

# Le funzioni di aggregazione per l'integrazione della generazione distribuita nel sistema elettrico italiano

C. Arrigoni, F. Corti, M. Bigoloni, F. Zanellini – Divisione Energy Management, Siemens SpA

L'architettura attuale del sistema elettrico italiano prevede la separazione funzionale e gerarchica tra la conduzione della rete di trasmissione, affidata al Transmission System Operator (TSO) assieme alla responsabilità del dispacciamento, e quella delle reti di distribuzione in media e bassa tensione, affidate ai Distribution System Operator (DSO). Le politiche energetiche messe in atto negli ultimi anni e confermate per il futuro, hanno notevolmente aumentato il parco di generazione connesso alle reti di distribuzione, con una quota considerevole da fonti rinnovabili con priorità di dispacciamento. L'esercizio del sistema elettrico nazionale si è così profondamente modificato: per lunghi periodi dell'anno la quota preponderante di generazione non è né controllata né gestita dal TSO, che ne vede un'immagine indiretta attraverso una notevole riduzione del cosiddetto "carico residuo". Questa situazione, già attualmente ai limiti della sostenibilità in certe condizioni di esercizio, non è proponibile per i prossimi anni, in cui si prevede un aumento della potenza installata e della produzione da generazione distribuita (GD) rinnovabile. Vista la numerosità degli impianti in oggetto, condizione necessaria all'auspicata evoluzione dell'architettura del sistema elettrico è l'equivalentazione di un parco di generazione così disperso in relativamente pochi generatori equivalenti virtuali. Quest'operazione, denominata aggregazione, si sta concretizzando nel contesto italiano in due declinazioni al momento separate: una tecnica dedicata all'osservabilità e una di mercato, rivolta ai trader dell'energia.

Con riferimento al primo tema, si evidenzia la necessità di una soluzione tecnica che permetta al TSO di realizzare un monitoraggio ed, in prospettiva, un controllo evoluto della GD sottesa alle Cabine Primarie dei DSO coniugando le esigenze della Rete di Trasmissione con i requisiti di sicurezza, affidabilità e qualità del servizio della rete di distribuzione. Il sistema dovrà fornire in tempo reale al TSO una rappresentazione equivalente aggregata (per trasformatore AT/MT) degli impianti connessi alla rete di media tensione; i dati saranno inviati al TSO ogni 20 secondi e suddivisi in tre categorie: generazione fotovoltaica, generazione rotante e carico. I dati inviati rappresenteranno la miglior stima ottenibile dalle logiche del sistema combinando opportunamente gli input provenienti dagli apparati di monitoraggio installati in campo. Le grandezze considerate dagli applicativi per la generazione del "Nowcast" includeranno sia dati di tipo meteorologico (rilevati da apposite centraline) che dati rappresentativi della generazione "near real-time" (lettura GME) o "real time" (controllore centrale d'impianto) degli impianti connessi in media tensione. Per valutare la precisione delle grandezze inviate al TSO, sarà predisposto il calcolo di KPI dedicati che, ex-post, considerino in maniera combinata le stime e le misure estratte da tutti gli apparati di registrazione (GME) connessi agli impianti di produzione. La soluzione tecnica proposta sarà implementata e validata nel contesto di vari progetti pilota sia a livello italiano che europeo.

La seconda accezione dell'aggregazione è inerente alla riforma del mercato elettrico e trova una prima proposta operativa nel documento per la consultazione 298/2016, pubblicato dall'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico. In esso la gestione aggregata di un portafoglio di impianti distribuiti costituisce una delle condizioni necessarie per la partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) e viene affidata all'Utente di Dispacciamento (UdD), ossia al trader dell'energia. Per raggiungere questo obiettivo occorre in primo luogo controllare in tempo reale gli impianti di GD, in una forma di prossima codifica normativa a cura del Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI). Ci si riferisce al Controllore Centrale di Impianto (CCI), che nel breve termine troverà una definizione funzionale e di scambio informativo all'interno della norma CEI 0-16. Il CCI consentirà l'interfacciamento con il DSO, fornendo informazioni utili, tra l'altro, all'osservabilità descritta in precedenza e il dialogo con l'UdD. Esso a sua volta dovrà dotarsi di un Energy Management System in grado di gestire su MSD Unità Virtuali Aggregate di generazione e di consumo, a partire da una previsione degli scambi di energia il più corretta possibile fino ad arrivare all'erogazione in tempo reale delle riserve a salire/scendere, attraverso la comunicazione con il TSO. Sono in corso attività di sviluppo in questa direzione, per l'approntamento di apparati di campo e sistemi software necessari all'implementazione dell'aggregatore "di mercato" visto in precedenza.