

**Scambio dati tra Terna, DSOs e Significant Grid Users ai fini dell'esercizio in
sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale**

Relazione di accompagnamento

Sommario

1. Introduzione	3
2. Sintesi della proposta.....	8
3. Osservabilità della GD	9
4. Scambio Dati	11
4.1. Dati in tempo reale.....	12
4.1.1. Impianti di produzione GD	12
4.1.2. Altre tipologie di impianti	18
4.2. Dati strutturali.....	18
4.3. Dati di programmazione.....	19
5. Sintesi delle modifiche al Codice di Rete	20

1. Introduzione

Il settore elettrico è interessato - già da qualche anno - da una trasformazione radicale caratterizzata, da un lato, dalla crescita esponenziale di impianti a Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) connessi alle reti di media e bassa tensione (MT/BT) e, dall'altro, dalla dismissione di impianti convenzionali in grado di fornire i servizi di regolazione necessari ad assicurare l'esercizio in sicurezza del sistema (Figura 1).

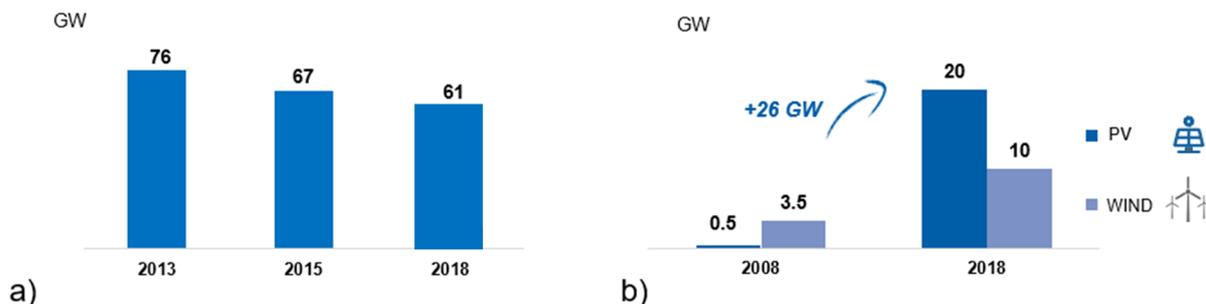


Figura 1. Evoluzione potenza installata termoelettrica (a) e fotovoltaica ed eolica (b)¹

Ciò determina già oggi - e in misura maggiore in scenari prospettici - **condizioni di forte criticità per la sicurezza del sistema elettrico di cui Terna è responsabile** alla luce della Concessione per il servizio di trasmissione e dispacciamento.

I principali fenomeni relativi alla gestione in sicurezza del sistema elettrico conseguenti alla trasformazione di cui sopra sono:

- **riduzione della potenza regolante di frequenza e tensione** derivante dalla modifica del mix produttivo a favore di impianti a fonti rinnovabili (FER) "non programmabili" che generalmente non contribuiscono a tali regolazioni²;
- **progressiva riduzione dell'inerzia del sistema.** L'aumento della generazione "inverter based" comporta una riduzione della risposta inerziale del sistema elettrico, e conseguentemente della stabilità di frequenza, a fronte di brusche variazioni del carico e/o della generazione; tale inerzia, di natura sia termica che meccanica, è stata storicamente fornita dalla combinazione di caldaie a vapore, generatori sincroni e relative turbine meccanicamente accoppiate. La progressiva perdita di inerzia comporta anche la possibile insorgenza di fenomeni dinamici (oscillatori, aperiodici) legati alla complessiva diminuzione della potenza di cortocircuito e di inerzia combinati all'aumento di produzione da fonti FER distribuite;
- crescente copertura del fabbisogno di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili-FER (cfr. Figura 2), molti dei quali sono connessi su rete di distribuzione e quindi **non osservabili in tempo reale da parte di Terna** (circa il 65% della capacità complessiva di fotovoltaico ed eolico è installata su reti MT / BT);
- **crescente ripidità della rampa serale del carico residuo**³ causata dalla drastica e repentina riduzione della produzione solare nelle ore serali (cfr. Figura 3);

- crescenti periodi di **over-generation da impianti rinnovabili** nelle ore centrali della giornata che possono comportare tagli all'energia prodotta da tali impianti (cfr. Figura 3);
- **aumento delle situazioni di congestioni di rete**, a causa della distribuzione disomogenea degli impianti rinnovabili sul territorio nazionale (principalmente localizzati al Sud) e della distanza dai principali luoghi di consumo;
- aumento dei fenomeni di **inversione dei flussi di potenza** che consistono nella risalita di potenza dalla rete di distribuzione verso la rete di trasmissione, nel caso in cui la produzione della generazione distribuita superi il carico locale sotteso alla stessa cabina; ciò comporta la necessità di modificare la modalità di gestione del sistema elettrico, progettato considerando la rete di distribuzione come rete passiva, per affrontare conseguenti problematiche quali l'innalzamento delle tensioni, la riduzione di selettività e di efficacia di alcune misure di emergenza quali il piano di alleggerimento e il PESSE e la possibile inadeguatezza di sistemi di monitoraggio e degli automatismi progettati per un funzionamento unidirezionale.



Figura 2. Picchi di copertura del fabbisogno da FER -anno 2018⁴



Figura 3. Evoluzione della curva di carico residuo (simulazione 2030)

¹ Dati 2018 provvisori

² Si segnalano su questo aspetto dei passi in avanti anche grazie all'aggiornamento della normativa tecnica di connessione effettuata da Terna in attuazione del Regolamento UE Requirements for Generators (RfG). Grazie alla nuova normativa, alcune tipologie di impianti FER nuovi devono essere in grado di fornire la regolazione di tensione.

³ Fabbisogno di energia elettrica da coprire al netto della produzione di energia rinnovabile e della produzione da impianti "must-run"

⁴ Dati provvisori. Con riferimento ai dati di copertura del fabbisogno per l'anno 2018, a fronte di un dato annuo medio di copertura da FER del 35%, nel mese di maggio la domanda è stata coperta mediamente per circa il 46% da fonti rinnovabili, mentre a livello giornaliero il picco si è raggiunto il 13 Maggio quando la copertura da FER è stata del 62%. A livello orario, il 1° Aprile (coincidente con la festività pasquale) alle 14.00 si è raggiunto addirittura l'82% di copertura della domanda tramite FER

Al fine di poter gestire in sicurezza questo sistema, in costante evoluzione, è necessario realizzare un set di azioni imprescindibili, coordinate e coerenti tra loro:

- **Sviluppo della rete:** potenziamento dorsali Nord-Sud e rinforzi di rete, interconnessioni con estero, investimenti per regolazione di tensione ed aumento inerzia del sistema;
- Sviluppo ed implementazione di strumenti in grado di fornire al mercato **corretti segnali di prezzo di lungo periodo** che favoriscano l'installazione di nuova capacità produttiva efficiente e flessibile, quali ad esempio il capacity market;
- Sviluppo di **ulteriore capacità di accumulo**, sia idroelettrico sia elettro-chimico;
- **Evoluzione dei mercati:** abilitare e promuovere la partecipazione di «nuove» risorse al mercato dei servizi di dispacciamento (domanda, generazione distribuita, accumuli); evoluzione della struttura e dei prodotti negoziati sul mercato dei servizi per far fronte alle nuove esigenze di flessibilità del sistema; integrazione progressiva con i mercati dei servizi europei;
- **Garantire la osservabilità in tempo reale degli impianti GD** come primo fondamentale tassello di un ampio processo di “digitalizzazione” del sistema elettrico.

Con riferimento al tema dell'osservabilità, si rappresenta infatti che ad oggi **Terna non ha alcuna visibilità real time delle principali grandezze elettriche (quali potenza attiva e reattiva) di circa 28 GW di impianti di produzione** connessi alle reti di media e bassa tensione (di cui circa 24 GW da FER) (Tabella 1).

Fonte	BT		MT		AT/AAT		Totale	
	Num [x1000]	Pinst [GW]						
SOLARE	799,4	7,3	22,6	11,7	0,1	1,1	822,2	20,1
IDRICO	1,3	0,1	2,6	3,3	0,4	23,2	4,3	26,7
EOLICO	4,7	0,2	0,6	1	0,3	9,1	5,7	10,3
TERMICO	1,7	0,1	4	4,7	0,3	54,1	6,1	58,9
ALTRO	0,03	0,001	0,02	0,002	0,03	1,0	0,1	1,0
Totale	807,3	7,7	29,9	20,7	1,3	88,5	838,4	116,9

Perimetro BT / MT				Perimetro AT / AAT	
837 k impianti		28,4 GW			

Tabella 1. Parco di generazione – distribuzione per fonte e livello di tensione⁵

La visibilità real time degli impianti GD che già oggi consentirebbe di migliorare e efficientare la gestione del sistema elettrico diventa una **esigenza imprescindibile** per Terna alla luce degli scenari prospettici definiti nella proposta di Piano Nazionale Integrato Energia e Clima. Tali scenari, infatti, prevedono:

- un ulteriore sviluppo degli impianti a fonti rinnovabili (circa +40 GW di FER al 2030, oltre il 50% dei quali sono previsti⁶ su reti di distribuzione);
- il phase out degli impianti a carbone entro il 2025
- la promozione di nuove forme di autoconsumo quali le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER).

⁵ Fonte: GAUDÌ, estrazione a gennaio 2019; per la fonte termica è stata utilizzata la Potenza in Immissione delle UP (al netto della quota riservata per regolazione primaria), per tutte le altre fonti è stata utilizzata la Potenza Attiva Nominale dell'impianto.

⁶ Stima Terna

L'osservabilità della GD, infatti, contribuisce a garantire l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico, creando le condizioni e l'assetto necessario per assicurare in prospettiva gli standard fondamentali di sicurezza del sistema in vista dell'evoluzione attesa dello stesso.

Già oggi, ma sempre più in futuro, il sistema elettrico sotteso ad una cabina primaria di distribuzione è costituito da una combinazione di impianti di generazione, di consumo e di storage. **Oggi Terna osserva in real time solo gli scambi di potenza tra la rete di trasmissione e ciascuna cabina primaria.** Tale informazione non è più sufficiente per comprendere in tempo reale le dinamiche degli eventi e adottare le più efficaci ed efficienti contromisure. Basti pensare a **come può repentinamente variare il prelievo netto di una CP quando si verificano variazioni importanti della copertura nuvolosa di una rete MT/BT caratterizzata da un forte penetrazione di generazione fotovoltaica.** Di qui l'esigenza di conoscere in tempo reale i singoli elementi (produzione distinta per fonte, consumo, storage) che contribuiscono allo scambio con la RTN. Entrando nel dettaglio dei possibili utilizzi concreti dell'osservabilità, si segnala che la stessa costituisce un elemento fondamentale per molteplici applicazioni usate per la gestione in sicurezza del Sistema Elettrico da parte di Terna.

Tra tali applicazioni rientrano ad esempio:

- **Calcoli di rete in regime statico e dinamico:** miglioramento della valutazione delle condizioni di esercizio e di tutti i principali parametri elettrici caratterizzanti la rete, come ad esempio l'inerzia elettrica e la stabilità dinamica;
- **Ottimizzazione del perimetro degli impianti da movimentare** a scendere in caso di problemi di sicurezza sul sistema (ad esempio curtailment rinnovabili);
- **Sistemi di monitoraggio** delle grandezze quali potenza di cortocircuito e inerzia in tempo reale;
- **Sistemi di difesa adattativi** alimentati da una stima in tempo reale della Generazione Distribuita (es. potenza disponibile sotto alleggerimento di carico, potenza riducibile tramite procedura RIGEDI, composizione del mix produzione carico su montanti misti sotto Piano di Alleggerimento).

A ciò si aggiungano gli ulteriori benefici in termini di utilizzo dei dati resi disponibili dall'osservabilità real time per **ottimizzare la previsione del fabbisogno e il dimensionamento della riserva** con conseguenti riduzioni dei volumi movimentati su MSD, nonché l'aumento delle informazioni utilizzabili nelle analisi ex-post che consentono di ottimizzare i processi a supporto della gestione del sistema.

L'esigenza di visibilità real time degli impianti GD rappresenta quindi il tassello più importante di un processo di revisione più generale del perimetro dello scambio dati tra Terna, in qualità di Transmission System Operator (TSO), i Distribution System Operators - DSOs e i soggetti a vario titolo responsabili di risorse significative ai fini della sicurezza del sistema (es: BSP, produttori, Utenti del Dispacciamento).

L'esigenza di rivedere e ampliare il perimetro dello scambio dati con il TSO è stata riconosciuta anche dal Legislatore europeo con l'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 con il Codice di Rete Europeo in materia di esercizio (Regolamento UE 2017/1485, System Operation Guideline - SOGL).

Il Regolamento SO GL, in particolare, nel disciplinare lo scambio dati tra TSO, DSOs e i c.d. Significant Grid Users - SGUs⁷ riconosce l'esigenza di visibilità real time degli impianti GD da parte del TSO, rinviando a livello nazionale la definizione degli aspetti relativi al contenuto dello scambio dati, ai destinatari dei flussi dei dati e all'ambito di applicazione dello stesso.

Al fine di dare attuazione a livello nazionale al Regolamento SO GL, con la delibera 628/2018 "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" (nel seguito: delibera 628/2018), l'ARERA ha avviato il procedimento per la definizione del modello di scambio dati ai fini dell'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale, prevedendo che:

- 1) Terna elabori, con il coinvolgimento delle imprese distributrici, una proposta che individui:
 - i) i soggetti tenuti a inviare i dati; ii) le modalità per lo scambio dei dati; iii) la tipologia dei dati, marcatura temporale e frequenza di comunicazione;
- 2) lo scambio dati avvenga mediante soluzioni in grado di minimizzare il rapporto costi/benefici (es. soluzioni che consentano di utilizzare, ove possibile, strumenti esistenti, eventualmente modificabili o sostituibili con costi contenuti, per l'acquisizione, la raccolta e il trasferimento dei dati necessari; piattaforme centralizzate, che, dopo aver acquisito i dati necessari, li mettano a disposizione dei soggetti a vario titolo autorizzati a riceverli, tramite soluzioni che garantiscano la sicurezza nell'accesso e nella gestione dei dati medesimi).

La presente consultazione ha dunque ad oggetto la proposta di revisione del modello di scambio dati che consenta a Terna, in qualità di TSO, di disporre del set di dati necessari a garantire l'esercizio in sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale (SEN). Ciò sia al fine di soddisfare la necessità di visibilità real time della GD sia quanto previsto dal Regolamento SOGL e quindi dalla delibera 628/18.

Come indicato nella delibera 628/2018, con riferimento agli aspetti ricadenti nell'ambito di applicazione delle SOGL, saranno, invece, oggetto di consultazione da parte dell'ARERA gli aspetti relativi a: i) soluzioni tecnologiche da adottare per l'apparecchio da installare per la raccolta e l'invio dei dati, anche con il coinvolgimento del Comitato Elettrotecnico Italiano; ii) responsabilità dei soggetti coinvolti; iii) modalità di copertura dei costi; iv) modalità e tempistiche di adeguamento degli impianti esistenti.

Nel seguito si illustrano le principali novità proposte sul modello di scambio dati (Paragrafo 4) e sull'osservabilità della GD (Paragrafo 3), rispetto a quanto ad oggi previsto. Per l'analisi completa delle proposte si rinvia a quanto riportato nei documenti posti in consultazione ed elencati al paragrafo 5 del presente documento.

Si precisa che non sono oggetto di consultazione i flussi informativi tra Terna e le unità di produzione o consumo abilitate, in via sperimentale, alla partecipazione al MSD in forma aggregata per le quali si rinvia ai Regolamenti predisposti da Terna in attuazione della delibera

⁷ Gli SGUs includono impianti sia nuovi sia esistenti facenti parte delle seguenti categorie: a) Impianti di produzione di tipo B, C e D anche connessi su reti di distribuzione (nel caso dell'Italia, sono gli impianti di produzione con P>11,08 kW); b) Impianti di consumo connessi su RTN; c) Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC) connessi su RTN; d) Fornitori di servizi di demand response/risorse per il dispacciamento (BSP); e) Sistemi HVDC

300/2017. Tali flussi verranno rivisti a valle della sperimentazione condotta ai sensi della predetta delibera.

2. Sintesi della proposta

Il percorso identificato e proposto da Terna per definire il modello di osservabilità e scambio dati con le Imprese di Distribuzione e i Significant Grid User parte quindi dal presupposto fondamentale che, per garantire l'esercizio in sicurezza del Sistema Elettrico, **è indispensabile garantire al TSO l'osservabilità della generazione distribuita.**

Il **regolamento SOGL** prevede che tutti gli impianti di produzione nuovi ed esistenti con potenza maggiore di 11,08 kW (soglia fissata in Italia per il tipo B), connessi su reti di distribuzione, **debbono comunicare al TSO e al DSO una serie di informazioni in tempo reale**, lasciando al TSO la facoltà di limitare questo perimetro. Terna ritiene che l'approccio della osservabilità "puntuale" di tutte le risorse con potenza maggiore di una certa soglia non rappresenti necessariamente la migliore soluzione per il sistema per i seguenti motivi:

- **Il numero di risorse di generazione** connesse su reti di distribuzione già oggi supera le 800.000 unità e, in coerenza con la proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), **crescerà ulteriormente nel corso dei prossimi 10-15 anni** fino a valori di un ordine di grandezza superiore. **L'onerosità economica e computazionale** connessa alla acquisizione e gestione in tempo reale di un numero così elevato di grandezze elettriche non può essere sicuramente sottovalutata;
- Alle risorse di generazione distribuite **si aggiungeranno progressivamente altre risorse in grado di scambiare flussi di potenza attiva** con la rete **la cui osservabilità sarà altrettanto fondamentale** per garantire l'esercizio in sicurezza: sistemi di accumulo, auto elettriche e sistemi di ricarica;
- **L'approccio statistico-probabilistico**, opportunamente integrato da misure campione e dai moderni algoritmi di machine learning e intelligenza artificiale che permettono di individuare correlazioni sempre più affidabili tra grandezze osservate e fattori esogeni, rappresenta una soluzione **molto flessibile e scalabile nel tempo e nello spazio** in grado di garantire il perseguimento **dell'ottimo tecnico economico**. E' infatti evidente che la soluzione di ottimo si posiziona necessariamente all'interno di un range di possibili implementazioni che vede ad un estremo la misura in tempo reale di tutti gli impianti (massima affidabilità, massimo costo) e all'estremo opposto la situazione AS-IS basata su pure stime non suffragate da misure campione (minima affidabilità, minimo costo).

Alla luce di quanto sopra **Terna propone quindi una implementazione del modello di osservabilità basata su un approccio statistico-probabilistico** caratterizzato da:

- **Un "motore" di stima sviluppato e gestito centralmente da Terna**, unica soluzione in grado di garantire piena visibilità e consapevolezza su potenzialità e limiti di affidabilità dell'algoritmo stesso
- La acquisizione in tempo reale di un **adeguato set di misure "campione"** selezionate in base alla rilevanza statistica delle stesse
- La acquisizione di altre informazioni necessarie per lo sviluppo, l'esercizio e la manutenzione evolutiva dell'algoritmo (dati meteo real time e previsionali, anagrafiche tecniche degli impianti, misure storiche).

A tal fine sono stati individuati due distinti perimetri:

1. un primo perimetro, chiamato “**standard**” nel seguito del documento, composto da impianti di taglia ≥ 1 MW, che ad oggi comprende circa 3.000 impianti per ca. 9 GW; tali impianti sono considerati tutti statisticamente rilevanti ai fini del progetto e rientreranno quindi nell’ambito degli obblighi previsti dalle SOGL;
2. un secondo perimetro, chiamato “**esteso**”, che include un campione di impianti connessi in MT che non rientrano nel perimetro “standard” e di impianti di produzione connessi in BT, individuati da Terna per completare il campione statistico alla base del modello di osservabilità. **L’individuazione degli impianti del perimetro “esteso” verrà effettuata da Terna seguendo un processo graduale**, in funzione della curva di apprendimento e delle performance effettive del modello di stima. Al fine di garantire la non discriminazione tra gli impianti selezionati da Terna per il perimetro “esteso” e gli altri non selezionati, **gli oneri di installazione e rilevazione della misura saranno integralmente sostenuti da Terna**, mentre il produttore avrà l’obbligo di garantire l’accesso per la rilevazione della misura stessa.

Ciò premesso, Terna propone una **prima fase di implementazione** che si concentrerà sugli impianti connessi in MT, che rappresentano oltre il 70% della potenza installata attualmente sulle reti di distribuzione.

Alla prima fase di implementazione focalizzata sugli impianti connessi in MT seguirà una **seconda fase di implementazione dedicata agli impianti connessi in BT**.

Dal punto di vista tecnologico le soluzioni proposte per i due ambiti (MT e BT) sono profondamente differenti:

- Per gli impianti connessi in MT, sia appartenenti al perimetro “standard” che “esteso”, si prevede l’acquisizione di dati in tempo reale tramite una architettura di tipo “SCADA-like”, basata su **apparecchiature e canali di comunicazione dedicati e caratterizzati da elevata affidabilità**
- Per gli impianti connessi in BT viceversa si propone l’adozione di un approccio tecnologico “IoT/Cloud” sicuramente economicamente meno oneroso e **che permetta di valorizzare al meglio la tecnologia dei nuovi misuratori 2G**.

3. Osservabilità della GD

L’esigenza di osservabilità della GD è stata più volte rappresentata nel corso degli ultimi anni già a partire dalla definizione, nel 2012, dell’Allegato A.70 al Codice di Rete (*Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della Generazione Distribuita*) che prevede che i DSOs inviino a Terna dati previsionali e dati in tempo reale relativi alla GD sottesa alle loro reti. **Tuttavia, tale previsione non ha trovato concreta attuazione.**

In tale contesto si è inserita anche la **delibera 646/2015** (*Testo Integrato della regolazione Output-Based dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023*), che ha previsto una **sperimentazione sul tema dell’osservabilità** delle risorse diffuse.

La sperimentazione condotta dai Distributori, pur fornendo elementi utili, non ha tuttavia prodotto una soluzione omogenea, flessibile e che fornisse dei valori di stima con un livello di accuratezza accettabile ai fini della gestione in sicurezza del sistema elettrico in tempo reale.

Dall'esperienza maturata con tale sperimentazione sono emersi i seguenti aspetti:

- per minimizzare il rapporto costi/benefici, l'osservabilità della GD può essere ottenuta tramite lo sviluppo di un **algoritmo centrale di stima opportunamente alimentato da un appropriato mix di misure in tempo reale e di altri dati rilevanti** (meteo, anagrafica e stato degli impianti,...);
- la necessità di definire un **unico algoritmo di stima** centralizzato in luogo di N algoritmi di stima (uno per ogni distributore), sviluppato, esercito e mantenuto da Terna. Ciò in considerazione della responsabilità di Terna in materia di gestione in sicurezza del SEN e la conseguente necessità di conoscere in dettaglio e governare le logiche di funzionamento dell'algoritmo.

Alla luce di tale esperienza, il modello proposto da Terna è stato concepito e progettato per **garantire l'esercizio in sicurezza del SEN al minimo costo per il sistema Paese**. Per questo motivo, facendo da subito leva sulle moderne tecnologie big data e machine learning, si propone l'adozione di un **approccio statistico** che consenta di ottenere una stima affidabile del complesso delle risorse da osservare senza misurarle tutte, ma solo un campione statisticamente rappresentativo opportunamente selezionato.

L'approccio statistico consiste nella definizione di un modello di stima della produzione in near real-time del complesso della GD, distinta per fonte e a livello di cabina primaria, con un livello di accuratezza adeguato alle applicazioni operative in tempo reale finalizzate alla gestione in sicurezza del Sistema Elettrico di cui al precedente paragrafo 1.

Il modello (figura 4) si baserà su un'opportuna combinazione di tecniche e algoritmi probabilistici di stima in near real time e algoritmi di auto-addestramento (i.e. con tecnologie cd. Machine Learning) che devono essere alimentati con una serie di dati di input. In particolare, i dati di input possono essere classificati, in via esemplificativa e non esaustiva, in quattro categorie principali:

- a) **Misure dirette e puntuali di grandezze elettriche e segnali di stato** in real time di un campione di impianti GD (cfr. paragrafo 4.1.1);
- b) **Dati anagrafici degli impianti GD**, necessari per la costruzione di modelli di "generatori equivalenti", ovvero di aggregati di impianti sottesi alle cabine primarie; a tale scopo il modello verrà alimentato con l'anagrafica degli impianti di generazione già nella disponibilità di Terna (sistema GAUDI'), che andrà integrata con l'informazione relativa all'associazione tra impianto e CP "di riferimento" (cfr. paragrafo 4.2);
- c) **Dati storici di alcune grandezze elettriche**, quali l'energia prodotta dagli impianti connessi in bassa e media tensione e lo scambio di potenza attiva e reattiva alle cabine primarie. Le serie storiche servono sia per l'addestramento continuo dei modelli di stima, sia per l'individuazione di correlazioni statistiche tra i dati di input e gli output desiderati;
- d) **Dati meteorologici**, ovvero previsioni meteo dai principali modelli meteorologici, osservazioni mediante acquisizione di immagini satellitari, dati rilevati da stazioni meteo. Ciò in considerazione del fatto che la generazione da impianti rinnovabili è fortemente influenzata dai dati meteo (per esempio, le osservazioni sulla copertura nuvolosa, per determinare l'irradianza globale orizzontale, rappresentano un parametro chiave per la previsione/stima di generazione da fotovoltaico).

Ulteriori dati in input (es. esiti dei mercati oppure indisponibilità programmate di alcune tipologie di impianti sopra una certa soglia) potranno essere considerati nel modello centrale di stima.

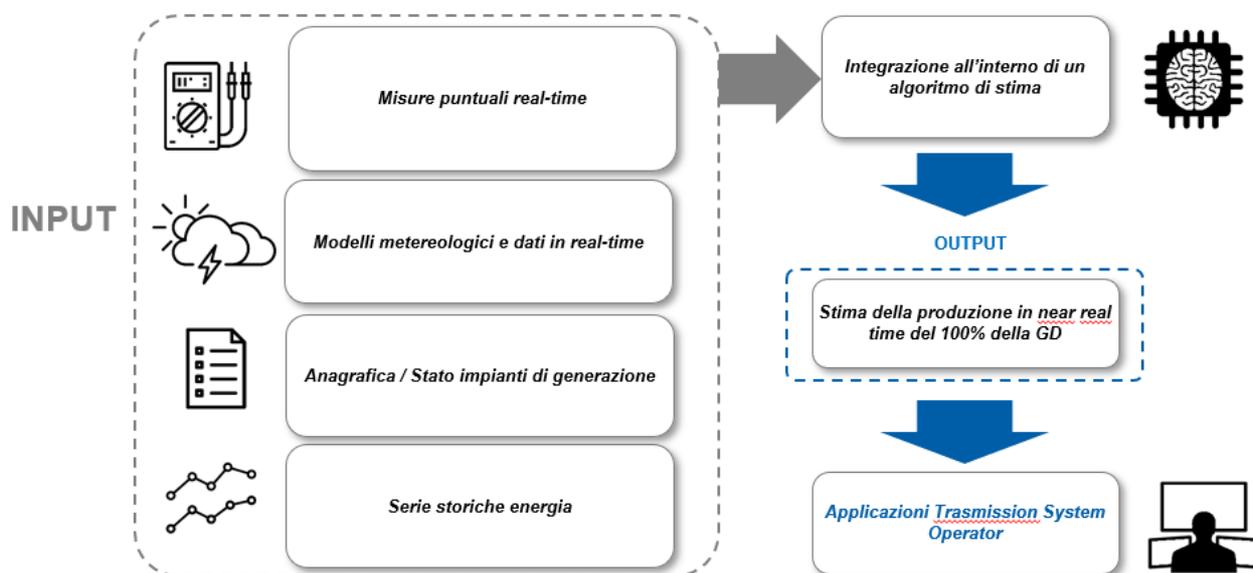


Figura 4. Schema funzionale del modello di stima

Si precisa che è oggetto della presente consultazione lo scambio di informazioni previsto ai punti a), b) e c). Con riferimento ai punti a) e b) si rimanda ai paragrafi 4.1.1 e 4.2 del presente documento. Con riferimento al punto c), è necessario per Terna disporre delle misure puntuali dell'energia immessa e dell'energia prodotta per tutti gli impianti di produzione, compresi quelli connessi in MT e BT e sotto i 55 kW⁸. Per i punti dotati di misuratori 2G i dati potranno essere resi disponibili con frequenza giornaliera, per gli altri punti con frequenza mensile. Tali dati sono infatti necessari sia per addestrare con continuità l'algoritmo di stima della GD e identificare le correlazioni statistiche tra i dati input dell'algoritmo stesso e la stima della produzione, sia per migliorare la performance degli attuali strumenti di previsione del fabbisogno. Tali dati, in analogia con quanto già previsto nella presente consultazione per le misure real time, potrebbero poi essere messi a disposizione di tutti i soggetti interessati.

I dettagli tecnici di funzionamento del modello di stima della GD non sono oggetto della presente consultazione.

4. Scambio Dati

Lo scambio dei dati tra Terna, DSOs e Utenti Significativi, come meglio descritto nell'introduzione del presente documento, necessita di una revisione sia ai fini di dare attuazione al Regolamento SOGL sia ai fini del modello di osservabilità di cui al paragrafo 3.

⁸ Ad oggi, Terna riceve dai distributori le misure dell'energia immessa dagli impianti GD (dati aggregati per area di riferimento per lo SSP (Scambio sul posto) ≤ 55 kW, dati puntuali per impianto negli altri casi). Per quanto riguarda le misure dell'energia prodotta dagli impianti GD, Terna non riceve alcun dato.

A tal fine, lo scambio dati può essere ricondotto a tre tipologie di dati:

- **dati in tempo reale:** dati che consentono una rappresentazione dello stato attuale di un impianto di produzione/consumo o di un elemento di rete, al momento della rilevazione del dato (es. potenza attiva e reattiva prodotta da un impianto);
- **dati strutturali:** dati che permettono la rappresentazione degli aspetti strutturali degli impianti di produzione, di consumo o degli elementi di rete (es. potenza installata);
- **dati di programmazione:** dati funzionali alla programmazione delle indisponibilità e alle analisi di adeguatezza e sicurezza del SEN.

Per le finalità della presente consultazione, le previsioni relative agli impianti di produzione, laddove non meglio specificato, si applicano anche ai sistemi di accumulo.

Infatti, analogamente all'esigenza di osservare la generazione distribuita, in ottica futura risulterà fondamentale avere visibilità del comportamento dei sistemi di accumulo distribuiti sulla rete, ivi inclusi i veicoli elettrici.

4.1. Dati in tempo reale

4.1.1. Impianti di produzione GD

Il Regolamento SOGL (art. 50) prevede come regola generale che tutti gli impianti di produzione nuovi ed esistenti con potenza maggiore della soglia per il tipo B definita a livello nazionale (in Italia, la soglia è stata fissata a 11,08 kW), connessi su reti di distribuzione, debbano comunicare al TSO e al DSO una serie di informazioni in tempo reale (tra cui potenza attiva e reattiva, tensione, corrente e stato degli apparecchi di manovra e degli interruttori) e che, ai sensi dei commi 40.5 e 50.1 del Regolamento stesso, ciascun TSO possa limitare il perimetro per l'applicabilità di tale scambio dati in tempo reale.

Per bilanciare le esigenze di osservabilità del TSO con quelle di efficienza complessiva del sistema, Terna propone di acquisire in tempo reale - senza interposizione di terzi - le grandezze elettriche di un sottoinsieme di impianti GD, piuttosto che della totalità degli impianti GD dal tipo B in su. Ciò allo scopo di disporre delle misure real time degli impianti significativi in base alla taglia (come previsto dalle SOGL) e degli impianti che, sebbene non significativi in base alla taglia, acquisiscono significatività statistica ai fini del modello di stima di cui al paragrafo 3.

A tal fine sono stati individuati due perimetri di impianti di produzione, uno “**standard**”, rientrante nell'ambito SOGL, basato su un criterio di significatività di taglia, e uno “**esteso**”, non rientrante nell'ambito SOGL, e basato principalmente su criteri di significatività statistica (geografico-dimensionali e tecnologici). I dati di entrambi i perimetri saranno utilizzati per l'alimentazione del modello di stima di cui al paragrafo 3.

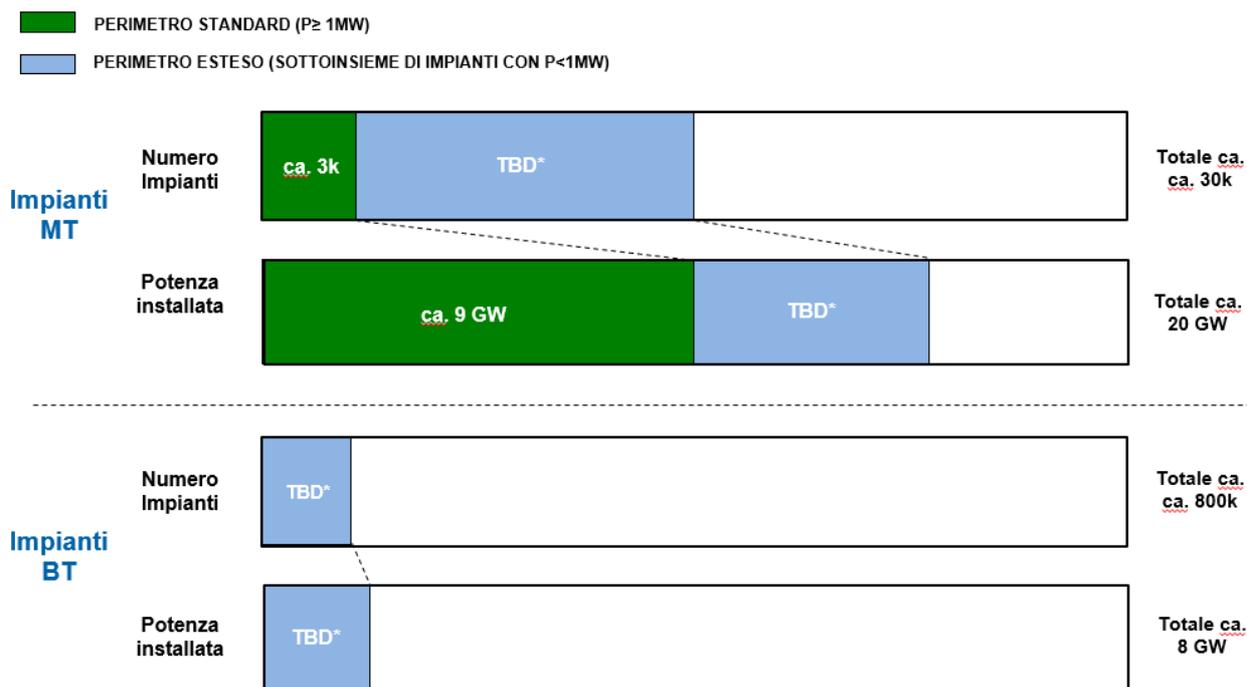
L'esigenza di definire due perimetri distinti nasce dalla scelta di adottare per l'osservabilità un approccio statistico che prevede l'acquisizione dei dati anche da impianti di “piccola” taglia, che risultano comunque significativi ai fini del corretto funzionamento del modello di stima. La definizione di un unico perimetro comporterebbe invece il rischio di fissare la soglia di significatività basata sulla taglia o ad un livello troppo basso e quindi inefficiente o troppo alto e quindi non in grado di soddisfare i requisiti di accuratezza della stima della GD.

Nel dettaglio, si propone lo scambio real time con gli impianti ricadenti nei seguenti perimetri:

- **Perimetro “Standard” (rientrante nell’ambito delle SOGL):** impianti di produzione connessi in MT con potenza non inferiore a 1 MW. Tale soglia risulta essere un buon compromesso tra la significatività e la numerosità degli impianti: ad oggi con questa soglia si coprono circa 3.000 impianti MT (su un totale di circa 30.000 impianti) per una potenza installata complessiva di circa 9 GW (su un totale installato in MT pari a circa 21 GW). Dunque, l’osservabilità real time del 10% degli impianti MT consente di conoscere il “comportamento” real time di oltre il 40% della potenza installata in media tensione. Inoltre, tale soglia è coerente con quanto proposto da Terna e condiviso in ambito CEI per gli impianti di produzione nuovi in termini di requisiti tecnici di connessione per la fase di prima attuazione del Regolamento RfG, e con le discussioni in corso in ambito CEI sulla soglia per l’installazione obbligatoria del controllore di impianto. Su tale perimetro di impianti, come previsto nella Delibera 628/18, l’ARERA effettuerà apposite consultazioni per definire le soluzioni tecnologiche per la raccolta e l’invio dei dati, le responsabilità dei soggetti coinvolti, le modalità di copertura dei costi e le modalità e tempistiche di adeguamento degli impianti esistenti;

- **Perimetro “Esteso” (non rientrante nell’ambito delle SOGL,):** impianti di produzione MT con potenza nominale minore di 1 MW e impianti di produzione connessi in BT- individuati da Terna per completare il campione statistico alla base del modello di osservabilità di cui al paragrafo 3 - per i quali viene richiesto, come meglio specificato in seguito, l’invio di un set di dati inferiore rispetto a quello previsto dal Perimetro “Standard”. **Tali impianti saranno selezionati secondo criteri di significatività statistica**, ad esempio individuando in primo luogo gli impianti la cui tipologia di fonte e localizzazione non è già coperta da quelli del perimetro “standard”, e in secondo luogo selezionando tra tali impianti quelli di taglia maggiore, il tutto con l’obiettivo di ottimizzare il contributo al miglioramento dell’accuratezza del modello rispetto al costo di installazione e gestione dell’apparecchio di rilevazione dei dati.
L’individuazione degli impianti del perimetro “esteso” verrà effettuata da Terna seguendo un processo graduale, in funzione della curva di apprendimento e delle performance effettive del modello di stima.
Infine, con riferimento al perimetro esteso, gli approcci sono differenziati tra MT e BT:
 - **per gli impianti in MT si propone che sia direttamente Terna ad installare e mantenere l’apparecchiatura necessaria allo scambio dati in tempo reale, sostenendone i relativi costi**, sia allo scopo di evitare eventuali discriminazioni tra produttori, sia allo scopo di sfruttare economie di scala nell’acquisizione e gestione di tali apparati. A tal fine, **il produttore titolare degli impianti dovrà garantire l’accesso** per consentire l’installazione degli apparati e la relativa manutenzione.
 - per gli **impianti in BT**, in ottica di ottimizzazione dei costi, si ritiene opportuno valutare la possibilità di usare i misuratori 2G ai fini della trasmissione delle grandezze elettriche della tabella 4. Si chiede dunque ai partecipanti alla consultazione, e in particolare ai DSO, di fornire elementi tecnici e proposte concrete che consentano l’utilizzo dei misuratori 2G a tale scopo. Tali proposte dovrebbero riguardare sia l’eventuale apparato di interfaccia con il misuratore 2G sia il canale di comunicazione verso Terna, come meglio specificato in seguito.

Per gli impianti di produzione al di fuori dei perimetri “standard” ed “esteso”, non verrà richiesto alcun dato in tempo reale (né puntuale, né aggregato).



* Da definire secondo criteri di significatività statistica

Figura 5. Rappresentazione dei perimetri di copertura per lo scambio dati real time

Con riferimento alle tipologie di dati richiesti agli impianti del perimetro standard ed esteso, si rappresenta l'esigenza di definire una frequenza di campionamento delle grandezze elettriche nell'ordine di pochi secondi. Ciò per una serie di ragioni:

- coerenza con le logiche di funzionamento dei sistemi di controllo in tempo reale di Terna;
- necessità di conoscere tempestivamente il comportamento degli impianti in un contesto caratterizzato da progressiva riduzione dell'inerzia e quindi variazioni sempre più rapide della frequenza di rete in caso di evento;
- frequenze di campionamento maggiori di pochi secondi sono incompatibili con gli automatismi implementati nei sistemi di difesa;
- coerenza con l'esigenza di avere una stima del complesso della GD molto vicina al tempo reale.

Si propone, in particolare:

- **per gli impianti di produzione del Perimetro Standard**, l'invio real time (4 s) delle grandezze elettriche dell'impianto, elencate nella tabella 2, riferite al punto di connessione e la potenza attiva prodotta dall'impianto, suddivisa per fonte (compresi sistemi di accumulo).

In aggiunta, per gli impianti caratterizzati da gruppi di generazione (e/o sistemi di accumulo) superiori a determinate soglie (inverter generatori con $P \geq 170\text{ kW}$, inverter di sistemi di accumulo con $P \geq 50\text{ kW}$ e Generatori Rotanti con $P \geq 250\text{ kW}$) si propone anche l'invio dei dati riportati in tabella 3 riferiti ai singoli gruppi di generazione.

I dati della potenza prodotta dall'impianto suddivisa per fonte di cui alla tabella 2 e i dati della tabella 3, pur non essendo previsti all'art. 50 del regolamento SOGL, sono funzionali ad una stima accurata della GD soprattutto in presenza di autoconsumo e di impianti caratterizzati da diversi assetti di produzione (sapere se la potenza istantanea prodotta da un impianto deriva dalla produzione di tutti i gruppi di produzione sottesi o solo da una parte di essi è fondamentale per il corretto funzionamento del modello di stima). L'energia prodotta rappresenta quindi un dato di input fondamentale per la stima della GD in quanto non influenzato da ulteriori elementi di aleatorietà rispetto a quelli propri della fonte di produzione, quali autoconsumo e modifiche di assetti di produzione.

		Impianti MT nel Perimetro Standard ($P \geq 1$ MW)
Grandezze da misurare	Nel punto di scambio	P, Q, V, I
	Prodotta dall'impianto per fonte	P
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 degli apparecchi di manovra e degli interruttori (trasmessi su variazione)

Tabella 2 - Grandezze elettriche dell'impianto - perimetro Standard

	Inverter generatori $P \geq 170$ kW, inverter sistemi di accumulo $P \geq 50$ kW e Generatori Rotanti $P \geq 250$ 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	<ul style="list-style-type: none"> < 2,2% della potenza attiva per i gruppi nuovi o dove disponibile (TA e TV di classe 0.5 e Convertitore di misura (CM) di classe 0.2) < 10% della potenza attiva per i gruppi esistenti
Frequenza di campionamento	<ul style="list-style-type: none"> 5 min se l'architettura di campo è di tipo seriale

	<ul style="list-style-type: none"> • 4 s se l'architettura di campo non è di tipo seriale (e.g. 61850) e per le nuove connessioni
Vetustà	<ul style="list-style-type: none"> • <5 min 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

Tabella 3 - Grandezze elettriche del singolo gruppo di generazione - Perimetro Standard

- **Per gli impianti di produzione del Perimetro Esteso**, si propone l'invio di un set di grandezze elettriche (a 4 s per gli impianti MT e al massimo 20 s per gli impianti in BT) inferiore a quello del perimetro "standard". Nella tabella 4 è riportato il set di dati da inviare con riferimento al punto di scambio, al totale dell'impianto (P prodotta) suddiviso per fonte (compresi sistemi di accumulo) e ai morsetti del singolo generatore e/o del singolo sistema di accumulo (P prodotta) laddove necessario. Per gli impianti BT la possibilità di ridurre la frequenza di campionamento fino a 20 s deriva dall'ipotesi di utilizzo dei contatori 2G come strumenti di rilevazione del dato.

		Impianti su rete MT	Impianti su rete BT
Grandezze da misurare	Al punto di scambio	P, Q, V, I	P
	Prodotta dall'impianto per fonte	P	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

Tabella 4 - Grandezze elettriche - Perimetro Esteso

Per quanto riguarda l'architettura per lo scambio dati in tempo reale, la proposta di cui al presente documento è differenziata a seconda del livello di tensione di connessione dell'impianto (MT – BT).

L'architettura prevista per gli impianti MT, di tipo SCADA-like, si basa sull'installazione per ogni impianto di un apparato IED⁹ (Intelligent Electronic Device) in grado di comunicare con Terna

⁹ Gli apparati IED richiesti sono definiti "lite" in quanto possono avere caratteristiche di disponibilità ridotta rispetto a quelli in uso per gli impianti di produzione rilevanti in base alla considerazione che l'acquisizione puntuale di tali dati è funzionale alla stima complessiva della GD e non al monitoraggio del singolo impianto.

usando il protocollo di comunicazione IEC60870-5-104. Tale protocollo rappresenta lo standard di riferimento in termini di completezza, affidabilità e diffusione tra gli apparati per la comunicazione su lunghe distanze dei dati elettrici.

Le principali caratteristiche dello standard IEC 60870-5-104, adottato da Terna come standard di comunicazione con il sistema di controllo per il telecontrollo da remoto degli impianti, sono:

- 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;
- la diffusione internazionale del protocollo nei sistemi SCADA e negli apparati di interfaccia presenti in impianto (RTU: Remote Terminal Unit) 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 possono collegarsi ai sistemi di Terna attraverso tre diverse alternative di collegamento:

- Collegamento con acquisizione diretta: prevede la corrispondenza point-to-point fra apparati periferici IED installati negli impianti e apparati rappresentati nei sistemi di Terna;
- Collegamento con acquisizione diretta Intranet: prevede la medesima corrispondenza point-to-point fra apparati periferici IED installati negli impianti e apparati rappresentati nei sistemi di Terna, ma consente l'utilizzo di un punto di accesso unico per più IED interconnesse via intranet;
- per impianti nella titolarità dello stesso soggetto, collegamento con acquisizione indiretta: prevede la presenza di un Concentratore-Gateway che garantisce il collegamento tra i sistemi Terna e l'eventuale sistema di controllo e conduzione del produttore.

Tali alternative di collegamento sono state definite bilanciando le esigenze di flessibilità per i produttori da un lato e di sicurezza della catena della misura per Terna dall'altro. Terna in qualità di soggetto responsabile della sicurezza del sistema elettrico è infatti il soggetto che ha maggiore interesse e incentivo a rilevare in via diretta e con un elevato grado di accuratezza le misure delle grandezze elettriche della GD.

Per quanto riguarda l'architettura dell'acquisizione di dati dagli impianti del Perimetro Esteso connessi in BT, Terna, in considerazione della differente taglia del singolo impianto rispetto agli impianti connessi in MT, ipotizza l'adozione di un approccio di tipo IoT / Cloud che consenta di valorizzare al meglio le potenzialità dei misuratori 2G. Su tali aspetti, come sopra rappresentato, si auspica un contributo fattivo degli operatori che partecipano alla consultazione.

I dati inviati dagli impianti di produzione a Terna verranno messi a disposizione dell'impresa distributrice/gestore di sistemi di distribuzione chiusi a cui gli impianti sono connessi e eventualmente degli altri soggetti che in base a quanto previsto dall'ARERA verranno autorizzati a riceverli (es. Balance Service Provider). Per la messa a disposizione di tali dati, si propone l'utilizzo di un collegamento Web tramite protocollo MQTT - Message Queue Telemetry Transport.

In particolare, i Distributori/Gestori SDC per gli impianti di produzione di propria competenza, potranno attivare un collegamento internet verso un server gestito da Terna che utilizza il protocollo MQTT per esportare le informazioni con una frequenza di aggiornamento analoga a quella di invio dei dati dagli impianti di produzione (4s / 20s per la BT).

Questo protocollo implementa un meccanismo di comunicazione di tipo publish/subscribe e consente di:

- attuare politiche di sicurezza nel trasporto dei dati,
- avere una alta affidabilità e configurabilità nelle informazioni scambiate.

Il protocollo MQTT è stato scelto per la scalabilità nelle connessioni, per la disponibilità sui sistemi operativi e per l'adattabilità alle architetture.

I dati saranno quindi messi a disposizione dei soggetti abilitati con la stessa frequenza e affidabilità con cui vengono ricevuti da Terna, **senza alcuna elaborazione intermedia né ritardo**.

4.1.2. *Altre tipologie di impianti*

Con riferimento alle altre tipologie di impianti, diversi dalla GD, oggetto di scambio dati real time, si segnala che le principali novità rispetto ai flussi attualmente previsti nel Codice di Rete riguardano l'invio a Terna:

- da parte dei DSOs /gestori di sistemi di distribuzione chiusi connessi direttamente o indirettamente alla RTN per il tramite di porzioni di reti a tensione nominale maggiore o uguale a 50 kV, con frequenza di aggiornamento pari a 4 s (derogabile a 20 s per gli impianti esistenti) delle informazioni su: i) le posizioni di presa dei trasformatori connessi alla RTN; ii) la potenza reattiva nello stallo di reattori e condensatori;
- da parte dei Titolari HVDC/interconnector AC: con frequenza di aggiornamento pari a 4 s delle informazioni su: i) posizione degli interruttori; ii) potenza attiva e potenza reattiva; iii) stato operativo.

L'invio di tali dati è previsto dal Regolamento SOGL rispettivamente agli artt. 44 e 47.2. Le caratteristiche dello scambio dati, come la frequenza di campionamento, sono stati mantenuti coerenti con quanto richiesto per le altre informazioni scambiate in tempo reale per le stesse motivazioni descritte al par. 3.1.1.

4.2. **Dati strutturali**

Con riferimento ai dati strutturali, le principali novità proposte con la presente consultazione riguardano l'invio a Terna:

- da parte dei titolari degli impianti di produzione connessi alla RTN o rientranti nella tipologia D¹⁰:
 - o per il tramite di GAUDI o all'atto della stipula/aggiornamento del Regolamento di Esercizio (a seconda del tipo di dato) dei dati relativi a: i) controllo della potenza reattiva ii) calcolo della corrente di corto circuito; iii) controllo della tensione iv)

¹⁰ Impianto è di tipo D se punto di connessione < 110 kV e potenza massima ≥ 10 MW oppure, indipendentemente dalla potenza, se punto di connessione ≥ 110 kV.

- turbine e trasformatori v) estremi dei titoli autorizzativi; vi) simulazione dinamica
- vii) coordinate geografiche dell'impianto;
- da parte dei DSOs/gestori di SDC per gli impianti connessi alle rispettive reti:
 - o delle **coordinate geografiche** dell'impianto di produzione per il tramite di GAUDI';
 - o dell'**associazione tra l'impianto di produzione/impianto di consumo e la cabina primaria** a cui lo stesso è sotteso in normali condizioni di esercizio;
- da parte dei DSOs connessi direttamente e indirettamente alla RTN per il tramite di reti a tensione nominale maggiore o uguale a 50 kV: dei dati strutturali sui reattori e condensatori (es. potenza);
- da parte dei Titolari HVDC/interconnector AC in sede di sottoscrizione del Regolamento di Esercizio, delle informazioni riportate nell'articolo 45 del Regolamento SOGL (es: compensazione e capacità della potenza attiva, capacità di risposta in frequenza, i modelli dinamici per la simulazione dinamica, etc.).

Tutti i dati di cui sopra, funzionali al corretto esercizio del Sistema Elettrico, sono previsti nel Regolamento SOGL, ad eccezione dei dati sottoelencati che vengono richiesti da Terna per le seguenti motivazioni:

- estremi dei titoli autorizzativi: dagli estremi, infatti, Terna potrà accedere al titolo autorizzativo per acquisire ulteriori eventuali elementi tecnici di dettaglio che possono limitare il funzionamento delle unità di produzione e, quindi, avere impatto per l'esercizio;
- coordinate geografiche: tali informazioni correlate a condizioni di sito sono necessarie per il miglioramento sostanziale della qualità della previsione delle condizioni di esercizio, e in particolare per il corretto funzionamento dell'algoritmo di stima;
- associazione impianto - CP nelle condizioni standard di esercizio: la disponibilità dell'informazione sulla localizzazione "elettrica" delle risorse distribuite è, infatti, un elemento fondamentale per migliorare e ampliare la partecipazione delle risorse distribuite al mercato dei servizi di dispacciamento 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 di produzione, l'invio del dato sarà effettuato per il tramite del GAUDI'. Per gli impianti di consumo, si propone che il DSO/gestore di SDC comunichi il dato al Sistema informativo Integrato (SII) il quale a sua volta lo invierà a Terna limitatamente agli impianti abilitati alla partecipazione al MSD. Il DSO/gestore SDC è poi tenuto ad aggiornare tempestivamente il dato in caso di modifica delle condizioni standard di esercizio.

4.3. Dati di programmazione

Il perimetro dei dati di programmazione è stato rivisto al fine di razionalizzare e ottimizzare i flussi informativi con Terna funzionali a: 1) processo di programmazione delle indisponibilità; 2) verifica delle condizioni di adeguatezza e sicurezza del SEN; 3) adempimento degli obblighi di trasparenza previsti dal Regolamento UE 543/2013 sulla presentazione e pubblicazione dei dati sui mercati dell'energia elettrica.

Le principali novità riguardano i flussi informativi funzionali al processo di verifica delle condizioni di adeguatezza e sicurezza. In particolare, anche in coerenza con quanto previsto nel Regolamento SOGL, si propone l'invio a Terna da parte degli utenti del dispacciamento delle

unità di produzione e delle unità di consumo “significative”¹¹ ai fini della sicurezza del SEN o delle unità di produzione con potenza non inferiore a 10 MVA e delle unità di consumo con potenza non inferiore a 100 MW di una serie di informazioni relative alle limitazioni di funzionamento delle unità su diversi orizzonti temporali. Le informazioni inviate a Terna, se relative a unità ricadenti nel perimetro di applicazione del Regolamento UE 543/2013, verranno poi utilizzate anche per gli adempimenti di trasparenza ivi previsti.

5. Sintesi delle modifiche al Codice di Rete

Nel seguito (Tabella 4) sono indicate le parti del Codice di Rete oggetto delle modifiche poste in consultazione:

Tipologia Dati	Titolo del documento	Note
Dati strutturali	Allegato A.65 “Dati tecnici strutturali”	Definisce i dati topologici e i parametri tecnici che gli utenti devono inviare a Terna
Dati in tempo reale	Allegato A.6 “Criteri di acquisizione dati per il telecontrollo”	Definisce la tipologia e le caratteristiche delle telemisure e dei telesegnali da scambiare con il Sistema di Controllo e Conduzione
	Allegato A.13 “Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna”	Definisce l’architettura ed il protocollo di comunicazione per lo scambio dati
	Modalità di messa a disposizione dei dati della Generazione distribuita	Definisce le modalità di messa a disposizione nei confronti dei DSOs e degli altri soggetti autorizzati a riceverli dei dati della Generazione distribuita rientranti nel perimetro di osservabilità di Terna
Dati di programmazione	Capitolo 3 “Gestione, esercizio e Manutenzione della rete”	Definisce le attività della pianificazione operativa (verifiche adeguatezza/ sicurezza e programmazione Indisponibilità)
	Allegato A.29 “Modalità di comunicazione dei dati per la verifica di sicurezza con orizzonte settimanale	Tale allegato è stato eliminato e i contenuti sono stati integrati nel Capitolo 3

Tabella 5 - Riepilogo delle modifiche al CdR

¹¹ Le unità significative vengono individuate da Terna e comprendono a titolo esemplificativo le unità con potenza < 10 MVA connesse in AT o il cui stato di disponibilità influisce sulle potenze di corto circuito.

Viene inoltre pubblicato per la consultazione l'**Allegato A.7** "Sistemi di monitoraggio delle perturbazioni delle reti elettriche a tensione ≥ 50 kV" che definisce le caratteristiche e le modalità di scambio delle informazioni tra impianti connessi alla RTN¹², anche tramite porzioni di rete con tensione ≥ 50 kV, e il Sistema Terna per il Monitoraggio delle perturbazioni.

Si è reso necessario aggiornare l'Allegato A.7 al fine di allinearlo all'evoluzione tecnologica dei sistemi di Monitoraggio e razionalizzare i flussi informativi contenuti rispettivamente negli Allegati A.6 e A.7 del Codice di Rete. In particolare, la principale novità riguarda le funzioni di oscillografia e di remotizzazione delle informazioni. Grazie alle funzionalità dei moderni apparati di protezione, è stata richiesta agli impianti nuovi¹³/porzioni di impianto nuove la fornitura automatica verso Terna dei file di oscillografia a seguito di eventi in rete.

Con riferimento al **glossario del Codice di Rete**, le definizioni di Sistema Elettrico Controllato (SEC) e di Indisponibilità sono così modificate:

- Sistema Elettrico Controllato (SEC): "*Insieme della Rete di trasmissione nazionale e degli impianti che il Gestore osserva e controlla in tempo reale*";
- Indisponibilità: "*Stato nel quale un elemento della rete non utilizzabile da parte del Gestore per l'attività di trasmissione e dispacciamento*".

¹² Impianti di produzione/consumo/distribuzione e interconnector HVDC/AC.

¹³ L'applicazione agli impianti esistenti è prevista nei casi in cui questi presentino già i requisiti tecnici necessari a supportarne l'applicazione.