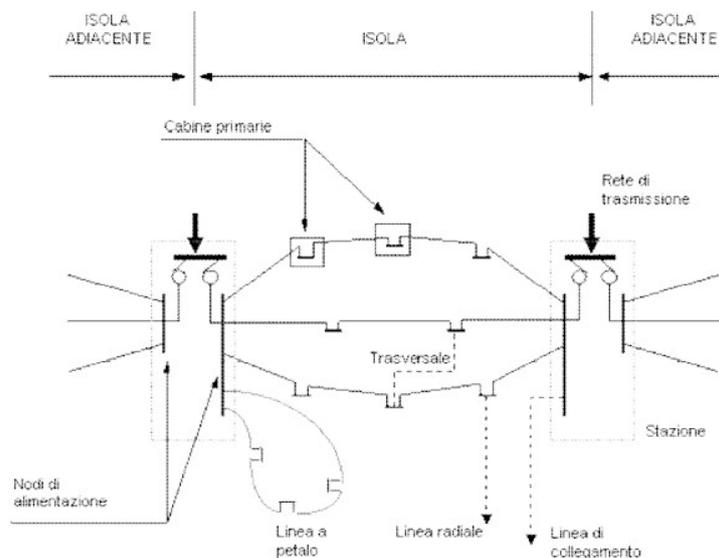


Figura 1.1: Schema rete AT della Distribuzione 132-150 kV

- b) Rete MT (1 ÷ 35 kV), avente una struttura “mista”: lo schema di base è “magliata” con rami MT da CP a CP che alimentano in “entra-esci” un certo numero di cabine di trasformazione secondaria MT/BT (CS) ed esercita in maniera “radiale” secondo assetti ottimali definiti in funzione delle rialimentazioni e dei flussi di potenza. Questo consente al DSO di riconfigurare l'assetto della rete elettrica a seconda dei possibili scenari che possono presentarsi (sovraccarichi, guasti, ottimizzazione del servizio, etc.).

- c) qualità del servizio (ridurre numero di interruzioni e durata delle interruzioni), minimizzazione delle perdite di rete e ottimizzazione di specifici indicatori di affidabilità, da una stessa CP è possibile alimentare differenti porzioni di rete seguendo un percorso di rami chiusi della rete piuttosto che un altro.

Lo stato del neutro è di tipo “compensato”, collegato a terra tramite Bobina di Petersen.

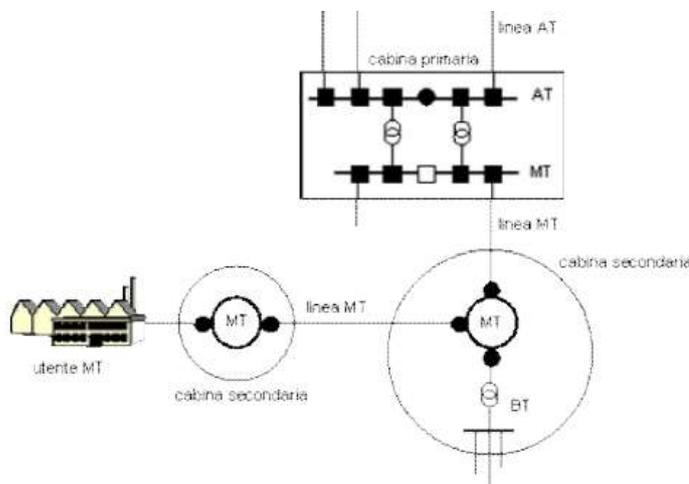


Figura 1.2: Rappresentazione rete MT

- d) Rete BT (esercita a 230/400 V), avente una struttura totalmente “radiale”: le linee BT partono dalle varie cabine di trasformazione secondaria MT/BT e, attraverso una serie di sezionamenti, alimentano i clienti finali in derivazione.

Lo stato del neutro è di tipo connesso a terra.

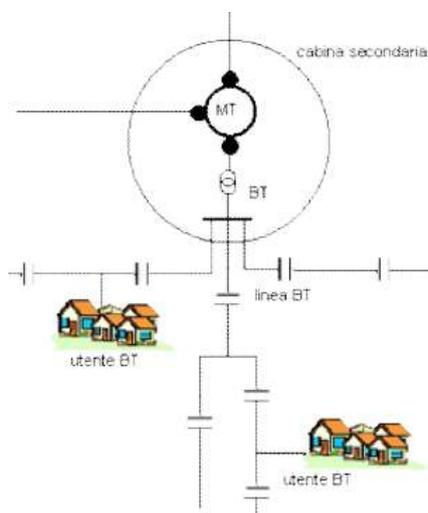


Figura 1.3: Rappresentazione rete BT

Vediamo di inquadrare meglio la struttura di una rete di DEE osservando quella afferente ad uno dei DSO che opera a livello nazionale, nelle città di Torino e Parma ovvero IRETI S.p.A.

1.1.1 Caratterizzazione della Rete di DEE della Società IRETI S.p.A.

IRETI S.p.A. è società del Gruppo IREN S.p.A. attiva nell’ambito della gestione, il rinnovo e lo sviluppo delle reti di distribuzione energetiche. Essa gestisce quasi 7300 km di reti in MT e BT nelle

città di Torino e Parma, grazie al coordinamento delle attività operative riguardanti la sorveglianza, il telecontrollo, la manutenzione e il pronto intervento sulle reti di DEE.

La responsabilità di IRETI S.p.A. inizia nei punti di connessione in AT con la RTN, tramite le CP dove avviene la trasformazione da AT a MT e termina in tutti i clienti finali MT e BT.

Le CS della rete di DEE di IRETI S.p.A. possono avere diversi livelli di automazione:

- Cabine telecontrollate, la cui apertura e chiusura degli interruttori viene comandata da remoto dal centro operativo (ovviamente tutte le CP sono telecontrollate);
- Cabine non telecontrollate: le quali hanno la funzione di diramare la distribuzione dell'energia verso più diramazioni e non hanno dispositivi di apertura o chiusura automatizzata, per tale motivo l'apertura e/o la chiusura degli interruttori è operata dalle squadre di intervento preposte che agiscono manualmente in loco.

Il criterio con cui viene stabilito quali CS telecontrollare, è quello che permette di minimizzare il rapporto costi/benefici.

Lo scopo finale dell'automazione è ridurre più possibile la durata delle interruzioni dovute a guasti agendo da remoto per localizzare il ramo guasto, isolarlo dalla porzione di rete sana e modificare l'assetto di rete per ripristinare il prima possibile l'alimentazione degli utenti finali, limitando così anche il numero di interventi in campo e riducendo i costi operativi.

La soluzione di ottimo tecnico-economico, per il perseguimento degli obiettivi finali, si trova all'interno di un range di possibili implementazioni che vede ad un estremo l'automazione del 100% delle CS della rete (totale controllo da remoto, massimo costo) e all'estremo opposto la situazione in cui non si ha nessuna CS telecontrollata (nessun controllo da remoto, minimo costo). IRETI S.p.A. ha ritenuto opportuno avere un numero di CS telecontrollate molto alto ma che non tenda al 100%, poiché oltre ai costi di implementazione, aumenterebbe la probabilità di avere un'anomalia negli automatismi delle CS stesse, il che porterebbe, paradossalmente, ad avere meno benefici.

Essendo la rete di DEE di IRETI S.p.A. presente prevalentemente in territorio urbano ad alta concentrazione di popolazione, le linee elettriche sono in cavo interrato e collegano un elevato numero di CS.

Il raggio d'azione di ogni CP indica la lunghezza delle linee che partono dalla stessa ed è rappresentativo di un parametro chiamato densità di carico, il quale rappresenta il parametro che differenzia le linee urbane da quelle rurali e la cui scelta dipende dall'incontro tra costi operativi e costi di installazione delle infrastrutture. [3] [4]

Nella Tabella 1.1 riporto i dati complessivi della rete di DEE di proprietà di IRETI S.p.A.:

Tabella 1.1: Dati della rete di DEE di TO e PR

IMPIANTI	U.M.	RETE DI DEE DI TO	RETE DI DEE DI PR
Energia elettrica distribuita	GWh	3636	906
Rete di DEE	Km	7206	-
Rete AT	Km	22	911
Rete MT	Km	2945	1618
Rete BT	Km	4239	5
Cabine Primarie AT/MT	n°	15	5
Cabine Primarie MT/MT	n°	21	1173
Cabine Secondarie MT/BT	n°	4376	12
Trasformatori AT/MT	n°	39	13
Trasformatori MT/BT	n°	4608	1408
Potenza di trasformazione AT/MT	MVA	2272	625
Contatori elettronici	n°	727545	137983
Clienti finali	n°	692586	128078

Nello specifico:

1. Per quanto riguarda la rete di DEE AT di Parma è connessa alla RTN con tensione di 132 kV attraverso 5 CP:

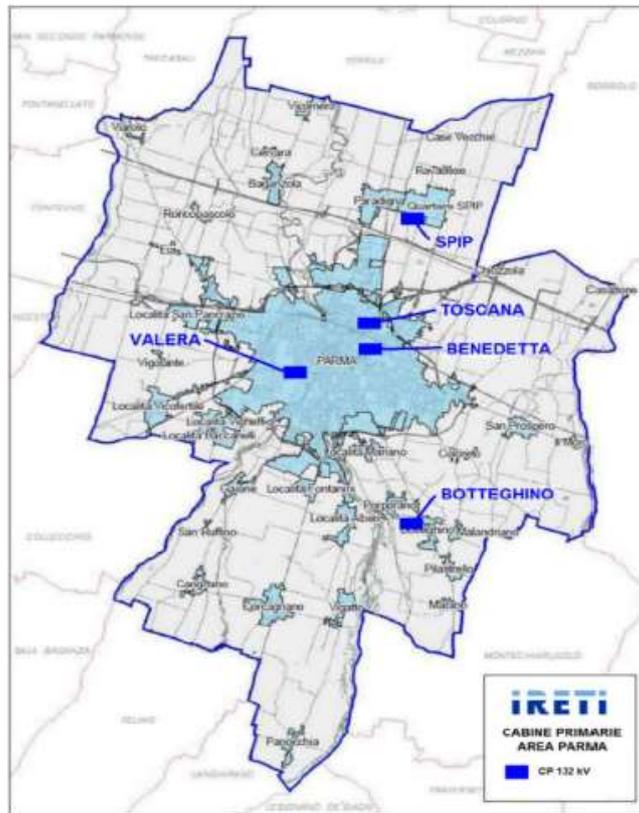


Figura1.4: Disposizione geografica CP di Parma

Tabella 1.2: Dati tecnici CP Parma

DENOMINAZIONE CP	TENSIONE AT [kV]	NR. TR AT/MT	POTENZA INSTALLATA [MVA]
Toscana	132	3	150
Benedetta	132	2	100
Valera	132	3	150
Botteghino	132	2	100
SPIP	132	3	125

La rete di DEE MT è esercita alla tensione di 15 kV, attraverso 12 Cabine Nodali (CN)³:



Figura 1.5: Disposizione geografica CN di Parma

- Per quanto riguarda la rete di DEE AT di Torino è connessa alla RTN con due diversi livelli di tensione: 220 kV e 132 kV, 10 CP:

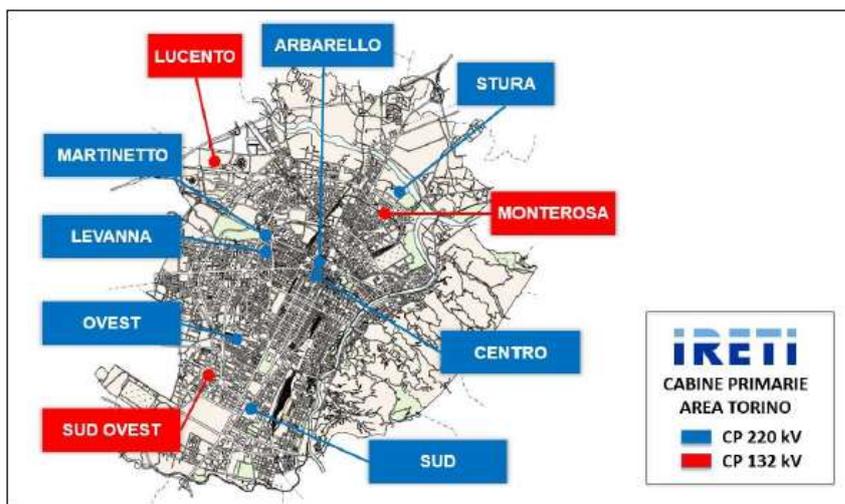


Figura 1.6: Disposizione Geografica CP Torino

Tabella 1.3: Dati tecnici CP Torino

DENOMINAZIONE CP	TENSIONE AT [kV]	NR. TR AT/MT	POTENZA INSTALLATA [MVA]
Lucento	132	2	126
Sud Ovest	132	4	246
Monterosa	132	4	246
Martinetto	220	3	226
Levanna	220	2	118

³ Le Cabine Nodali rappresentano dei veri e propri prolungamenti delle sbarre AT delle CP, dislocate nella città. Il motivo per cui sono state costruite è legato al fatto di ridistribuire il carico elettrico cittadino.

Sud	220	2	126
Ovest	220	2	118
Stura	220	3	189
Centro	220	2	126
Arbarello	220	2	126

La selettività di ogni dorsale è gestita da due CP, ovvero una generica dorsale nasce in una sezione di una certa CP e muore nella sezione di un'altra CP.

Per ragioni di affidabilità ogni CP ha almeno due sezioni, ovvero almeno due trasformatori uguali tra loro da 63 MVA e funzionanti al 40% della loro potenza nominale. Il motivo è legato al fatto che in caso di disservizio di uno dei due trasformatori, quello sano possa alimentare (chiudendo il congiuntore di sbarra) la quota di carico afferente al trasformatore guasto garantendo, così, la continuità del servizio elettrico ai clienti finali.

Ogni trasformatore è equipaggiato con un insieme di protezioni che provvedono ad isolarlo dalla rete in caso di malfunzionamento.

Il sistema sbarre permette diverse connessioni delle linee AT: ad H o a π :

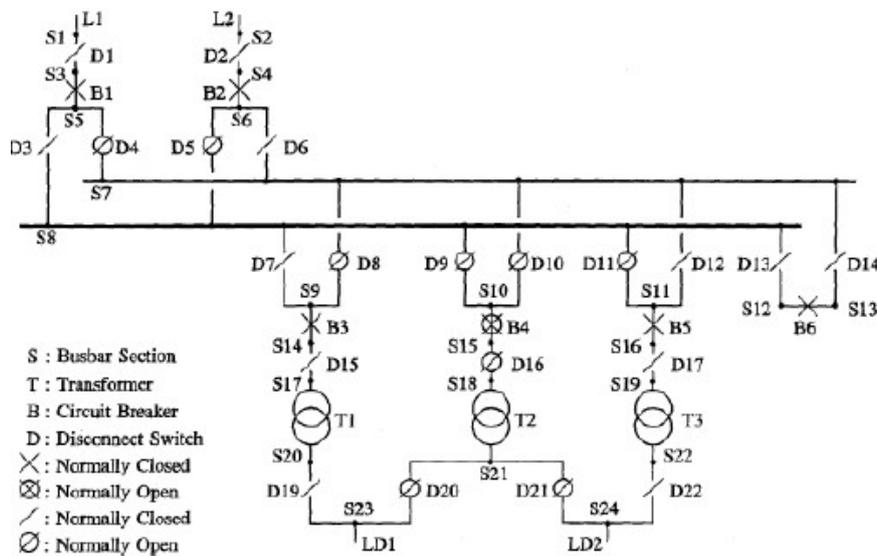


Figura 1.7: Schema unifilare connessione ad H o a π .

La configurazione adottata da IRETI S.p.A. è a π .

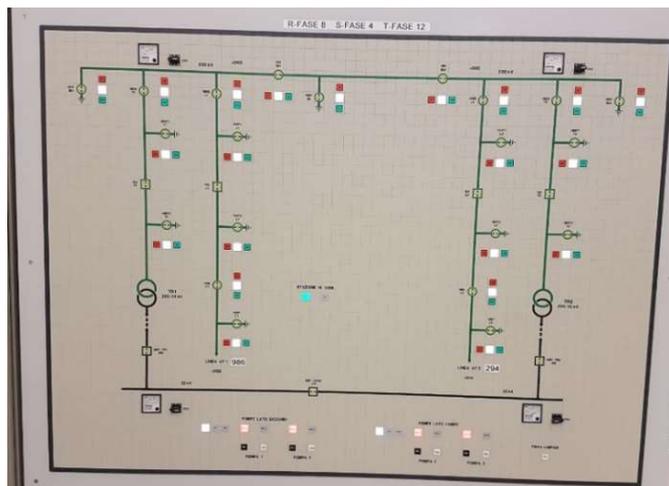


Figura 1.8: Sinottico tipico di CP di Torino, con configurazione a π .

Ogni trasformatore AT/MT alimenta una sezione composta da:

- Nr. 12 scomparti partenza linea MT (di cui 2 utilizzati per esigenza di esercizio);
- Nr. 1 scomparto arrivo Trasformatore AT/MT;
- Nr. 1 scomparto dedicato alla Bobina di Petersen (per la gestione del Neutro Compensato);
- Nr. 1 scomparto Misura;
- Nr. 1 scomparto partenza Trasformatore Servizi Ausiliari MT/BT, 22/0,4 kV - 400 kVA;
- Nr. 1 scomparto Congiuntore;
- Nr. 1 scomparto risalita (per il collegamento delle due sezioni).



Figura 1.9: Interruttori di protezione linee MT in CP

Oltre ai locali tecnici contenenti tutte le apparecchiature di trasformazione, smistamento, protezione e misura, all'interno delle CP, sono presenti dei locali dove gli operatori controllano il corretto funzionamento delle apparecchiature e al cui interno possiamo trovare le postazioni con computer e Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) per avere, in loco, la supervisione in tempo reale di tutto quello che avviene in CP: funzionamento,

eventuali allarmi, possibilità di azionare i comandi di apertura e/o chiusura degli interruttori. [3] [4] [5]

La rete di DEE MT è esercita con cinque diversi livelli di tensione: 27 kV, 22 kV, 15 kV, 6,3 kV e 5,4 kV, attraverso dei Centri Satellite MT/MT⁴. Il motivo di questi cinque diversi livelli di tensione è legato alla “storia” della rete elettrica cittadina (clienti particolari, fabbriche, centro, collina, etc.), alla fusione a seguito del “Decreto Bersani” e all’interconnessione con la rete elettrica di Enel Distribuzione, presente nella prima cintura:

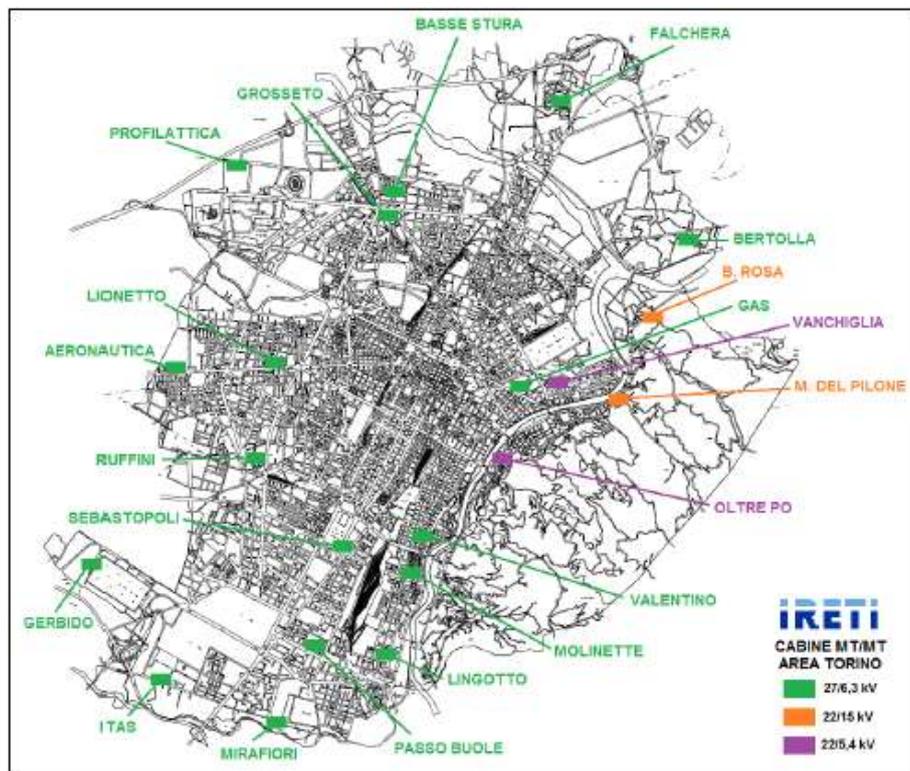


Figura 1.10: Disposizione geografica Cabine MT/MT Torino

L’obiettivo di IRETI S.p.A. è quello di unificare il livello di tensione MT a 22 kV.

1.2 Sistema di Telecontrollo (Sistema ST) delle Reti di DEE

1.2.1 Struttura Generale del Sistema ST

Il Sistema di ST, insieme all’automazione della rete da remoto, è un’infrastruttura costituita da un insieme di apparati geograficamente distribuiti sulla rete di DEE (sensori, attuatori, trasduttori, interfacce e sistemi di trasmissione dati) che ne consentono il controllo e la supervisione a distanza, a seguito di opportuni comandi da parte del Centro Operativo Elettrico (COE).

Tutti gli apparati adibiti al telecontrollo, alla regolazione e alla protezione delle reti di DEE sono interconnessi in termini di scambio dati, mediante una rete filata, principalmente in fibra ottica (FO) ad elevata affidabilità e bassa latenza del segnale o attraverso rete di comunicazione wireless GSM/GPRS (5G, 4G, LTE). Allo scopo di garantire le caratteristiche di interoperabilità e di

⁴ Come per le CN a Parma, anche a Torino vi sono delle cabine di trasformazione elettrica che servono a ridistribuire il carico elettrico cittadino.

intercambiabilità degli apparati vengono utilizzati i seguenti Prot. di comunicazione: Prot. MODBUS o Prot. IEC 60870-5-103 e/o Prot. IEC 60870-5-104 e/o Std. ETH TCP/IP con Std. IEC 61850.

L'implementazione del Sistema ST, accompagnato dalla maggiore diffusione dell'automazione e della selettività logica lungo le reti MT, consente non solo di migliorare gli indici di qualità del servizio, evitando di incorrere alle penalità previste dall'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA), ma anche di ridurre gli interventi in campo da parte degli operatori e conseguentemente una riduzione dei costi operativi da parte del DSO.

L'attuale Sistema ST delle reti di DEE è basato su tecnologia GSM/GPRS e, al fine di consentire l'evoluzione delle reti di DEE verso il paradigma delle smart grid, gli Utenti Attivi e gli Utenti Passivi sono dotati di una struttura di telecomunicazione GSM/GPRS adeguata allo scambio di segnali tra il Proprietario dell'Impianto GD e il DSO. In questo modo è possibile integrare gli Utenti Attivi nei Piani di Difesa del SEN nelle modalità che vedremo nei paragrafi successivi.

Questo sistema consiste in un'apparecchiatura adibita a ricevere i segnali di telestacco inviati dal DSO e di un sistema di comunicazione atto a trasmettere il segnale logico da usare come input per il telestacco della Protezione di Interfaccia (PI) e, quindi, il distacco dell'unità di produzione dalla rete. [6]

Questo flusso di dati sensibili e di comandi scambiati, viaggia utilizzando Indirizzi IP (Prot. *http*), quindi la sicurezza del Sistema di Telecontrollo è particolarmente vulnerabile ad attacchi Cyber da parte di Cracker che riescono a violare i sistemi di cyber-security e compromettere non solo il sistema di DEE ma l'intero SEN.

Al fine di salvaguardare il SEN risulta importante integrare nel Sistema ST esistente il monitoraggio sempre più dettagliato di quello che avviene nella rete sottesa ad ogni DSO e inviare i dati acquisiti al TSO in modo tale che quest'ultima possa rilevare tempestivamente eventuali anomalie presenti in rete ed agire opportunamente per far fronte a situazioni di emergenza limitando e/o annullando azioni malevoli nei confronti della rete.

L'infrastruttura che consente lo scambio dati tra DSO e TSO, scambiando dati in tempo reale tramite indirizzi IP, è lo Std. ETH TCP/IP con Prot. IEC 60870-5-104 (ex. Prot. IEC 60870-5-101), tramite la rete denominata Sistema di Controllo e Conduzione di Terna (SCCT).

Lo scambio dati tra TSO e DSO comprende le seguenti informazioni [4]:

- Tutte le misure provenienti dalle CP;
- L'anagrafica di tutti gli utenti connessi alla rete del DSO;
- Misura delle correnti di linea di tutte le dorsali;
- Informazioni sullo stato di apertura e chiusura delle CP.

L'architettura generale del Sistema ST è costruita attorno ad un Centro di Telecontrollo Distrettuale che opera a livello di Unità Territoriale, dotato di un certo numero di Stazioni Operative Distrettuali (SOD) e di Stazioni Operative di Zona (SOZ)⁵, di una Sala Apparati che contiene tutti gli apparecchi adibiti alla comunicazione ed elaborazione dei dati (Front-end)⁶ e allo SCADA all'interno del quale sono coinvolti [2]:

- L'Unità di Elaborazione Centrale (STUX), che rappresenta il sistema elaborativo centrale avente la funzione di telecontrollare le CP attraverso le SOD;

⁵ Le Stazioni Operative sono delle postazioni di lavoro che consentono agli operatori del COE di eseguire le diverse funzioni del Sistema ST e una visione completa dello stato in tempo reale della rete di DEE e delle apparati di campo.

⁶ I Front-end che appresentano l'interfaccia tra la Sala Apparati ed il campo, responsabili dell'acquisizione dei dati in ingresso e della loro elaborazione secondo modalità conformi a delle specifiche predefinite tali da renderli utilizzabili. Essi hanno lo scopo di svolgere: la gestione dei dispositivi periferici, trasmissione e ricezione di messaggi, assemblaggio e disassemblaggio dei pacchetti dati, rilevamento e correzione degli errori. [10]

- FECP o FERF: Front-end di CP;
- FETG: Front-end di CS.

- Il Sistema di Telecontrollo elaborativo della rete MT (STM), il quale consente di telecontrollare, attraverso le SOZ, le CS così da supervisionare e gestire la rete MT e gli utenti connessi ad essa e, inoltre, consente di telecontrollare le CP tramite “deleghe operative” da parte dello STUX;
- Il Distribution Management System (DMS), un sistema che riceve i dati relativi alle misure, alle segnalazioni di stato e agli allarmi provenienti dai concentratori di rilevazione misure installati in campo e dai dati provenienti dal STM.

Grazie al DMS, il COE controlla e monitora la rete di DEE.

Il telecontrollo avviene per mezzo di canali di comunicazione adeguati e terminali periferici di telecomunicazione installati in ciascuna CP o CS telecontrollata, infatti l’architettura generale del Sistema ST comprende tra l’altro:

- I Terminali Periferici di Teleoperazioni (TPT2000 o TPT2020), installati presso le CP e adibiti alla trasmissione di segnali, allarmi e misure dal campo allo SCADA;
- La Protezione Integrata di Trasformatore (PIT), installata in CP e avente tra l’altro la funzione di regolare la tensione della sbarra MT; i valori che il dispositivo applica al regolatore di tensione sono quelli preventivamente calcolati dal DMS integrato nello SCADA e veicolati alla protezione attraverso il STM;
- Le Unità Periferiche di Teleoperazioni (UP), installate nelle CS col compito di trasmettere le informazioni di campo (segnali, allarmi e misure) al COE;
- I Rilevatori di Guasto Direzionale e Misure (RGDM), installati in corrispondenza degli stalli di linea MT delle CS telecontrollate con presenza di Interruttore di Cabina Secondaria (ICS), che svolge le funzioni di: selettività cronometrica (e, in futuro, selettività logica), regolazione della tensione al punto di consegna e rilevazione misure; inoltre, consente la comunicazione con gli apparati installati nella CS stessa (e, in futuro, con la Cabina dell’Utente);
- Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) per il teledistacco e l’Alleggerimento dell’Impianto GD, installato nella Cabina dell’Utente.

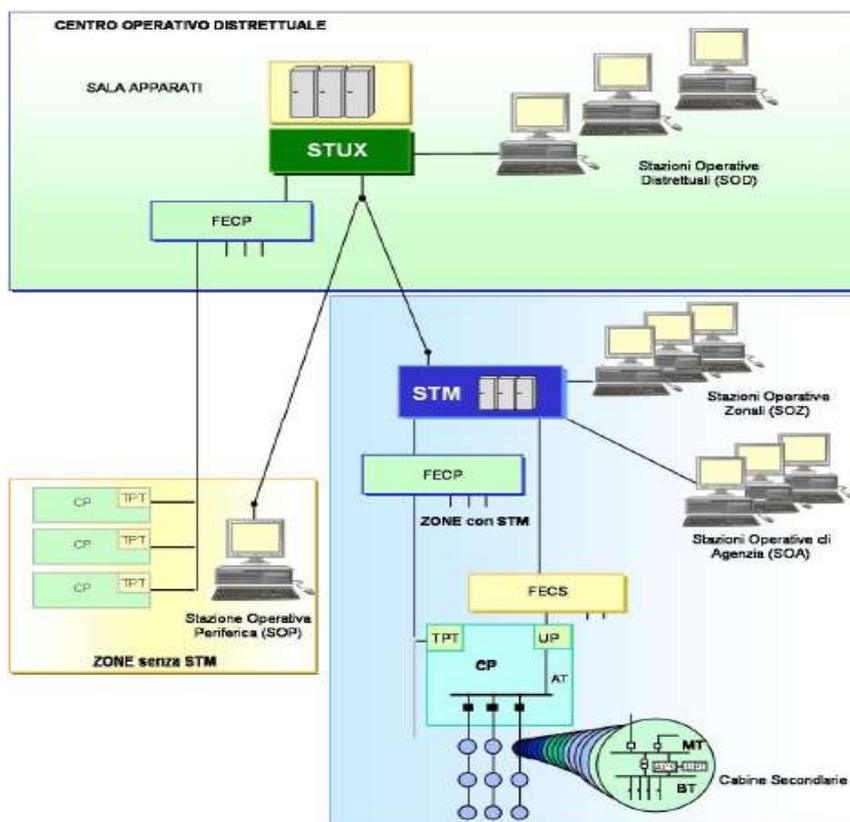


Figura 1.11: Architettura del Sistema ST

1.2.2 Selettività logica

Al fine di sostituire la selettività cronometrica tra apparati di protezione della rete di DEE, è stata implementata la selettività logica tra apparati di protezione installati nelle CP e nelle CS, che sfruttano la rete di comunicazione FO per scambiarsi messaggi atti a bloccare o ad attuare l'intervento delle funzioni di protezione secondo le logiche programmate.

Questo tipo di logica di automazione consente di suddividere una linea MT in più sezioni, minimizzando non solo il numero di clienti soggetti all'interruzione del servizio a seguito di un guasto ma anche il tempo di rialimentazione della porzione sana di rete di DEE.

La comunicazione tra CP e CS, avviene tramite un servizio di messaggistica "peer-to-peer" chiamato Generic Object Oriented Substation Event (GOOSE), che utilizza lo Std. ETH TCP/IP con Std. IEC 61850.

Una delle possibili logiche implementate che consente di sfruttare la rete di comunicazione dati per automatizzare le funzioni di protezione delle linee elettriche è la seguente [7]: quando avviene un cortocircuito (cto.-cto.), gli RGDM delle CS che si trovano a monte del guasto, si attivano ed inviano un GOOSE al Pannello Multifunzione (DV7203/A3-NCI⁷) posto in CP.

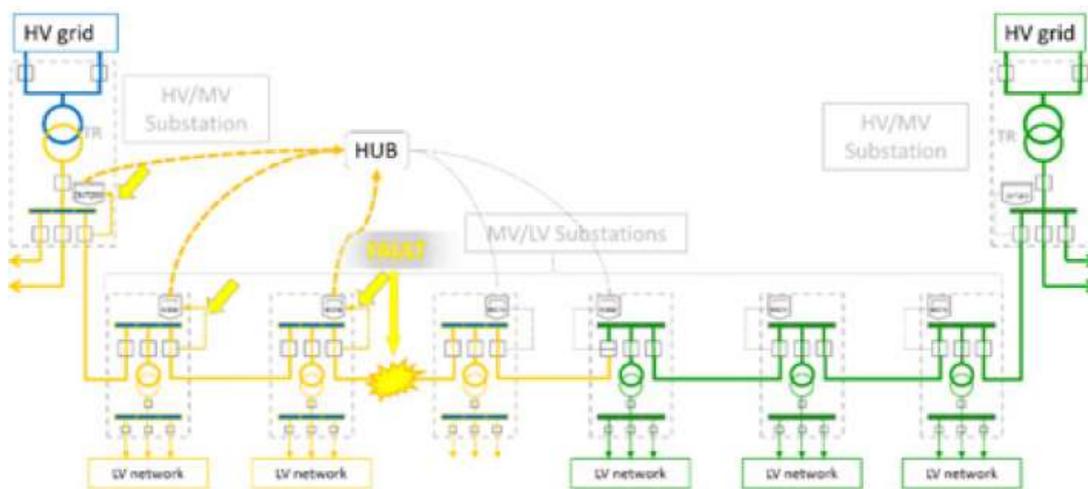


Figura 1.12: Attivazione ed invio messaggio a seguito di un guasto

Successivamente gli RGDM a monte del guasto ricevono un messaggio di "blocco" ovvero viene inibita l'apertura dei dispositivi di protezione, ad eccezione del RGDM subito a monte del guasto il quale invierà un comando di apertura all'interruttore della linea guasta sfruttando l'UP installata in CS.

⁷ Apparato di protezione e controllo, rispondente all'unificazione ENEL che comprende:

- Protezione e controllo linee MT esercibili a Neutro Isolato/Neutro Compensato;
- Protezione e controllo del Congiuntore sbarra MT;
- Protezione della linea AT;
- Protezione e controllo delle Bobine di Petersen;
- Comunicazione con RGDM attraverso Std. ETH TCP/IP con Std. IEC 61850.

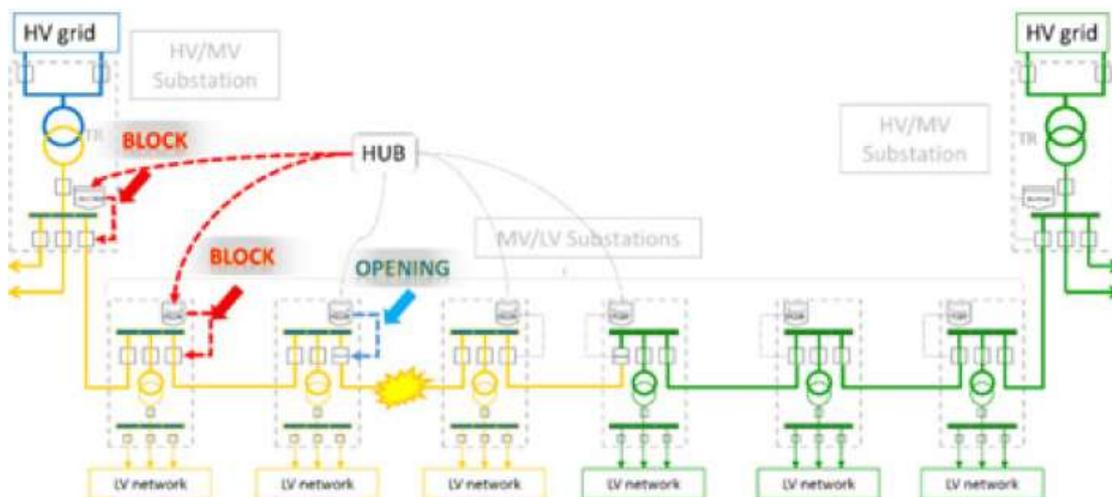


Figura 1.13: Inibizione ed apertura degli interruttori

Per attuare una separazione automatica della porzione di rete interessata dal guasto, l'RGDM che aveva comandato l'apertura, invierà un messaggio diretto al RGDM della CS che si trova subito a valle del punto di guasto, determinando l'apertura dell'interruttore di protezione della linea che collega le due CS.

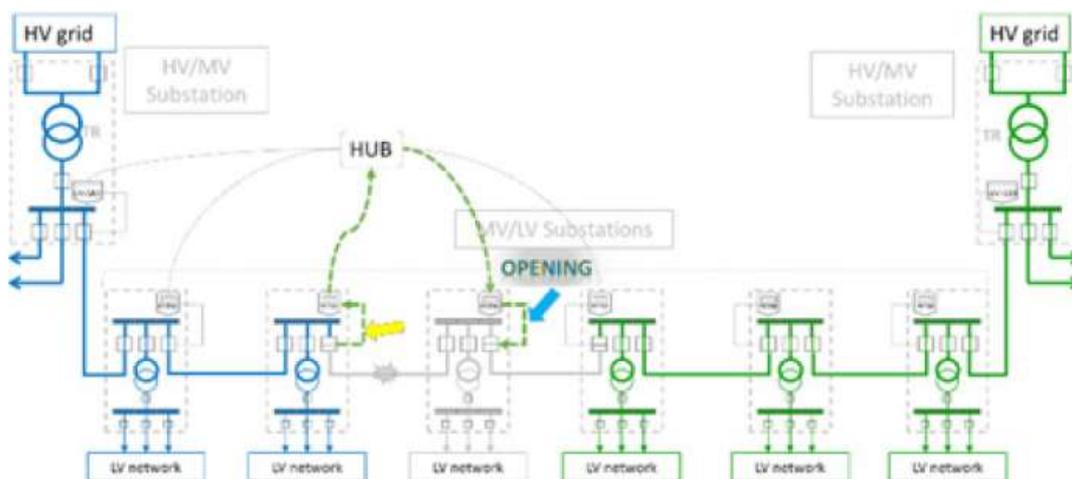


Figura 1.14: Apertura degli RGDM a valle del punto di guasto

Infine, l'RGDM della cabina a valle del punto di guasto, invierà un altro messaggio stavolta diretto al RGDM installato nella CS di confine, in modo da comandarne la chiusura dell'interruttore. Agendo secondo la logica appena descritta, l'automatismo ha parzializzato la porzione di rete di DEE compresa tra i due RGDM in cui si trova il punto di guasto, mentre il resto della rete di DEE rimane in normale esercizio.

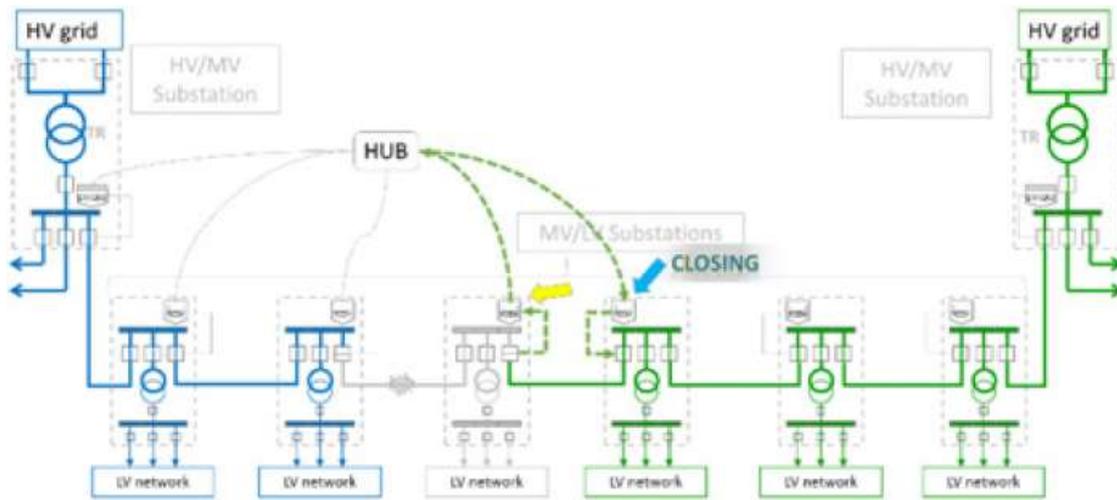


Figura 1.15: Ripristino automatico della rete

Nell’ambito della selettività logica è importante considerare la connessione in rete della GD: quando la linea MT affetta da un guasto viene isolata, bisogna intervenire sugli Impianti GD connessi a valle del punto di guasto, inviando un segnale di telestacco al SPI scongiurando il rischio che i generatori continuino ad alimentare la porzione di rete rimasta in isola. [6]

1.2.3 Sistema ST del DSO IRETI S.p.A.

Allo stato attuale il sistema di IRETI S.p.A. è composto da un STUX con tre STM distinti per gestire le reti elettriche di Torino, Parma e Vercelli⁸:

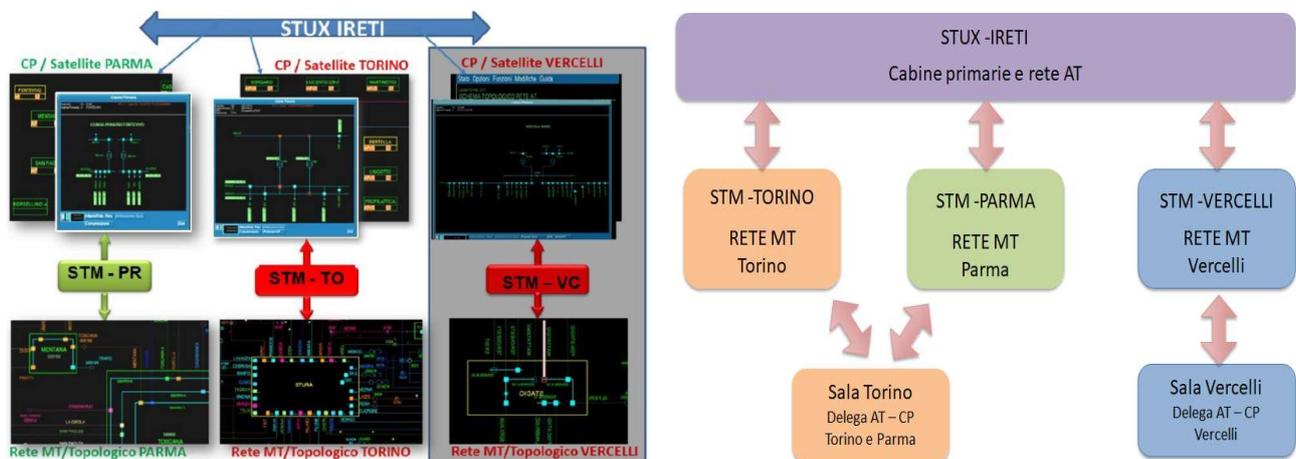


Figura 1.16: Sistema ST del DSO IRETI S.p.A.

La gestione del servizio avviene tutta da Torino situato nella sede di IRETI S.p.A. TO.

In caso di problematiche avverse di qualsiasi tipo, sono presenti:

1. Cold-site: (“Backup” (scorta funzionale)⁹ presso la sede di IREN S.p.A. TO), ove i sistemi di telecontrollo sono spenti ed è stato valutato nel caso peggiore un tempo medio non inferiore

⁸ *Business Continuity*: Processo strategico e tattico che permette ad un'organizzazione di avere una risposta a qualunque avvenimento e interruzione del Business. Può avere impatto sui processi aziendali che contribuiscono al “core business” dell'azienda, garantendo un livello di servizio minimo accettabile predefinito.

Formalmente un sito di DR per essere considerato tale deve essere almeno a 200 km di distanza dal sito principale.

⁹ Duplicazione del Sistema ST, per avere una copia di riserva.

- a 30' per rendere il sito completamente operativo, a partire dall'istante di disservizio (tempi di percorrenza, entrata nella sala di controllo, avvio dei sistemi e relativo inizio di gestione);
2. Hot-site: ("Disaster Recovery" (DR)¹⁰ presso la sede di IRETI S.p.A. PR), ove i sistemi sono sempre attivi; serve comunque una presenza fisica sui sistemi per la gestione del telecontrollo, motivo per cui è sempre presente una persona in servizio.

In caso di evento di DR, il Capo Turno del COE deve spostarsi fisicamente nella relativa sede per poter operare e gestire il telecontrollo. Su Torino il Capo Turno del COE si sposta personalmente mentre sul DR di Parma il controllo e la gestione vengono normalmente delegati.



Figura 1.17: Sala di Telecontrollo nella sede di IRETI S.p.A. TO

IRETI S.p.A. ed ASM Vercelli sono distributori distinti, per tale ragione tutte le attività normate e cogenti (ARERA, TERNA, GSE, etc.) sono distinte per i 2 distributori.

Il nuovo STM di Vercelli dal punto di vista Hardware (HW) è ridondata sulle sedi di Torino e Vercelli connesse in WAN tramite un doppio link ad alta velocità, così da assicurare le principali funzionalità "core" in caso d'indisponibilità di uno dei due siti. Ogni sede, inoltre, ospiterà un certo numero di postazioni operative collegate in LAN e in WAN. Funzionalmente si tratta delle stesse postazioni, però esse accedono all'infrastruttura di telecontrollo attraverso due collegamenti diversi.

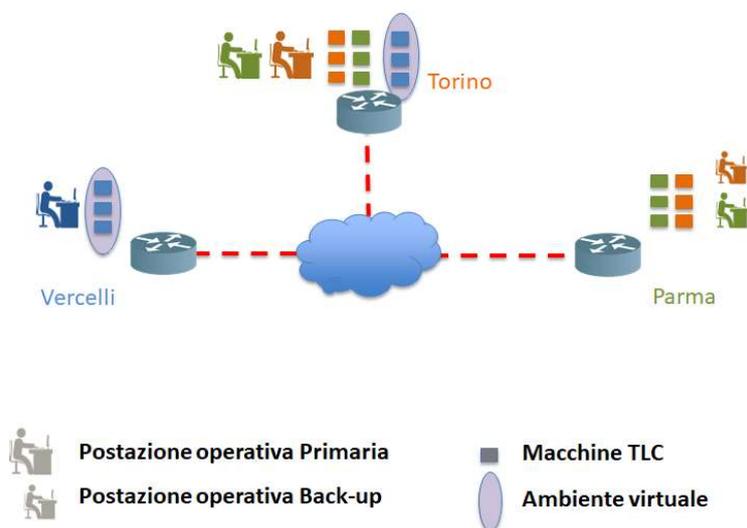


Figura 1.18: Schema Sistema ST unificato Torino-Parma-Vercelli

Le informazioni che il Sistema ST riceve come, ad es. lo stato degli interruttori presenti in cabina e le misure della potenza attiva e reattiva in un nodo della rete, vengono così elaborate, archiviate ed usate ai fini del corretto esercizio della rete elettrica.

¹⁰ Ripristino del Disastro, nell'ambito della sicurezza informatica, si intende l'insieme delle misure tecnologiche e logistico/organizzative atte a ripristinare sistemi, dati e infrastrutture necessarie all'erogazione di servizi di business per imprese, associazioni o enti, a fronte di gravi emergenze che ne intacchino la regolare attività.

Il Sistema ST, inoltre, smista in maniera opportuna le informazioni che riceve dal campo ai vari programmi utilizzati all'interno di IRETI S.p.A. Grazie a questa struttura, il DSO di IRETI S.p.A. gestisce la rete di DEE e può intervenire tempestivamente in caso di anomalie e guasti in un punto qualunque della rete di DEE.

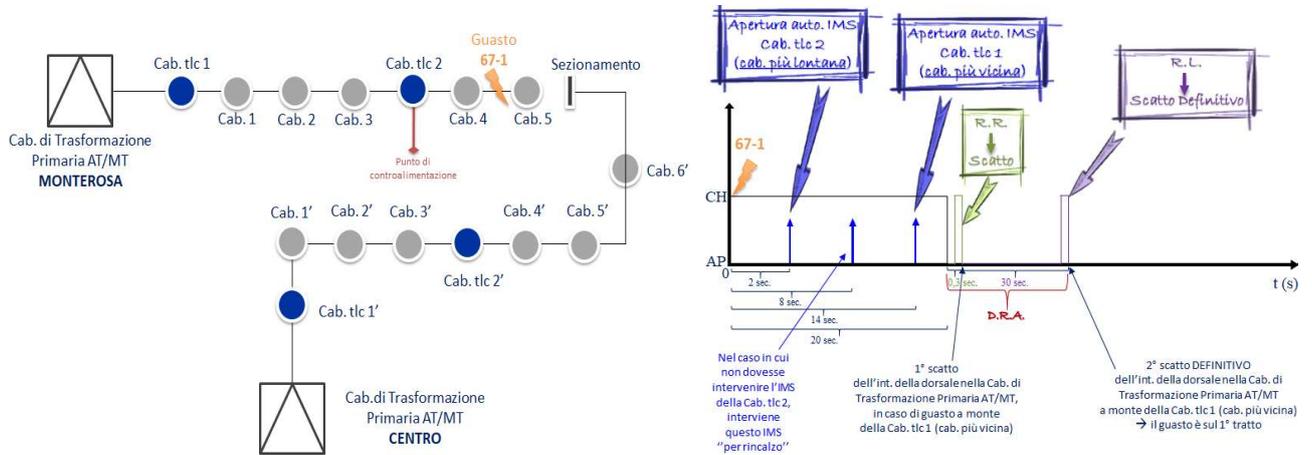


Figura 1.19: Processo di individuazione del punto di Guasto

Questa struttura di telecontrollo della rete combinata con la modalità di ripristino dell'alimentazione dopo un guasto garantisce al DSO di IRETI S.p.A. di incrementare il livello della qualità del servizio offerto ai clienti sottesi, rispettando gli indicatori relativi ai livelli di tensione e frequenza imposti da ARERA (Indicatori di Qualità del Servizio Elettrico) [8]:

- System Average Interruption Frequency Index (SAIFI), media pesata del numero interruzioni (n°/anno)

$$SAIFI = f_{sis} = \frac{\sum_k p_k \cdot f_k}{\sum_k p_k}$$

- System Average Interruption Duration Index (SAIDI), media pesata della durata interruzioni (minuti/anno)

$$SAIDI = d_{sis} = \frac{\sum_k p_k \cdot d_k}{\sum_k p_k}$$

Dove:

- f_k : frequenza interruzioni del generico carico k;
- p_k : peso (potenza del carico o numero di utenti);
- d_k : durata interruzioni del generico carico k.

1.3 GD ed Evoluzione della Domanda nelle Reti di DEE

1.3.1 Generalità

Già da alcuni anni si assiste ad un vero e proprio cambiamento dei paradigmi nel settore della produzione, del trasporto e dell'utilizzazione dell'energia elettrica. Una maggiore sensibilità verso le tematiche ambientali e umane, nonché l'evoluzione tecnologica ha introdotto, negli scenari evolutivi della rete, mezzi sempre più efficaci ed efficienti.

La connessione in rete di Impianti GD ovvero Impianti di produzione costituiti dall'insieme di macchinari, apparecchiature, componenti, circuiti e servizi ausiliari atti alla generazione di energia elettrica, ha fatto sì che la rete di distribuzione diventasse una rete dinamica dove i flussi di potenza sono accompagnati dai flussi di telecomunicazione e telecontrollo atti a garantire la sicurezza, l'affidabilità, la resilienza e la qualità dell'intero sistema. Un sistema di generazione è l'insieme delle unità di generazione collegate con un solo punto di connessione alla rete, che includono servizi ausiliari e dispositivi di connessione. È possibile classificare i sistemi di GD in funzione della sorgente primaria che usano per la conversione in energia elettrica ed anche in base alle parti di conversione usate per l'interfaccia alla rete [6].

Si può distinguere, quindi:

- Generatori rotanti di tipo sincrono o asincrono (ad es.: motori endotermici, motori alternativi, motori Stirling, turbine a gas, turbine a vapore, etc.);
- Generatori statici (ad es. i generatori fotovoltaici);
- Generatori rotanti connessi alla rete mediante sistema di raddrizzatore più inverter (ad es. i generatori eolici);
- Sistemi di accumulo che utilizzano un sistema statico o rotante per la connessione alla rete (sono esclusi gli Uninterruptible Power Supply (UPS)).

La direzione è quella di una maggiore diffusione della GD nelle reti del DSO ed anche una incentivazione verso l'uso di FER da parte dei consumatori finali. Nascono così nuove problematiche ma anche altrettante soluzioni al fenomeno dei flussi di potenza nelle reti di DEE che non sono più unidirezionali, ovvero dai nodi di connessione della RTN alle utenze finali, ma flussi bidirezionali in quanto questi possono andare in direzione opposta.

In Figura 1.20 è schematizzato un sistema radiale senza GD, in cui il flusso di potenza attiva va dalla CP al carico ed il flusso di potenza reattiva segue generalmente la direzione della potenza attiva, con possibili variazioni legate alla presenza di banchi di condensatori di rifasamento.

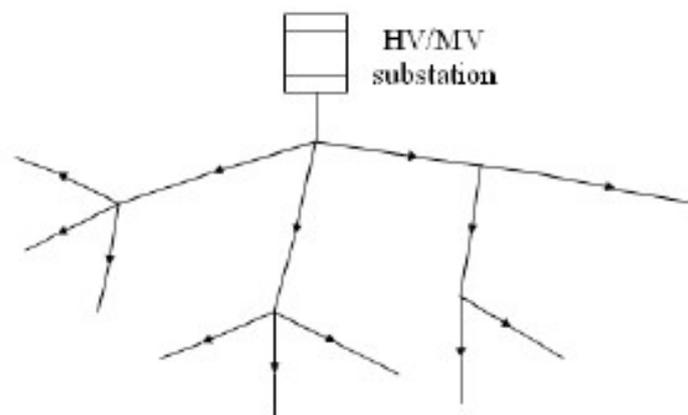


Figura 1.20: Configurazione radiale della rete senza GD

Nella Figura 1.21 viene, invece, rappresentata la configurazione di un sistema radiale con gli Impianti GD connessi alla rete di DEE. Un quantitativo moderato di GD ha degli effetti positivi sulla rete di

DEE, poiché riduce il carico netto nella rete locale senza inversione del flusso di potenza nei rami; inoltre, riduce le perdite e migliora il profilo di tensione lungo le linee. Un ulteriore aumento della GD può causare un inversione della direzione della potenza nella linea che serve il generatore locale, provocando un'inversione di flusso di potenza dalla CP verso la RTN [3]:

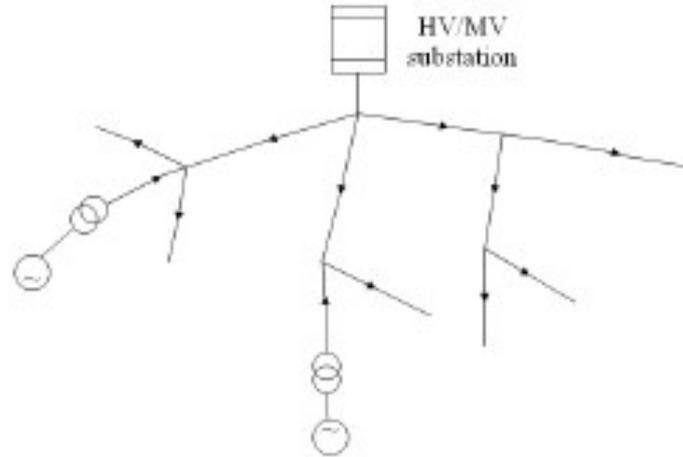


Figura 1.21: Configurazione radiale con GD connessa nella rete di DEE

Nella Norma CEI 0-16 viene introdotto il concetto di “parco di generazione” cioè l’unità o insieme di unità di generazione di energia elettrica connesso alla rete in modo asincrono o mediante elettronica di potenza, che ha un solo punto di connessione a un sistema di trasmissione o a un sistema di DEE.

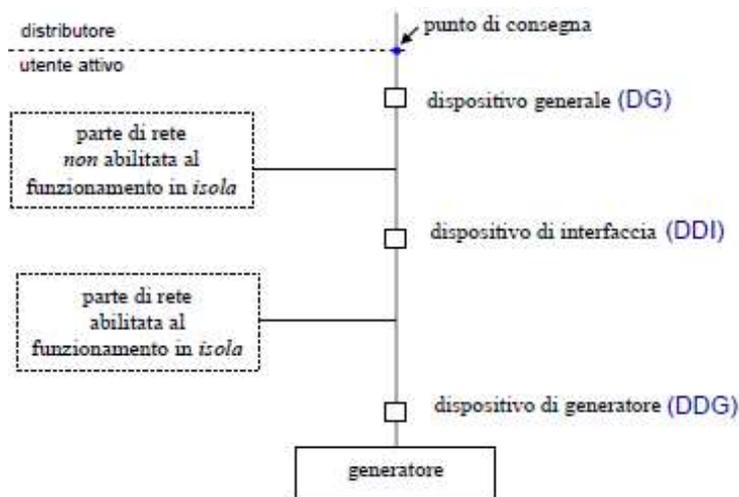
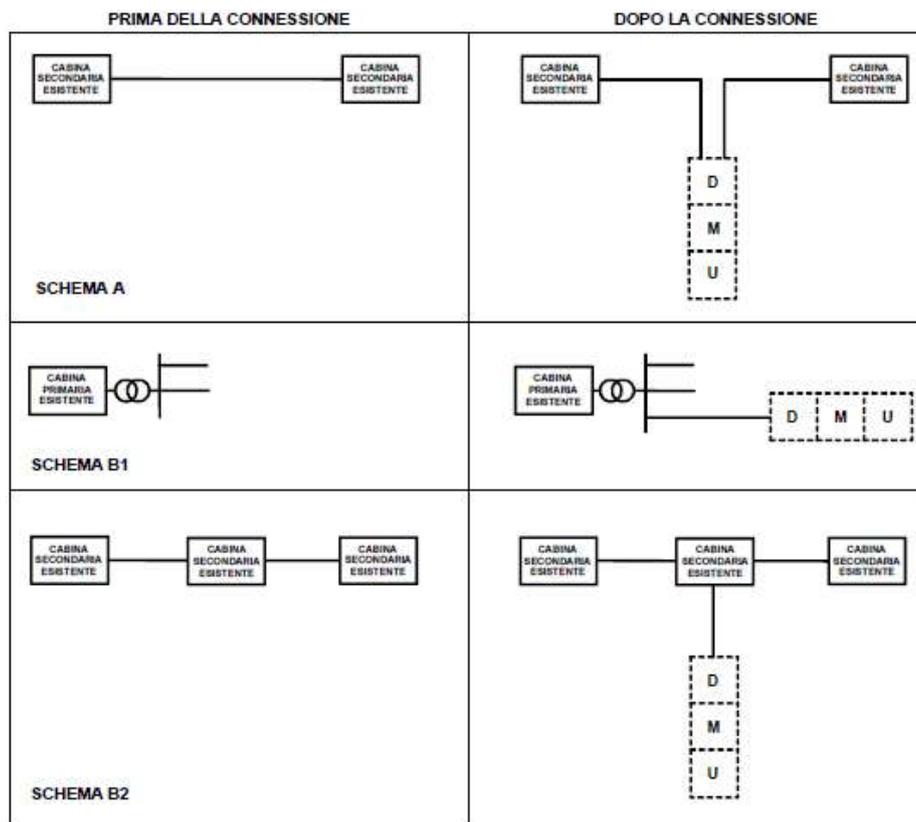


Figura 1.22: Schema generale di connessione in rete di un Utente Attivo che sia titolare di un Impianto di GD

Per l’individuazione del tipo di connessione di impianto alla rete, si procede identificando il livello di tensione e il punto della rete in cui l’Utente Attivo può essere connesso in relazione alla tipologia, alla taglia e alle esigenze di esercizio dell’impianto utente, ma anche in relazione alle esigenze e caratteristiche della porzione di rete di DEE interessata. [3]

Gli schemi di principio possibili per l’inserimento degli Impianti di GD e, più in generale, di tutti gli utenti (sia passivi che attivi) sulla rete del DSO, sono riportati nella figura 1.23 [6]:



Legenda: D = impianto di rete presso l'utenza; M = misura; U = impianto di Utente per la connessione;
A = cabina aggiunta nell'ambito dell'impianto di rete per la connessione

Figura 1.23: Schemi di inserimento dell'impianto di Utente

In particolare:

1. Lo schema A rappresenta l'inserimento di un impianto di rete in “entra-esce” per la connessione in una linea già esistente;
2. Lo schema B1 è detto in “antenna” e prevede la realizzazione di una linea che collega direttamente la CP all'utenza;
3. Lo schema B2, detto anch'esso in “antenna”, prevede l'inserimento dell'impianto per mezzo di un tratto di linea connesso alle sbarre MT di una cabina di distribuzione esistente.

Nonostante le diverse possibilità di inserimento, quella “entra-esce” è quella preferibile e che viene principalmente scelta per la connessione delle utenze; inoltre, a prescindere dalla tipologia di connessione usata per l'inserimento dell'utente alla rete, la soluzione impiantistica è quella riportata in Figura 1.24, dove la cabina del DSO è quella realizzata per connettere l'impianto dell'utente.

Le apparecchiature di misura di pertinenza dell'utente (in riferimento ad un Utente Attivo) devono essere collocate a valle del dispositivo generale, in modo che questo possa proteggerle contro le correnti di guasto provenienti dalla rete [6]:

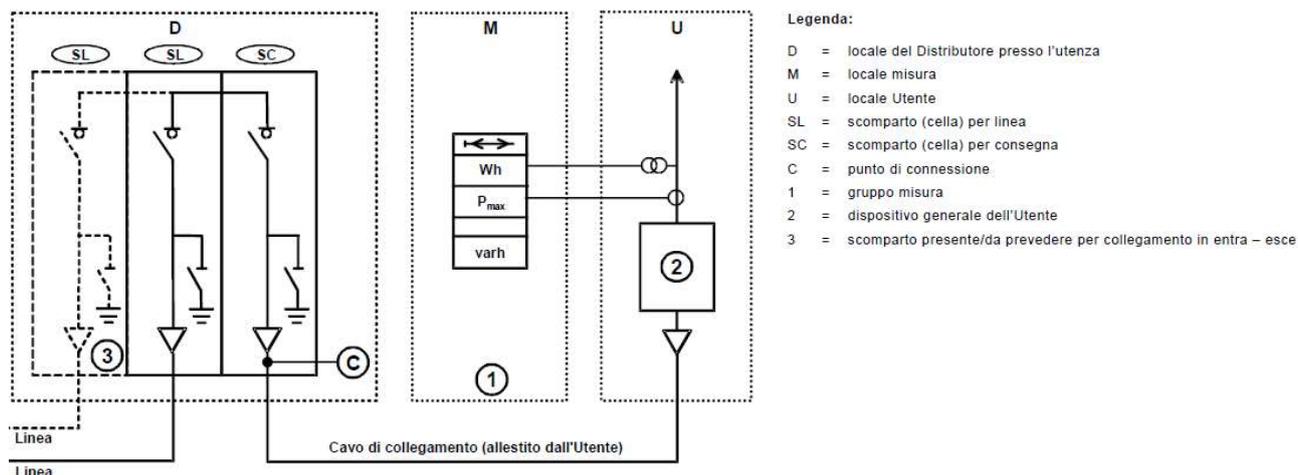


Figura 1.24: Schema collegamento tra DSO e impianto che si configura come punto di immissione

La soluzione impiantistica della Figura 1.25 è, invece, rappresentativa di un impianto che si configura come punto di prelievo o come punto di prelievo con produzione (in tal caso il contatore deve essere di tipo bidirezionale):

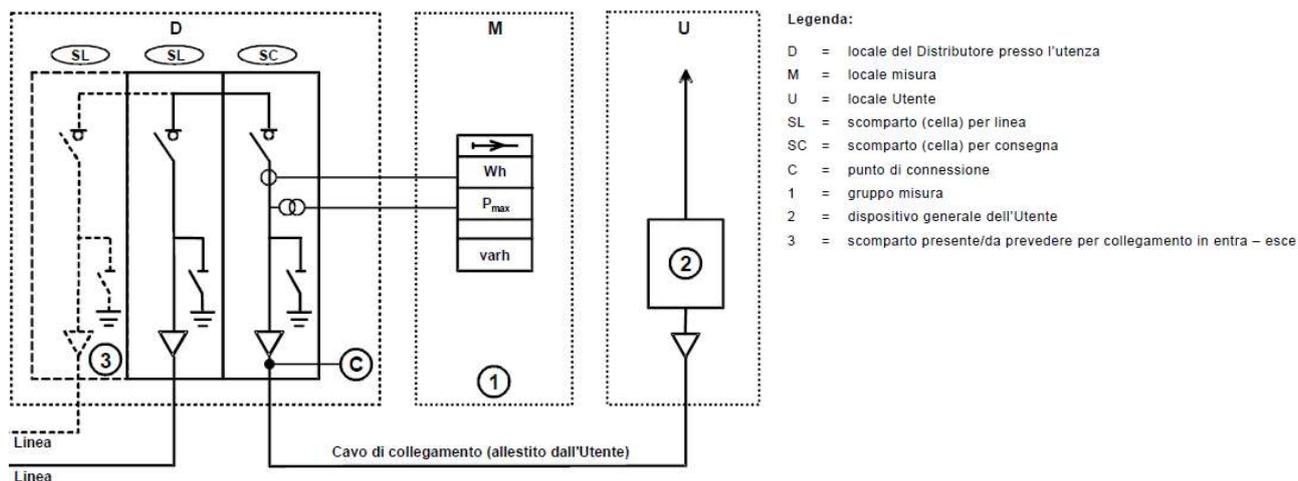


Figura 1.25: Schema collegamento tra DSO e impianto che si configura come punto di prelievo

È importante evidenziare che gli Impianti di GD connessi alla rete MT sono tenuti a fornire dei servizi di rete, riportati nella Tabella 1.4, che sono indispensabili per evitare il peggioramento nella qualità del servizio e per garantire la sicurezza in ogni condizione di esercizio della rete in MT e in AT [6]:

Tabella 1.4: Servizi di rete

		Generatori rotanti				Generatori statici
		Sincroni Convenzionali	Asincroni Convenzionali	Eolici Full Converter	Eolici Doubly Fed Induction Generator (DFIG)	
1	Insensibilità alle variazioni di tensione (par. 8.8.6.1)	SI	SI	SI	SI	SI
2	Partecipazione al controllo della tensione (par. 8.8.6.2)	SI	SI (per P ≥ 6MW)	SI	SI	SI
3	Regolazione della potenza attiva (par. 8.8.6.3 ^(*))	SI	SI	SI	SI	SI
4	Sostegno alla tensione durante un cortocircuito (par. 8.8.6.4 ^(**))	NO	NO	SI	SI	SI
5	Partecipazione ai piani di difesa (par. 8.8.6.5)	SI (per P ≥ 100kW)	SI (per P ≥ 100kW)	SI	SI	SI

(*) Con riferimento alle sole prescrizioni ad oggi obbligatorie (limitazione della potenza attiva per valori di tensione prossimi al 110% di Un e limitazione della potenza attiva per transitori di sovrافrequenza originatisi sulla rete).
 (**) Prescrizione allo studio.

1.3.2 Il Contesto italiano

Il SEN è in continua evoluzione ed è importante avere una panoramica di come e in quale misura la GD è presente in Italia e come progredirà negli anni avvenire:

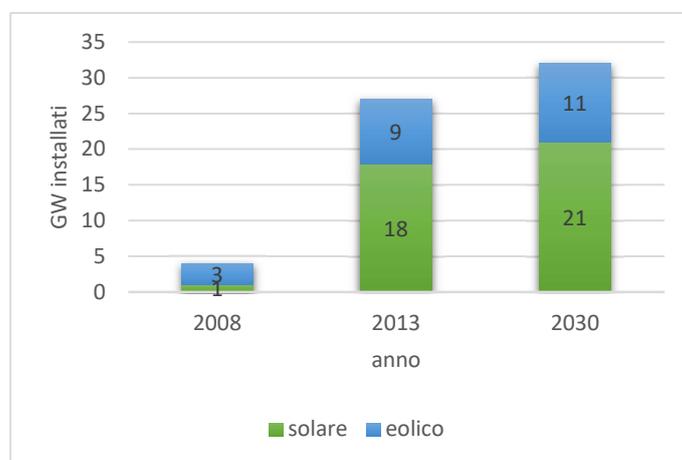


Grafico 1.1: Capacità di potenza installata tra eolico e solare

Come si può vedere nel Grafico 1.1, vi è stata una forte crescita della capacità installata tra il 2008 (potenza installata pari a 4 GW) e il 2013 in cui sono stati raggiunti i 27 GW di potenza, per poi raggiungere i 32 GW nel 2019 [9].

Alla crescita di generazione di energia elettrica proveniente da FER, corrisponde una elevata quota di copertura della domanda di energia elettrica proveniente proprio da queste, infatti annualmente circa il 35% del fabbisogno è coperto grazie a questi Impianti di GD:

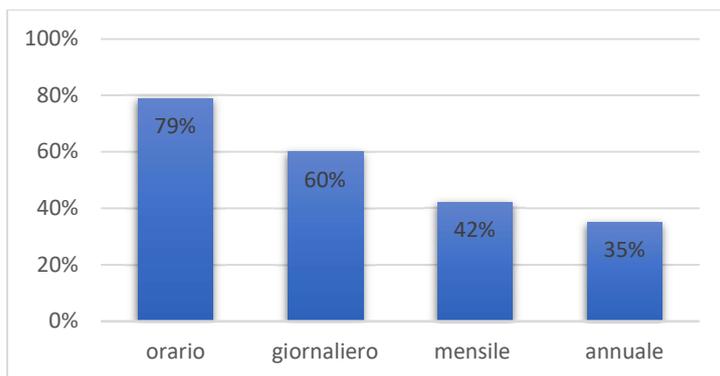


Grafico 1.2: Picchi di copertura del fabbisogno da FER (% 2019)

Un altro fenomeno che sta avvenendo nel SEN è la graduale riduzione della capacità termica installata, che in passato garantiva l’affidabilità e la sicurezza del SEN, infatti la capacità termoelettrica disponibile è passata dai 77 GW del 2012 ai 56 GW del 2020:

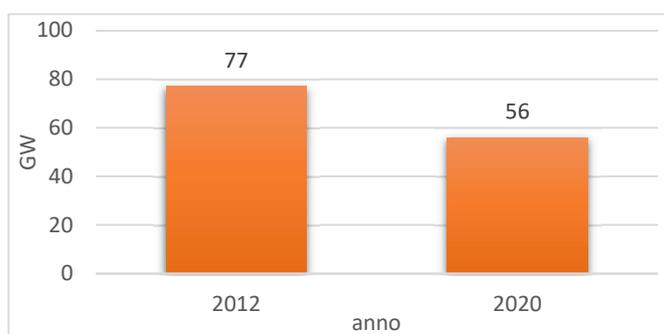


Grafico 1.3: Capacità Termoelettrica

Con riferimento al tema dell’Osservabilità, ad oggi il TSO non ha alcuna visibilità real time delle principali grandezze elettriche, ovvero di circa 29,5 GW di Impianti di produzione connessi alle reti MT e BT [10]:

Tabella 1.5: Distribuzione impianti e perimetro monitorato in real-time (anno 2019)

Fonte ¹	BT		MT		AT/AAT		Totale	
	Num [x1000]	Pinst [GW]	Num [x1000]	Pinst [GW]	Num [x1000]	Pinst [GW]	Num [x1000]	Pinst [GW]
SOLARE	856,2	7,7	23,6	11,9	0,1	1,4	879,9	21
IDRICO	1,4	0,1	2,6	3,5	0,4	23,2	4,4	26,8
EOLICO	4,7	0,2	0,7	0,9	0,3	9,7	5,7	10,8
TERMICO ²	1,8	0,1	4,2	5,3	0,3	52,9	6,3	58,3
ALTRO	0	0	0	0,001	0,03	1	0,03	1,001
Totale	864,1	8,1	31,1	21,4	1,1	88,2	896,3	117,7
Perimetro BT / MT					Perimetro AT / AAT			
895 k impianti					29,5 GW			

Come previsto negli scenari evolutivi del Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC), la percentuale di GD presente in Italia è destinata a crescere. Nei grafici 1.4 e 1.5 possiamo vedere come è distribuita la potenza installata, facendo una distinzione per livelli di tensione e osserviamo

che la GD connessa in MT e in BT rappresenta il 25% della potenza totale installata (29,7 GW sui 118 GW totali installati), mentre il restante 75% rappresenta la potenza installata in AT. Possiamo vedere inoltre la percentuale riferita al numero di Impianti GD connessi in rete facendo sempre una distinzione per livello di tensione, dove si osserva il numero nettamente maggiore di Impianti connessi in BT e MT rispetto a quelli connessi in AT (895200 Impianti su un numero totale di Impianti pari a 896300) [9]:

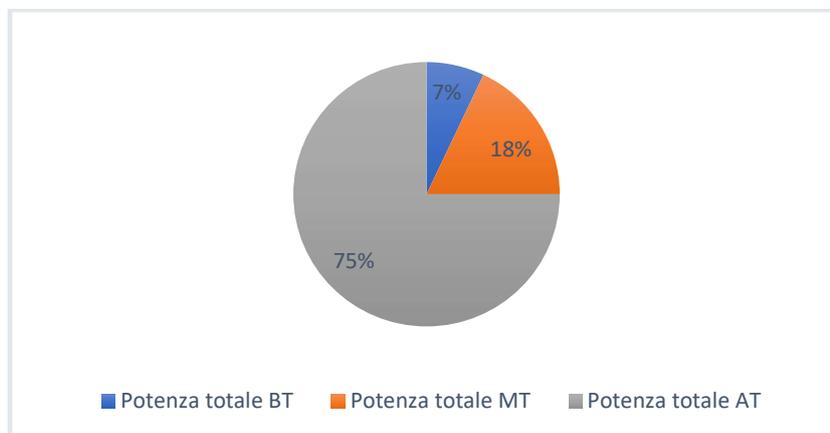


Grafico 1.4: Distribuzione potenza installata per livello di tensione

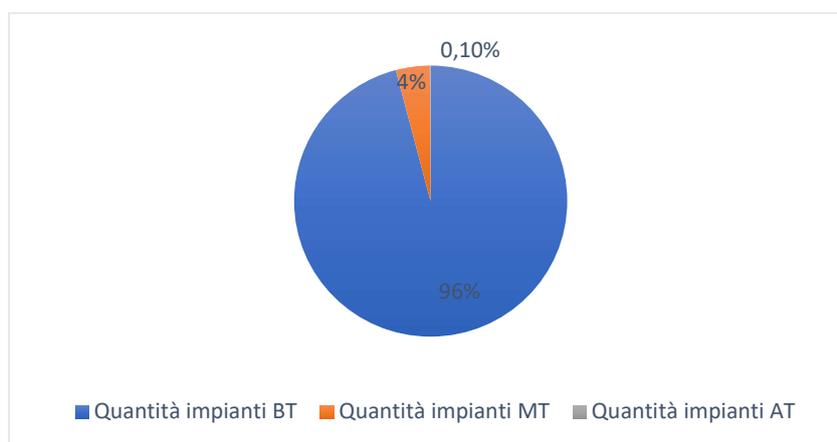


Grafico 1.5: Distribuzione numero di Impianti installati per livello di tensione

La sorgente principalmente usata per la GD è quella solare (sia per potenza installata, sia per numero di Impianti); seguono poi le altre fonti energetiche:

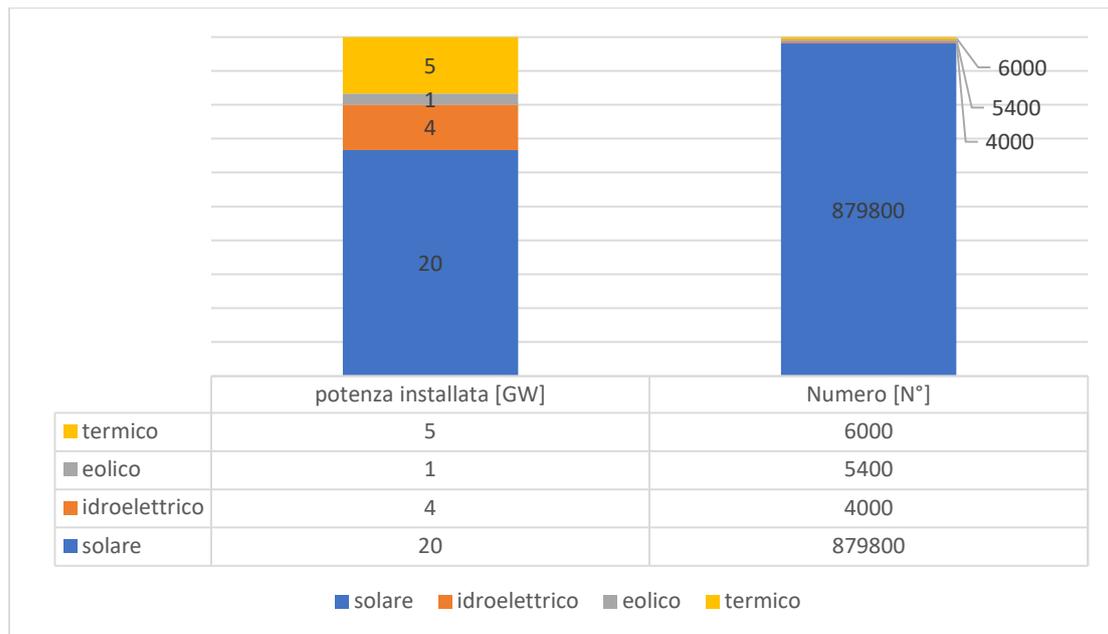


Grafico 1.6: Focus sulla GD installata in BT e MT nel 2018

In conclusione, vediamo quali sono le prospettive future per il SEN previste dal PNIEC, il quale pone degli obiettivi che possono essere raggiunti solo a seguito di una importante trasformazione del parco di generazione a favore di uno sviluppo esteso degli Impianti FER. Nel PNIEC è prevista una crescita dell'energia prodotta da FER, passando dai circa 114 TWh del 2018, ai circa 190 TWh nel 2030; questo si riflette anche nella capacità di potenza installata, passando dai circa 30 GW installati nel 2018 ai 71 GW previsti nel 2030 dal PNIEC:

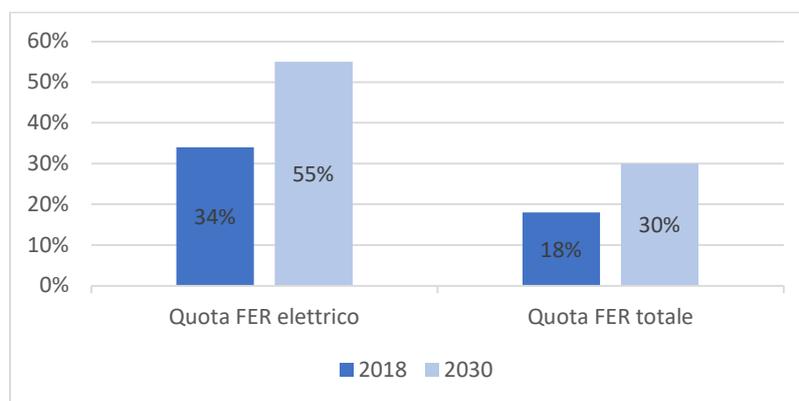


Grafico 1.7: Copertura FER

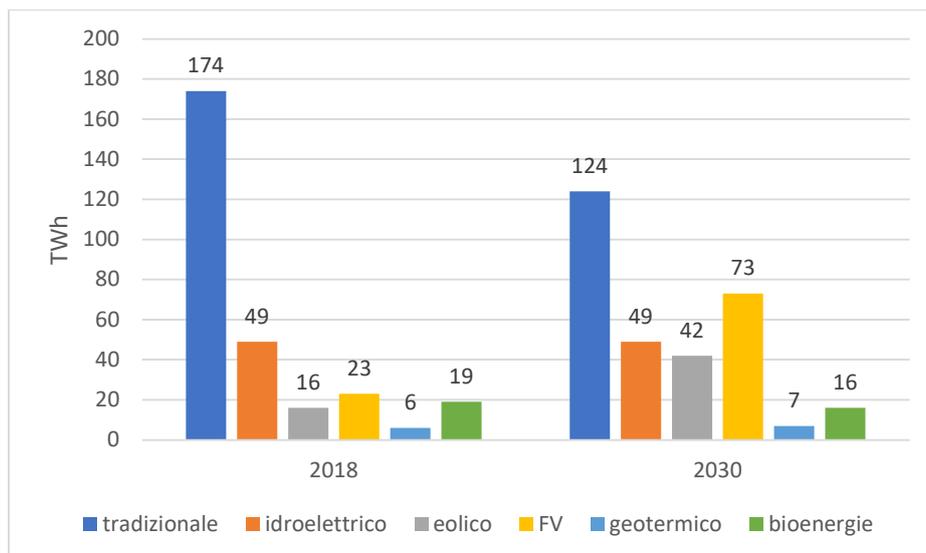


Grafico 1.8: Produzione nazionale di energia elettrica

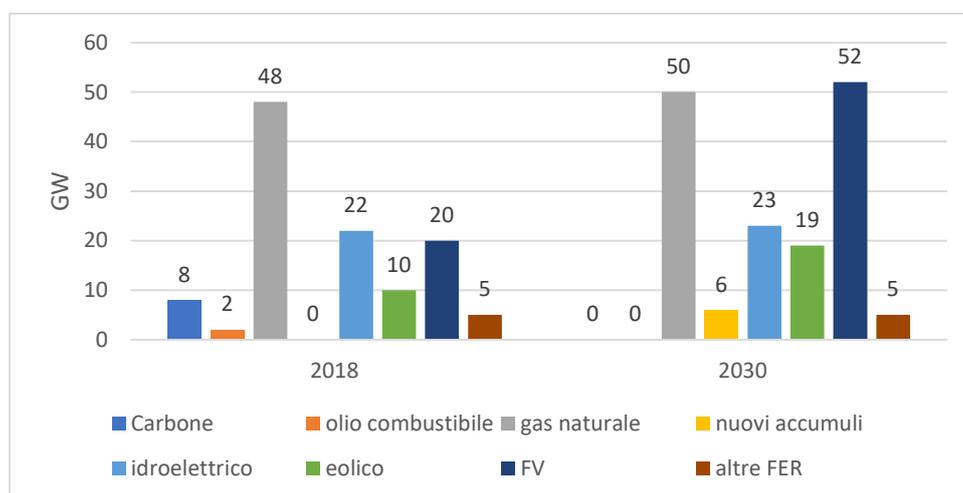


Grafico 1.9: Capacità installata in BT, MT e AT

La GD che produce da FER non ha la stessa capacità di regolazione che possono fornire invece gli impianti di tipo rotante tradizionali; inoltre, la quota crescente di Impianti connessi in BT e MT (quota intesa sia come numero di Impianti, sia come valore di potenza installata) si ripercuote sulla gestione della RTN. A complicare la gestione della RTN vi è anche la questione della Phase-Out Coal che prevede la dismissione entro il 2025 di oltre 7 GW di impianti a carbone.

Quanto messo in evidenza giustifica l'esigenza di monitorare gli Impianti GD connessi alla rete del DSO che rientrino entro certi standard e di creare un adeguato canale di comunicazione per lo scambio dati in real time tra DSO e TSO, in modo da salvaguardare la RTN. È quindi opportuno aggiungere questo servizio ai sistemi di difesa già esistenti che tengono conto della GD, in modo da avere un unico tool di osservabilità sulla media e bassa tensione che permetterebbe di tarare meglio i sistemi di difesa, che non si baserebbero più su informazioni statiche ma su informazioni real time dinamiche.

[9]

1.3.3 Evoluzione della domanda nella rete

La pianificazione degli interventi previsti dal DSO per rinnovare la rete di DEE ha tenuto conto degli scenari evolutivi in termini della domanda di energia e potenza elettrica da parte degli utenti finali, strettamente legata alle innovazioni tecnologiche ed alle scelte economiche e politiche della Nazione. Per perseguire lo scopo, il DSO ha implementato un'analisi considerando le previsioni del TSO descritte nei documenti chiamati "Scenari della domanda elettrica in Italia 2016-2026" e "Documento di descrizione degli Scenari 2019".

I fattori utilizzati per analizzare lo scenario evolutivo della domanda di energia elettrica sono stati:

- Moderata crescita del PIL;
- Lieve decrescita della popolazione;
- Minime misure di incentivazione inerenti all'efficienza energetica;
- Crescita delle FER basata sul Levelised Cost of Energy (LCoE);
- Ridotti investimenti sui sistemi di accumulo elettrochimico;
- Maggiore diffusione dell'e-mobility.

Le previsioni sono state distinte in:

- a) Previsione nel Breve Periodo: 2020-2025;
- b) Previsione nel Medio Periodo: 2025-2030;
- c) Previsione nel Lungo Periodo: 2030-2040;

Per l'analisi dello scenario nel Breve Periodo, è stata considerata una crescita del PIL di circa il +1,3% e un indice di intensità elettrica dovuto al grado di recepimento delle politiche di efficienza energetica pari al -0,4%; è stato stimato un tasso medio annuo di crescita della domanda di energia elettrica di circa +0,9% e un conseguente incremento lineare di energia da 322 TWh del 2020 a 338 TWh del 2025. Considerando condizioni climatiche particolarmente sfavorevoli, è stato stimato che nel 2025 la domanda di potenza sarà di circa 66 GW, ovvero +3,4% rispetto al 2021. È stato previsto nel Breve Periodo una maggiore elettrificazione dei consumi pari a +1,12% dovuta ad esempio al fatto che l'energia elettrica verrà maggiormente utilizzata per la ricarica dei veicoli elettrici e come vettore energetico ai fini del riscaldamento, ed è stato stimato un efficientamento dei consumi elettrici con utilizzatori di classe energetica avanzata che introduce un tasso decrescente pari a -0,75%.

Per l'analisi della Previsione nel Medio Periodo, è stata considerata una crescita del PIL pari a +0,5% e conseguentemente è stata valutata una domanda di energia elettrica uguale a circa 350 TWh in termini di energia e 56,3 GW in termini di potenza. Per tale periodo si prevede uno scenario in cui l'elettrificazione dei consumi è stimata intorno al +2%, mentre l'efficientamento dei consumi elettrici attraverso utilizzatori aventi classe energetica avente un livello ancor più avanzato con riduzione del -1,7%. È stato ritenuto opportuno considerare anche una maggiore diffusione delle auto elettriche e dei charge points per la loro ricarica, in particolare è stato previsto che entro il 2030 ci sarà un incremento di circa 1,7 milioni di auto elettriche in Italia che in base ai valori di riferimento delle direttive in materia, corrisponderebbero a un fabbisogno medio di energia compreso tra 2,5 TWh e 3,4 TWh (considerando una media chilometrica annua di circa 10000 Km/anno).

In fine lo scenario di Previsione per il Lungo Periodo, ovvero nel periodo compreso tra il 2030 e il 2040, stima una crescita economica con un incremento del PIL pari a +0,5%, con una destinazione finale dell'uso dell'energia elettrica incentrata principalmente nel ramo industriale e dei trasporti, con una leggera inflessione della quota di energia avente destinazione residenziale e dei servizi. Si prevede che entro il 2040 si avrà un ulteriore incremento della domanda di energia elettrica pari a 384 TWh e conseguente valore di potenza pari a 62,3 GW. [4]

Dalle previsioni fatte si evince che nei prossimi anni vi sarà una maggiore elettrificazione dei consumi finali dalla quale ne deriverà una crescente richiesta di energia, che potrà essere sopperita dalla

maggior diffusione della GD connessa nelle reti del DSO e un conseguente potenziamento dell'infrastruttura di DEE per consentire la gestione dei crescenti flussi di potenza.

1.4 RIGEDI e PESSE

1.4.1 Generalità

L'aumento di energia prodotta da FER non programmabile, crea situazioni temporanee di criticità nell'esercizio del sistema elettrico, le cui cause sono:

- a) Riduzione della capacità di regolazione;
- b) Riduzione dell'inerzia produttiva del sistema elettrico;
- c) Incertezza sulla produzione da impianti fotovoltaici ed eolici;

Si riscontrano anche nuovi problemi di controllo in quanto i centri di produzione connessi alla rete MT risultano essere dispersi e spesso lontani dai centri di consumo.

Per le problematiche prima esposte, nasce l'esigenza di poter limitare la GD in certe condizioni di funzionamento come, ad esempio, in periodi temporali ad elevato irraggiamento solare e basso consumo energetico. Quindi, al fine di consentire un'ideale composizione del parco di generazione, si adotta una particolare Procedura di distacco della GD chiamata Riduzione della Generazione Distribuita (RIGEDI). [11]

Inoltre, al fine di far fronte a situazioni di importante carenza di energia per tempi prolungati, si dispone di un'ulteriore Procedura chiamata Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE) molto importante per evitare interruzioni non controllate con conseguente disalimentazione incontrollata delle utenze finali. Tale procedura, a differenza del RIGEDI, prevede il distacco a rotazione dei carichi. [12]

Attualmente avere il controllo del SEN presuppone che si conosca la GD in MT e in BT sia in fase predittiva che in tempo reale. Per adempiere a tale scopo il Gestore acquisisce per ogni cabina primaria (CP) sia dati previsionali sia telemisure della potenza attiva e reattiva differenziata per aggregato:

- Carico
- Generazione aggregata per fonte
- Totale di cabina

Tali informazioni vengono rese note dal DSO ai sistemi SCADA del TSO; le modalità di implementazione del canale di comunicazione finalizzato come vedremo alle funzioni di abilitazione da remoto e/o telescatto sfruttano un supporto dedicato in fibra ottica o servizi di comunicazione a larga diffusione quali ADSL o simili a seconda della specificità delle reti di distribuzione nonché degli ambiti territoriali interessati.[2] [13]

1.4.2 RIGEDI

Il piano di riduzione della GD su rete MT è chiamato RIGEDI, esso ha lo scopo di consentire al TSO di garantire la sicurezza del SEN ovvero far fronte a possibili criticità che possono incidere negativamente sulla continuità e qualità del servizio di fornitura elettrica. Nel Piano sono coinvolte varie figure in funzione della rispettiva area di competenza a cui corrispondono delle differenti responsabilità: produttori titolari degli Impianti GD connessi ad un sistema MT, DSOs e TSO.

In particolare, gli Impianti GD coinvolti nel piano sono quelli che oltre a essere connessi alla rete MT siano impianti da FER non programmabili (eolica o fotovoltaica), che presentino potenza nominale

dei gruppi di generazione maggiore o uguale a 100 kW e che immettano in rete tutta la produzione (al netto dei servizi ausiliari).

Tale procedura prevede che la richiesta di distacco di tali impianti di generazione qualora non siano possibili altre azioni, provenga dal TSO secondo il seguente criterio:

- Se gli Impianti GD sono connessi in MT su linee dedicate, le disconnessioni vengono effettuate direttamente dai DSO con tempo di preavviso (TP) di 60 minuti (GDTEL);
- Nel caso degli altri Impianti connessi in MT, le disconnessioni vengono effettuate dai produttori stessi, i quali vengono informati sette giorni prima della data prevista di distacco, qualora non siano stati installati i dispositivi necessari per il teledistacco (GDPRO) [14]

La procedura di distacco della GD segue una certa logica e tiene conto della decentralità della GD ovvero che:

- 1) Solo in alcuni casi si possono distaccare Impianti GDR agendo da remoto sulle linee MT ad essi dedicati (GDTEL);
- 2) Gli Impianti GDPRO non sono presidiati né telecontrollati, quindi serve un tempo di preavviso per ogni operatività, considerando anche che questi Impianti spesso condividono la connessione con linee che sono al servizio di utenze passive, quindi la limitazione della produzione deve essere attuata dai Titolari stessi;
- 3) Alcuni Impianti GD sono conformi all'allegato M della norma CEI 0-16, per cui tali Impianti detti GDRM possono essere teledistaccati da remoto dal DSO anche con tempi più ridotti rispetto agli Impianti GDPRO e GDTEL. [11]

Il primo passo per poter applicare il piano di riduzione è classificare in tre categorie gli impianti di GDR, attivabili secondo il seguente ordine di priorità:

- a) Impianti di tipo GDPRO;
- b) Impianti di tipo GDTEL;
- c) Impianti di tipo GDRM;

dove si ribadisce il fatto che gli Impianti GDTEL e GDRM sono disattivati solo in casi particolari quando distaccare gli Impianti GDPRO risulta essere insufficiente.

Vengono designate le seguenti aree geografiche interessate dal piano:

- Area Nord-Ovest (Piemonte, Liguria, Val d'Aosta);
- Area Nord (Lombardia);
- Area Nord-Est (Veneto, Friuli e Trentino);
- Area Centro-Nord (Toscana ed Emilia-Romagna);
- Area Centro-Sud (Lazio, Molise, Abruzzo, Marche ed Umbria);
- Area Sud (Puglia, Calabria, Basilicata e Campania);
- Sicilia;
- Sardegna.

Per ogni area geografica, ciascun DSO crea dei Gruppi (G), formati da un insieme di Impianti GD oggetto del distacco di potenza a rotazione:

Tabella 1.6: Gruppi di distacco per area geografica

	Gruppi di distacco GDPRO - Distributore: _____				
	G1	G2	G3	G4	G5
Area Nord-Ovest					
Area Nord					
...					
Sardegna					

Ogni DSO comunica ad ogni Titolare di GDPRO il G di Riduzione al quale appartiene. L'entità dei gruppi per cui viene richiesta la riduzione di potenza prodotta, viene realizzata attraverso dei livelli di severità (LS) ai quali sono associati i G:

Tabella 1.7: Distribuzione dei gruppi per livello di severità

	Livelli di Severità				
	L1	L2	L3	L4	L5
Lunedì	G1	G2	G3	G4	G5
Martedì	G2	G3	G4	G5	G1
Mercoledì	G3	G4	G5	G1	G2
Giovedì	G4	G5	G1	G2	G3
Venerdì	G5	G1	G2	G3	G4

	L _{f1}	L _{f2}	L _{f3}
Sabato/prefestivo	G1+G2	G3	G4+G5
Domenica/festivo	G4+G5	G3	G1+G2

Nello schema di Tabella 1.7 i G di riduzione degli Impianti GDPRO sono indicati con G1, G2, G3, G4, G5, mentre con L1, L2, L3, L4, L5 vengono indicati i livelli di severità in cui ciascun livello include quelli più bassi (ad esempio il livello L3 include anche L1 e L2).

Per quanto concerne gli Impianti GDTEL, all'interno di ognuna delle aree geografiche, ciascun DSO raggruppa gli Impianti di produzione per Centro Operativo, distinguendo tra impianti eolici e fotovoltaici. Ogni gruppo, associato ad un Centro Operativo viene identificato da un codice e avrà potenza unitaria minore o uguale a 50MW.

Tabella 1.8: Suddivisione Impianti GDTEL

Distributore _____	Fotovoltaico		Eolico	
	Codice	MW	Codice	MW
Centro Operativo				

In fine l'entità della produzione riducibile tramite GDRM, viene stabilita da ciascun DSO costituendo dei raggruppamenti di Impianti dentro ogni area geografica, in G aventi approssimativamente lo stesso livello di potenza distaccabile:

Tabella 1.9: Raggruppamenti Impianti GDRM

	Gruppi di distacco GDRM - Distributore: _____				
	G1	G2	G3	G4	G5
Area Nord-Ovest					
Area Nord					
...					
...					
Sardegna					

Ciascun DSO rende noto ai Titolari di Impianti GDPRO, GDTEL e GDRM il gruppo di appartenenza e comunica al TSO l'entità della potenza distaccabile installata degli Impianti, la quale definisce il periodo e la quantità di GD da ridurre in base alla criticità da fronteggiare.

Il TSO richiede l'attivazione della procedura per gli Impianti GDPRO, il giorno D-7 (ovvero sette giorni prima del giorno obiettivo in cui dovrà avvenire il distacco degli Impianti) entro le ore 17.00 comunicando al DSO e al GSE di predisporre quanto occorre per l'attivazione del piano RIGEDI e specificando:

- Il giorno obiettivo di applicazione;
- L'orario del distacco;
- Le aree interessate;
- I gruppi di distacco coinvolti;
- Il livello di severità.

A sua volta il DSO che ha ricevuto la comunicazione da parte del TSO, provvede ad avvisare i Titolari degli Impianti GDPRO coinvolti dal Piano, verificando che abbiano ricevuto tale notifica. I Titolari di Impianto a loro volta dovranno attuare la riduzione di potenza nei tempi e seguendo le modalità comunicategli.

Qualora si rendesse necessario applicare il provvedimento di distacco per gli Impianti GDTEL, il Centro Ripartizione del TSO comunica, con TP pari a 60', al Centro Operativo competente ed alla Sala Controllo indicata dal DSO, l'esigenza di ridurre a zero la potenza degli Impianti. In particolare il TSO specifica il codice che identifica l'insieme delle linee da distaccare e l'intervallo orario previsto del distacco.

In casi particolarmente critici il provvedimento di distacco può essere applicato agli Impianti GDRM. In questo caso il Centro Nazionale di Controllo del TSO invia un comando di distacco al Sistema di Distacco del DSO il quale a sua volta lo inoltra ai Titolari di impianto coinvolti. Se il Centro Nazionale di Controllo non dovesse riuscire a comunicare, causa malfunzionamenti, con il Sistema di Distacco del DSO, il Centro Ripartizione del TSO comunica al Centro Operativo competente e alla Sala Controllo designata dal Distributore la notifica di applicare il piano di riduzione di potenza agli Impianti GDRM con un TP di 30', dando indicazione specifica di:

- Codice identificativo dei gruppi di generazione da distaccare (come da prospetto del DSO);
- Intervallo orario previsto.

È evidente che per il distacco della GDRM siano necessari dei requisiti che ne consentano il distacco da remoto. Tali requisiti mirano ad ampliare la quantità di GD che può essere sconnessa in tempo reale e a rendere tale azione concretizzabile in tempi più ridotti rispetto ai tempi previsti per attuare il distacco degli Impianti GDTEL. Come prima cosa il sistema con cui il TSO comunica e invia il comando di distacco ai Sistemi di Distacco del DSO e con cui questi restituiscono al TSO il segnale logico di apertura dell'interruttore di ogni GDRM coinvolto, deve essere una rete di telecomunicazioni dedicata con prestazioni tali da garantire i tempi di risposta attesi; come riportato

nell'Allegato A.69 al Codice di Rete il protocollo da utilizzare per la comunicazione tra TSO e DSO si basa sullo standard IEC 60870-5-104.[10] La procedura per il RIGEDI permette di utilizzare canali di comunicazione preesistenti solo se i flussi informativi di scambio dati siano sottoposti ad una separazione logica rispetto al flusso di telemisure e telesegnali che dal DSO è indirizzato al Sistema di Controllo di Terna, la quale protegge mediante firewall il proprio lato di connessione.

La gestione dei distacchi da parte del DSO deve essere realizzata in modo da soddisfare dei requisiti funzionali che non vadano in contrasto a quanto prescritto nell'allegato M della Norma CEI 0-16 il quale definisce i requisiti tecnici di cui devono disporre gli impianti fotovoltaici ed eolici aventi potenza nominale complessiva maggiore o uguale a 100 kW affinché sia possibile operare il teledistacco in situazioni di emergenza; l'architettura di riferimento è la seguente:

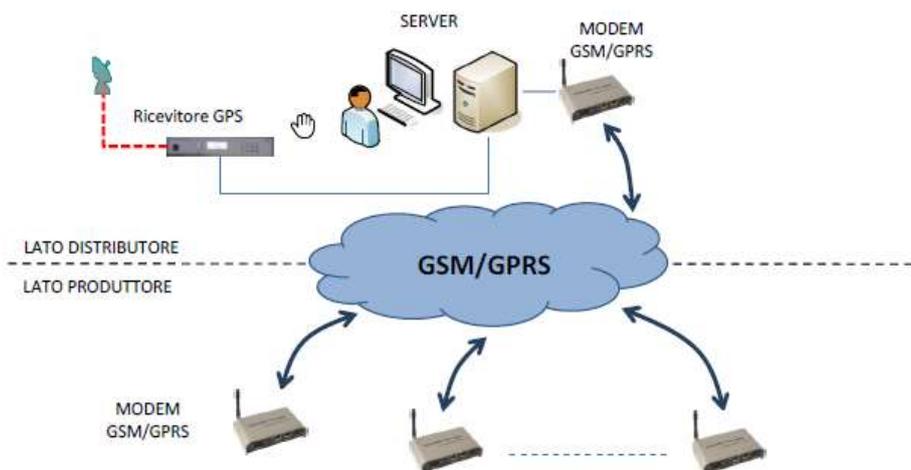


Figura 1.26: Architettura di comunicazione tra Produttore e DSO

L'architettura di comunicazione tra DSO e Proprietario di Impianto GD (Produttore) prevede l'installazione di modem GSM/GPRS nel lato Produttore connesso mediante una rete di telecomunicazione al Centro Operativo del DSO il quale avrà il suo modem GSM/GPRS e sarà sincronizzato tramite GPS. In particolare, è prevista l'installazione, presso ogni Produttore, di modem GSM/GPRS dedicato esclusivamente al Sistema di Difesa, di un'antenna GSM/GPRS, eventuale modulo di interfaccia verso il SPI qualora il modem non sia dotato di ingressi/uscite digitali, SPI, SIM card fornita dal DSO, sistema di alimentazione ausiliaria (UPS, batterie tampone) che alimenti, in caso di mancanza alimentazione normale gli apparati prima elencati. Gli apparati UPDM (Unità Periferica per il sistema di Difesa e Monitoraggio) sono gli apparati periferici di difesa e monitoraggio aventi la funzione di acquisire misure e altre informazioni ausiliarie e di attuare comandi di distacco o modulazione della produzione a seguito della ricezione di un messaggio proveniente dal DSO. [15] [16]

Il funzionamento del sistema di distacco GDRM è basato sullo scambio di opportuni messaggi SMS tra il modulo di Interfaccia e il sistema centrale di gestione del Distributore. Sulla seguente procedura si basa l'approvazione concessa dal DSO per la connessione degli Impianti GD alla rete. Considerando un UA avente codice $POD = x$, il distacco del generatore avviene con le seguenti modalità:

il DSO invia un messaggio "Distacco utenza x" al modulo di Interfaccia, il quale interpreta il messaggio (confrontandolo con quello memorizzato al suo interno secondo le indicazioni del DSO) e attiva l'uscita digitale collegata alla Protezione di Interfaccia (PI); questo segnale resta nello stato di attivazione fin quando non viene ricevuto il messaggio di ripristino e determina l'apertura del Dispositivo di Interfaccia (DDI) inibendone la chiusura fino al ripristino. Il modulo di Interfaccia invia quindi al DSO l'SMS di avvenuta apertura tramite il GSM, confermando l'esito positivo

dell'operazione; il messaggio che l'UA invia è di questo tipo: "utenza x distaccata - Input=K - Output=Y".

La procedura di ripristino del generatore prevede, al cessare delle condizioni di emergenza della rete, l'invio da parte del DSO di un messaggio SMS all'UA del seguente tipo: "RIPRISTINO utenza x"; tale messaggio consente l'avvio delle procedure relative alla riconnessione dell'unità di produzione alla rete; il modulo di Interfaccia, una volta ricevuto tale messaggio, riabilita l'impianto alla riconnessione che avverrà a cura dell'UA secondo le modalità previste dalla Norma CEI 0-16. Una volta ripristinata la connessione del generatore alla rete, l'UA invia il seguente SMS al DSO confermando l'avvenuto ripristino: "utenza x ripristinata - Input=K - Output=Y".

Riassumendo la sequenza dei messaggi scambiati tra DSO e UA per il distacco ed il successivo ripristino dell'impianto, avremo:

a) Procedura di Distacco

DISTRIBUTORE	=>	"DISTACCO utenza x"
UTENTE ATTIVO	=>	"utenza x distaccata - Input=K - Output=Y"

b) Procedura di Ripristino

DISTRIBUTORE	=>	: "RIPRISTINO utenza x"
UTENTE ATTIVO	=>	"utenza x ripristinata - Input=K - Output=Y"

Dove:

K=1 => Ingresso attivo; K=0 => ingresso disattivo.

Y=1 => Uscita attiva; K=0 => uscita disattiva.

Oltre la procedura descritta, è utile implementare dei messaggi di Diagnostica che permettano di risolvere eventuali problemi di funzionamento del sistema; il primo scambio di messaggi tra DSO e UA è il seguente e consente di verificare la connessione in rete del GSM:

DISTRIBUTORE	=>	: "utenza x stato Input - Output"
UTENTE ATTIVO	=>	"utenza x stato - Input=K - Output=Y"

Inoltre, sempre ai fini della diagnostica, il DSO invia il seguente messaggio:

DISTRIBUTORE	=>	: "RESET utenza x"
--------------	----	--------------------

il modulo di Interfaccia, ricevuto questo messaggio, deve resettarsi, effettuare l'autodiagnostica, porsi nelle condizioni di riposo iniziali (uscita disattiva) ed inviare il seguente messaggio al DSO:

UTENTE ATTIVO	=>	"utenza x RESET OK/KO - Input=K - Output=Y"
---------------	----	---

Una volta che il sistema è stato allestito, il DSO procede con una prova di distacco reale dell'impianto GD dell'UA. Tali prove vengono eseguite:

- Nel momento della messa in servizio del teledistacco;

- Su un determinato evento o periodicamente (ogni due anni) per verificare il corretto funzionamento del sistema nel tempo.

In riferimento alla prova funzionale per la messa in servizio del teledistacco, vengono eseguiti i seguenti test:

- Verifica della connessione GSM/GPRS;
- Invio di un comando di distacco e inibizione con misurazione dei tempi di attuazione (tempo massimo ammissibile) dal sistema remoto e riscontro dell'effettiva apertura dell'interruttore;
- Verifica della permanenza di inibizione sul comando di chiusura dell'interruttore;
- Invio comando di ripristino;
- Spegnimento interfaccia locale e verifica comparsa allarme da remoto;
- Accensione modem e richiesta reset da remoto.

In riferimento alle prove su evento vengono eseguite nel caso in cui si manifestino delle anomalie nel sistema o in caso di sostituzione (o riconfigurazione) di parti del dispositivo di riduzione della potenza. Le prove cicliche vengono invece predefinite dal DSO con una frequenza tale da consentire una verifica periodica del corretto funzionamento del sistema. [15]

Il sistema di teledistacco per la partecipazione degli Impianti GDRM alla difesa del SE fornisce al DSO la possibilità di eseguire le seguenti operazioni:

- Inviare il comando di apertura, associando la data e l'ora del distacco e del ripristino;
- Acquisire la telesegnalazione di Conferma Apertura, in modo da avere un riscontro sull'avvenuta corretta manovra dall'impianto;
- Inviare il comando di Ripristino, in modo da permettere al Proprietario di Impianto GD a riprendere servizio;
- Ottenere le segnalazioni di diagnostica, per verificare il corretto funzionamento della connessione sulla rete di telecomunicazione e la presenza di eventuali anomalie sul sistema di teledistacco;
- Ricevere o stimare una misura analogica della potenza prodotta dall'Impianto.

Gli Impianti GDRM devono essere raggruppati in Gruppi nelle modalità viste per gli Impianti GDPRO; secondo quanto previsto dal Codice di Rete nell'Allegato A.69 per ogni gruppo viene richiesto:

Informazione sulla potenza attiva interrompibile in tempo reale;

- Un comando di distacco degli Impianti sottesi al gruppo;
- Un segnale di posizione interruttore "cumulativo", il quale rappresenta la disponibilità del gruppo al distacco (posizione "chiuso") o del distacco avvenuto (in posizione "aperto").

Il teledistacco viene considerato eseguito con successo da parte del TSO se in un tempo definito sarà giunta la relativa telesegnalazione di interruttore "aperto".

In conclusione, il DSO utilizzando il proprio archivio dati, crea dei report da inviare al TSO entro 3 giorni dopo ogni teledistacco. [11]

La progressiva implementazione della quantità di GD distaccabile in tempo reale (GDRM), ovvero con TP dell'ordine di pochi minuti, consentirà di diminuire sempre di più l'effetto negativo sulla continuità del servizio poiché, per consentire il distacco dei gruppi di generazione, non verrebbe più aperta la linea elettrica che collega direttamente l'Impianto GD con la CP, come invece accade con la GDTEL. Inoltre, l'implementazione da parte dei Produttori e dei DSO di sistemi che consentano il teledistacco in situazioni critiche per il sistema elettrico, consente una più efficace applicazione del RIGEDI rispetto alla GDPRO (che ha rappresentato fino ad oggi la maggior parte degli Impianti GD) la quale prevede delle azioni da parte dei produttori che sono difficili da andare a verificare.

A tal fine i DSOs che dispongono almeno di una CP connessa alla RTN hanno implementato un sistema centralizzato in grado di inviare i segnali necessari per l'attivazione del teledistacco e

verificano l'effettiva installazione da parte dei Produttori, dei sistemi che servono ad operare il teledistacco da remoto, nonché il loro corretto funzionamento. [14]

1.4.3 PESSE

Il Piano di Emergenza per la Sicurezza del SE, denominato in seguito PESSE, ha il compito di disalimentare i carichi secondo una certa logica in modo da limitare l'impatto di una carenza energetica prolungata ed evitare interruzioni incontrollate della fornitura di energia elettrica alle utenze finali che causerebbero dei disagi notevoli alla popolazione. È compito dei DSO disporre il proprio piano e attuare tale procedura seguendo quanto riportato nel CdR e in conformità alla delibera del CIPE del 1979. Il piano redatto dal DSO di riferimento, insieme ai piani di emergenza redatti e ricevuti dai DSO ad esso sottesi, viene trasmesso da questo al TSO il quale verifica che i piani predisposti rispettino i criteri da esso pretesi.

Il DSO redige il Piano attraverso una procedura che richiede delle attente valutazioni, che portano all'individuazione dei carichi che vanno esclusi dalla procedura di disalimentazione. Per tale ragione ogni Distributore effettua un censimento degli utenti connessi alla propria rete. Il Piano coinvolge tutte le utenze, inclusi i soggetti titolari di meccanismi di controllo del carico (Demand Response) ed esclude i soggetti titolari di un contratto di interrompibilità e che sono assegnati ad un altro Sistema di Difesa predisposto dal TSO (BMI).

Ciascun DSO attua il piano su un carico la cui potenza distaccabile al massimo Livello di Severità (LS) è pari ad almeno il 22,5% del carico totale che esso stesso alimenta; i LS in cui vengono inseriti gli utenti sono 5 e contrassegnati da numeri romani ed ogni LS successivo al primo comprende anche la disalimentazione delle utenze contenute nei LS precedenti. Il DSO forma 20 Gruppi di Distacco in cui l'utenza viene suddivisa; di questi gruppi, solo 15 contengono l'utenza distaccabile. Ad ognuno dei 15 Gruppi viene assegnato, nell'ambito della singola giornata, più di un Turno di Rischio di interruzione dell'alimentazione la cui durata di ogni Turno è di 1,5 ore; questo perché nelle situazioni più critiche, ogni Gruppo può essere interrotto più volte in un giorno, per una durata complessiva di 4,5 ore (ovvero massimo tre turni). Il DSO pone particolare attenzione nel cercare di predisporre la procedura in modo tale da evitare che durante l'attuazione del Piano possano essere distaccati più gruppi situati geograficamente in zone limitrofe; questa situazione riguarda in particolare le città: il DSO provvede suddividendo la città in più Gruppi di Distacco in modo tale da evitare la disalimentazione di aree urbane troppo vaste.

Il DSO al fine di ottimizzare la procedura, per entità di carico e per localizzazione territoriale, istituisce il proprio Piano con un dettaglio Regionale, tenendo in considerazione le possibili evoluzioni dello scenario elettrico.

Entriamo nel dettaglio dell'entità del carico distaccabile: i Gruppi di Carico distaccabile, come detto prima vengono divisi in cinque LS; ogni LS prevede il distacco di almeno il 4,5% del fabbisogno elettrico del DSO ovvero del carico complessivo puramente passivo (quindi al netto della GD presente nella rete del DSO) degli utenti alimentati dalla rete del DSO stesso. Vengono inoltre individuate due fasce orarie in cui è possibile applicare il Piano: una relativa al periodo Invernale che va dalle 07:30 alle 21:00, ed una relativa al periodo Estivo che va dalle 09:00 alle ore 22:30.

Il DSO volendo garantire l'efficacia del Piano, tiene conto della presenza di Impianti GD nella propria rete di DEE, i quali potrebbero essere distaccati insieme all'utenza coinvolta nel Piano. Al fine di garantire l'efficacia del Piano il DSO procede in questo modo:

- a) Limita il distacco della GD escludendo se possibile dal Piano i montanti delle linee che hanno una presenza rilevante di GD connessa;
- b) Esclude dal Piano le linee di DEE che rientrano nel perimetro GDTEL;
- c) Inibisce al distacco quelle linee che al momento in cui viene attuato il Piano, si trovano nella condizione di risalita (ovvero situazione in cui il flusso di potenza va dal DSO verso la RTN).

Il DSO oltre all'efficacia del Piano si pone come obiettivo quello di ottimizzare il monitoraggio e la gestione del SE in scenari critici di emergenza, allora raccoglie ed invia al TSO attraverso il proprio Sistema di Controllo i dati relativi all'entità del carico distaccabile in termini di potenza attiva misurata sui montanti MT che hanno origine nelle CP, aggregati per ogni Gruppo di Distacco.

Le informazioni e le procedure elaborate ai fini del Piano, possono essere usate per fronteggiare stati di emergenza legati ad esempio a violazioni dei limiti operativi di elementi di rete (sovraccarichi, condizioni di degrado o collasso della tensione, etc..) ponendosi come un provvedimento locale applicabile alle singole CP interessate; si tratta di un provvedimento di tipo preventivo applicato a seguito o a previsione di stati di emergenza definiti "Riduzione di Carico a Rotazione Localizzato in Emergenza"; in tali provvedimenti di riduzione di carico localizzato, si prevede il distacco dei trasformatori in cabina o dei montanti MT dei carichi sottesi alle CP di una porzione di rete rilevante, mediante apertura degli interruttori. Questo tipo di riduzione di carico a rotazione localizzato è l'estrema contromisura da adottare qualora altre misure come il riassetto della rete elettrica e il redispacciamento della produzione risultassero inefficaci. [12]

Capitolo 2: Osservabilità della GD

2.1 Introduzione all'Osservabilità della GD

Il SE è gestito dal TSO il quale opera tre distinte fasi temporali ed operative [17]:

1) Programmazione:

- Previsione del fabbisogno energetico per diversi orizzonti temporali (annuale, settimanale, giornaliero);
- Verifica della congruenza dei programmi di produzione ai fini della copertura della domanda di energia, della sicurezza del SEN e dell'adeguatezza della riserva operativa.

2) Tempo Reale:

- Controllo dello stato di funzionamento del SE e delle prestazioni degli Impianti;
- Teleconduzione degli Impianti (solo quelli che competono al TSO);
- Verifica della disponibilità di tutti i componenti del SE e predisposizione degli opportuni assetti di rete;
- Verifica della sicurezza mediante simulazioni in regime stazionario e dinamico;
- Regolazione della frequenza e della tensione;
- Controllo dell'interconnessione con l'estero;
- Gestione dei piani di difesa e del piano di riaccensione del SE.

3) Analisi dell'esercizio:

- Valutazione dell'esercizio;
- Definizione degli schemi di rete;
- Analisi dei guasti e dei disservizi.

Le informazioni che vengono acquisite attraverso il monitoraggio continuo degli Impianti in tempo reale, sono fondamentali per il TSO al fine di gestire il SE in tutte e tre le fasi di gestione, garantendo adeguati livelli di sicurezza e qualità del servizio.

Da quanto messo in luce nel Capitolo 1 esiste già una struttura che consente il controllo, il monitoraggio e la gestione della rete di DEE, utile alla salvaguardia del SEN in situazioni di emergenza. Il TSO oggi osserva in real time solo gli scambi di potenza tra la rete di trasmissione e ciascuna CP, ma tale informazione non basta più per la comprensione in tempo reale delle dinamiche degli eventi e per l'attuazione efficace ed efficiente delle opportune contromisure, basti pensare alle variazioni repentine di produzione fotovoltaica che conseguentemente fanno variare il prelievo netto di una CP, ma anche alla digitalizzazione sempre più pervasiva delle reti elettriche che ha portato inevitabilmente ad una maggiore vulnerabilità di tutto il SEN: lo scambio dati tra centri operativi e campo nonché i comandi di telecontrollo viaggiano sull'etere e questo comporta che i cracker, esperti di sistemi e di sicurezza informatica riescano ad introdursi in reti di computer senza autorizzazione riuscendo a eseguire operazioni di spionaggio industriale, frodi e a danneggiare il SE minacciandone il corretto funzionamento con forti ripercussioni sull'intera società italiana.

Oggi giorno oltre a perfezionare quanto già realizzato, si vuole fare un ulteriore passo, ovvero riuscire a prevenire e semmai contrastare possibili minacce, siano esse intenzionali (come cyber attacchi) o

non intenzionali (condizioni climatiche particolari, eventi naturali catastrofici, etc.) attraverso una particolareggiata osservazione in tempo reale della GD connessa alla rete di DEE (distinguendo la produzione per fonte, localizzazione geografica e per CP alla quale è sottesa) che contribuisce allo scambio con la RTN. L'Osservabilità potrà essere usata dal TSO per diverse applicazioni adibite alla gestione in sicurezza del SE come ad esempio [1]:

- Calcoli di rete in regime statico e dinamico: miglioramento della valutazione delle condizioni di esercizio e di tutti i principali parametri elettrici che caratterizzano la rete elettrica;
- Ottimizzazione del perimetro degli Impianti da movimentare (ad esempio curtailment rinnovabili);
- Sistemi di monitoraggio delle grandezze quali potenza di cto.-cto. e inerzia in tempo reale;
- Sistemi di difesa adattativi alimentati da una stima in tempo reale della GD (es. potenza disponibile sotto alleggerimento di carico, potenza riducibile tramite procedura RIGEDI, composizione del mix energetico produzione e carico su montanti misti sotto Piano di Alleggerimento).

L'Osservabilità introdurrà ulteriori benefici sulla qualità del servizio di alimentazione a tutte le utenze connesse alla RTN e alla rete di DEE: l'utilizzo dei dati resi disponibili in tempo reale consente di ottimizzare la previsione del fabbisogno di energia e il dimensionamento della riserva, inoltre l'aumento delle informazioni che possono essere utilizzate nelle analisi ex-post consentono di migliorare i processi che supportano la gestione dell'intero SEN.

Questa ulteriore disponibilità da parte del TSO consentirà a quest'ultimo di superare le criticità della diffusione della GD da FRNP e dell'interconnessione del SE italiano con quello europeo.

Per andare incontro alle criticità del SEN, il TSO ha ideato due piani di difesa, da cui l'Osservabilità prende spunto, che sono il RIGEDI e il PESSE descritti nel Capitolo 1. Implementando nel sistema di difesa del SEN anche l'Osservabilità, ovvero l'osservazione capillare del comportamento elettrico di ogni utente, si riuscirà a garantire l'esercizio in sicurezza del SEN.

2.2 Il quadro regolatorio ed i riferimenti normativi

Dal punto di vista regolatorio, l'Osservabilità della GD nasce nel 2015 con la Delibera 646/2015 [18] grazie alla quale ARERA, definisce i requisiti minimi che caratterizzano i livelli di complessità della funzionalità denominata "Osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse connesse alle reti di distribuzione di energia elettrica in media tensione" (per brevità "Osservabilità MT"), distinguendo due livelli di complessità (OSS-1 e OSS-2) [19]. Inoltre ARERA con questa delibera ha dato avvio all'effettuazione di sperimentazioni attraverso dei progetti pilota finalizzati alla caratterizzazione del livello di osservabilità OSS-2:

- Definizione operativa della tipologia di dati scambiati tra DSO e TSO (dati misurati e stimati e frequenza di aggiornamento);
- Definizione dell'indicatore di accuratezza delle stime e la valutazione delle soglie di ammissibilità dell'indicatore;
- I dati e le informazioni che il TSO deve mettere a disposizione del DSO al fine di migliorare la rete di DEE stessa.

Tale sperimentazione purtroppo non ha condotto ad un'unica soluzione omogenea e flessibile capace di fornire stime accurate della GD.

Il Legislatore europeo, negli anni successivi, ha riconosciuto l'esigenza di rivedere e ampliare il perimetro dello scambio dati tra DSO e TSO a causa della crescente interconnessione del sistema elettrico europeo, adottando i Codici di Rete Europei in materia di connessione (Requirements for Generators – RfG, Demand Connection Code – DCC, High Voltage Direct Current Connections – HVDC) e con il Codice di Rete Europeo in materia di esercizio (Regolamento UE 2017/1485, System Operation Guideline – SOGL).

Il regolamento SOGL suddivide i dati in tre tipologie [20]:

- a) In tempo reale (ad esempio: Osservabilità);
- b) Strutturali (ad esempio: potenza installata, tipo fonte, etc.);
- c) A programma (ad esempio: indisponibilità).

La nuova normativa UE, in particolare il Regolamento SOGL, nel disciplinare lo scambio dati tra TSO, DSOs e SGU, riconosce l'esigenza di visibilità real time degli Impianti GD da parte del TSO e rinvia a livello nazionale la definizione del perimetro e del contenuto dello scambio dati, ai soggetti destinatari dei dati (TSO e DSO) [1].

Sulla base dei risultati derivati dalla sperimentazione avviata dalla Delibera 646/2015, ARERA ha avviato un procedimento "Avvio di procedimento per l'implementazione della regolazione dello scambio dati tra Terna S.p.A., le imprese di Distribuzione di energia elettrica e i Significant Grid User, ai fini dell'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale" (Delibera 628/2018), per definire il modello di scambio dati tra TSO, i DSOs ed i Produttori allineato alle nuove disposizioni contenute nel Regolamento europeo SOGL e nel Regolamento RfG, prevedendo che [21]:

- 1) Siano avviate dal TSO una o più consultazioni con il coinvolgimento dei DSOs, finalizzate alla:
 - a. definizione dei soggetti tenuti a inviare i dati;
 - b. modalità per lo scambio dei dati mediante soluzioni in grado di minimizzare il rapporto costi/benefici;
 - c. tipologia di dati, marcatura temporale e frequenza di comunicazione.
- 2) I documenti derivanti dalle consultazioni siano sottoposti ad ARERA per l'approvazione, la quale ha il compito di curare gli aspetti relativi a:
 - a. Soluzioni tecnologiche da adottare per l'apparecchio da installare per la raccolta e l'invio dei dati, coinvolgendo il Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI), il quale ha già elaborato e messo in consultazione pubblica l'allegato O della norma CEI 0-16 che descrive l'apparecchio di monitoraggio;
 - b. Responsabilità dei soggetti coinvolti;
 - c. Modalità di copertura dei costi, coinvolgendo il Politecnico di Milano;
 - d. Modalità e tempistiche di adeguamento degli Impianti esistenti.

A valle della Delibera 628/2018 il TSO ha elaborato una proposta, condivisa con i DSOs mettendo in consultazione alcuni Allegati e Capitoli del Codice di Rete (CdR), approvata poi da ARERA con la Delibera 36/2020 [22]. Nell'ambito del CdR, il TSO ha predisposto le nuove versioni del Capitolo 3 inerente allo scambio dati a programma, dell'Allegato A.6 (ora denominato "Criteri di acquisizione dati per il telecontrollo") inerente lo scambio dati in tempo reale, dell'Allegato A.7 (ora denominato "Sistemi di monitoraggio delle perturbazioni delle reti elettriche a tensione uguale o superiore a 50 kV"), dell'Allegato A.13 (ora denominato "Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna") anch'esso inerente allo scambio dati in tempo reale e dell'Allegato A.65 (ora denominato "Dati tecnici strutturali") inerente lo scambio dati strutturali. Con i predetti Allegati, il TSO ha definito i principi generali e le specifiche sulle quali si basa lo scambio dati con i principali utenti del SE, descrivendo le attività e le specifiche necessarie per il controllo dei sistemi e la connessione degli utenti agli stessi.

In particolare, l'Allegato A6 stabilisce i criteri di acquisizione dati per il telecontrollo e l'Osservabilità descrivendo [17]:

- Le attività che il TSO svolge ai fini del telecontrollo del SEN;
- Le principali informazioni che devono essere fornite dai titolari degli Impianti GD;
- Le modalità con cui tali informazioni devono giungere in tempo reale ai Sistemi di Controllo;

mentre l'Allegato A13 [23] definisce i criteri di connessione al Sistema di Controllo del TSO con l'obiettivo di consentire l'attuazione delle funzioni di supervisione e controllo, tele-regolazione e monitoraggio da remoto delle grandezze elettriche.

Questi documenti sono stati posti in consultazione dal TSO in ottemperanza a quanto previsto dal Regolamento SOGL e dopo aver accolto alcune osservazioni espresse dai DSOs in sede di consultazione e inerenti agli aspetti procedurali dello scambio dati, ha provveduto ad apportare le opportune modifiche e ad inviare il 9 Dicembre 2019 le proposte finali formulate ad ARERA per sottoporle all'approvazione.

A seguito di ciò ARERA con la Deliberazione 36/2020 ha verificato positivamente, con alcune modifiche puntuali, le proposte di modifica al Codice di Rete e dei relativi Allegati formulate dal TSO finalizzate alla definizione dell'applicabilità e della portata dello scambio dati ai sensi del Regolamento SOGL, nonché le relative modalità di scambio dati; nell'approvare i documenti, ARERA ha sottolineato che l'invio al TSO dei dati in tempo reale dovrà avvenire tramite il DSO che gestisce la rete cui sono connessi gli Impianti di GD e il quale potrà avvalersi di un DSO terzo per lo svolgimento di tale attività (solo in caso di esplicita e motivata rinuncia da parte del DSO competente, il TSO potrà acquisire i dati in tempo reale direttamente dagli Impianti GD).

Al fine di attuare nel più breve tempo possibile l'Osservabilità, ARERA ha avviato il 6 Ottobre 2020 la consultazione DCO 361/2020 dal titolo "Orientamenti per l'implementazione della regolazione dello scambio dati tra Terna S.p.A., le imprese distributrici e i Significant Grid Users ai fini dell'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale" [24] dove: viene riassunta la proposta formulata dal TSO e già verificata positivamente da ARERA con la Delibera 36/2020/R/eel, viene riassunta l'inchiesta pubblica del CEI riguardante la soluzione tecnologica da adottare per il monitoraggio degli Impianti GD e dove vengono coinvolti il TSO, i DSOs e ARERA stessa in una discussione sugli orientamenti in merito alla definizione delle responsabilità, dello sviluppo e della manutenzione delle soluzioni tecnologiche atte allo scambio dati, nonché delle tempistiche e delle relative modalità di copertura dei costi previsti per l'adeguamento degli Impianti GD esistenti.

Il DCO 361/2020 presenta i seguenti orientamenti proposti da ARERA:

- Criteri per la distinzione tra Impianti nuovi e Impianti esistenti ai fini dell'implementazione delle soluzioni tecnologiche necessarie per lo scambio dati;
- Individuazione delle responsabilità dello sviluppo e della manutenzione delle soluzioni tecnologiche necessarie allo scambio dati;
- Procedure per l'adeguamento degli Impianti di produzione esistenti;
- Attività in capo ai DSOs.

Con questa consultazione ARERA sancisce in particolare di:

- 1) Affidare la responsabilità dell'installazione e manutenzione della soluzione tecnologica da adottare per la rilevazione dei dati real time dell'Impianto GD (in seguito chiamata monitoratore centrale di impianto (MCI) o controllore centrale di impianto (CCI)) al Proprietario dell'Impianto GD;
- 2) Che gli Impianti già in esercizio o che entreranno in esercizio entro il 31 Dicembre 2020, dovranno implementare le nuove tecnologie e le nuove funzionalità, inoltre gli Impianti che entreranno in esercizio dopo il 1° gennaio 2021 dovranno essere dotati di CCI;
- 3) Prevedere un premio per l'adeguamento degli Impianti;
- 4) Attribuire la responsabilità del canale di comunicazione tra CCI dell'Impianto GD e Sala di Controllo del DSO, il quale entro il 31 Aprile 2021 dovrebbe completare le attività di competenza per consentire l'Osservabilità degli Impianti GD;
- 5) Che il DSO invii al TSO i dati storici dell'energia prodotta dagli Impianti connessi in MT e in BT degli ultimi 5 anni e i dati puntuali relativi all'energia immessa dagli Impianti GD in scambio sul posto aventi potenza inferiore a 55 kW (fino ad oggi questi dati sono stati trasmessi in maniera aggregata per area di riferimento).

La messa a regime del processo di acquisizione e trasmissione dei dati dagli Impianti GD monitorati ai rispettivi DSOs alle cui reti di DEE sono connessi e da questi al TSO, necessita di una definizione tecnica specifica che ha trovato luogo di condivisione in appositi Tavoli Tecnici organizzati a partire

da Marzo 2020 per consentire una maggiore collaborazione tra TSO e i DSOs. Durante i Tavoli Tecnici è stato possibile discutere riguardo: l'opportuna modalità di collegamento e scambio dati in tempo reale in ottemperanza agli Allegati A6 e A13 del CdR, sulla suddivisione delle responsabilità e sulla gestione dei dati off line (associazione anagrafica CP – Impianto GD, dati di misura storici dell'energia elettrica prodotta per unità di produzione), nonché la pianificazione degli eventuali Impianti già disponibili al DSO da acquisire nella prima fase di implementazione, la definizione del piano di evoluzione temporale per l'implementazione del flusso dati verso il TSO, le modalità di calcolo degli SLA (Service Level Agreement, strumenti contrattuali attraverso cui è possibile definire le metriche del servizio di qualità offerto dai DSOs e che questo è tenuto ad osservare onde evitare di incorrere a penalità) e di monitoraggio delle performance dei flussi dati verso il TSO.

2.3 Evoluzione del canale di comunicazione

I dati rilevanti ai fini dell'Osservabilità opportunamente rilevati negli Impianti di GD e veicolati verso il DSO in tempo reale, dovranno essere resi disponibili in favore del TSO secondo le modalità descritte nel CdR del medesimo [23] [17] e approvate da ARERA [22] e considerando le problematiche di sicurezza, disponibilità e affidabilità necessarie.

I DSOs dovranno attivare un collegamento che utilizzi il protocollo IEC 60870-5-104 per poter esportare le informazioni verso un server gestito dal TSO e che consentirà il collegamento tra più client; in questo modo i dati verranno inviati come flusso continuo al TSO con la stessa frequenza di aggiornamento con cui arrivano al DSO da parte dei Proprietari di Impianti GD.

Questo protocollo è stato scelto per la scalabilità nelle connessioni, per la disponibilità sui sistemi operativi, per l'adattabilità alle architetture, ed implementa un meccanismo di comunicazione di tipo publish/subscribe che consente di:

- Attuare politiche di sicurezza nel trasporto dei dati;
- Avere un'alta affidabilità nelle informazioni scambiate.

Inoltre, permette al TSO (ovvero al client) di:

- Identificare diversi gruppi di dati (topics) aggregati su base geografica;
- Avere un flusso continuo di informazioni con latenze molto basse;
- Disporre di librerie consolidate, anche Open Source.

Il payload di ogni messaggio trasmesso dal DSO al TSO conterrà oltre al valore della grandezza misurata, anche gli attributi più significativi, in particolare: l'ioaddress, il timetag, il quality code dell'informazione.

Le informazioni scambiate saranno organizzate in topics la cui struttura e naming convention saranno definite dal TSO e che in generale saranno strutturati in modo da individuare la provenienza e la classificazione dell'informazione (ad esempio: DSO/area/Station).

La pubblicazione dei messaggi, in base alla tipologia di informazione trattata, rispetteranno i livelli di Quality of Service (QoS) previsti dal protocollo.

Per quanto riguarda la sicurezza, lo scambio informativo dovrà avvenire con modalità atte a garantire:

- Autenticazione degli utenti/dispositivi;
- Autorizzazione dell'accesso alle risorse, implementando la corretta gestione dei permessi per i topics;
- Cifratura del canale trasmissivo;
- Integrità dei messaggi pubblicati garantita dall'implementazione di meccanismi di scambio sicuro delle informazioni.

2.3.1 Architettura per lo scambio dati in tempo reale

L'architettura per lo scambio dati in tempo reale prevista per gli Impianti GD connessi in MT sulle reti di DEE, si baserà sull'installazione in ogni Impianto GD di un apparato IED (Intelligent Electronic Device) in grado di comunicare con il DSO utilizzando il protocollo di comunicazione IEC 61850. Le informazioni inviate dagli Impianti GD ai DSOs alle cui reti sono connessi, verranno poi messi a disposizione del TSO ed eventualmente ad altri soggetti abilitati attraverso un canale di comunicazione che utilizzi il protocollo IEC 60870-5-104 per esportare le informazioni con una frequenza di aggiornamento analoga a quella di invio dei dati dagli Impianti GD (4s / 20s per la BT). Quest'ultimo protocollo rappresenta lo standard di riferimento in termini di completezza, affidabilità e diffusione tra gli apparati geograficamente distribuiti per la comunicazione su lunghe distanze dei dati elettrici ed è caratterizzato dalle seguenti caratteristiche [1]:

- La limitata dimensione dei pacchetti scambiati (inferiori a 254 byte) con conseguente bassa occupazione di rete e di CPU: il formato dei messaggi è appositamente progettato per rappresentare esclusivamente il set di dati necessari al telecontrollo e al monitoraggio da remoto dell'Impianto GD;
- La diffusione internazionale del protocollo nei sistemi SCADA e negli apparati di interfaccia presenti in impianto (RTU) e quindi l'ampia disponibilità sul mercato di fornitori RTU e SCADA;
- La struttura in termini di data engineering estremamente flessibile e semplice nella sua gestione;
- L'estrema semplicità ed economicità di implementazione in IED o controllori d'impianto che abbiano già disponibile una libreria 61850.

Gli apparati IED potranno collegarsi ai sistemi del TSO attraverso tre diverse alternative di collegamento, definite bilanciando le esigenze di flessibilità dei Proprietari di Impianti GD e l'esigenza di sicurezza della catena di misura per il TSO.

Per quanto riguarda invece gli Impianti GD connessi in BT nelle reti di DEE, l'architettura di acquisizione delle misure e degli stati, si ipotizza di adottare un approccio di tipo IoT (Internet of Things) / Cloud che permetterà di sfruttare al meglio le potenzialità dei misuratori 2G. Su tale aspetto vi saranno futuri sviluppi anche a seguito di attente valutazioni sulle sperimentazioni messe in atto dai DSOs o eventualmente da altri operatori.

2.3.2 Requisiti di connessione

Ai fini dell'acquisizione da parte del TSO delle informazioni provenienti dagli Impianti GD si prevedono due interconnessioni Internet.

Le interconnessioni previste ai Punti di Accesso (PA) del TSO dovranno essere dedicate ad uso esclusivo delle funzioni di Osservabilità, realizzate da due provider distinti con diversificazione di percorso sull'intera tratta. [23]

I collegamenti con il PA scelto dovranno essere realizzati in modo da garantire i seguenti requisiti minimi di disponibilità e qualità del servizio:

- Un livello di disponibilità annua del servizio atteso pari al 99,8%;
- Un andamento costante di latenza della rete;
- La velocità di connessione dovrà essere tale da supportare il volume di dati da trasmettere, garantendo i tempi di aggiornamento richiesti;
- Un tempo massimo di ripristino per i disservizi che provocano la perdita di una delle due connessioni: atteso (pari a 9 ore solari) o limite (non superiore, comunque, alle 18 ore solari);

- Un tempo di ripristino massimo per i disservizi che degradano la qualità del servizio: atteso (pari a 24 ore solari) o limite (non superiore, comunque, alle 36 ore solari).

Come già anticipato lo scambio dati dovrà avvenire utilizzando il protocollo standard IEC 60870-5-104 (IEC 104) e gli oneri di connessione ed il canone dei canali di comunicazione saranno a carico dei DSOs. Le tipologie di collegamento consentite saranno:

- Collegamento in tecnologia Radio Mobile di tipo 3G/4G;
- Collegamento in tecnologia Terrestre/Cablata.

Per l'accesso alla rete di comunicazione del TSO sono state definite tre tipologie di connessione con cui poter veicolare le informazioni della GD verso il TSO [23]:

- Acquisizione diretta;
- Acquisizione diretta via Intranet;
- Acquisizione indiretta via Intranet.

2.3.2.1 Acquisizione diretta

Prevede collegamenti dedicati, corrispondenza uno-a-uno fra apparati periferici RTU installati negli Impianti GD ed apparati periferici RTU rappresentati nella base dati nel sistema di controllo del TSO. La figura 2.1 rappresenta la tipologia di connessione:

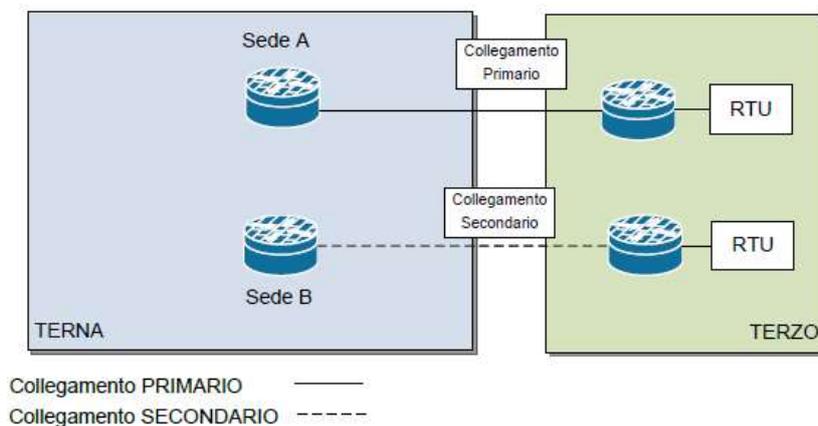


Figura 2.1: Modalità diretta di collegamento acquisizione dati

2.3.2.2 Acquisizione diretta via Intranet

Prevede l'utilizzo Intranet del Titolare, attraverso cui si rendono raggiungibili gli RTU installati negli Impianti GD con corrispondenza uno-a-uno con gli RTU nel sistema di controllo del TSO.

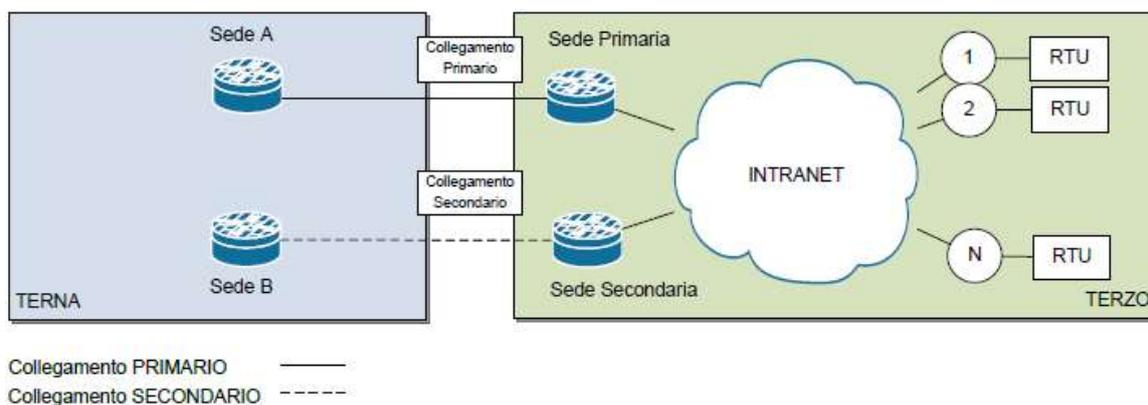


Figura 2.2: Modalità diretta via Intranet di collegamento acquisizione dati

2.3.2.3 *Acquisizione indiretta*

La terza tipologia di collegamento definita dal TSO è quella indiretta, la quale prevede la presenza di un concentratore/gateway ed utilizza la così detta RTU Virtuale che consente di facilitare la coesistenza del sistema di controllo del TSO e il sistema di controllo di un terzo (che nel caso dell’Osservabilità è proprio il generico DSO).

Il concentratore/gateway deve essere configurato in modo da accettare connessioni multiple provenienti dai centri di controllo del TSO, ad esempio fornendo diversi indirizzi IP, in modo da suddividere i dati degli Impianti per aree di competenza.

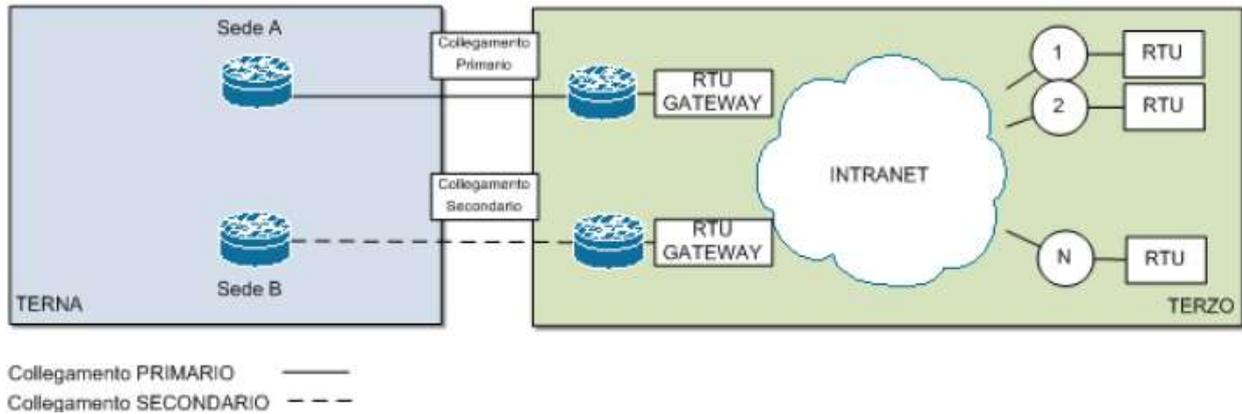


Figura 2.3: Modalità indiretta via Intranet di collegamento acquisizione dati

2.3.3 Modalità di collegamento ai fini dell’Osservabilità

Ai fini dell’Osservabilità l’architettura logica che verrà utilizzata per l’acquisizione dati sarà quella indiretta: gli RTU installati negli Impianti GD invieranno e riceveranno dati sfruttando la rete dati del DSO competente, il quale convoglierà le informazioni provenienti dai vari RTU (quindi dai diversi Impianti GD connessi alla propria rete di DEE) nel proprio concentratore/gateway rendendo poi disponibili tali informazioni al TSO grazie ad un canale di comunicazione e secondo il protocollo IEC 104:

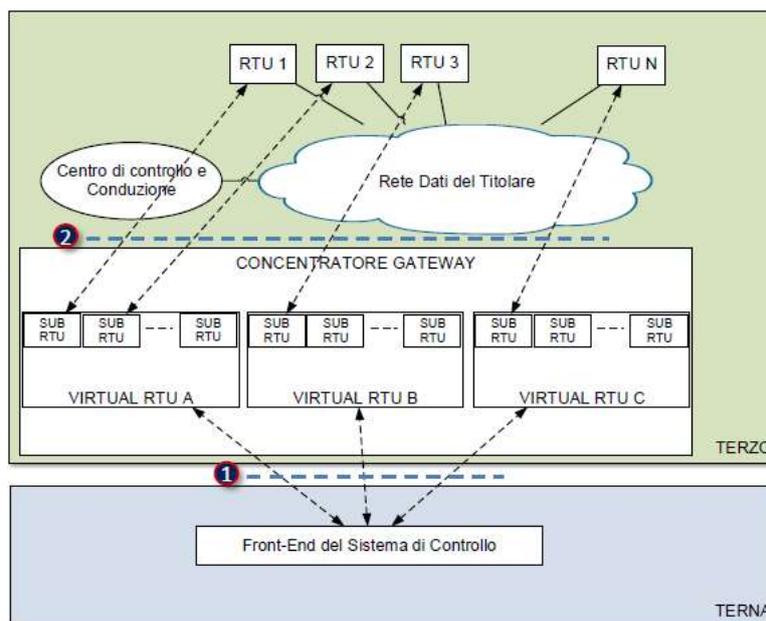


Figura 2.4: Architettura logica per l’acquisizione dati ai fini dell’Osservabilità

L'architettura logica prevede due livelli di scambio dati secondo protocollo IEC 104: il primo è rappresentato fra RTU virtuali collocati nei concentratori/gateway (aventi funzione di slave) ed i Front-end del sistema di controllo del TSO (aventi funzione di master); il secondo livello è invece rappresentato dall'interazione tra gli RTU collocati negli Impianti GD (aventi funzione di slave) ed i concentratori/gateway (con funzione di master) i quali usano al loro interno una struttura dati specifica per ogni RTU (definita sub RTU). All'interno dei concentratori/gateway i dati dovranno essere organizzati secondo quanto esposto, modalità che garantirà l'interoperabilità verso il sistema di controllo del TSO e consentirà ad ogni DSO di scegliere le modalità per la gestione dello scambio dati tra i propri centri e gli Impianti GD. [23]

Di seguito sono elencati in maniera sintetica i passi che dovranno essere eseguiti per collegare gli apparati dei Soggetti Interessati (i DSOs come si prevede nel caso di acquisizione indiretta) ai sistemi del TSO per lo scambio dei dati in tempo reale [17]:

1. TSO e Soggetto Interessato concorderanno la tipologia di collegamento da adottare;
2. Il Soggetto Interessato, su indicazioni del TSO ed entro un termine temporale prefissato, stilerà le specifiche di dettaglio relativamente alla tipologia di collegamento prescelta e le sottoporrà al TSO per approvazione;
3. Il Soggetto Interessato presenterà al TSO copia del contratto per l'attivazione del canale di comunicazione e le certificazioni (o autocertificazioni) richieste;
4. TSO e Soggetto Interessato concorderanno il data engineering di dettaglio (tipologia e numerosità dei segnali/misure, fondi scala, fattori di conversione, indirizzamenti, etc.) ed il formato per lo scambio dati;
5. Il Soggetto Interessato terminerà le operazioni di data engineering e comunicherà la propria disponibilità ad iniziare le prove point-to-point di sistema;
6. TSO, a seguito dell'esito positivo delle prove, convaliderà il collegamento del Soggetto Interessato al proprio sistema di controllo ed inizierà l'esercizio in tempo reale, per un periodo di test prefissato, in modo da verificarne la disponibilità;
7. A valle del periodo di test, il TSO comunicherà al Soggetto Interessato gli eventuali interventi correttivi, eseguiti i quali, inizierà un nuovo periodo di test e verifica dell'effettiva risoluzione dei problemi;
8. Il TSO, in caso di esito positivo delle prove dichiarerà al Soggetto Interessato l'accettazione definitiva dell'interfaccia di scambio dati.

2.3.4 Apparati periferici e loro caratteristiche

Negli Impianti GD sono presenti o verranno installati apparati che svolgeranno le funzioni di acquisizione dei dati ai fini dell'Osservabilità, del controllo e della regolazione verso gli attuatori degli Impianti GD. Le tipologie di questi apparati sono le seguenti [17]:

- Macchine di teleoperazioni (RTU e IED);
- Convertitori di misura (CM);
- Trasformatori di misura di corrente (TA);
- Trasformatori di misura di tensione (TV);
- Rivelatori di posizione degli organi di manovra;
- Rivelatori di anomalie o allarmi (ad es.: relè minima frequenza, superamento soglia di potenza attiva prevista nei piani di difesa);
- Attuatori di comando di apertura interruttore per intervento dei sistemi di difesa;
- Variatori del rapporto di trasformazione;
- Attuatori di comando di inserzione/disinserzione batterie di condensatori;
- Automatismi per la regolazione della produzione attiva o reattiva.

I CM saranno connessi ai TA ed ai TV di ogni montante controllato ed effettueranno misure di corrente, di tensione, di frequenza, di potenza attiva e di potenza reattiva.

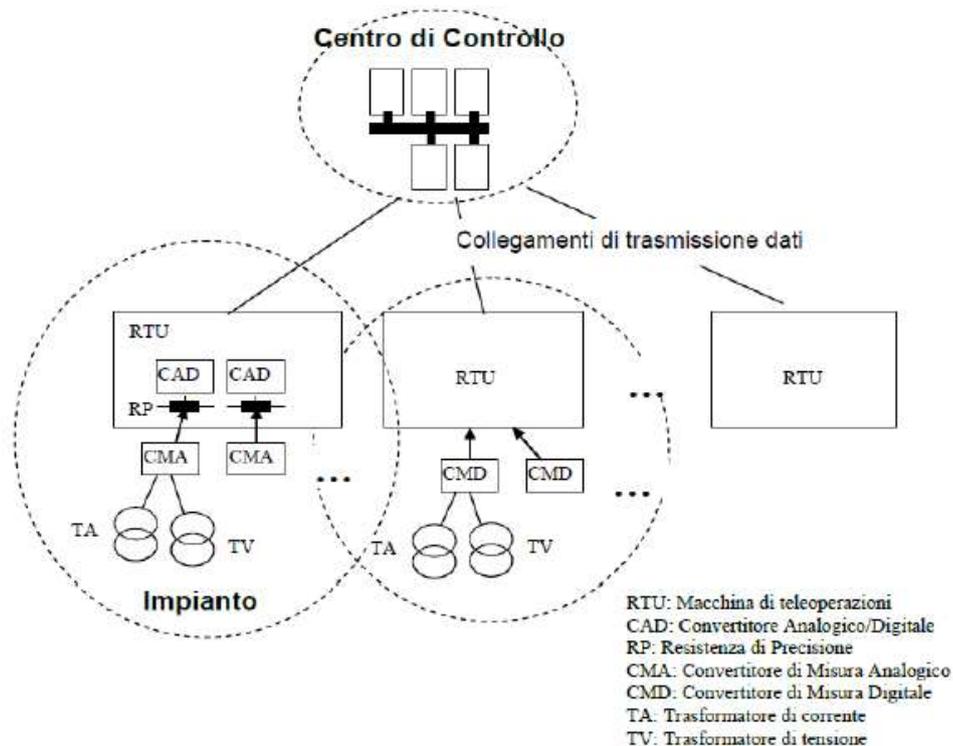


Figura 2.5: Collegamenti del sistema di acquisizione delle misure

I CM potranno essere analogici (CMA) o digitali (CMD): i CMA effettueranno il calcolo delle misure utilizzando solo componenti analogici. Le misure verranno poi indirizzate agli RTU attraverso collegamenti “current loop” e qui convertite grazie ai Convertitori Analogici/Digitali (CAD). Per attuare la conversione, in ingresso ad ogni CAD sarà presente una Resistenza di Precisione (RP) che permetterà di trasformare il valore di corrente impressa dal CM in valore di tensione facilmente misurabile dal CAD stesso. I CMD sono invece convertitori che effettueranno il calcolo delle misure sfruttando sistemi a microprocessore; la trasmissione di queste misure agli apparati RTU sarà effettuata attraverso collegamenti numerici (ad esempio in fibra ottica). In quest’ultimo caso non sarà necessaria la conversione Analogica/Digitale. [17]

L’errore di una generica misura di potenza attiva può essere calcolato considerando i seguenti valori di targa:

- TA con classe di precisione 0,5;
- TV con classe 0,5;
- Errore introdotto dai collegamenti fra TA, TV e CM di circa 0,1%;
- CM con classe 0,5;
- Errore introdotto dal RTU di circa 0,6% (considerando anche il contributo di RP e CAD).

Il TSO nel suo CdR prevede che l'errore totale ammissibile della misura di potenza dovrà essere contenuto entro il 2,2%. Sarà possibile rientrare in questa classe di precisione, ad esempio, utilizzando TA con classe 1 e CMD collegati in fibra ottica con l’apparato RTU; in questo caso infatti non sarà presente l’errore introdotto dai componenti RP e CAD dell’apparato RTU stesso.

Nelle stazioni il cui sistema di comando e controllo è di tipo digitale, alcune delle suddette funzioni saranno svolte da apparecchiature, denominate BCU (Bay Control Unit), che acquisiranno ed elaboreranno direttamente i valori presenti su TA e TV restituendo verso il sistema di controllo dell’impianto le grandezze già elaborate.

Le caratteristiche degli RTU utilizzati dovranno rispettare i seguenti requisiti [23]:

- Disponibilità dell'apparecchio maggiore o uguale al 99,9%;
- Gli RTU dovranno essere dotati di un numero ridondante di CPU;
- L'apparato RTU/Gateway dovrà essere predisposto per gestire più sessioni logiche verso il sistema del TSO;
- L'apparato RTU dovrà essere in grado di trasmettere e ricevere dati secondo le modalità previste dal protocollo IEC 104;
- Nell'apparato RTU/gateway dovrà essere implementata la diagnostica come prevista dal protocollo IEC 104;
- L'apparato concentratore/gateway dovrà essere sincronizzato con una fonte esterna GPS;
- Se l'apparato RTU o Gateway è ad uso esclusivo del TSO, esso dovrà essere dotato di interfaccia LAN dedicata per garantire che la connettività verso i sistemi del TSO stesso avvenga su segmenti di LAN fisicamente separati dal resto dell'impianto e da altri servizi di un Terzo. Negli altri casi dovrà essere garantita la segregazione dei flussi logici con modalità da condividere con il TSO.

Le caratteristiche degli apparati Router dovranno essere tali da rispondere ai requisiti di affidabilità e disponibilità richiesti:

- L'apparato Router e Switch (integrato) dovrà essere conforme alle specifiche IEC-61850-3 e IEC-1613;
- Doppia Alimentazione;
- Supporto alla criptazione (IPSEC);
- Possibilità di interfacciarsi con collegamenti in fibra ottica multimodale;
- Supporto ai protocolli di Routing più comuni.

Ogni RTU virtuale dovrà essere identificata attraverso un indirizzo IP e dovrà utilizzare un Common address per ogni sub RTU composto da un campo chiamato Common line (identificazione del RTU virtuale) e da un campo chiamato RTU number (identificazione del sub RTU).

Per garantire la continuità dei servizi occorrerà un numero ridondante di apparati di rete e di concentratori/gateway così da avere sempre i valori di disponibilità prefissati. In particolare, andranno garantiti i requisiti di disponibilità annua non inferiore al 99,8% per i collegamenti verso i PA del TSO e non inferiore al 99,9% per il concentratore Gateway. In aggiunta a tali requisiti, si dovrà garantire una disponibilità delle grandezze elettriche del singolo Impianto GD superiore al 98%.

Al fine di rispettare tali requisiti, sarà necessario garantire una disponibilità annua:

- Non inferiore al 99% dell'apparato IED;
- Non inferiore al 99,3% dei collegamenti tra Impianto di GD e DSO;

In fine si ribadisce che i flussi dati della GD trasmessi dal DSO al TSO dovranno essere indipendenti dai flussi dati già operativi per le finalità di telecontrollo della rete e del sistema di difesa.

Quindi nel caso in cui un DSO abbia già un collegamento con il TSO di tipo IEC 104, il DSO dovrà necessariamente attivare un nuovo concentratore/gateway (virtuale o fisico) dedicato all'Osservabilità della GD, il quale dovrà essere identificato nella rete mediante un nuovo indirizzamento IP.

2.3.5 Politiche di Sicurezza

Per assicurare la separazione della rete di comunicazione e per arrecare il minimo impatto ai sistemi, il TSO ha definito delle classi di indirizzamento che verranno assegnate ad ogni utente della rete. Tali classi agevoleranno anche l'identificazione e il controllo degli accessi.

Nel caso di connessione per mezzo di una rete Intranet, sarà opportuno che ogni soggetto interessato dallo scambio dati attivi dei sistemi per la sicurezza perimetrale (Firewall), questo al fine di segregare le porzioni di rete.

Ogni DSO che parteciperà all'Osservabilità degli Impianti GD, sarà responsabile della protezione e del monitoraggio delle comunicazioni per poter prevenire, rilevare ed eventualmente contrastare accessi non autorizzati ai canali di scambio dati con il TSO, che potrebbero provenire da Internet o da host residenti nelle proprie reti cablate e wireless.

In particolar modo ogni DSO dovrà attuare le seguenti [23]:

- Mantenere l'integrità e la disponibilità dei dati scambiati con il TSO;
- Mantenere logicamente segregate le reti informatiche ed i canali di comunicazione destinati allo scambio dati con il TSO;
- Informare il TSO nel caso in cui avvengano incidenti di sicurezza che interessano lo scambio dati con il TSO stesso e collaborare con esso per attuare azioni di contenimento e risoluzione.

Al fine di rendere sicuro il colloquio tra i Front end dei sistemi del TSO e gli apparati (concentratore/gateway del DSO il quale riceve i dati da più Impianti GD connessi alla propria rete di DEE), bisognerà utilizzare connessioni Virtual Private Network (VPN) per tutti gli impianti di acquisizione che sfruttano la rete intranet.

La VPN dovrà essere instaurata tra un concentratore VPN, posizionato all'interno della rete del TSO, e un terminatore VPN presente presso la rete del DSO qualora il collegamento tra le sedi sia realizzato mediante collegamento di tipo shared (es. MPLS, Satellite, intranet), si veda la figura 2.6:

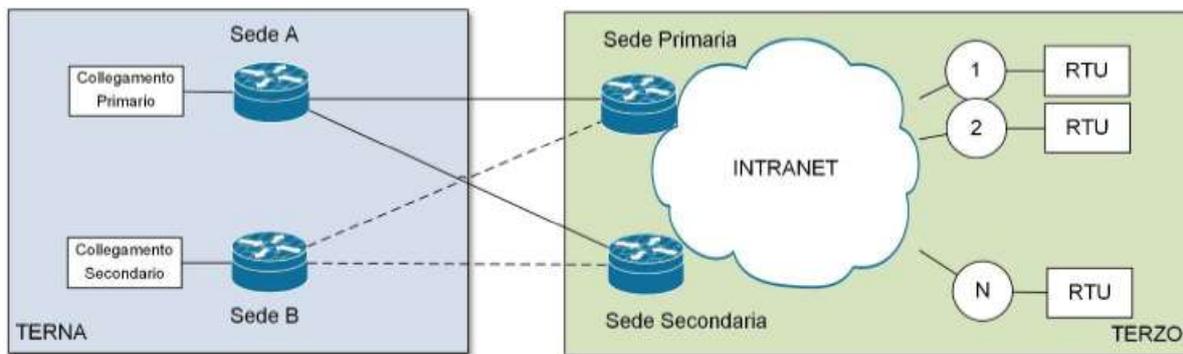


Figura 2.6: Rappresentazione delle connessioni

Sulla base di quanto indicato il DSO responsabile dei canali di comunicazione dovrà garantire tramite apposita documentazione tecnica, la conformità delle soluzioni adottate.

2.4 Struttura dell'Osservabilità GD e dello scambio dati tra TSO, DSO e SGU

Il modello di Osservabilità e scambio dati tra TSO, DSOs e SGU è stato identificato e proposto col presupposto di garantire sia al DSO che al TSO il monitoraggio in real time della GD per l'esercizio in sicurezza del SE. Il Regolamento europeo SOGL prevede che tutti gli Impianti di produzione nuovi ed esistenti con potenza maggiore di 11,08 kW connessi su reti di DEE debbano comunicare al DSO competente e al TSO una serie di informazioni in tempo reale, lasciando al TSO la facoltà di limitare questo perimetro.

Il TSO in accordo con i DSOs ha ritenuto che l'approccio dell'Osservabilità puntuale di tutte le risorse di generazione connesse alla rete di DEE non rappresenti la migliore soluzione per i seguenti motivi [1]:

- Il numero di risorse di GD connesse su reti di DEE supera le 800.000 unità e in coerenza con le previsioni del PNIEC il numero di Impianti GD connessi alla rete crescerà ulteriormente, determinando un'elevata onerosità economica e computazionale;
- Agli Impianti GD si aggiungeranno nei prossimi anni altre risorse in grado di scambiare flussi di potenza attiva, quali i sistemi di ricarica per auto elettriche e sistemi di accumulo, la cui Osservabilità sarà altrettanto importante per l'esercizio in sicurezza del SE.

Il TSO ha ritenuto opportuno adottare quindi una implementazione del modello di Osservabilità basato su un approccio di tipo statistico-probabilistico opportunamente integrato da misure campione, che rappresenta una soluzione in grado di perseguire l'ottimo tecnico-economico, che si posiziona all'interno di un range di possibili implementazioni che vedono ad un estremo la misura in tempo reale di tutti gli Impianti (massima affidabilità, massimo costo) e all'estremo opposto la soluzione basata su pure stime statistico-probabilistiche non integrate da misure campione (minima affidabilità e minimo costo). Il modello di Osservabilità che consente di minimizzare il rapporto costo/benefici e concepito per garantire l'esercizio in sicurezza del SEN è caratterizzato da:

- Un algoritmo di stima della produzione in near real time sviluppato e gestito centralmente dal TSO, basato su moderne tecnologie big data e machine learning;
- Acquisizione in tempo reale di un insieme di misure fatte su opportuni "Impianti sentinella" selezionati anche in base alla loro rilevanza nel contesto dell'esercizio in sicurezza della rete;
- L'acquisizione di altre informazioni, come ad esempio dati meteo real time o previsionali, anagrafiche tecniche degli Impianti e misure storiche utili allo sviluppo, all'esercizio e all'evoluzione dell'algoritmo di stima.

Questo modello consentirà di ottenere come output una stima affidabile dell'intero complesso delle risorse da osservare, distinte per fonte e a livello di singolo trasformatore di CP, con un livello di accuratezza adeguato alle applicazioni operative finalizzate alla gestione in sicurezza del SEN.

L'algoritmo di stima della produzione si avvarrà di opportuni dati di input che possono essere classificati in queste quattro categorie:

- 1) Misure dirette e puntuali di grandezze elettriche e segnali di stato in real time di un campione di Impianti GD;
- 2) Dati anagrafici degli Impianti GD comprendente, ad esempio, l'associazione tra Impianto e CP di riferimento, necessari a creare degli aggregati di Impianti sottesi ad ogni CP;
- 3) Dati storici di alcune grandezze elettriche, quali ad esempio l'energia prodotta dagli Impianti GD connessi alla rete MT e BT, utili all'addestramento dell'algoritmo di stima;
- 4) Dati meteorologici rilevati mediante acquisizione di immagini satellitari o rilevati da stazioni meteo, ciò dovuto alla presenza di parchi di generazione fotovoltaica tra gli Impianti GD.

Lo schema funzionale del modello di stima con cui il TSO riuscirà a stimare la GD è il seguente:

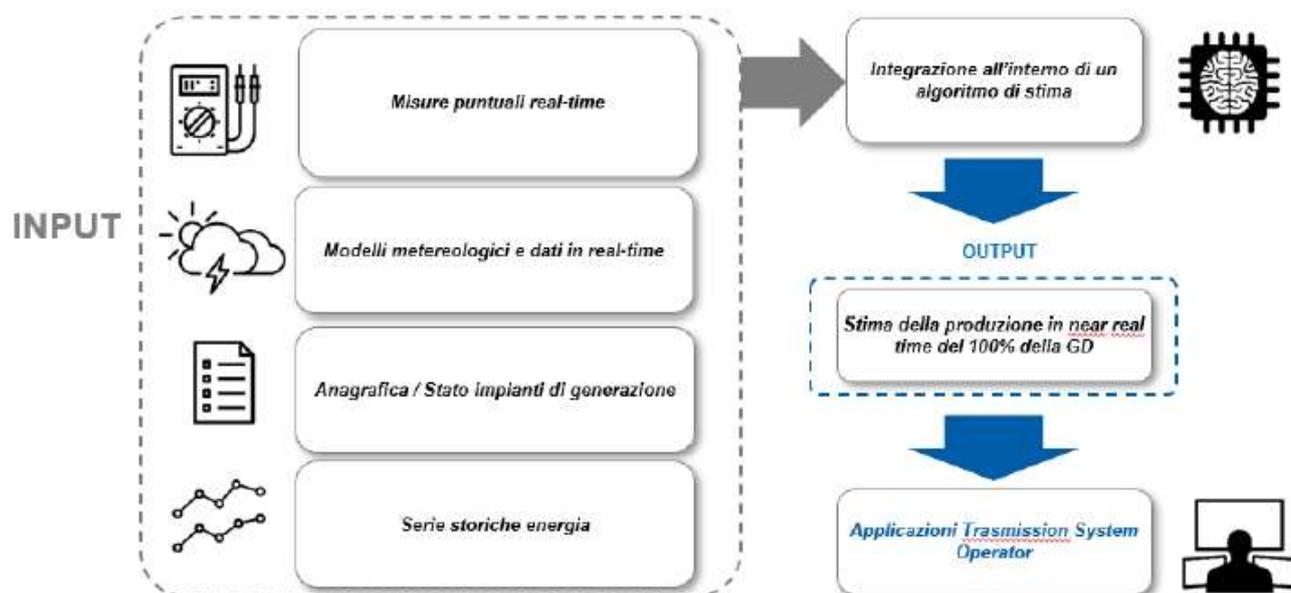


Figura 2.7: Schema funzionale del modello di stima della GD

Il progetto di realizzazione di questo algoritmo è in fase di sperimentazione, in particolare sono stati condotti dei test nella regione Molise ed attualmente esistono due distinti prototipi di stima la cui implementazione è affidata a due società esterne al gruppo Terna.

Ad oggi il TSO riceve dai DSO le misure dell'energia immessa, aggregate per area di riferimento per lo Scambio sul Posto (SSP), dagli Impianti GD aventi potenza ≤ 55 kW e le misure puntuali dell'energia immessa dagli altri Impianti GD. Poiché i prototipi di stima andranno a stimare l'energia prodotta e non l'energia immessa in rete dall'Impianto GD, è stato importante in una prima fase di implementazione dell'algoritmo avere la possibilità di acquisire le serie storiche dell'energia prodotta di tutti gli Impianti GD connessi in MT, che confrontata con l'energia immessa ci consente di avere anche una stima dell'autoconsumo.

2.4.1 Perimetro Standard e Perimetro Esteso

Al fine di implementare un modello di Osservabilità capace di stimare accuratamente il complesso della GD in tempo reale e che sia in grado di bilanciare le esigenze di osservabilità con quelle di efficienza complessiva del sistema, è stato previsto in sede di consultazione di distinguere gli Impianti GD in due perimetri:

- Perimetro Standard: comprende tutti gli Impianti GD connessi in MT di taglia ≥ 1 MW (circa 3.300 Impianti corrispondenti ad una potenza complessiva di circa 10,2 GW) [9] considerati rilevanti ai fini dell'Osservabilità;
- Perimetro Esteso: composto da un campione di Impianti connessi in MT con potenza ≤ 1 MW e di un insieme di Impianti GD connessi in BT.

L'individuazione degli Impianti GD rientranti nel Perimetro Esteso verrà definita dal TSO nelle fasi successive alla prima implementazione dell'Osservabilità seguendo un processo graduale secondo criteri geografico-dimensionali, valutazioni di efficacia tecnica e di efficienza economica.

In base al censimento GAUDI [25] aggiornato il 31 Dicembre 2019 e come già messo in luce nella tabella 1.5 del paragrafo 1.3.2 "Il contesto italiano", gli Impianti GD connessi in MT sono 31.112 (il 76% sono impianti FV) di cui solo circa 3.300 Impianti di produzione rientrano nel Perimetro Standard (una quota abbastanza piccola rispetto al numero totale di Impianti), mentre la potenza installata di tali Impianti che rientrano nel Perimetro Standard, si aggira intorno ai 10,2 GW che rappresenta circa la metà della potenza complessivamente installata dalla GD connessa in MT (circa 22 GW). Quindi si evince che monitorando in tempo reale solo questi 3.300 Impianti sentinella si riuscirà ad ottenere il monitoraggio puntuale di circa la metà della potenza installata in MT. Una volta formalizzati i criteri di selezione degli Impianti rientranti nel perimetro esteso si ritiene che il numero di Impianti sentinella connessi in MT arriverà a circa 15.000 unità.

Per quanto concerne la BT il numero di Impianti GD supera le 800.000 unità e una potenza installata di circa 8 GW. Anche la definizione degli Impianti BT che verranno selezionati come Impianti sentinella ricadenti nel Perimetro Esteso, avverrà in una fase successiva alle prime sperimentazioni che vedranno coinvolto il Perimetro Standard in una fase di studio e analisi dei risultati ottenuti a seguito dell'implementazione dei sistemi di monitoraggio.

Nei grafici 2.1 e 2.2 viene illustrata la suddivisione per fonte del numero di Impianti GD connessi in MT appartenenti al Perimetro Standard ($P \geq 1$ MW) e della loro potenza installata:

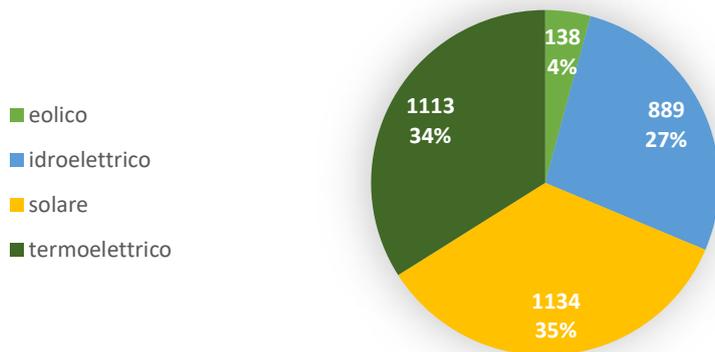


Grafico 2.1: Distribuzione Impianti Perimetro Standard

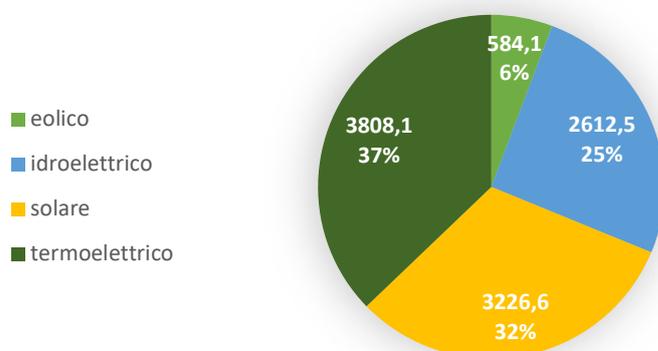


Grafico 2.2: Distribuzione potenza installata [MW] Impianti GD del Perimetro Standard

Il sottoinsieme di Impianti connessi in MT e appartenenti al Perimetro Esteso rappresenta circa l'87% (circa 27.100 impianti) del totale di Impianti MT, però copre circa il 52% (circa 11,1 GW) della potenza complessiva installata. Nei grafici 2.3 e 2.4 abbiamo la suddivisione per fonte energetica degli Impianti GD connessi in MT appartenenti al Perimetro Esteso ($P \leq 1\text{MW}$):

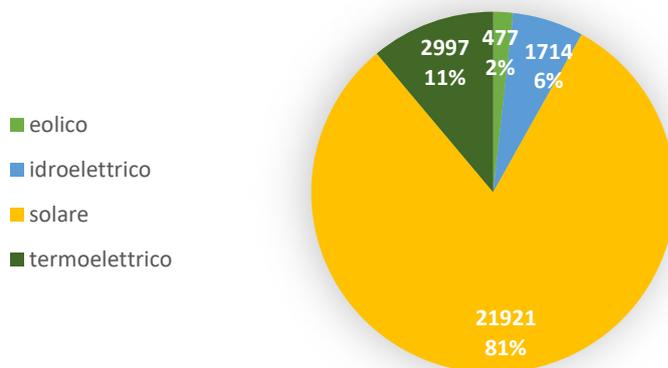


Grafico 2.3: Distribuzione Impianti GD in MT del Perimetro Esteso

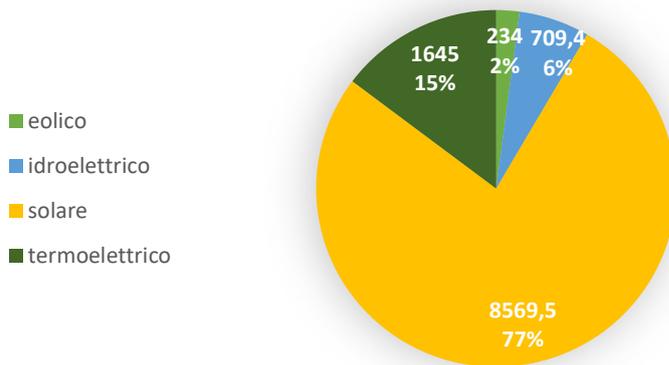


Grafico 2.4: Distribuzione potenza installata [MW] Impianti GD in MT del Perimetro Esteso

I circa 31.000 Impianti di produzione in MT sono connessi a circa 60 DSO diversi tra cui IRETI la quale è responsabile di circa 165 Impianti GD. [26]

Come invece raffigurato nei grafici 2.5 e 2.6, il sottoinsieme degli Impianti BT con potenza $P \geq 55$ kW e appartenenti al Perimetro Esteso comprende circa 29.600 unità, ovvero circa il 3% del numero totale di Impianti connessi in BT; questi Impianti hanno una potenza installata di circa 2,7 GW ovvero garantiscono il 33% della potenza prodotta in BT.

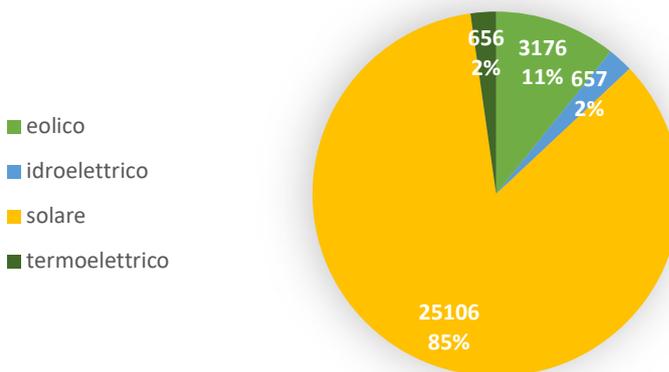


Grafico 2.5: Distribuzione Impianti GD in BT del Perimetro Esteso

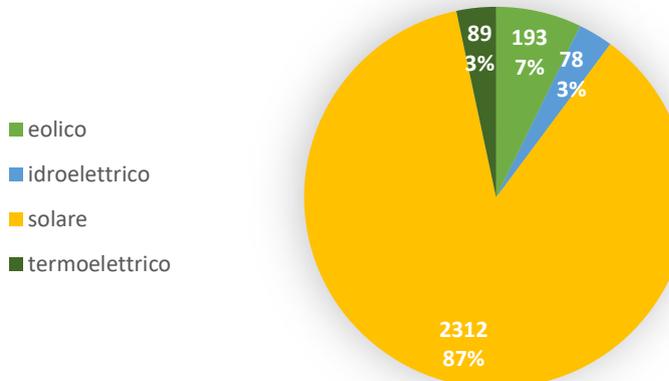


Grafico 2.6: Distribuzione potenza installata [MW] Impianti GD in BT del Perimetro Esteso

Entrando nel merito del criterio di selezione degli Impianti sentinella compresi nel Perimetro Esteso, vista la grande quantità di Impianti ivi ricadenti, il TSO coadiuvato dai DSO cercherà di definire un principio di selezione basato sulla massimizzazione del rapporto costi/benefici per il sistema, che permetterà di scegliere il minor numero di Impianti sentinella necessario per ottenere i risultati attesi ovvero minimo errore sulla stima dell'algoritmo.

Le funzioni obiettivo del prototipo di stima utilizzate per la definizione degli Impianti sentinella, avranno come proposito la riduzione dell'errore sulla previsione della GD; tra i parametri che caratterizzano le funzioni obiettivo abbiamo:

- Localizzazione dell'Impianto;
- Tipologia Impianto;
- Taglia dell'Impianto.

La finalità delle funzioni obiettivo è trovare un ottimo tecnico-economico sul numero e sulla tipologia di Impianti sentinella che formeranno il Perimetro Esteso.

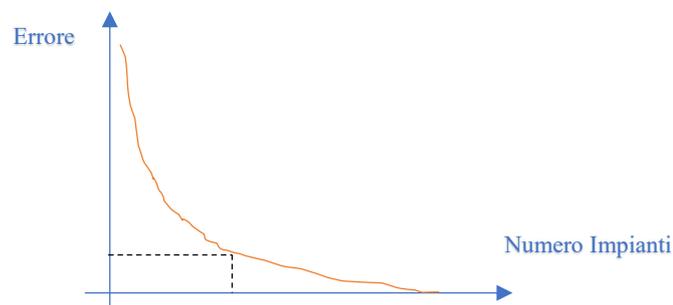


Figura 2.8: Andamento della Funzione obiettivo

In conclusione, il monitoraggio puntuale dei soli Impianti GD rientranti nei due perimetri, integrato nell'algoritmo statistico-probabilistico opportunamente addestrato, consentirà di ottenere come output una stima accurata delle grandezze di interesse in tempo reale relative all'intero complesso di Impianti GD connessi alla rete di DEE in Italia.

2.4.2 Modello di scambio dati

Il modello di scambio dati tra TSO, DSO e SGU nonché la tipologia di informazioni che si desidera estrapolare dagli Impianti GD e trasmettere alle figure competenti, sono stati fissati dalla Delibera ARERA 36/2020 e ribaditi dal DCO 361/2020, che approvano quanto previsto nell'Allegato A6 e nell'Allegato A13 del Codice di Rete di Terna.

Al fine di descrivere il modello di scambio delle informazioni, occorre distinguere tre tipologie di dati:

- 1) Dati in tempo reale: consentono la rappresentazione dello stato attuale dell'impianto di produzione/consumo o di un elemento di rete al momento della rilevazione del dato;
- 2) Dati strutturali: dati che consentono di rappresentare gli aspetti strutturali degli Impianti di produzione/consumo o degli elementi della rete;
- 3) Dati di programmazione: dati che sono utili alla programmazione delle indisponibilità e all'analisi di adeguatezza e sicurezza del SEN.

2.4.2.1 Scambio dati in tempo reale

Per svolgere le attività di gestione del SE in tempo reale, le Sale di Controllo del TSO e dei DSO faranno uso delle funzioni SCADA che consentiranno di acquisire e visualizzare i dati che arriveranno dai Controllori Centrali di Impianto (CCI) installati negli Impianti GD.

Le funzioni SCADA consentiranno di gestire l'acquisizione in tempo reale dei dati e la loro validazione, la visualizzazione dei dati agli operatori di Sala attraverso display che possono rappresentare schemi, tabelle nonché gestire allarmi ed avvisi.

Per consentire al TSO il controllo del SEN occorrerà rendere disponibili misure e segnalazioni tali da assicurare l'Osservabilità di ogni Impianto GD. Le informazioni che dovranno essere inviate con riferimento agli Impianti GD connessi alle reti di DEE che rientrano nel Perimetro Standard (Potenza installata $\geq 1\text{MW}$) sono rappresentate nella tabella 2.1 [17] che riporta anche le caratteristiche necessarie che dovranno avere per garantire la validità delle informazioni scambiate:

Tabella 2.1: Grandezze elettriche dell'impianto – Perimetro Standard

		Impianti MT P $\geq 1\text{MW}$
Grandezze da Misurare	Prodotta dall'Impianto per fonte	P, Q
Errore massimo (Accuratezza)		< 2,2% (>97,8%)
Frequenza di campionamento		4 s
Vetustà		< 4 s
Presenza del codice di qualità		SI
Segnali da fornire		Stato del Dispositivo Generale come definito nelle Norme CEI (trasmesso su variazione)

Come riportato in tabella 10, per ogni Impianto GD viene richiesta la potenza attiva e quella reattiva prodotte, suddivise per fonte primaria di energia (compresi i sistemi di accumulo). Inoltre, per gli Impianti caratterizzati da gruppi di generazione e/o sistemi di accumulo che superano le seguenti soglie:

- Inverter generatori con $P \geq 170\text{ kW}$;
- Inverter di sistemi di accumulo con $P \geq 50\text{ kW}$;
- Generatori rotanti con $P \geq 250\text{ kW}$;

è prevista la trasmissione dei dati riferiti ai singoli gruppi di generazione come riportato nella Tabella 2.2.

Tabella 2.2: Grandezze elettriche del singolo gruppo di generazione – Perimetri Standard

	Inverter generatori con $P \geq 170$ kW; Inverter di sistemi di accumulo con $P \geq 50$ kW; Generatori rotanti con $P \geq 250$ kW;
Segnali da fornire	Stato dell'interruttore o un segnale equivalente per conoscere lo stato di funzionamento (trasmessi su variazione)
Grandezze da misurare	P
Errore massimo	< 2,2% della potenza attiva per i gruppi nuovi o dove disponibile (TA e TV di classe 0,5 e CM di classe 0,2); <10% della potenza attiva per i gruppi esistenti
Frequenza di campionamento	5 minuti se l'architettura di campo è di tipo seriale; 4 s se l'architettura di campo non è di tipo seriale (e.g. 61850) e per le nuove connessioni
Vetustà	< 5 minuti se l'architettura di campo è di tipo seriale; < 4 s se l'architettura di campo non è di tipo seriale (e.g. 61850) e per le nuove connessioni
Presenza del codice di qualità	SI

In particolare, per ogni singolo gruppo che supera le soglie prima citate, viene richiesta la misura della potenza attiva prodotta e rilevata ai morsetti del singolo gruppo di generazione, allo scopo di avere una stima accurata della GD soprattutto in presenza di autoconsumo e di Impianti caratterizzati da diversi assetti di produzione in modo tale che il modello di stima funzioni correttamente. Questo modello di scambio dati consentirà al TSO di sapere quali gruppi di generazione di un Impianto GD non sono in funzione e distinguere se la causa è dovuta a malfunzionamenti, manutenzione o condizioni climatiche non permissive (nel caso di impianti eolici e solari) in modo tale che l'algoritmo di stima ne sia a conoscenza e venga addestrato correttamente; inoltre nel caso di Impianti GD costituiti da più gruppi di generazione di tipo rotante, permetterà di conoscere la stima dell'inerzia di rete.

Per la supervisione degli Impianti ed il corretto funzionamento dei sistemi di monitoraggio è stato ritenuto opportuno definire una frequenza di campionamento delle grandezze elettriche inferiore ai 4 secondi per coerenza alle esigenze di ottenere una stima del complesso della GD molto vicina al tempo reale, inoltre frequenze di campionamento maggiori sono incompatibili con gli automatismi implementati nei sistemi di difesa e non consentirebbero di sincronizzare la gestione della RTN ad AT e della rete di DEE in MT e BT.

Per gli Impianti GD connessi a reti di DEE con potenza nominale installata ≤ 1 MW (Perimetro Esteso), verrà richiesto l'invio dei dati riportati in Tabella 2.3 tra cui la potenza prodotta dall'impianto per fonte primaria di energia, sia riferita al totale dell'Impianto sia riferita a quella rilevata ai morsetti dei singoli generatori dove necessario:

Tabella 2.3: Grandezze elettriche – Perimetro Esteso

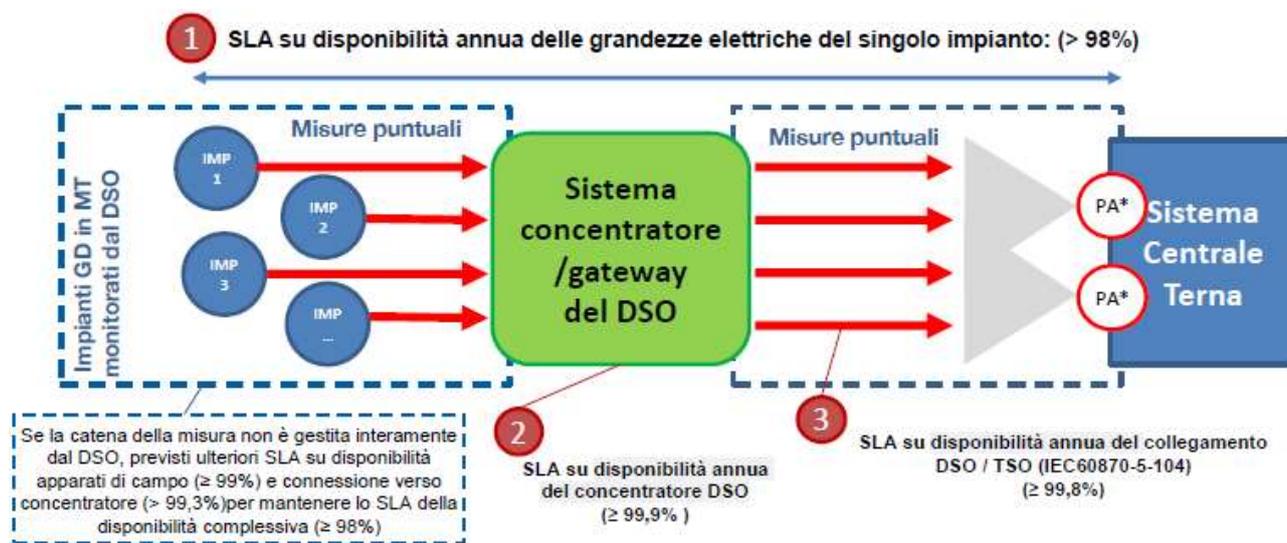
Grandezze da Misurare	Prodotta dall'Impianto per fonte	Impianti su rete MT	Impianti su rete BT
		P, Q	P
Errore massimo (Accuratezza)		< 2,2% (>97,8%)	< 2,2% (>97,8%)
Frequenza di campionamento		4 s	20 s
Vetustà		< 4 s	< 20 s
Presenza del codice di qualità		SI	SI

Si osservi che per gli Impianti BT rientranti nel Perimetro Esteso è prevista una frequenza di campionamento fino a 20 s poiché si prevede di utilizzare misuratori 2G come strumenti di rilevazione del dato.

In base all'allegato A13 del CdR, il DSO responsabile dello scambio dati verso il TSO dovrà trasmettere a quest'ultimo le informazioni acquisite dall'Impianto GD secondo le seguenti modalità [27]:

- Utilizzo del protocollo di comunicazione IEC60870-5-104;
- Utilizzo dei punti di accesso del TSO già in uso verso il sistema SCADA del TSO stesso;
- Rispetto degli SLA definiti per gli Impianti MT con disponibilità complessiva del singolo Impianto superiore al 98%.

Il DSO responsabile di tutta la catena di misura, dovrà rispettare i seguenti SLA per gli Impianti MT, mentre per gli Impianti BT le modalità di acquisizione ed i relativi SLA verranno specificati in una fase successiva alle prime sperimentazioni condotte sul Perimetro Standard:



(*) PA= punto di accesso

Figura 2.9: Modalità di collegamento e ricezione dei dati in tempo reale

L'invio dei dati al sistema di acquisizione del TSO avverrà tramite il DSO alla cui rete l'Impianto GD è connesso mediante l'utilizzo di un sistema concentratore/gateway. Ogni DSO dovrà garantire

il rispetto dei requisiti di disponibilità annua non inferiore al 99,8% per i collegamenti verso i PA del TSO e non inferiore al 99,9% per il concentratore Gateway. Sarà anche necessario garantire una disponibilità delle grandezze elettriche del singolo Impianto GD superiore al 98%. [23]

Tabella 2.4: Requisiti di Disponibilità

	Disponibilità		
	%/anno	giorni/anno	ore/anno
Monitoratore GD	99,00%	3,65	87,6
Link GD-GTW	99,30%	2,555	61,32
GTW	99,90%	0,365	8,76
Link GTW-TSO	99,80%	0,73	17,52
	98,01%	7,3	175,2

Con Delibera 36/2020 e con DCO 361/2020 ARERA ha sancito che sarà responsabilità dei Proprietari degli Impianti GD rientranti nel Perimetro Standard (siano essi nuovi o esistenti) e degli Impianti connessi in MT del Perimetro Esteso (quando questo verrà individuato) l'installazione e manutenzione di tutti gli elementi necessari per la rilevazione dei dati, dei Controllori Centrali di Impianto (CCI) aventi lo scopo di raccogliere e monitorare i dati che ad esso verranno veicolati e dei relativi canali di comunicazione interni all'Impianto che avranno il compito di rilevare e rendere disponibili i dati in tempo reale, non validati, ai sistemi della Sala di Controllo del DSO a cui è sotteso l'Impianto GD.

Il DSO acquisirà dal CCI installato nell'Impianto GD i dati in tempo reale tramite protocollo standard, in particolare il protocollo IEC 61850 internazionalmente riconosciuto come standard per le smart grid. Per tale scopo il DSO alla cui rete sono connessi gli Impianti GD oggetto di Osservabilità, potrà avvalersi anche di un DSO terzo per lo svolgimento del servizio o nel caso in cui non riuscisse ad individuare nessun altro DSO, i dati in tempo reale potranno essere acquisiti direttamente dal TSO tramite il protocollo standard IEC 104. Sarà pertanto attribuita al DSO la responsabilità dell'installazione, la manutenzione e la gestione dei canali di comunicazione tra CCI e DSO medesimo.

I dati raccolti dal DSO verranno poi trasmessi dal medesimo al TSO nel rispetto dei requisiti richiesti per ottenere delle informazioni real time; il protocollo di comunicazione che verrà utilizzato è l'IEC 60870-5-104, il quale rappresenta lo standard di riferimento in termini di completezza, affidabilità e diffusione tra gli apparati per la comunicazione su lunghe distanze dei dati elettrici.

Più in dettaglio, nel Perimetro Standard, le informazioni da trasmettere a livello di Impianto GD saranno misure elettriche e stati, con errore massimo inferiore al 2,2%, frequenza di campionamento pari a 4 s e vetustà del dato minore di 4 s; le informazioni da trasmettere a livello di generatore, ove previsto, saranno la potenza elettrica e stati dell'interruttore o segnale equivalente, con errore massimo inferiore al 2,2% per gruppi nuovi e inferiore al 10% per gruppi esistenti, frequenza di campionamento pari a 4 s se l'architettura in campo non è di tipo seriale o per nuove connessioni e pari a 5 min per gruppi esistenti se l'architettura in campo è di tipo seriale, e vetustà del dato minore di 4 s (o 5 min per gruppi esistenti se l'architettura in campo è di tipo seriale). La disponibilità annua dei componenti che concorrono a rendere disponibili i dati dovrà essere non inferiore al 99%, mentre la disponibilità del collegamento verso il DSO non dovrà essere inferiore al 99,3%. [24]

L'Osservabilità verrà realizzata dal TSO mediante l'acquisizione di tutte le informazioni necessarie allo svolgimento di tale funzione e la sua integrazione nel proprio sistema di controllo e conduzione. Il sistema di acquisizione dati sarà basato su una rete di comunicazione dedicata e dai centri di controllo; tale rete sarà distribuita in tutto il territorio nazionale e comprende diversi Punti di Accesso

(PA) localizzati nelle seguenti Sedi Territoriali: Pero (MI), Torino, Scorzè, Firenze, Napoli, Roma, Palermo e Cagliari. [23] [27]



Figura 2.10: Punti di Accesso (PA) alla rete di comunicazione del TSO

Ogni PA ha le seguenti caratteristiche:

- È predisposto per essere connesso con altre reti;
- Dotato di opportuni sistemi di sicurezza per il controllo degli accessi;
- Fornito di un sistema di controllo centralizzato;
- Protetto da sistemi firewall.

Al fine di assicurare la necessaria ridondanza dei sistemi, dei canali e dei Punti di Accesso, le connessioni alla rete di comunicazione del TSO dovranno avvenire in almeno due Punti differenziati di Accesso (PA).

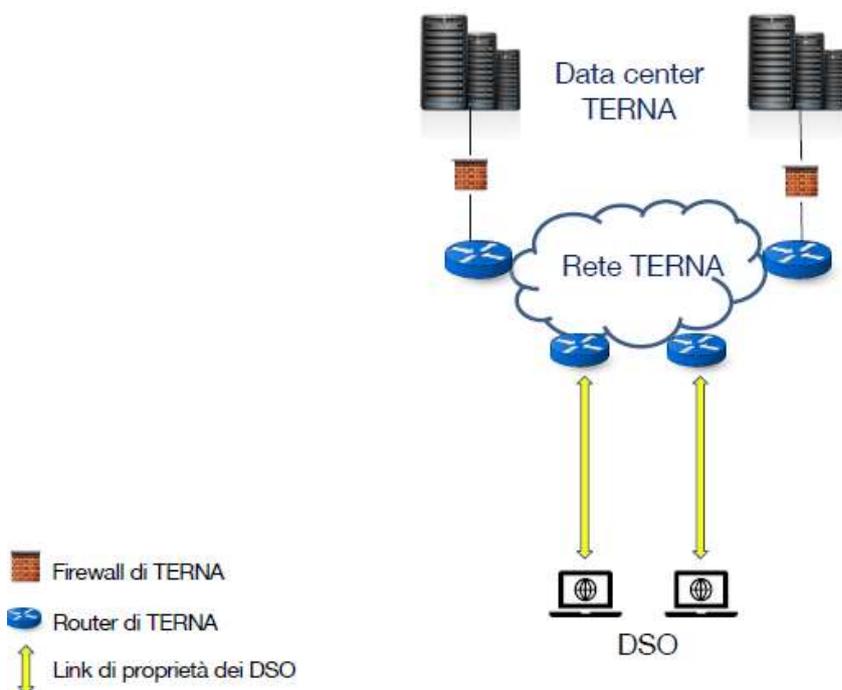


Figura 2.11: Connessione del DSO ai PA del TSO

ARERA ha ritenuto opportuno ai soli fini dell'installazione del CCI e dell'adeguamento alle prescrizioni in materia di Osservabilità, classificare come "Esistenti" tutti gli Impianti di GD già in

esercizio o che lo saranno entro il 31 Dicembre 2020, mentre saranno classificati come “Nuovi” quelli che entreranno in esercizio successivamente a tale data e per i quali dovranno essere rispettate le disposizioni in materia di Osservabilità già all’atto dell’entrata in esercizio.

Sono state stabilite da ARERA delle date di riferimento entro le quali realizzare la struttura necessaria ad attuare l’Osservabilità, si ritiene infatti che:

- Gli interventi di adeguamento degli Impianti GD dovranno essere conclusi entro il 31 Dicembre 2021;
- I DSOs completino entro il 30 Aprile 2021 le attività di propria competenza finalizzate a consentire l’Osservabilità degli Impianti GD appartenenti al Perimetro Esteso e l’interlocuzione con il TSO;
- I DSOs che volessero eventualmente rinunciare alle attività di rilevazione dei dati come esposte nei paragrafi precedenti, dovranno trasmettere al TSO e ad ARERA entro il 31 Dicembre 2020 una comunicazione che espliciti e motivi la rinuncia, evidenziando di non essere riusciti a trovare un DSO terzo cui affidare l’attività.

Al fine di poter estendere l’Osservabilità in tempo reale agli Impianti appartenenti al Perimetro Esteso, sarà necessario monitorare i risultati e le criticità derivanti da una prima fase in cui l’Osservabilità verrà applicata al solo Perimetro Standard. A tal fine il TSO avvierà delle consultazioni che coinvolgeranno anche i DSOs al fine di fornire ad ARERA una relazione in cui verrà distinto il Perimetro Esteso MT e il Perimetro Esteso BT ed in cui:

- Valutare la numerosità degli Impianti GD che il TSO ritiene opportuno includere nel Perimetro Esteso valutando il rapporto costi e benefici;
- Illustrare i criteri non discriminatori con i quali verranno selezionati gli Impianti GD, tenendo conto ad esempio delle caratteristiche delle diverse fonti primarie di energia utilizzate dagli Impianti, della presenza nelle vicinanze di altri Impianti già rientranti nel Perimetro Standard.

A livello preliminare è stato ritenuto opportuno che le modalità di adeguamento degli Impianti appartenenti al Perimetro Esteso MT dovranno essere analoghe a quelle previste per il Perimetro Standard, mentre per gli Impianti rientranti nel Perimetro Esteso BT si prevede che le responsabilità degli adeguamenti saranno in capo ai DSOs. ARERA ha già incaricato il CEI di effettuare approfondimenti in merito alla possibilità di utilizzare lo smart meter 2G anche ai fini dello scambio dati afferenti agli Impianti GD connessi in BT.

Allo stesso modo anche per gli Impianti GD in scambio sul posto di potenza inferiore a 55 kW sarà opportuno rendere disponibili al TSO i dati puntuali relativi all’energia elettrica immessa e che attualmente sono invece trasmessi dai DSOs solo su base aggregata per area di riferimento.

I DSOs interessati nell’ambito dell’Osservabilità, una volta definite le caratteristiche del canale di comunicazione tra Impianto GD e Sala di Controllo del DSO e chiarite da ARERA alcune criticità riscontrate nel DCO 361/20, potranno attivarsi per la pianificazione delle attività necessarie per il collegamento in tempo reale vero il CCI e verso il TSO.

2.4.2.2 *Dati strutturali*

Ai fini dell’Osservabilità si prevede che i DSOs per gli Impianti GD connessi alle proprie reti trasmettano al TSO [1]:

- Le coordinate geografiche dell’Impianto GD per il tramite di GAUDI, necessarie per il miglioramento sostanziale della qualità della previsione delle condizioni di esercizio e in particolare per il corretto funzionamento dell’algoritmo di stima;
- L’associazione tra l’Impianto di GD e la CP a cui lo stesso è sotteso in normali condizioni di esercizio: la localizzazione elettrica degli Impianti GD è un elemento fondamentale per migliorare e ampliare la partecipazione delle risorse distribuite al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) garantendo l’ottimizzazione della gestione dei perimetri di aggregazione delle risorse distribuite e il loro utilizzo in tempo reale nonché ai fini della

corretta implementazione dell'algoritmo di stima. Per gli Impianti GD, l'invio del dato sarà effettuato per il tramite del GAUDI. Il DSO sarà poi tenuto ad aggiornare tempestivamente tali dati in caso di modifica delle condizioni standard di esercizio.

Tali dati saranno utili per il corretto esercizio del SE e sono previsti dal Regolamento SOGL. A questi si aggiungono altri dati strutturali:

- Estremi dei titoli autorizzativi dai quali il TSO potrà acquisire ulteriori eventuali elementi tecnici che possono limitare il funzionamento degli Impianti GD, quindi conseguente impatto sull'esercizio.

2.4.2.3 *Dati di programmazione*

Ai fini dell'Osservabilità e conseguentemente della gestione in sicurezza del SEN, i DSOs cui gli Impianti GD sono connessi dovranno mettere a disposizione del TSO una serie di informazioni relative alle limitazioni di funzionamento delle Unità di Produzione su diversi orizzonti temporali.

2.4.2.4 *Dati anagrafici e storici*

Come precedentemente riportato, oltre le misure in tempo reale degli Impianti GD oggetto di Osservabilità, l'algoritmo centrale utilizzato dal TSO per la stima della produzione in tempo reale della GD per ciascuna fonte, riceverà in ingresso anche dati anagrafici e dati di misura storici degli Impianti.

Al fine di ridurre l'errore sulla stima della GD complessiva in maniera adeguata all'esigenza del TSO di gestire in sicurezza il SEN, i dati anagrafici richiesti sono:

- Associazione tra trasformatore di CP ed Impianto GD sotteso (il codice di correlazione sarà il POS di entrambi): associazione statica per le condizioni di esercizio della rete MT a schema normale, associazione con CP in assetto rete fuori schema normale, altre informazioni che potranno essere utili quali il carico sotteso alla CP e la generazione sottesa alla stessa CP.
- Elenco degli Impianti attualmente raggiunti dai DSOs ed evoluzione temporale dei collegamenti: per raggiungere questo scopo è possibile fare uso dell'elenco degli Impianti già fornito dal TSO ai DSOs per l'associazione GD – CP.
- Elenco degli Impianti GD connessi in MT e in BT per i quali il DSO ha già a disposizione le misure in tempo reale dell'energia elettrica prodotta.

I dati di misura storici richiesti sono: serie storiche commerciali della misura dell'energia elettrica prodotta da ogni Impianto GD per gli anni 2018 e 2019: è previsto che le misure disponibili dell'energia prodotta dagli Impianti GD incentivati dal GSE (per i quali oltre l'energia immessa esiste anche la misura dell'energia prodotta) dovranno essere inviate al TSO con dettaglio quart'orario. Il TSO propone l'invio dei file con le serie temporali nel formato SAS attualmente in uso.

Il TSO al fine di raggiungere l'obiettivo di acquisire le citate informazioni:

- Ha prodotto ed inviato ai DSOs la lista di tutti gli Impianti GD (in MT e BT) di competenza e censite nel sistema GAUDI (utile per l'invio delle serie storiche di energia prodotta e per le correlazioni tra GD e CP);
- Ha prodotto ed inviato ai DSOs la lista di tutte le CP di competenza (lista POD commerciali già condivisi) utile per facilitare la compilazione delle associazioni anagrafiche;
- Elaborerà una proposta dei criteri per l'associazione CP – Impianti GD;
- Elaborerà una lista degli Impianti sentinella le cui misure andranno acquisite in tempo reale.

I DSOs hanno tempestivamente fornito al TSO la correlazione di 30.488 Impianti GD in MT (sul totale di 31.290 Impianti GD) correlati con i rispettivi TR [25]:



Grafico 2.7: Correlazione anagrafica Impianto GD – TR di CP che li alimenta in assetto normale di esercizio

Per quanto concerne le serie storiche, i DSOs hanno già fornito al TSO il 74% dell'energia prodotta dagli Impianti GD connessi in MT con dettaglio delle misure quart'orario, mentre il restante 26% dell'energia prodotta in MT è conosciuto con dettaglio non quart'orario quindi poco utile ai fini dell'addestramento dell'algoritmo di stima della GD complessiva.

2.4.3 Modalità di copertura dei costi

ARERA ha ritenuto opportuno definire un percorso finalizzato all'adeguamento degli Impianti GD appartenenti al Perimetro Standard, che spinga i Proprietari ad intervenire rapidamente sull'Impianto GD di loro proprietà e comunque entro l'ultima scadenza oltre la quale saranno ritenuti inadempienti. A tal fine sono state individuate una serie di scadenze intermedie progressive, le quali se rispettate comporteranno il riconoscimento di un contributo forfettario ai Proprietari, progressivamente decrescente come specificato nel grafico 2.8 [24] [25]:

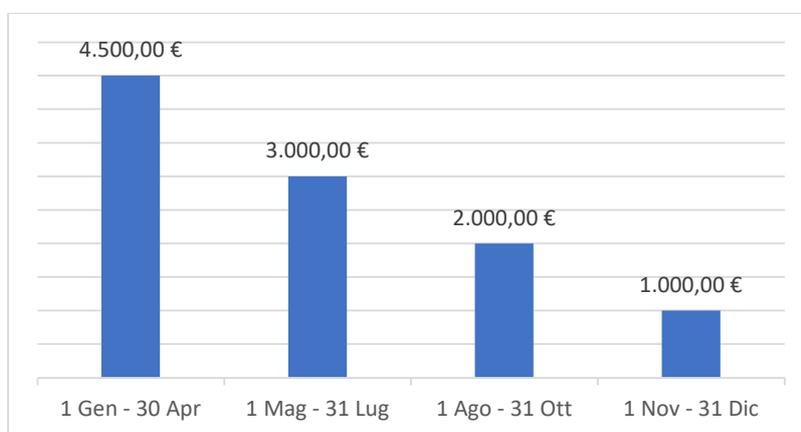


Grafico 2.8: Premi finalizzati all'adeguamento degli Impianti GD esistenti appartenenti al Perimetro Standard (periodo di riferimento anno 2021)

ARERA ha infatti commissionato al Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano un'indagine indicativa preliminare che ha condotto con la collaborazione di RSE S.p.A. (Ricerca sul Sistema Energetico) alla "Stima economica per l'implementazione del sistema di monitoraggio dell'impianto presso SGU". La stima è stata condotta nel rispetto delle specifiche richieste derivanti dalla proposta del TSO come positivamente approvata da ARERA e utilizzata dal CEI per la definizione dell'Allegato O alla Norma CEI 0-16. Il Politecnico ha inoltre preso in considerazione le certificazioni che il sistema a livello di Impianto GD dovrà possedere.

Il Politecnico in una prima fase ha concentrato l'attenzione sull'installazione dell'apparato di campo e del relativo sistema di comunicazione a livello di singolo Impianto GD ovvero dell'apparato che consentirà di veicolare i dati presso il CCI, identificando i costi di:

- CCI equipaggiato con le funzioni minime necessarie allo scambio dati quali il sistema elettronico di intercomunicazione tra campo e DSO competente (dotato di porte per la comunicazione con gli apparati e di server IEC 61850);
- Ore uomo necessarie per la messa in servizio del CCI e l'interoperabilità con il DSO competente;
- Misuratore di rete associato al CCI;
- Dispositivo router che gestisce la comunicazione e la sicurezza del canale di comunicazione con il DSO competente;
- Dispositivo UPS per garantire un'adeguata autonomia.

Tali costi sono stati individuati formulando due ipotesi: una con "vincoli rigidi" ed una con "vincoli rilassati" in relazione a [24]:

- Cybersecurity del CCI e del router (nel caso di "vincoli rilassati", il Politecnico ha ipotizzato di sfruttare componentistica attualmente in commercio in ambito industriale anziché componentistica appositamente sviluppata e certificata);
- Gestione di molte funzioni di sicurezza sul router (nel caso di "vincoli rilassati", il Politecnico ha ipotizzato di demandarne la gestione al DSO garantendo eventualmente la possibilità al DSO di accedere al router per gestire aggiornamenti);
- Qualità dell'informazione.

Al fine di poter avviare la prima fase di implementazione dell'Osservabilità al Perimetro Standard, ARERA ha ritenuto opportuno e sufficiente assumere come riferimento per la definizione del contributo forfettario, i seguenti costi nel caso in cui si ipotizzino "vincoli rilassati". Come si evince dalla tabella 2.5, i costi totali stimati per l'installazione dell'apparato di campo e del relativo sistema di comunicazione a livello di Impianto GD, variano da un valore minimo di circa 6.800 € a un massimo di circa 11.000 € per Impianto GD. La variabilità dei costi dipenderà dal differente livello di complessità che potranno avere le configurazioni impiantistiche (esse potranno variare da un Impianto GD ad un altro).

Tabella 2.5: Descrizione dei costi relativi all'adeguamento degli Impianti GD

Descrizione	Stima costi minimi (€)	Stima costi massimi (€)
Monitoratore Centrale di Impianto	2.060,00 €	4.155,00 €
Attività di installazione	900,00 €	1.325,00 €
Misuratore associato	1.444,00 €	2.166,00 €
Router	810,00 €	1.215,00 €
UPS	1.000,00 €	1.200,00 €
Switch addizionale	600,00 €	900,00 €
Totale	6.814,00 €	10.961,00 €

Il Politecnico ha anche individuato i costi medi che dovranno essere sostenuti per l'adeguamento di quegli Impianti GD esistenti nei quali sarà necessaria oltre la trasmissione di dati e misure a livello di intero Impianto GD, anche la trasmissione delle misure di energia elettrica attiva prodotta a livello di singolo gruppo ove previsto. Anche in questo caso il Politecnico ha formulato due ipotesi: una caratterizzata dall'utilizzo del protocollo IEC 61850, prevedendo un sistema di acquisizione dati in prossimità del generatore che interfacci tramite TA e TV sia il generatore sia lo stato dell'interruttore. La seconda ipotesi è caratterizzata dall'utilizzo di protocolli di comunicazione già presenti negli apparati di generazione; in questo caso sarà possibile interfacciare il CCI direttamente con l'elettronica del componente oppure prevedere l'installazione di un apposito misuratore.

Nell'ipotesi di adottare la seconda soluzione (meno costosa) i costi aggiuntivi finalizzati alla rilevazione delle misure sui singoli gruppi di generazione, variano da 1.620 € a 3.330 € per singolo gruppo di generazione. Tali costi aumenteranno nel caso in cui si preveda di adottare la prima ipotesi implementativa. Al fine di attuare la prima fase implementativa dell'Osservabilità, è stato ritenuto opportuno non considerare tali costi ai fini della quantificazione del contributo forfettario, poiché tali costi di adeguamento degli Impianti GD esistenti non si giustificano alla luce del beneficio, presumibilmente limitato, che i dati di misura in tempo reale per gruppo di generazione potrebbero comportare.

ARERA ha ritenuto che i costi da sostenere per la realizzazione della rete di comunicazione interna all'Impianto GD finalizzati a veicolare al CCI i dati e le misure necessarie ai fini dell'Osservabilità, siano compresi nei costi di realizzazione dell'apparato di campo, supponendo che un Produttore efficiente già disponga di canali comunicativi interni utilizzati per il monitoraggio del proprio Impianto GD.

In fine il Politecnico ha stimato i costi relativi alla gestione del servizio di comunicazione con il DSO; poiché la responsabilità della gestione del canale di comunicazione con il DSO è in capo al medesimo, tali costi non sono stati considerati ai fini della quantificazione del contributo forfettario. I DSOs troveranno remunerazione attraverso i normali strumenti tariffari.

Il contributo forfettario previsto non ha la finalità della totale copertura dei costi sostenuti dagli operatori ma quella di promuovere un rapido adeguamento degli Impianti GD esistenti, quindi ARERA ritiene opportuno assumere che il corrispettivo sia convenzionalmente assunto pari alla metà del valor medio dei costi, ovvero 4.500 € per Impianto GD esistente.

Come anticipato precedentemente e illustrato nel grafico ad inizio paragrafo, il contributo da riconoscere ai Proprietari di Impianti GD esistenti e appartenenti al Perimetro Standard, sarà strutturato in maniera decrescente rispetto alle tempistiche di realizzazione degli interventi:

- 4.500 € per Impianto GD esistente e adeguato entro il 30 aprile 2021;
- 3.000 € per Impianto GD esistente e adeguato successivamente al 30 aprile 2021 ed entro il 31 luglio 2021;
- 2.000 € per Impianto GD esistente adeguato successivamente al 31 luglio 2021 ed entro il 31 ottobre 2021;
- 1.000 € per Impianto GD esistente adeguato successivamente al 31 ottobre 2021 ed entro il 31 dicembre 2021.

È previsto che tali contributi verranno erogati dai DSOs ai Proprietari di Impianti GD con le stesse modalità previste dalla deliberazione 84/2012/R/eel, cioè a fronte di una dichiarazione redatta ai sensi del D.P.R. 445/00 da un tecnico abilitato in cui si attesti che l'Impianto GD è stato adeguato alle prescrizioni del CdR del TSO e dell'Allegato O alla Norma CEI 0-16 in materia di Osservabilità e ferma restando la possibilità, da parte dei DSOs, di effettuare verifiche a campione. [24]

L'adeguamento ed il relativo corrispettivo riguarderanno gli Impianti GD già in esercizio entro il 31 dicembre 2020, mentre gli Impianti GD che entreranno in esercizio successivamente dovranno essere già dotati di CCI e relativi canali di comunicazione.

2.4.4 Criticità riscontrate dai DSOs in sede di consultazione

I DSOs come ad esempio e-distribuzione ed IRETI, hanno apprezzato e condiviso l'intervento regolatorio attuato da ARERA, in considerazione del fatto che gli obiettivi previsti dal PNIEC in termini di sviluppo delle FRNP comporteranno una importante e non trascurabile crescita della GD e la derivante esigenza di una gestione più innovativa delle reti di DEE. È convinzione dei DSOs che l'implementazione dell'Osservabilità condurrà ad una maggiore sicurezza del SEN, minori costi dei servizi di dispacciamento ed evoluzione delle logiche di gestione delle reti di DEE. Tuttavia, la consultazione avvenuta tra i DSOs nel Novembre 2020, ha portato alla luce alcune Osservazioni sul

DCO 361/2020/R/eel inerente gli “Orientamenti per l’implementazione della regolazione dello scambio dati tra TSO, i DSOs ed i SGU ai fini dell’esercizio in sicurezza del SEN”, che di seguito verranno illustrate. [28]

Con riferimento agli interventi necessari alla realizzazione dello scambio dati, nel DCO 361/20 sono state menzionate solo le modalità di copertura forfettaria dei costi di adeguamento degli Impianti GD esistenti. Non è stata invece contemplata la quantificazione dei costi di implementazione che dovranno essere sostenuti dai DSOs e la relativa modalità di copertura.

I DSOs ritengono opportuno che ARERA fornisca un maggiore approfondimento anche in tema dei costi operativi (riconducibili all’incremento delle attività) affrontati dai DSOs e relativa modalità di copertura onde evitare il rischio di eventuali costi non recuperabili. In ogni caso risulterà necessario valutare l’opportunità di utilizzare soluzioni tecniche e gestionali esistenti, in modo tale da massimizzare il rapporto costi/benefici per il Sistema.

I DSOs hanno fatto presente che il CCI non sarà disponibile sul mercato in tempi brevi e che quindi le tempistiche di adeguamento dovranno essere necessariamente successive al 31 Dicembre 2021, data prevista affinché il TSO possa disporre di tutti i dati rilevati dagli Impianti GD rientranti nel Perimetro Standard necessari all’algoritmo di stima: i lavori tecnici del CEI devono ancora essere conclusi, in quanto con riferimento alla tematica della cybersecurity, si attende la pubblicazione dell’apposito Allegato T alla norma CEI 0-16, indispensabile per definire le modalità ufficiali da adottare nella trasmissione dei dati.

Risulterà necessario definire la tipologia di canale di comunicazione in grado di sostenere le tempistiche di raccolta delle informazioni previste dal TSO, nonché il confine tra gli apparati facenti capo al DSO e quelli che faranno capo al Proprietario di Impianto GD anche ai fini del loro posizionamento in coerenza con l’esigenza di sicurezza informatica. Occorrerà inoltre specificare chiaramente quelle che nel DCO 361/2020 sono le ripartizioni delle responsabilità dei DSOs sottesi rispetto ai DSOs di riferimento, e come questi ultimi potranno approntare servizi e investimenti in favore dei sottesi per l’acquisizione dei dati.

I DSOs hanno fatto presente che solo a seguito della commercializzazione delle apparecchiature richieste sarà possibile stabilire le tempistiche, quindi non hanno condiviso l’orientamento di classificare come Impianti GD esistenti quelli che sono entrati in esercizio prima del 31 Dicembre 2020. Oltre i tempi necessari al Proprietario di Impianto GD per reperire il CCI, bisogna considerare anche i tempi necessari al DSO per l’arruolamento dell’apparecchiatura installata (verifica della logistica di installazione, delle caratteristiche tecniche del CCI e del funzionamento dello stesso, nonché la verifica della stabilità della rete di trasmissione dati).

Solo dopo l’approvazione della delibera corredata dalle specifiche indicazioni di ARERA, della pubblicazione degli Allegati O e T alla Norma CEI 0-16 e della verifica delle possibili soluzioni tecnologiche che i DSOs potranno adottare, si potrà avere una visione chiara delle tempistiche necessarie ad attuare la prima fase del progetto sull’Osservabilità (bisognerà considerare anche le restrizioni dovute alla pandemia COVID-19 attualmente in corso che condiziona inevitabilmente l’operatività delle varie figure interessate).

L’attuale orientamento di definire come data di distinzione tra Impianti esistenti e Impianti nuovi quella di entrata in esercizio dell’Impianto GD, potrebbe indurre a contenziosi e possibili situazioni di incertezza per i Proprietari di Impianti GD in fase di ultimazione dell’Impianto stesso, quindi risulta preferibile e non contestabile la data di Richiesta di Connessione (RdC) in quanto il Proprietario di Impianto GD conosce quali sono le incombenze all’atto di tale richiesta.

Dalle osservazioni condotte dai DSOs risulterà necessario definire le modalità di interfaccia tecnica tra DSO e Proprietario di Impianto GD per poter mettere in funzione il CCI, ovvero verificarne la certificazione e l’accessibilità da parte del DSO. Allo stesso modo occorrerà chiarire quale sia il

perimetro delle responsabilità: se il Produttore non invia i dati al DSO per qualunque ragione o addirittura non dovesse nemmeno installare il CCI, dovrà essere prevista una penalità a questo e non al DSO che di conseguenza non potrà inviare le misure al TSO. Occorre quindi fissare con chiarezza le responsabilità della mancata acquisizione dei dati.

Il posizionamento e l'installazione del CCI dovranno essere concordati con il DSO competente prevedendo anche la sottoscrizione di un accordo con il quale dovrà essere regolamentata l'accessibilità al sito di installazione ed i riferimenti del personale del Proprietario di Impianto GD che sarà rintracciabile da parte del DSO.

I DSOs hanno espresso parere favorevole per quanto concerne le responsabilità che hanno questi sulla gestione delle attività di misura degli Impianti GD connessi alla rete di DEE come da regolazione vigente.

Per la gestione delle pratiche di adeguamento a favore dei Proprietari di Impianti GD e per le prove di attivazione per lo scambio informazioni ai fini dell'Osservabilità che prevedono l'intervento in campo dei DSOs, si evidenzia la necessità da parte di questi ultimi di avvalersi di risorse e di sistemi che chiaramente prevedono dei costi. Risulta quindi importante riconoscere ai DSOs gli oneri da questi sostenuti per la gestione delle pratiche, l'erogazione dei contributi ai Proprietari di Impianti GD, per le verifiche a campione degli Impianti, per la manutenzione degli apparecchi necessari alla rilevazione dei dati e per la gestione dei canali comunicativi; occorrerà dunque definire la struttura con cui dovrà avvenire la contribuzione prevista per i DSOs in merito alle attività elencate.

La proposta di quantificazione forfettaria proposta da ARERA per la contribuzione ai costi di adeguamento degli Impianti GD che verrà corrisposta ai Proprietari di Impianti esistenti è stata parzialmente accolta dai DSOs, in quanto si ritiene opportuno che tale contributo sia posto pari al costo totale necessario all'adeguamento e non (come attualmente previsto) alla metà del costo medio stimato, prevedendo una riduzione del contributo in funzione della data di adeguamento.

In sede di consultazione è stata riscontrata la mancanza di chiarimenti inerenti a come verranno misurati i primi risultati ottenuti a valle dell'Osservabilità e come verrà valutata la qualità delle attività svolte dai DSOs in termini di rispetto del livello di accuratezza dei dati di misura non validati in tempo reale e se sarà previsto un monitoraggio.

Con specifico riferimento alla validazione dei dati, gli attuali processi richiedono comunque tempi congrui per essere eseguiti (gli attuali algoritmi dei DSO non consentono di ricevere il dato e di validarlo in tempo reale). È stata chiesta quindi conferma ad ARERA del fatto che il DSO dovrà comunque sempre offrire dati di misura in tempo reale non validati. Come argomentato in premessa, saranno necessari inoltre dei chiarimenti in merito al rapporto fra DSO di riferimento e DSO sotteso, in particolare nel caso di un produttore del Perimetro Standard connesso con il DSO sotteso che non intende attivarsi per la trasmissione delle misure al TSO ed eventualmente volesse rinunciare all'attività di rilevazione dei dati, chiedendo di far eseguire questo servizio ad un altro DSO.

Una criticità ritenuta non trascurabile è la presenza di alcuni Impianti GD localizzati in aree nelle quali la rete mobile non garantisce prestazioni elevate e che l'eventuale realizzazione di canali di comunicazione diversi da quello mobile richiederà costi significativi, oltre che tempi di realizzazione non trascurabili e non in linea con le tempistiche previste dal DCO 361/2020.

È stato ritenuto in fine che il termine del 30 Aprile 2021 per il completamento delle attività del DSO per consentire l'Osservabilità degli Impianti del Perimetro Standard e l'interlocuzione con il TSO sia non realistico, per tutto quanto già esposto sopra. Una data di riferimento per l'attuazione dell'obiettivo base potrebbe essere il 31 Dicembre 2022.

In merito alle attività poste in capo ai DSOs, bisognerà prevedere un rafforzamento del ruolo attivo di questi ultimi con l'obiettivo di mantenere la sicurezza del sistema in maniera più efficiente e la possibilità di attivare meccanismi di “auto-dispacciamento”. Tale modello prevedrebbe il dispacciamento delle risorse rimesso ai responsabili dei programmi di immissione e prelievo, indotti a bilanciare le proprie posizioni anche sulla base di un sistema di incentivi/penalità.

È stata condivisa la proposta di ARERA di non allargare, per il momento, il Progetto Osservabilità ad Impianti GD connessi in BT e a Impianti connessi in MT con potenza inferiore a 1 MW. L'implementazione dell'Osservabilità al Perimetro Esteso dovrà essere infatti valutata a seguito dei risultati derivanti dall'applicazione di quanto previsto dal DCO 361/2020 al Perimetro Standard. Si ritiene fondamentale mantenere comunque coerenza con la regolazione attualmente in vigore relativamente alla responsabilità di installazione dei dispositivi e invio delle misure al TSO, in relazione ai diversi livelli di tensione a cui sono connessi gli Impianti GD. I sistemi 2G potranno sicuramente contribuire a migliorare la base statistica di Osservabilità sulle reti BT, per cui è stato ritenuto che tale fase di allargamento possa essere oggetto di approfondite valutazioni, ma si sottolinea che, al momento attuale, i misuratori e le infrastrutture 2G non sono in grado di soddisfare i requisiti di frequenza e invio richiesti dal TSO se non attraverso l'installazione di ulteriori sistemi. Inoltre, i DSO potranno fornire, per singolo pod riferito a Impianti GD in scambio sul posto di potenza inferiore a 55 kW, i dati di misura dell'energia immessa per fasce per mese, come già avviene con apposito flusso verso il GSE: si ritiene necessario non duplicare i flussi dati, al fine di razionalizzare le attività. A livello generale, dovrà essere previsto un coordinamento tra i DSOs, TSO e GSE per ridurre e ottimizzare le attività dei soggetti coinvolti, evitando oneri gestionali non strettamente necessari che andrebbero a scapito dell'efficienza del sistema. È stato segnalato in fine che, in futuro, ai fini della modifica degli algoritmi di aggregazione utilizzati dai sistemi dei DSO, sarà necessario un adeguato margine di tempo tra i relativi provvedimenti regolatori ed i termini per la realizzazione degli sviluppi previsti.

Capitolo 3: Operatività e prospettive future dell'Osservabilità

3.1 Controllore e Monitoratore Centrale di Impianto

Il CEI, incaricato da ARERA, ha proposto sotto inchiesta pubblica l'Allegato O [29] della Norma CEI 0-16 pubblicato il 22 Maggio 2020 e nel quale ha individuato le soluzioni tecnologiche più adeguate ai fini dell'acquisizione, della raccolta e del trasferimento dei dati necessari per l'implementazione dello scambio dati nel rispetto del Regolamento europeo SOGL e allineato con quanto proposto dal TSO e verificato positivamente da ARERA con la delibera 36/2020/R/eel.

Il comitato tecnico scientifico ha presentato così le specifiche e le prescrizioni tecniche del così detto Controllore Centrale di Impianto (CCI). Ciascun CCI si riferisce all'insieme dei singoli gruppi di generazione e/o dei singoli sistemi di accumulo connessi al medesimo punto di connessione con la rete con obbligo di connessione di terzi e si interfaccia con il medesimo insieme. In altre parole, il CCI viene a costituire l'unico punto di interfaccia per lo scambio di informazioni e comandi fra le unità di generazione/accumulo che costituiscono l'Impianto GD e il DSO, rendendo disponibili a quest'ultimo grazie ad un canale di comunicazione, le caratteristiche, i segnali e le misure relative all'Impianto sotteso e nel contempo ricevere comandi e parametri inviati dal DSO all'Impianto GD. L'apparato è chiamato ad espletare le seguenti attività [24]:

- Rilevare dall'Impianto GD le misure e gli stati richiesti dall'Allegato A6 (edizione Febbraio 2020) al CdR del TSO necessari a rispondere all'esigenza di Osservabilità e convogliare tali dati verso il TSO per il tramite del DSO che gestisce la rete a cui è connesso il medesimo Impianto GD. La parte del CCI che svolge tale funzione di Osservabilità viene anche chiamata Monitoratore Centrale di Impianto (MCI);
- Consentire lo scambio di ulteriori informazioni oltre quelle necessarie ai fini dell'Osservabilità, tra l'Impianto GD e il TSO per il tramite del DSO, nonché consentire lo scambio di informazioni tra l'Impianto GD ed eventuali altri enti che operano a corollario.
- Attuare la funzione di controllo e regolazione per le esigenze di sicurezza della rete, ovvero coordinare il funzionamento dei diversi componenti che costituiscono l'Impianto GD in modo tale che tale Impianto operi nel suo complesso secondo quanto richiesto sia dal DSO al punto di connessione con la rete con obbligo di connessione di terzi sia dai diversi operatori (in quest'ultimo caso si parla di funzione di gestione ottimizzata dell'Impianto GD e di partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento - MSD).
- Coordinare il funzionamento dei vari elementi che costituiscono l'Impianto GD affinché operi nel suo complesso in modo tale da rispettare quanto prescritto dalla Norma CEI 0-16 al PdC con la rete, nel rispetto delle capability prescritte dalla Norma per ogni singola unità di generazione e di accumulo (funzionalità di regolazione e comando).

La parte del CCI denominata MCI consentirà all'Impianto GD di essere visto dal DSO, dal TSO e dagli eventuali altri operatori come se fosse costituito da un "singolo generatore equivalente" che tiene in considerazione le caratteristiche dei singoli gruppi di generazione e/o dei singoli sistemi di accumulo come pure della rete di collegamento tra essi. Esso è contraddistinto da due porte di comunicazione di cui una prevista per la comunicazione verso il DSO ed una da utilizzarsi per la comunicazione verso altri operatori.

L'obbligatorietà del CCI è prevista per:

- Impianti GD nuovi rientranti nel Perimetro Standard;
- Impianti GD nuovi connessi con qualsiasi valore di potenza nominale alle reti di MT che intendono erogare servizi ancillari.

Il CCI non dovrà svolgere alcuna funzione di protezione, né generale né di interfaccia né tanto meno di protezione dei gruppi di generazione, infatti tali funzioni devono continuare ad essere svolti da dispositivi autonomi come specificato nella Norma CEI 0-16. Per quanto concerne la funzione di regolazione di frequenza a seguito di transitori nella rete elettrica di sovra frequenza e di sotto frequenza, è già obbligatoria per ogni singola macchina (gruppo di generazione e/o sistemi di accumulo), quindi il CCI non dovrà svolgere tale funzione.

Proprio per ottemperare ai dettami del Regolamento SOGL secondo quanto previsto dalla delibera ARERA 36/2020/R/EEL la specifica funzionale del CCI in termini di prestazioni è stata sviluppata secondo le seguenti modalità:

- Prestazioni funzionali “obbligatorie” (PF1) inerenti allo scambio dati tra Produttori e DSO (Osservabilità). Queste sono richieste da ARERA (delibera 36/2020) e contenute nell'Allegato A6 del CdR;
- Prestazioni funzionali “opzionali” (PF2) inerenti alla regolazione e al controllo dell'Impianto GD per esigenze di sicurezza dell'esercizio: in particolare la regolazione della tensione al punto di connessione e limitazione della potenza attiva. Esse diverranno obbligatorie a seconda delle priorità di ARERA e del Comitato Tecnico CT 316.
- Prestazioni funzionali “facoltative” (PF3) inerenti ad esempio alla partecipazione dell'Impianto GD al MSD e alla gestione ottimale dell'Impianto stesso. Esse potranno essere implementate dal Produttore in accordo a sue personali esigenze.

Tale distinzione nasce dall'esigenza di implementare la funzione obbligatoria (richiesta da ARERA) quindi prioritaria di monitoraggio e scambio dati all'apparato CCI concepito originariamente come dispositivo in grado di svolgere azioni di regolazione e controllo nel PdC.

Al fine di assicurare il funzionamento in sicurezza del SE, il Proprietario di Impianti GD dovrà rendere disponibili una serie di misure e informazioni relative all'Impianto GD medesimo secondo quanto prescritto dalla Norma CEI 0-16 (2019-04) ed a quanto previsto dalla delibera ARERA 36/2020/R/eel con riferimento all'Allegato A6 del CdR del TSO. Il CCI mediante la sua architettura dovrà garantire l'acquisizione di queste informazioni e misure e renderle disponibili, corredate di elementi anagrafici identificativi (quali POD, versione HW e FW del CCI, etc.) per il trasferimento verso il DSO tramite appropriato canale di comunicazione con protocollo EN 61850, in accordo alle modalità previste nell'Allegato T della Norma CEI 0-16.

Il CCI dovrà essere predisposto per acquisire e trasmettere verso il DSO le principali grandezze elettriche dell'impianto (P, Q, V) al punto di connessione (PdC) per permettere allo stesso di tenere sotto controllo sia i flussi di potenza verso la propria rete sia la tensione al PdC.

Le misure dovranno essere rese disponibili immediatamente a valle del periodo di aggregazione, complete di marca temporale ed indicazione di qualità. La modalità di trasmissione di queste misure dovrà rendere fruibile il dato di misura all'interfaccia del CCI verso il DSO con periodicità di 04 secondi.

Coerentemente con quanto previsto dall'Allegato A6 al CdR del TSO e stabilito dalla delibera ARERA 36/2020, ai fini dell'Osservabilità il CCI dovrà acquisire dall'Impianto GD e trasmettere verso il TSO per il tramite del DSO cui l'Impianto GD è sotteso, le seguenti informazioni:

- a) Le misure della potenza attiva (P) e della potenza reattiva (Q) relative al PdC come identificate precedentemente;
- b) misure delle potenze attive (P) prodotte dall'Impianto, aggregate per fonte di generazione (le fonti di generazione da prendere in considerazione sono: eolico, fotovoltaico, termoelettrico, idroelettrico, accumulo);

- c) misure della potenza attiva (P) prodotta da ciascuna unità di generazione di taglia e tecnologia definita, prelevata ai morsetti della stessa unità. Devono essere prese in considerazione le seguenti tre tipologie di unità di generazione:
- i. Inverter di generazione avente potenza nominale $P \geq 170$ kW (inclusi anche gli impianti eolici che si connettono alla rete tramite inverter);
 - ii. Inverter di sistemi di accumulo di potenza nominale $P \geq 50$ kW;
 - iii. Generatori rotanti di potenza nominale $P \geq 250$ kW;

Le misure di cui ai punti b) e c) potranno essere ottenute:

- Tramite acquisizione diretta delle grandezze elettriche da parte del CCI;
- Tramite elaborazione numerica a partire dalle misure rese disponibili dai singoli elementi d'Impianto;
- Come combinazione delle due tecniche precedenti.

Il CCI nell'eseguire queste funzioni agirà come "concentratore" che acquisirà:

- Direttamente le misure di P e Q aggregate o sub-aggregate per fonte (se l'impianto nella sua realizzazione lo consente);
- In alternativa le misure dalle singole unità generatrici per aggregarle per fonte
- Le misure di P delle unità generatrici di taglia definita per convogliarle verso il DSO rendendole così disponibili per l'invio secondo lo standard IEC 61850, come disciplinato in Allegato T.

La modalità di trasmissione di tutte queste misure dovrà rendere fruibile il dato di misura all'interfaccia del CCI verso il DSO con periodicità di 04 secondi.

Le misure dovranno essere quindi aggiornate ogni 4 secondi; ogni nuova misura andrà a sovrasciversi sulla precedente: non è prevista alcuna memorizzazione all'interfaccia. L'istante zero sarà il momento nel quale il CCI renderà disponibile il dato all'interfaccia verso il DSO. Le misure così rilevate dovranno essere anche in questo caso complete di marca temporale ed indicazione di qualità. La marca temporale dovrà essere riferita al momento nel quale la misura è resa disponibile all'interfaccia di comunicazione verso il DSO, definendone l'istante iniziale di disponibilità.

L'accuratezza delle misure, sia quelle prelevate ai terminali delle unità generatrici che quelle totali di Impianto aggregate per fonte, dovrà essere in accordo a quanto prescritto nell'Allegato A.6 al CdR e riportate nei paragrafi precedenti del presente elaborato. Le misure relative alle singole unità di generazione, secondo le tipologie, la taglia e tecnologia sopra definita, dovranno essere acquisite in modo tale da poterle poi trasmettere correlate all'anagrafica della macchina generatrice da cui provengono, secondo quanto specificato nell'Allegato T della CEI 0-16.

Per soddisfare a tutti i requisiti sopra indicati sia in termini di accuratezza della misura sia in termini di frequenza di campionamento anche l'architettura della rete di comunicazione interna all'Impianto dovrà presentare caratteristiche prestazionali adeguate.

Sempre ai fini dell'Osservabilità della rete, il CCI, nella sua funzione di monitoraggio e scambio dati, dovrà acquisire e trasmettere i seguenti segnali relativi allo stato dell'Impianto GD:

- Stato del dispositivo generale (DG);
- Stato dei dispositivi di unità (DDG) o segnale equivalente atto a conoscere lo stato di funzionamento della singola unità, secondo quanto richiesto dall'Allegato A.6 al CdR.

Ogni variazione dello stato di questi elementi dovrà essere acquisita dal CCI e resa disponibile all'interfaccia di comunicazione per la notifica in un tempo massimo di 4 s dal verificarsi dell'evento.

Quando il CCI opererà in funzionalità di regolazione e controllo, dovranno essere acquisiti altri segnali di stato allo scopo di conoscere:

- Se l'Impianto nel suo complesso è in grado di rendere disponibili le funzioni di regolazione;
- Se almeno un elemento di generazione può essere utilizzato per le funzioni di regolazione;
- Se almeno un elemento di accumulo può essere utilizzato per le funzioni di regolazione;

- Lo stato operativo di ogni singola funzione di regolazione.

L'insieme di queste ulteriori informazioni consentirà di conoscere la potenzialità operativa del CCI riguardo la possibilità di controllare gli elementi di Impianto GD ad esso sottesi. Ad esempio, qualora il canale di comunicazione tra il CCI e gli elementi di Impianto da esso controllati andasse fuori servizio, il CCI pur rimanendo in grado di comunicare e scambiare dati con l'esterno non potrebbe attuare alcuna azione di regolazione, per tale ragione i segnali di stato sono importanti.

Nel caso il CCI preveda la sola funzionalità di monitoraggio, questi segnali di stato dovranno comunque essere implementati sull'interfaccia di comunicazione in modo da segnalare l'assenza delle potenzialità di regolazione.

La Norma CEI 0-16 prescrive che tutti gli Impianti GD devono partecipare ai piani di difesa del SEN attraverso la riduzione parziale o totale della produzione ottenuta per mezzo di telesegnali inviati da un centro remoto di controllo.

Il CCI sarà in grado di operare la riduzione parziale o totale della produzione tramite il comando di limitazione della potenza attiva, che opera con la dinamica prevista nell'Allegato O della CEI 0-16. Tuttavia, il CCI non potrà assolvere alle funzioni di distacco delle unità di generazione/accumulo come richiesto dalla norma CEI 0-16 nell'allegato M e come messo in luce nel Capitolo 1 del presente elaborato, in quanto, il CCI non dovrà interfacciarsi con la protezione di interfaccia per funzioni di protezione.

Pertanto, per governare la funzione "Partecipazione ai piani di difesa", sarà comunque necessario installare il dispositivo prescritto nell'Allegato M. Tale dispositivo dovrà essere opportunamente interfacciato con il CCI affinché questo ne rilevi l'azione di distacco e non attui alcuna altra azione in contrasto. A tal scopo il CCI dovrà essere dotato di idonee connessioni fisiche.

Si osservi che in generale, le azioni di distacco dell'Impianto GD, anche quando effettuate da dispositivi di protezione, dovranno essere monitorate dal CCI affinché questi possa agire nel modo più appropriato rispetto alle condizioni dell'Impianto stesso.

Dal punto di vista HW il CCI potrà essere realizzato come dispositivo integrato in cui le funzioni di controllo saranno integrate con le funzioni di monitoraggio ai fini dell'Osservabilità o in alternativa in forma modulare con la funzione di monitoraggio realizzata come sottocomponente del CCI denominato come detto prima MCI.

In relazione al canale di comunicazione con il DSO, si prevede l'utilizzo del protocollo standard IEC 61850, scelta coerente con la deliberazione 36/2020/R/eel e con la previsione di uno sviluppo progressivo delle smart grid.

In generale, i servizi di comunicazione potranno utilizzare le infrastrutture di provider pubblici di servizi di comunicazione. Per ragioni di cybersecurity non dovranno essere previste comunicazioni esposte su internet. La comunicazione, pertanto, dovrà avvenire sempre e soltanto attraverso rete privata (VPN) attraverso la quale dovranno transitare le informazioni che interessano i vari attori. Essi dovranno essere dotati di appropriato certificato di autenticazione, validato da un server accessibile dalla VPN. Nella prospettiva dello sviluppo delle smart grid, dovrà considerarsi anche la possibile presenza di un canale fisico diretto di comunicazione fra DSO e Utente.

Relativamente al canale di comunicazione tra il CCI e altri eventuali operatori, il canale di comunicazione dipenderà da libere scelte dei produttori.

Visto che il CCI consentirà di presentare l'Impianto GD verso il DSO (o altro operatore) come costituito da un unico generatore equivalente visto dal Punto di Connessione (PdC), sarà possibile richiedere delle prestazioni specifiche al PdC lasciando al CCI il compito di come ottenere dalle macchine sottostanti la prestazione richiesta. Si pensi ad esempio al caso in cui si voglia limitare la potenza immessa in rete, o all'esigenza di regolare la tensione; in entrambe le situazioni risulta più

efficace effettuare tali operazioni direttamente al PdC anziché operare a livello di singole macchine. [30]

Nel caso di Impianti GD in cui sono presenti carichi e dispositivi di rifasamento, il CCI potrà gestire anch'essi nel caso in cui L'Utente lo ritenga utile ai fini della gestione ottimale dell'Impianto o se questi elementi saranno chiamati a partecipare ai servizi di regolazione.

Dal punto di vista realizzativo nel CCI sarà possibile distinguere le seguenti unità funzionali:

- Unità di interscambio di informazioni con il DSO e con eventuali altri operatori;
- Unità di acquisizione misure e segnali;
- Unità di elaborazione;
- Unità di regolazione degli elementi di impianto;
- Unità di interscambio di informazioni con gli elementi di Impianto GD;
- Unità di memorizzazione.

Le unità funzionali potranno essere separate o in parte (o tutte) integrate fra loro, inoltre potranno non essere tutte sviluppate contemporaneamente. Ad oggi le funzioni prioritarie secondo quanto previsto dalle delibere di ARERA sono il monitoraggio e lo scambio dati.

Il CCI potrà anche essere totalmente integrato in uno degli altri apparati che costituiscono l'Impianto GD (come, ad esempio, il controllore di una unità di generazione operante come Master per tutte le altre unità) come funzionalità aggiuntiva.

La figura 3.1 dà una rappresentazione generale del CCI con le sue diverse interfacce per poter scambiare informazioni e ricevere o trasmettere comandi. La figura è puramente utilizzata per contestualizzare le funzioni del CCI rispetto agli altri elementi con cui esso dovrà o potrà interfacciarsi, rappresentando in modo funzionale i singoli scambi informativi del CCI:

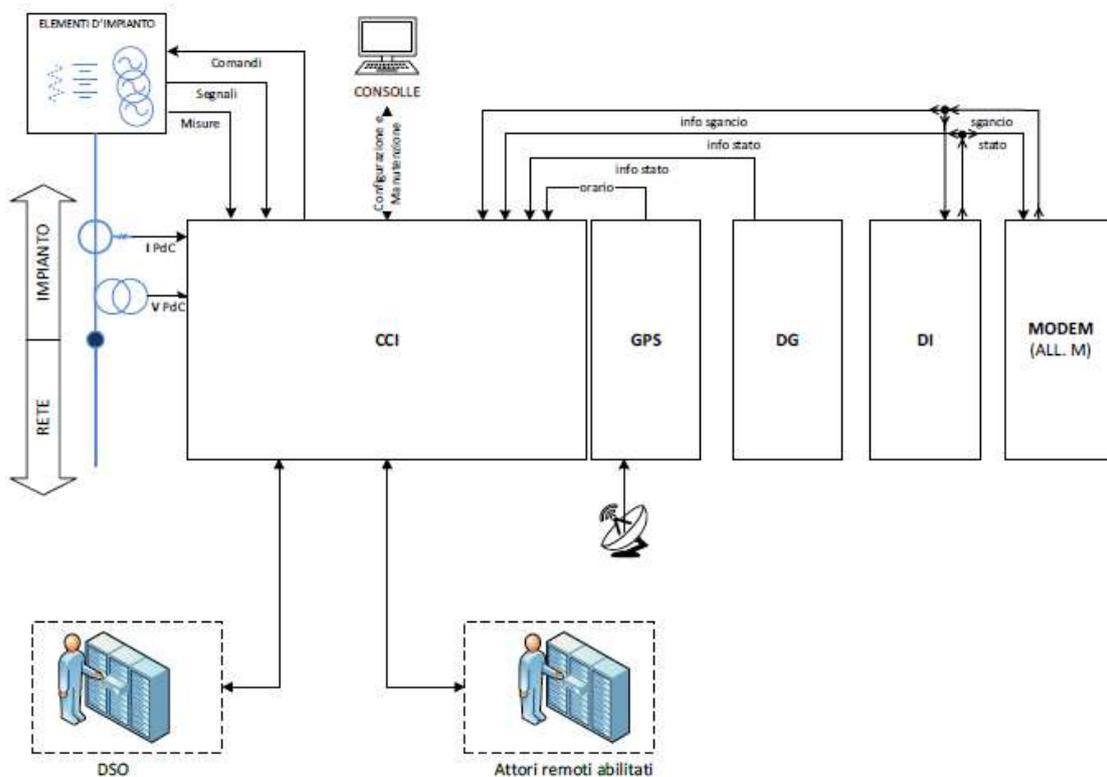


Figura 3.1: Schema generale del sistema CCI con relative interfacce funzionali

Il CCI si interfacerà con la rete da una parte e con l'Impianto GD dall'altra, utilizzando tra l'altro Trasformatori di Misura Amperometrici e Voltmetrici (TA e TV) per poter rilevare le misure di corrente e tensione nel PdC. All'esterno si interconetterà con il DSO e con altri eventuali operatori.

All'interno avrà un GPS per definire la sincronizzazione. Come si può vedere avrà delle connessioni di scambio informazioni con la Protezione Generale (PG) e con la Protezione di Interfaccia (DI), inoltre il CCI verrà anche connesso con un modem per consentire lo scambio informativo per quanto riguarda il teledistacco della GD (che avverrà secondo le modalità previste dall'Allegato M della Norma CEI 0-16 e ampiamente descritte nel Capitolo 1 del presente elaborato).

Le caratteristiche del CCI e degli elementi costituenti l'impianto, nonché della rete interna di Impianto, dovranno essere adeguate a poter assicurare il dettaglio, la precisione, la frequenza di aggiornamento e la vetustà prescritte nell'Allegato A6 al CdR del TSO e descritte nei paragrafi precedenti.

In relazione alle funzioni di regolazione della tensione e limitazione della potenza attiva al PdC dell'Impianto GD con la rete, è interessante illustrare in Figura 3.2 lo schema di principio del CCI che mostra in maniera semplificata le sue modalità operative. Come si vede in figura si ha un anello di regolazione lento che lavora sulle curve di regolazione delle singole unità ed uno veloce detto di impianto che può ricevere un segnale dall'esterno (un set point di potenza che passa prima dall'anello interno dove avvengono certe verifiche) e attraverso le misure rilevate al PdC viene verificato che venga attuato il comando ricevuto dall'esterno:

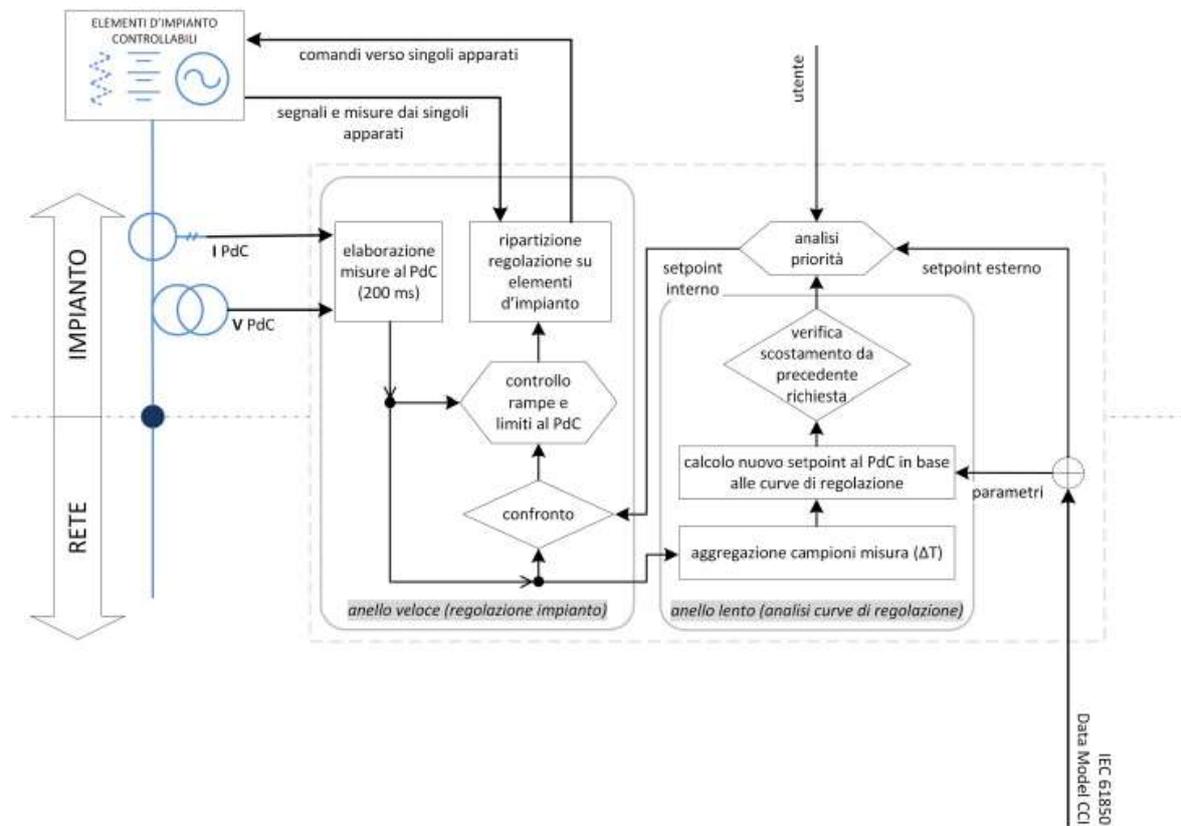


Figura 3.2: Schema a blocchi degli anelli di regolazione da implementare nel CCI

Seguono alcuni schemi di installazione del CCI che rappresentano alcune delle possibili soluzioni impiantistiche. Il primo schema si riferisce al caso in cui il DG e il DDI coincidano; il secondo fa riferimento al caso in cui il DG e il DDI siano separati e posizionati in punti differenti dell'Impianto GD; in fine la terza figura illustra una configurazione di Impianto FV con più unità generatrici sottese a un solo trasformatore e in cui ciascuna unità generatrice è dotata di proprio DDI:

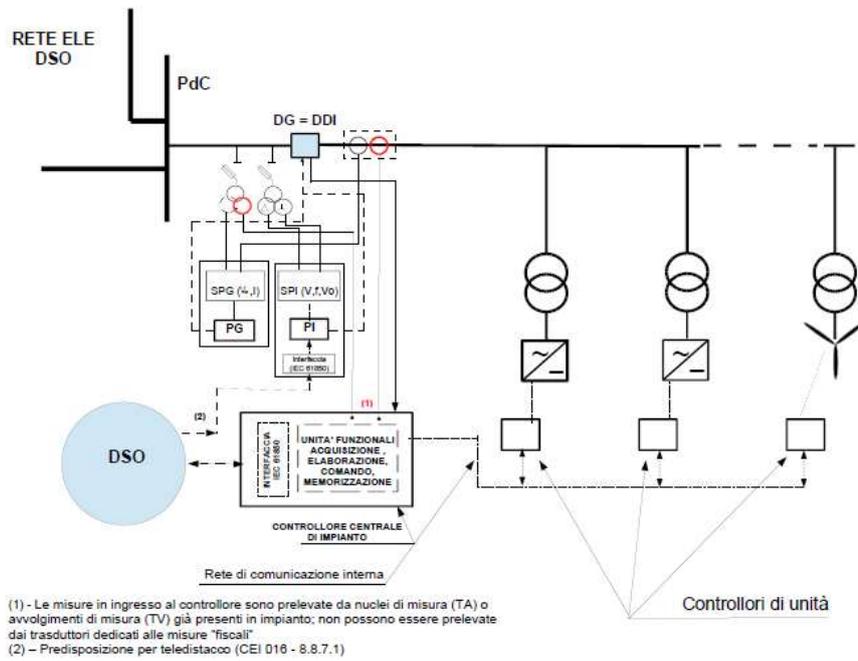


Figura 3.3: Schema di installazione del CCI nel caso in cui DG=DDI

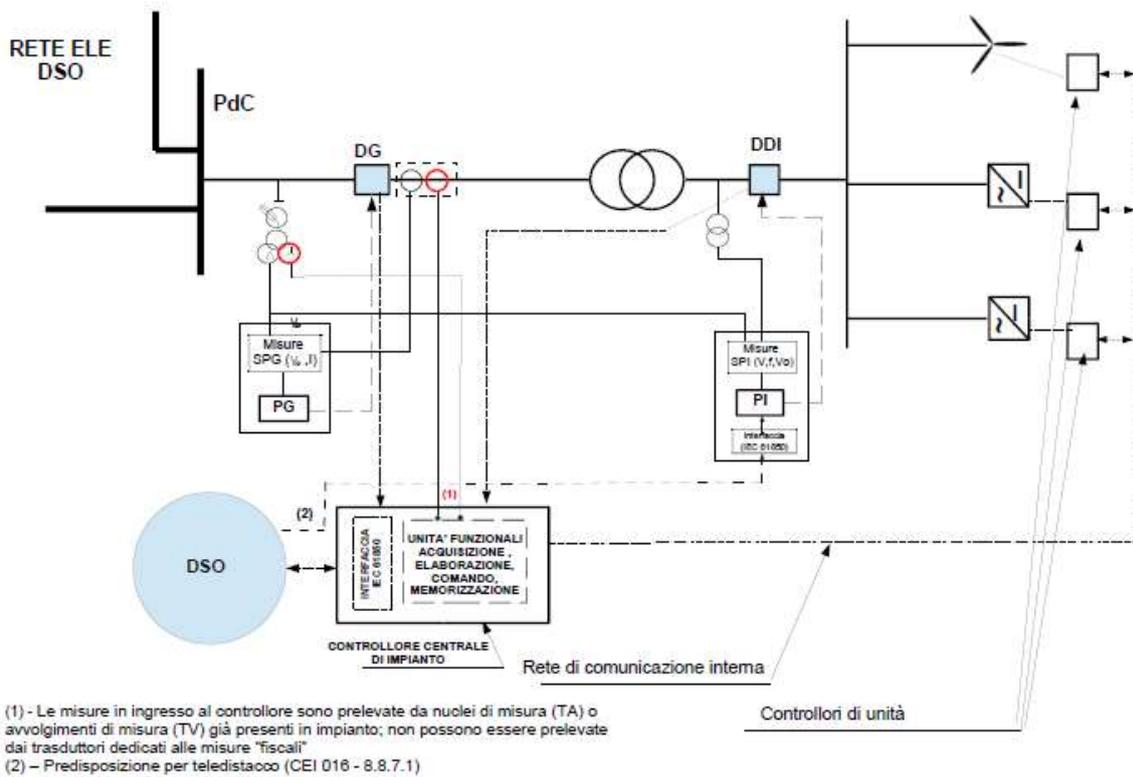


Figura 3.4: Schema di installazione del CCI nel caso di DG≠DDI

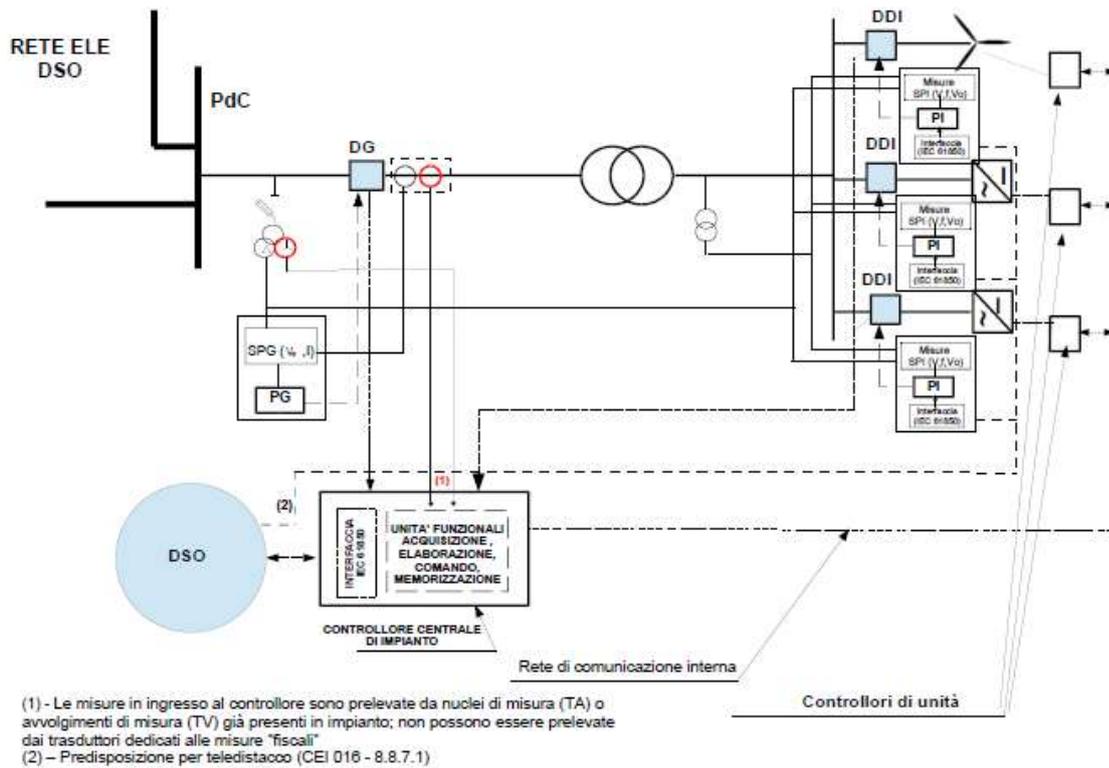


Figura 3.5: Schema di installazione del CCI nel caso di Impianto di GD con più unità generatrici e più DDI sottese a un solo trasformatore

Quello che si può osservare per quanto riguarda le misure da acquisire al PdC dal CCI è che rispetto allo standard si ha un avvolgimento in più sui TV fase-terra per acquisire le misure di tensione e un nucleo in più sul TA per acquisire le misure di corrente (evidenziati in rosso).

Le principali caratteristiche tecniche del CCI sono:

- Il CCI dovrà disporre di porte fisiche distinte, dedicate ai servizi di scambio dati tra il CCI, il DSO ed eventuali altri operatori esterni abilitati al controllo da remoto;
- La comunicazione verso gli elementi interni d'Impianto GD dovrà essere predisposta su porte fisiche separate;
- Dovrà essere escluso lo scambio dati tra le varie porte di accesso;
- Il CCI non dovrà attuare funzioni di bridge o di switch rispetto al traffico dati transitante sulle proprie porte fisiche;
- Dovranno essere assicurati tutti gli aspetti di sicurezza (cybersecurity) secondo le indicazioni fornite nell'Allegato T alla Norma CEI 0-16.

Il CCI dovrà quindi disporre di:

- Due distinte interfacce (porte fisiche) per la comunicazione verso l'esterno dell'Impianto GD;
- Di una interfaccia per i servizi di configurazione e manutenzione;
- Di ulteriori interfacce secondo le esigenze per la connessione agli elementi d'Impianto GD.

Per la gestione delle comunicazioni verso l'esterno il CCI dovrà prevedere due distinte interfacce di rete, di tipologia ethernet conforme allo standard IEEE 802.3-2015, in modo da distinguere in modo chiaro i servizi ad esse associate. Le interfacce di rete (porte fisiche) dovranno essere così distinte:

- a) Eth_A) Comunicazione verso il DSO;
- b) Eth_B) Comunicazione verso ulteriori operatori abilitati alla connessione remota.

Saranno porte di tipo ethernet e dovranno disporre delle tipiche modalità di configurazione dei parametri di rete.

L'interfaccia di rete Eth_A verso il DSO dovrà dare la possibilità di interscambiare informazioni (misure, segnali e comandi) attraverso un canale logico di comunicazione secondo standard EN 61850, con le modalità previste nell'Allegato T e tenendo presenti le prescrizioni di cybersecurity relative ai servizi che verranno svolti. Tali segnali di interscambio dovranno interagire solo col CCI, infatti non dovrà essere prevista alcuna interazione diretta con le apparecchiature e i dispositivi di manovra/protezione dell'Impianto GD.

La disponibilità del canale di comunicazione dovrà rendere possibili tutte le funzioni di regolazione. I parametri che caratterizzano le funzioni di regolazione nonché lo stato di attivazione/disattivazione delle stesse dovranno essere acquisiti direttamente dal CCI sempre attraverso il canale di comunicazione EN 61850 e l'aggiornamento di qualsiasi dato dovrà essere tempestivamente inviato al DSO ed eventualmente anche agli altri operatori abilitati al controllo remoto.

Nel caso in cui il CCI sia chiamato ad assolvere funzionalità di controllo e si dovesse verificare la perdita della comunicazione con il DSO, il CCI dovrà automaticamente passare ad una modalità di funzionamento preconfigurata. Il passaggio a tale modalità di regolazione autonoma dovrà avvenire non prima di un tempo predefinito, sufficiente ad assicurarsi che la perdita della comunicazione sia definitiva. Nel momento in cui la comunicazione venga ripristinata, il CCI dovrà tornare ad attuare quanto richiesto dal DSO. Le modalità di funzionamento preconfigurate nonché il tempo di attesa per il passaggio a tale modalità saranno concordate con il DSO attraverso il Regolamento di Esercizio.

L'interfaccia verso gli elementi dell'Impianto GD coordinati dal CCI dovrà permettere l'interscambio di informazioni con gli stessi attraverso una o più reti di comunicazione internet (hardwired, seriale, ethernet), che trasportano informazioni tramite protocolli industriali (modbus RTU, modbus TCP, 61850, etc.) aventi caratteristiche tali ad assicurare le prestazioni richieste.

La scelta della tipologia e l'architettura delle reti di comunicazione interne all'Impianto sarà affidata al Proprietario di Impianto GD, in funzione delle prestazioni funzionali a cui dovrà rispondere il CCI, ma in nessun caso potranno essere utilizzate le interfacce di rete riservate allo scambio dati con il DSO (Eth_A) e con eventuali altri operatori abilitati (Eth_B).

Gli elementi che costituiscono l'Impianto GD che si desidera monitorare e coordinare con il CCI, dovranno prevedere una interfaccia che permetta l'interscambio di informazioni fra gli elementi stessi e il CCI.

La presenza di comunicazione fra gli elementi di Impianto GD ed il CCI dovrà essere costantemente monitorata dagli stessi elementi e dal CCI. Quando il CCI è operativo ed il canale di comunicazione è attivo, gli elementi da lui coordinati dovranno operare in modalità di funzionamento asservita al CCI. In caso contrario, gli elementi di Impianto GD opereranno secondo le funzioni di regolazione previste nella Norma CEI 0-16 per i singoli apparati; così facendo pur venendo meno la funzione di regolazione delle grandezze al PdC secondo la logica di controllo governata dal CCI, sarà possibile grazie alle logiche implementate sui singoli elementi, utilizzare le capability di supporto alla rete integrate negli stessi elementi, come previste dalla Norma CEI 0-16.

Il CCI dovrà essere dotato, direttamente o per il tramite di opportuni dispositivi di trasduzione, acquisizione e misura, di un numero adeguato di ingressi atti a ricevere segnali per le misure di tensione, potenza attiva e reattiva al PdC richieste per:

- La stima dei flussi di potenza verso la rete MT di interesse del DSO e la tensione al PdC;
- L'Osservabilità della rete di interesse del TSO;
- La partecipazione al MSD (se previsto).

In tutti i casi rispettando i requisiti prescritti in termini di accuratezza delle misure, frequenza di aggiornamento e tipologia di misure.

I trasduttori ed i convertitori di misura (CM) utilizzati dovranno rispettare le seguenti prestazioni con le quali si potrà ottemperare ai requisiti di accuratezza richiesti dall'Allegato A.6 al CdR [17] e riportati nelle tabelle del paragrafo 2.4.2.1 del presente lavoro di tesi:

- Classe di precisione del convertitore di misura $\leq 0,2$;
- Classe di precisione per i TA e TV: ≤ 0.5 ;
- Prestazione nominale (ove applicabile): 5 o 10 VA.

Sarà possibile utilizzare per le rilevazioni prima citate, trasduttori di misura comuni ad altri servizi come quelli di misura e protezione, ma solo a condizione di assicurare l'assenza di possibili interferenze fra i rispettivi utilizzi, adottando (se necessario) avvolgimenti o nuclei dedicati.

I circuiti di alimentazione del CCI e degli apparati ad esso associati per la comunicazione dati dovranno essere alimentati da una sorgente di tensione ausiliaria, la cui disponibilità dovrà essere garantita da un UPS o da batterie tampone per almeno un'ora.

Allo scopo di assicurare un elevato livello di sicurezza contro possibili attacchi informatici, sotto l'aspetto HW il CCI non dovrà esporre porte fisiche di test attive e inoltre dovrà essere protetto contro possibili manomissioni grazie a soluzioni del seguente tipo:

- Circuiti che invalidano la NVRAM quando viene aperto l'involucro;
- Sensori che bruciano fusibili di sicurezza quando viene rilevata la luce;
- Sensori che attivano un avviso quando viene modificata la posizione del dispositivo;
- Copertura epossidica dei componenti del circuito core;
- Avvisi generati quando componenti interni vengono rimossi dal dispositivo.

Dovranno inoltre essere rispettati i requisiti di affidabilità, intesi come disponibilità (Availability), espressi nell'Allegato A.13 paragrafo 6.2 al CdR [23], ai quali deve ottemperare il soggetto a cui verrà attribuita la responsabilità dell'installazione e manutenzione degli apparati IED e del relativo collegamento verso il DSO.

Dovrà essere prevista una funzione di memorizzazione degli eventi (data logger), con lo scopo di permettere la verifica della corretta disponibilità del CCI e del suo stato di funzionamento. Il controllo del corretto funzionamento del CCI dovrà avvenire attraverso la verifica di:

- Presenza dell'alimentazione del CCI;
- presenza/assenza della comunicazione verso il DSO;
- presenza/assenza della comunicazione verso gli operatori esterni (stato del link fisico e del link dati);
- presenza/assenza della comunicazione verso gli elementi di Impianto GD coordinati dal CCI (stato dei collegamenti fisici e dei collegamenti dati);
- Funzionalità del CCI;
- Funzionalità dei dispositivi per la misura.

Nella memoria del CCI dovrà essere registrato l'esito della verifica, così come dovranno essere memorizzate tutte le informazioni elencate nel paragrafo O.14 dell'Allegato O alla Norma CEI 0-16 [29].

La memorizzazione degli eventi elencati nel paragrafo O.14 dell'Allegato O alla Norma CEI 0-16 completi di data e ora (yyyy/mm/gg hh:mm:ss,d) dovrà estendersi per non meno di 2048 eventi e dovrà avvenire su un supporto interno non sovrascrivibile dall'Utente. Dovrà in fine essere consentita la lettura e l'esportazione dei dati in memoria mediante un'interfaccia resa disponibile dal costruttore del CCI (per esempio, software fornito a corredo). L'accesso al data logger dovrà essere protetto con le usuali procedure (username/password, etc.). [29]

3.1.1 Prove di conformità del CCI

Le prove che dovranno essere eseguite sul CCI per verificarne la conformità sono:

- Prove funzionali;
- Prove di conformità generale;
- Prove relative alla cyber-security.

Qualora il CCI sia realizzato come funzionalità integrata in altri elementi d'impianto (ad esempio integrato come funzionalità aggiuntiva nel controllore dell'inverter di una unità di generazione operante come Master per le altre unità oppure funzionalità integrata in un dispositivo di protezione) le prove funzionali e le prove relative alla cybersecurity dovranno essere effettuate mantenendo abilitate le funzionalità di entrambi i dispositivi (funzionalità proprie del CCI e funzionalità del dispositivo integrante). Le prove funzionali riguarderanno le funzionalità proprie del CCI assicurando allo stesso tempo l'assenza di interferenze rispetto alle funzionalità previste per il dispositivo integrante e viceversa. [29]

3.1.1.1 Prove funzionali

Lo scopo delle prove funzionali è quello di verificare la capacità del solo CCI di operare secondo le prescrizioni funzionali prescritte in base alle funzionalità che il medesimo deve assolvere.

- Deve essere verificata l'accuratezza della misura in accordo alla classe di precisione del CM, l'immunità alle grandezze di disturbo ed il rispetto delle periodicità di aggiornamento.
- Deve essere verificata la corretta comunicazione del CCI secondo standard IEC 61850, in base a quanto indicato nell'Allegato T, sia per la trasmissione dei segnali e delle misure che per la ricezione ed attuazione dei comandi.
- Deve essere verificata la funzionalità di autodiagnostica, verificando che vengano eseguite correttamente le procedure previste sia in caso di perdita di comunicazione che in caso di degrado operativo del CCI.
- Devono essere verificate le funzionalità del data logging come previste, nonché ogni altra funzionalità che il CCI deve assolvere.

Il CCI riceverà in ingresso dei segnali che caratterizzano le singole funzioni che esso sarà chiamato a svolgere per adempiere alle prestazioni di regolazione e controllo (sia in modalità autonoma che asservita), allora sarà necessario verificare che modificando i parametri di questi segnali in ingresso, si presentino alle uscite i comandi di controllo congruenti con la funzione richiesta.

Dovrà inoltre essere verificato che al decadere di ogni funzione imposta, il CCI attivi nuovamente la funzione di regolazione preconfigurata di default e presenti in uscita segnali ad essa coerenti.

Analogamente in caso di interruzione della comunicazione dati il CCI, dopo il time-out di attesa stabilito, si dovrà verificare la riattivazione della funzione preconfigurata. [29]

3.1.1.2 Prove relative alla cybersecurity HW

Per quanto concerne gli aspetti relativi alla cybersecurity del CCI, dovrà essere certificato almeno il livello 3 del grado di resistenza alla manomissione attraverso certificazioni standard del settore (Federal Information Processing Standards - FIPS 140-2 "Security Requirements for Cryptographic Modules") ottenute da entità indipendenti. [29]

3.1.1.3 Conformità dell'apparecchiatura

Il CCI per essere conforme dovrà essere dotato di marcatura CE. La rispondenza ai requisiti elencati nei paragrafi precedenti dovrà essere attestata da una Dichiarazione di Conformità del dispositivo. Tale Dichiarazione di Conformità contenente tutte le informazioni necessarie all'identificazione del

dispositivo dovrà essere emessa a cura e responsabilità del Costruttore del CCI, sottoforma di autocertificazione, e dovrà essere resa disponibile dal Proprietario di Impianto GD al DSO all'atto della connessione.

L'esecuzione delle prove di compatibilità ambientale previste (prove di isolamento, climatiche ed EMC) dovrà avvenire presso un laboratorio accreditato.

Le prove funzionali potranno avvenire in alternativa presso i laboratori del costruttore, o laboratori esterni non accreditati.

In questo secondo caso, le prove dovranno avvenire sotto la sorveglianza e responsabilità di apposito organismo certificatore che abbia i requisiti.

Gli attestati di prova, le certificazioni e le dichiarazioni di conformità dovranno essere specifici per le diverse funzionalità del CCI e dovranno essere disponibili in accordo alle priorità determinate dalla delibera ARERA 36/2020/R/EEL (funzioni obbligatorie PF1 in primis). [29]

3.1.1.4 Prove di commissioning

Tali prove hanno l'obiettivo di verificare [29]:

- Che l'insieme di CCI, rete di comunicazione interna di Impianto GD, controllori e dispositivi di misura delle singole unità di generazione, sia configurato correttamente;
- Che l'interfaccia fra CCI e DSO sia configurata in maniera da assicurare sia la trasmissione delle informazioni verso DSO, sia l'acquisizione dei comandi dal DSO (interoperabilità).

3.1.2 Interscambio di informazioni tra DSO e CCI

I messaggi informativi verranno raggruppati in differenti categorie in base al contenuto informativo che trasportano [29]:

- Messaggi relativi alle caratteristiche dell'Impianto GD: sono informazioni che provengono dall'Impianto GD e riguardanti la configurazione, le caratteristiche e le capacità nominali. Non sono oggetto di modifica da parte di processi remoti ed essendo relativi a caratteristiche statiche dell'Impianto GD, andranno aggiornati solo in presenza di variazioni e modifiche attuate su elementi di Impianto che ne alterino le caratteristiche.
- Messaggi relativi allo stato operativo dell'Impianto GD e degli apparati fisici presenti, quali ad esempio le posizioni degli interruttori: sono quei dati che consentono al DSO di conoscere in real time in quale condizione operativa si trova l'Impianto GD (in servizio o fuori servizio, in modalità di regolazione e quale) sia nel suo complesso sia negli elementi che lo costituiscono raggruppati per categorie. Sono informazioni dinamiche in quanto andranno aggiornate ogni qualvolta si verifica un cambiamento nelle condizioni operative dell'Impianto GD.
- Messaggi relativi alle misure dell'Impianto GD: Valori analogici misurati direttamente o determinati tramite elaborazione di grandezze misurate, quali tensioni, correnti e potenze al PdC, nonché le misure delle potenze attive e reattive relative alle diverse unità di generazione suddivise e aggregate per fonte primaria di energia (solare, eolico, idroelettrico, accumulo, altre fonti, etc.).
- Messaggi relativi ai valori dei parametri operativi: Valori di riferimento necessari per l'operatività delle funzioni e degli algoritmi. I parametri saranno impostati in fase di inizializzazione dell'apparato e potranno successivamente essere modificati da remoto. Permettono di conoscere i parametri che caratterizzano le diverse funzioni di regolazione. Anche questi sono dati di tipo statico. I comandi di attivazione/disattivazione delle funzioni di regolazione richieste dal DSO verranno veicolati in questo gruppo di messaggi.

In presenza del canale di comunicazione tra CCI e DSO si riepilogano nella tabella 3.1 le funzioni di regolazione, la modalità di funzionamento e l'operatore che avrà la facoltà di governare lo stato ed i parametri delle funzioni [29]:

Tabella 3.1: Riepilogo funzioni del CCI

Funzione di regolazione	Attivazione
Intervento del limite di potenza attiva per $V \approx 110\% V_n$	Autonoma, a cura Utente
Limitazione potenza attiva su comando esterno del DSO	Asservita, con azione remota del DSO
Modulazione della potenza attiva immessa al PdC su comando esterno proveniente dal DSO	Asservita, con azione remota del DSO
Set Point potenza attiva su comando esterno	Asservita, con azione remota dell'Aggregatore
Funzionamento in regolazione di tensione con erogazione di potenza reattiva su comando esterno proveniente dal DSO	Asservita, con azione remota del DSO
Set Point Fattore di potenza ($\cos\phi$)	Asservita, con azione remota del DSO
Regolazione $Q = f(V)$	Asservita, con azione remota del DSO
Regolazione $\cos\phi = f(P)$	Asservita, con azione remota del DSO
Funzione Set Point della potenza reattiva su comando esterno	Asservita, con azione remota dell'Aggregatore

In fine è importante sottolineare che l'Allegato O alla Norma CEI 0-16 è strettamente legato all'Allegato T (Scambio informativo basato su standard CEI EN 61850) che è prossimo ad andare sotto inchiesta pubblica.

3.2 Conclusione e Prospettive Future

In un contesto di continua evoluzione per il SE, come quello presentato, ed in considerazione del contributo della GD da FER oramai strutturale, il TSO ed i DSOs saranno chiamati alla ricerca di soluzioni di sviluppo integrato delle reti, che rispondano in maniera sinergica ed innovativa alle prossime sfide. Un approccio coerente sarà quello di promuovere l'interoperabilità e di favorire la pianificazione ed il coordinamento degli interventi di sviluppo relativi alle RTN e alle reti di DEE.

In tale scenario rivestirà un ruolo strategico l'Osservabilità della GD. Il progetto relativo all'Osservabilità della produzione da FER connesse alle reti MT e BT attualmente non è stato ancora attivato nel concreto: manca ancora l'ufficializzazione dell'Allegato O e dell'Allegato T della Norma CEI 0-16, inerenti rispettivamente il Controllore Centrale di Impianto e i Segnali su Protocollo CEI EN 61850, inoltre, il TSO ha solo predisposto i software necessari alla gestione dei dati di misura (basati sui dati storici).

Nella prospettiva di un'evoluzione delle reti di DEE verso il paradigma delle smart grid, sarà definito un insieme di segnali (scambi informativi) finalizzati alla gestione della rete di DEE in presenza di una massiccia quantità di GD. Tali segnali dovranno consentire di [31]:

- Erogare i servizi di rete attraverso una modulazione apposita di potenza attiva e reattiva secondo quanto richiesto dal DSO;
- Distaccare i generatori in caso di ricezione del relativo segnale di teledistacco (SPI);
- Fornire le misure di tensione, potenza attiva e reattiva nel punto di misura.

Il prossimo Tavolo di Lavoro programmato a Marzo 2021, vedrà il confronto tra ARERA, CEI, TSO e DSOs: questo sarà occasione per valutare i primi risultati del funzionamento dell'algoritmo di Terna e per approfondire le criticità riscontrate nel progetto stesso dell'Osservabilità.

Nei mesi che seguiranno la conclusione del progetto, sarà indispensabile verificare l'adeguatezza delle logiche e delle periferiche di interfacciamento tra le reti di DEE e la RTN. Interventi strutturali sulle reti elettriche e sulle reti di telecomunicazione si renderanno pertanto essenziali per disporre di segnali adeguati, vettori e strumenti che consentiranno la visibilità ed il controllo della GD e più in generale, delle risorse di regolazione rese disponibili nei punti di interfaccia con le reti del DSO.

Il passo successivo a quella che sarà la completa implementazione e verifica di adeguatezza dell'Osservabilità degli Impianti GD compresi sia nel Perimetro Standard che nel Perimetro Esteso, sarà quello di incrementare l'Osservabilità e controllabilità dei carichi elettrici connessi alle reti elettriche, anche in virtù di una crescente diffusione della mobilità elettrica. Allineato allo stesso contesto evolutivo del SE, sarà lo sviluppo e il ricorso a nuovi sistemi di accumulo di energia elettrica (come quello elettrochimico), finalizzato a favorire il dispacciamento degli Impianti FRNP.

I piani di sviluppo, nei quali è compreso il progetto dell'Osservabilità, elaborati dal TSO, da ARERA e dai diversi DSOs nazionali hanno come obiettivo quello di disegnare la rete di domani e per far ciò sono stati individuati quattro driver:

- Decarbonizzazione
- Market efficiency
- Sicurezza, qualità e resilienza
- Sostenibilità.

Possiamo concludere che lo sviluppo dell'Osservabilità rappresenta uno dei principali fattori abilitanti del processo di transizione verso il sistema energetico futuro, essendo uno strumento essenziale a questi driver per essere allineati alla volontà di elevare le necessità sociali e ambientali allo stesso livello delle occorrenze elettriche ed economiche.

Bibliografia

- [1] Terna S.p.A., *Scambio dati tra Terna, DSOs e Significant Grid Users ai fini dell'esercizio in sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale*, Roma, 2019.
- [2] SIEMENS, «SI_ST_MA_ESER001-Generalità,» 2016.
- [3] G. Chicco, *Distribution system structures*, Torino, 2005-2018.
- [4] IRETI S.p.A., «Piano di sviluppo IRETI 2020-2022,» Torino, 2020.
- [5] IRETI S.p.A., «Protezione delle reti elettriche in media tensione,» in *Convegno AEIT*, Torino, 2019.
- [6] Comitato Elettrotecnico Italiano, *Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica, Norma CEI 0-16*, Milano, 2019.
- [7] D'Adamo, Valtorta, Consiglio, Cerretti, D'Orazio, Malerba e Marmeggi, «Smart fault selection: new operational criteria and challenges for the large-scale deployment in e-distribuzione's network,» *IET Journals*, vol. 2017, pp. 1475-1478, 2017.
- [8] E. Carpaneto, G. Chicco e A. Russo, *Affidabilità delle reti elettriche di distribuzione*, Torino, 2017.
- [9] Terna S.p.A., «SSD-SSI-STR-System strategy & Position,» in *Convegno AEIT Osservabilità della generazione distribuita e scambio dati con Terna*, 2020.
- [10] Terna S.p.A., «Osservabilità GD,» in *Tavolo tecnico con i DSO*, Marzo 2020.
- [11] Terna S.p.A., *Procedura per la riduzione della generazione distribuita in condizioni di emergenza del sistema elettrico nazionale (RIGEDI), Allegato A72 del Codice di Rete*, Roma, 2014.
- [12] Terna S.p.A., *Disposizioni per la predisposizione e l'attuazione del piano di emergenza del sistema elettrico (PESSE) (Allegato A20 del Codice di Rete)*, Roma, 2018.
- [13] Terna S.p.A., *Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita (Allegato A 70 del Codice di Rete)*.
- [14] ARERA, *Delibera 421/2014/R/EEL, Ulteriori interventi relativi agli impianti di generazione distribuita finalizzati a garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale*, 2014.
- [15] Comitato Elettrotecnico Italiano, *Partecipazione ai piani di difesa (Allegato M della Norma CEI 0-16)*, 2019.
- [16] Terna S.p.A., *Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna (Allegato A 69 del Codice di Rete)*, 2012.
- [17] Terna S.p.A., *Criteri di acquisizione dati per il telecontrollo (Allegato A6 del Codice di Rete)*, Roma, Febbraio 2020.
- [18] ARERA, *Delibera 646/2015/R/EEL, Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023*, Milano, 2015.
- [19] ARERA, *Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica*, Milano, 2015, pp. 130-132.
- [20] Commissione Europea, *System Operation Guideline (Regolamento (UE) 2017/1485)*, 2017.
- [21] ARERA, *Delibera 628/2018/R/EEL Avvio di procedimento per l'implementazione della regolazione dello scambio dati tra Terna S.p.A., le imprese di Distribuzione e i Significant Grid User, ai fini dell'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale*, Milano, 2018.

- [22] ARERA, *Delibera 36/2020/R/EEL Verifica di conformità di proposte di modifica del codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete per l'implementazione delle disposizioni in merito a scambio dati, verifiche di adeguatezza e piani...*, Milano, 2020.
- [23] Terna S.p.A., *Criteri di connessione al sistema di controllo Terna (Allegato A13 del Codice di Rete)*, Roma, Febbraio 2020.
- [24] ARERA, *DCO 361/2020/R/EEL Orientamento per l'implementazione della regolazione dello scambio dati tra Terna S.p.A., le imprese distributrici e i Significant Grid User ai fini dell'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale*, Milano, 2020.
- [25] Terna S.p.A., «SSD-DSC-STT-Misura e osservazione del sistema,» in *Convegno AEIT Osservabilità della generazione distribuita e scambio dati con Terna*, Ottobre 2020.
- [26] Terna S.p.A., «Osservabilità GD,» in *Tavolo tecnico con i Distribution System Operator*, 17-18-19 Marzo 2020.
- [27] Terna S.p.A., «Osservabilità GD,» in *Tavolo Tecnico real-time con i DSO*, 1 Aprile 2020.
- [28] UTILITALIA, *Osservazioni di UTILITALIA al DCO ARERA 361/2020/R/eel - Prot. n. 2090/2020/E/R/e – FF/am del 06/11/2020*, 2020.
- [29] CEI, Comitato Elettrotecnico Italiano, *Controllore Centrale di Impianto (Allegato O alla Norma CEI 0-16)*, Milano, Dicembre 2020.
- [30] Ing. Pier Franco Lionetto, «Norma CEI 0-16 - Variante 1 Progetto C.1260 "Allegato O",» in *Convegno AEIT sull'Allegato O alla Norma CEI 0-16*, Trento, 19 Giugno 2020.
- [31] Comitato Elettrotecnico Italiano, *Allegato T alla Norma CEI 0-16*, Milano, 2019.
- [32] A. Telfer, «Front-End communications processors,» Burnaby, Canada, 2002.

Glossario

ARERA	Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente
AT	Alta Tensione
BT	Bassa Tensione
CCI	Controllore Centrale di Impianto
CdR	Codice di Rete
CIPE	Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica
CN	Cabina Nodale
COE	Centro Operativo Elettrico
CP	Cabina Primaria
CS	Cabina Secondaria
cto.-cto.	Cortocircuito
DDI	Dispositivo di Interfaccia
DEE	Distribuzione Energia Elettrica
DI	Digital Input
DO	Digital Output
DR	Disaster Recovery
DSO	Distribution System Operator
DSO di rif.	Distributore di riferimento, che ha almeno una CP connessa con la RTN
DSO sott.	Distributore sotteso, che non ha alcuna connessione con la RTN. Il DSO di rif. Per un DSO sott. è quel DSO che, tra tutti quelli con cui quest'ultimo è interconnesso, ha il maggior numero di punti di prelievo entro la zona
FER	Fonte di Energia Rinnovabile
FO	Fibra Ottica
FRNP	Fonti di energia Rinnovabile Non Programmabile
FECF	Front-end Cabina Primaria (vecchia generazione di Front-end di CP)
FERP	Front-end RTU Primary (nuova generazione di Front-end di CP)
FETG	Front-end TG (telecomandi di Cabina di Trasformazione MT/BT)
FV	Fotovoltaico
G	Gruppo, insieme di centrali di GDR raggruppate ai fini della riduzione
GD	Generazione Distribuita
GDPRO	GDR connessa con linee non dedicate sulle quali sono presenti anche impianti di consumo (il distacco di tali impianti è attuabile dal Titolare su richiesta).
GDR	Generazione Distribuita Riducibile
GDRM	GDR il cui distacco è attuabile dal sistema di difesa Terna attraverso il colloquio con il sistema di teledistacco dell'impresa distributrice
GDTEL	GDR telecontrollata caratterizzata da Impianti che immettono in rete tutta la produzione al netto dei servizi ausiliari, connessa con linee dedicate il cui distacco è attuabile da remoto dal DSO su richiesta di Terna, tramite IMS motorizzati e telecomandati dedicati.
GSE	Gestore dei Servizi Energetici
HW	Hardware
ICS	Interruttore di Cabina Secondaria
IMS	Interruttore Manovra Sezionatore
IP	Internet Protocol
LS	Livello di Severità

MCI	Monitoratore Centrale di Impianto
MT	Media Tensione
PdC	Punto di Consegna
PI	Protezione di Interfaccia, Insieme di protezioni utilizzate per il monitoraggio dei parametri di frequenza e di tensione della rete del Distributore. La PI è richiesta nel caso di impianti produttori eserciti in parallelo con la rete del distributore e agisce sul DDI tramite relé a logica positiva (ossia eccitati con parametri della rete all'interno dei limiti prefissati e in condizioni di presenza della tensione ausiliaria).
PNIEC	Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima
POD	Point of Delivery
PRODUTTORI	Enti, persone fisiche o giuridiche che possiedono Impianti di Produzione di energia elettrica
PROPRIETARI	Enti, persone fisiche o giuridiche che possiedono Impianti di Produzione di energia elettrica
REN	Rete Elettrica Nazionale
RGDM	Rilevatore di Guasto Direzionale e Misure: installato nella CS svolge le funzioni di selettività logica, regolazione della tensione al punto di consegna e rilevazione misure, inoltre funge da dispositivo di comunicazione degli apparati installati nella cabina di Utenza (di proprietà dell'Utente) per evitare una comunicazione diretta tra gli apparati di proprietà dell'utente ed il Sistema SCADA
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale
RTU	Remote Terminal/Telecontrol Unit
SC	Sala Controllo
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SE	Sistema Elettrico
SEN	Sistema Elettrico Nazionale
SGU	Significant Grid Users, sono gli impianti significativi ai fini dell'Osservabilità del sistema elettrico (impianti di produzione con $P > 11,08$ kW, impianti di consumo connessi su RTN, sistemi di distribuzione chiusi (SDC) connessi su RTN, fornitori di servizi di demand response/risorse per il dispacciamento (BSP), sistemi HVDC)
SLA	Service Level Agreement, metriche di servizio (es. qualità di servizio) che devono essere rispettate da un fornitore di servizi (provider) nei confronti dei propri utenti
SOD	Stazioni Operative Distrettuali
SOP	Stazione Operativa Periferica
SOZ	Stazioni Operative Distrettuali
ST	Sistema di Telecontrollo
Titolare	Proprietari o Gestori di impianti di produzione di energia elettrica
TP	Tempo di Preavviso, tempo che intercorre tra la notifica e la riduzione
TPT	Terminali Periferici di Teleoperazioni
TR	Trasformatori
TSO	Transmission System Operator (in Italia Terna S.p.A.)
UP	Unità Periferiche di Teleoperazioni
UPS	Uninterruptible Power Supply