



Requisiti per la fornitura dei dati relativi alla generazione distribuita



Lo sviluppo di funzionalità di tipo *smart* sulla rete di distribuzione deve essere accompagnata da una crescente attenzione ai flussi che sono scambiati con la RTN.

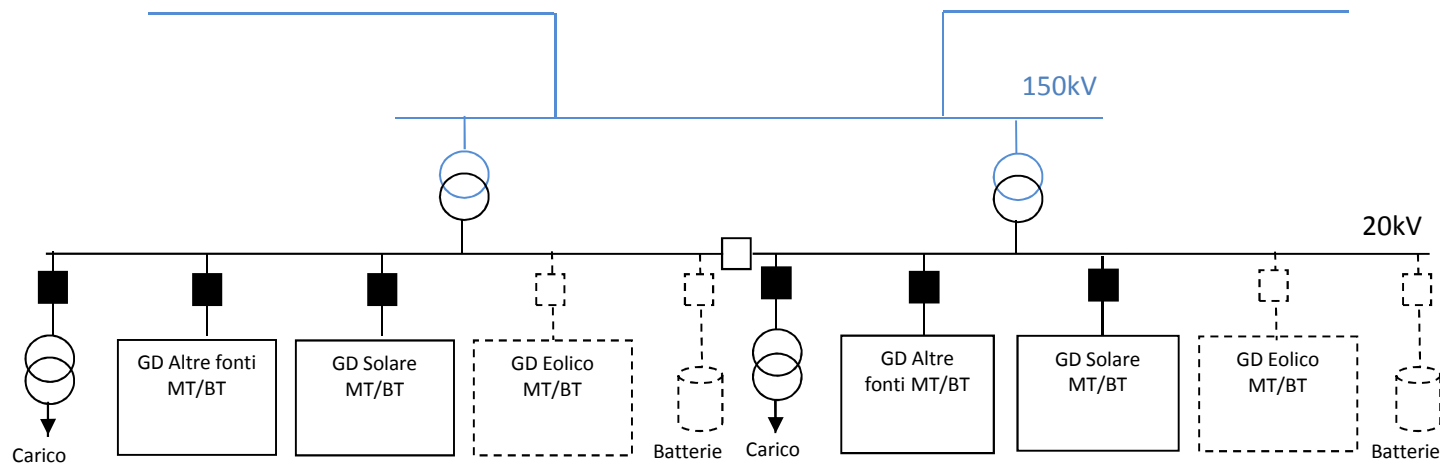
La conoscenza della porzione di generazione distribuita sottesa alle reti di distribuzione è indispensabile anche per una corretta **rappresentazione e simulazione in tempo reale del comportamento dinamico del sistema**, ai fini delle verifiche di adeguatezza dei piani di difesa e dell'efficacia dei sistemi di regolazione.

Riguardo l'implementazione dell'osservabilità dei flussi di potenza, la soluzione ottimale ai fini del controllo del sistema elettrico è la disponibilità in tempo reale delle misure di potenza attiva e reattiva per cabina primaria. Ciò nell'ipotesi che gli impianti di GD siano in grado di comunicare al distributore in tempo reale le misure che, aggregate a livello di CP, possono essere rese disponibili a Terna.

La disponibilità di misure previsionali, pure importanti al fine di una corretta programmazione dell'esercizio, non sono ritenute altamente critiche, almeno in una prima fase di attuazione.

Tuttavia, in considerazione di possibili difficoltà implementative nel breve termine, si ritiene accettabile una **soluzione transitoria** in base alla quale il distributore, in qualità di soggetto gestore della propria rete, avrebbe la responsabilità di fornire a Terna in tempo reale una stima attendibile del carico e della generazione sottesa a ciascuna cabina primaria, differenziata per fonte.

Dati necessari per il controllo e il monitoraggio del SEN



Informazioni da acquisire in relazione alla presenza di GD:

- Dati Anagrafici:
 - P_{inst} per TR differenziata per fonte (eolico, FV, storage, altre fonti) (Agg. 3-6 mesi)
- Misure per il controllo:
 - P e Q produzione aggregata differenziata tra statica e rotante per TR (Agg. 20'')
 - P e Q carico aggregato per TR (Agg. 20'')
- Misure per il sistema di difesa:
 - P GDTEL
 - P equivalente disponibile sotto EAC per TR differenziata tra statica e rotante (Agg. 20'')
 - P carico asservito ad EAC per TR (Agg. 20'')
- Dati previsionali:
 - Profilo di P con risoluz. di 1h e profondità temp. di 72 ore differenziata tra statica e rotante (Agg. 3h)



Suddivisione degli aggregati per fonti statiche e rotanti

La necessità di avere una suddivisione delle misure tra le diverse fonti è legata al comportamento dinamico del SEN.

Le diverse tipologie di generazione presentano caratteristiche diverse a seguito di perturbazioni di rete (perdite di generazione, guasti in rete, ecc.).

In particolare ciò che contraddistingue maggiormente le diverse tipologie di generazione rispetto ad una perturbazione di frequenza è l'inerzia:

PIÙ IL GENERATORE HA INERZIA ELEVATA PIÙ CONTRASTA LE VARIAZIONE DI FREQUENZA IN RETE.



MAGGIORE INERZIA SUL SEN → MAGGIORE STABILITÀ DEL SEN

Necessaria una suddivisione della GD tra statica e rotante:



STATICA → BASSA INERZIA



ROTANTE → ELEVATA INERZIA

Qualora in futuro particolari categorie di generazione dovessero assumere rilevanza significativa, sarà necessario aggregare in modo separato anche tali tipologie (es. eolico, storage, ecc.)



Requisiti di precisione delle misure

Alle misure di GD fornite dal DSO si richiede un determinato livello di precisione.

MAGGIORE PRECISIONE



MAGGIORE OSSERVABILITA' DELLO STATO DEL SISTEMA

ATTRAVERSO GLI ALGORITMI DI Stima dello stato, Load Flow, Dynamic Security Assessment, ecc

Per stimare la precisione delle misure è indispensabile introdurre un nuovo parametro:

IPM = Indice di Precisione delle Misure

L'IPM valuta la precisione delle misure mettendo a confronto:

- L'energia del metering
(attualmente valutata con sufficiente grado di accuratezza su ogni punto di connessione)
- L'energia calcolata attraverso l'intergrazione della potenza proveniente da sistema di controllo sull'intervallo temporale di aggiornamento
- Il valore dell'energia di metering massimo registrata nella giornata di riferimento

$$IPM = \frac{ASS \left(E_{metering_15'} - \frac{\sum_i P_i \cdot T_i |_{15'}}{3600} \right)}{\max_{|24h} E_{metering_15'}} \cdot 100 \leq 10\%$$

Dove:

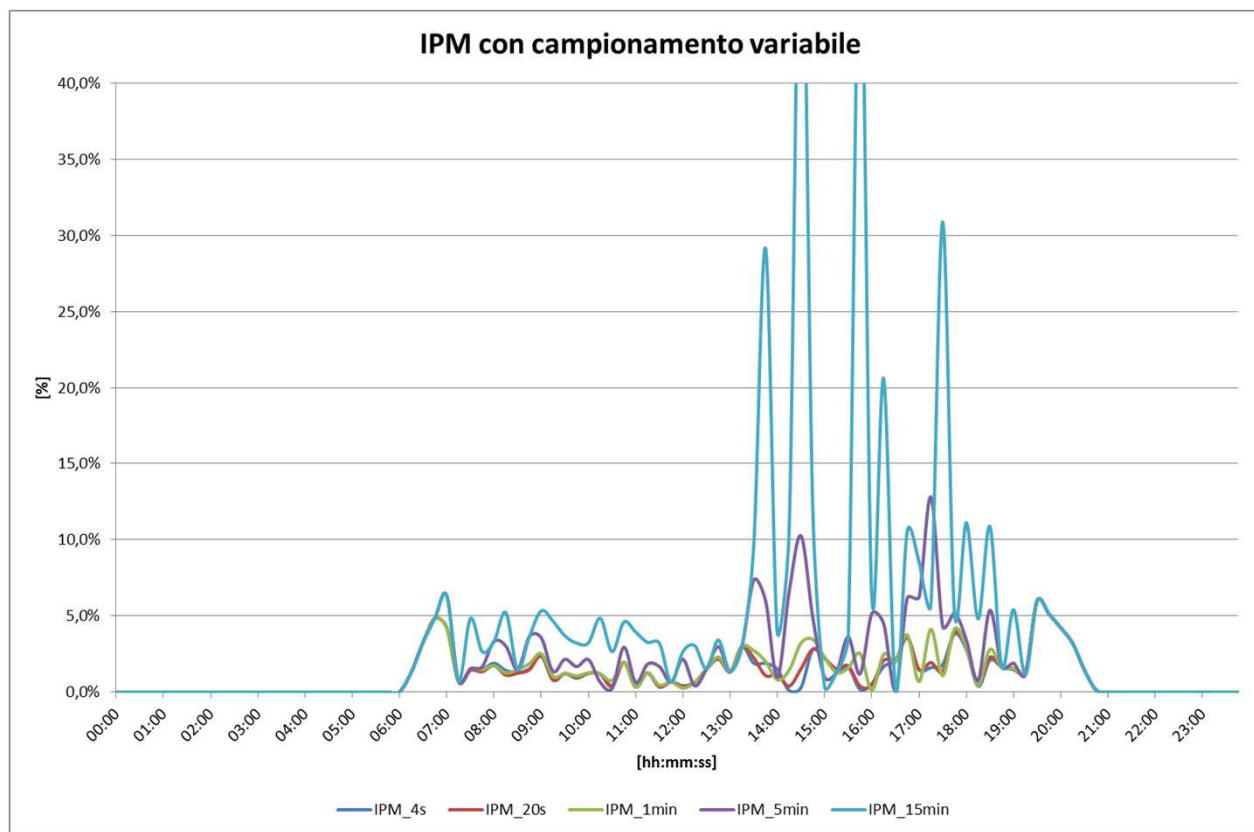
- ASS = Valore assoluto
- $E_{metering_15'}$ = Energia misurata nei 15' [kWh]
- P_i = Misura di potenza [kW]
- T_i = Periodo di campionamento [s]

Requisiti di precisione delle misure

Indice di precisione in funzione del campionamento

E' stato valutato l'errore tra il valore dell'energia misurato dal contatore commerciale e il dato disponibile tramite il sistema di controllo, con diversi tempi di campionamento (tra 4'' e 15') per una serie di impianti.

L'IPM per periodi di campionamento inferiori a 1' tendono ad essere abbastanza uniformi con errori modesti.



Requisiti di precisione delle misure

Variabilità della misura in presenza di aleatorietà della produzione

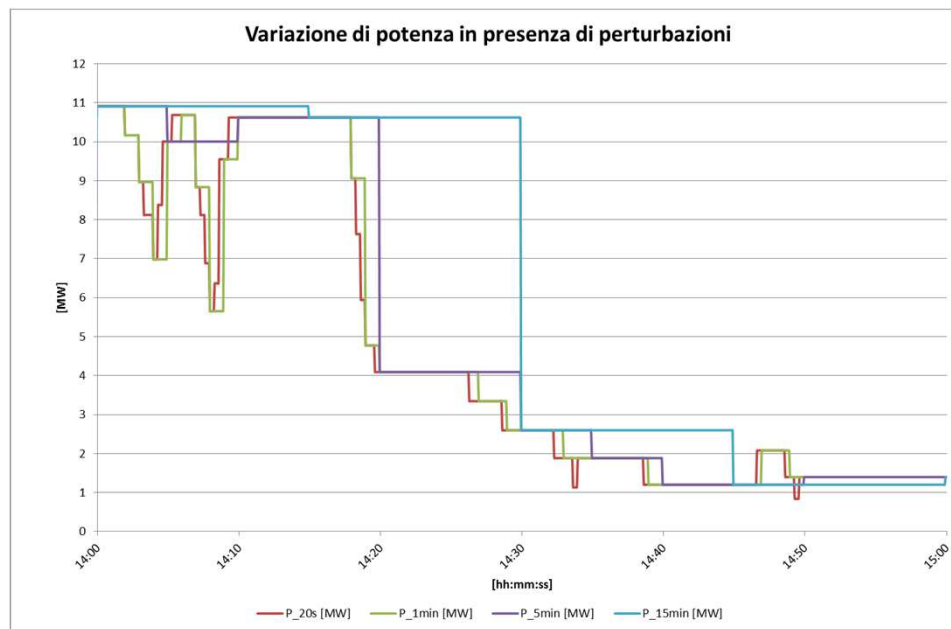
La potenza degli impianti fotovoltaici tende a variare molto rapidamente in presenza di fronti nuvolosi, con rampe molto ripide di salita e discesa (anche del 50% della potenza totale di impianto).



PER DISPORRE DI VALORI ABBASTANZA CORRETTI E' INDISPENSABILE DISPORRE DI MISURE OGNI 20' / 1'



L'INTERVALLO DI 20' E' RICHIESTO PER CONSENTIRE DI SEGUIRE VARIAZIONI RAPIDE DELLA POTENZA PRODOTTA



Sistemi di controllo di Terna

Il sistema di controllo e conduzione acquisisce ed elabora i dati con frequenza di campionamento 2''-4'' ed invia i livelli di regolazione ogni 8''.

Il sistema di Energy Management System effettua verifiche di sicurezza ed elabora i comandi di dispacciamento ogni 5' e 15'.

Il sistema di difesa centrale acquisisce le misure ed elabora i comandi di armamento ogni 4''.

Osservabilità della generazione distribuita

Per garantire un'adeguata osservabilità del sistema e una sufficiente controllabilità in definitiva è necessario che:

- i dati vengano forniti con un indice di precisione $IPM \leq 10\%$
- la frequenza di aggiornamento dei dati sia inferiore a 20''