

Le Smart Grid: necessità o opportunità per il futuro assetto delle reti elettrica nazionale

Con la liberalizzazione della produzione di energia elettrica e l'incentivazione delle fonti rinnovabili, sono sorti e si sono collegati alla rete elettrica tantissimi auto-produttori. Ma il gran numero di impianti diffusi nel territorio, spesso alimentati da fonti aleatorie e non programmabili come l'eolico e il fotovoltaico, ha determinato una situazione critica delle reti di distribuzione, tradizionalmente basate sul trasporto unidirezionale dell'energia elettrica da poche grandi centrali al cliente finale.

Un'analisi svolta dall'ENEA coinvolgendo gli operatori del sistema elettrico ha individuato i complessi interventi tecnici da effettuare per adeguare la rete alla nuova situazione, interconnettendo in modo "intelligente" generazione, trasmissione, distribuzione e utenti finali. Una opportunità tecnologica per la ricerca e le imprese che lavorano alla modernizzazione del sistema

■ *Ilaria Bertini, Biagio Di Pietra*

La crescente diffusione della generazione distribuita

Negli ultimi anni il nuovo paradigma di produzione e distribuzione di energia secondo il modello di generazione distribuita (GD) ha ottenuto grandi consensi nel panorama scientifico e politico nazionale e internazionale grazie agli indirizzi della politica energetica europea, alla necessità di affrancarsi dalla dipendenza dalle importazioni di energia convenzionale, agli obiettivi di efficienza energetica e alla generosa politica incentivante intrapresa dal Governo italiano. La concomitanza di questi stimoli non è stata però oppor-

tunamente sostenuta da azioni che avrebbero dovuto svilupparsi parallelamente alla forte diffusione degli impianti di GD (eolico e fotovoltaico in particolare) che ha determinato una situazione critica.

L'attuale struttura del sistema elettrico italiano, pur essendo in fase di evoluzione, è ancora fondamentalmente di tipo passivo e atto a trasportare l'energia prodotta nelle grandi centrali ai clienti finali.

L'entrata in scena di metodologie e approcci basati sulla GD e il forte sviluppo di sorgenti a fonti rinnovabili non programmabili, hanno introdotto elementi come la bi-direzionalità, aleatorietà ed intermittenza che mal si conciliano con la struttura passiva delle reti, in particolare di quella di distribuzione, meno evoluta della

rete di trasmissione, con annesse ripercussioni sulla loro gestione sicura, affidabile ed efficiente.

Sotto la spinta di politiche europee in ambito energetico molto stringenti e ambiziose ("pacchetto 20-20-20"), una politica incentivante da parte del Governo italiano molto generosa anche se talvolta causa di distorsioni di mercato, il forte assistenzialismo economico prestato all'attività degli impianti mobilitati per compensare gli squilibri del sistema elettrico (capacity payment, corrispettivo per mancata produzione eolica), sono tutti elementi che hanno contribuito ad alimentare una diffusione della GD che ad oggi presenta alcune difficoltà di gestione sia dal punto di vista economico che di sicurezza.

La produzione lorda di energia elet-

■ *Ilaria Bertini, Biagio Di Pietra*
ENEA, Unità Tecnica Efficienza Energetica

trica da impianti di GD nel 2011, in Italia, è stata pari a 29,2 TWh (circa il 9,7% dell'intera produzione nazionale di energia elettrica), l'incremento rispetto al 2010 è dovuto soprattutto all'installazione di impianti alimentati da fonte solare. Il numero totale di impianti classificabili nella categoria della GD sono saliti a 335.318 unità (330.168 impianti fotovoltaici, 2.549 impianti idroelettrici, 2.014 impianti termoelettrici e 587 impianti eolici).

I problemi insorti con lo sviluppo della generazione distribuita

Se i dati evidenziano il tumultuoso sviluppo, sono gli *stakeholder* del sistema elettrico a subire i danni di uno sviluppo non sostenibile per carenze infrastrutturali e tecnologiche, mancanza di obblighi e regolazioni tecniche che consentano maggior controllo e partecipazione alla gestione del sistema elettrico anche degli impianti di GD, assenza di obiettivi condivisi, una politica di gestione del sistema elettrico e interventi che siano efficaci nel breve periodo nel risolvere eventi critici, ma anche lungimirante nel medio-lungo periodo. Questi obiettivi possono essere perseguiti solo attraverso una gestione del sistema elettrico inteso come rete, come sistema adibito al flusso di energia elettrica, sistema nel quale si integrano e si gestiscono in modo efficiente azioni e comportamento di tutti gli utenti connessi in modo da garantire un funzionamento economicamente efficiente, con basse perdite, elevato livello di sicurezza e continuità e qualità della fornitura. L'individuazione di problematiche e criticità di un intero "sistema" piuttosto che del singolo portatore

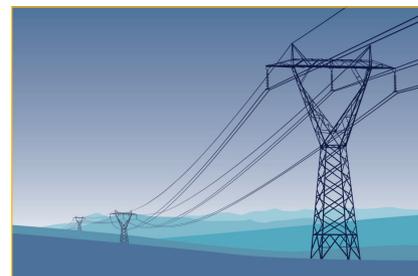
d'interesse, è un passo fondamentale per un'analisi critica e per la formulazione di soluzioni condivise che conducono a vantaggi per la totalità. Nel caso particolare della GD, solo attraverso questo passaggio d'individuazione delle criticità comuni si possono formulare le soluzioni più adeguate sia per quel che riguarda gli interventi più urgenti, sia per le strade future da percorrere per un'evoluzione virtuosa del "sistema" elettrico italiano.

Analisi delle criticità della generazione distribuita

In quest'ottica ENEA ha svolto un'analisi delle principali criticità attraverso la prospettiva di diversi attori del sistema elettrico che hanno contribuito a delineare una visione d'insieme importante per un argomento complesso e multidisciplinare come questo.

Dalle interviste condotte, infatti, sono emersi problematiche e criticità legate alla diffusione della GD nel sistema elettrico nazionale, in parte superati come di seguito descritto:

- **saturazione virtuale della rete:** consiste nella "prenotazione" della capacità delle reti con richieste di connessione delle varie unità di produzione a cui non fa seguito la realizzazione dell'impianto. Come specificato anche dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG), la capacità di trasporto viene impegnata non da impianti realizzati o di certa realizzazione, ma da "propositi" di realizzazione la cui numerosità, tra l'altro, ne rende poco realistica l'effettiva realizzabilità. In una nota del settembre 2011, l'AEEG indica come il fe-



nomeno avrebbe raggiunto livelli preoccupanti in quanto "a fronte di quasi 250.000 preventivi di connessione alle reti di distribuzione e trasmissione accettati, corrispondenti a circa 196 GW di potenza, solo 42 GW sono relativi ad impianti già connessi. Dei restanti 154 GW, ben **140 GW** (attribuiti a 22.000 preventivi) sono **relativi ad impianti che non hanno ancora ottenuto l'autorizzazione alla realizzazione ed esercizio, ma che comunque continuano ad impegnare capacità sulle reti, generando il problema della saturazione virtuale**". Le cause sono da ricercare sia nella mancata semplificazione e razionalizzazione dell'iter autorizzativo sia nella massimizzazione dei ricavi per alcuni speculatori hanno causato danni a carico soprattutto dei produttori/investitori "sani" in quanto questo ha costituito barriera all'ingresso nel settore.

- **saturazione reale della rete:** consiste nella congestione della rete, che in quanto satura non riesce a veicolare efficacemente la produzione elettrica immessa dalle sorgenti non programmabili (es. fotovoltaico, eolico), con effetti sulla qualità del servizio e mancato sfruttamento del potenziale rinnovabile, ricorso a produzioni da fonte conven-



zionale con annesso aumento dei costi dell'intero "sistema" elettrico, che ricadono nella componente A3 del prezzo del kWh. Le cause sono da individuare nella concentrazione e localizzazione dello sviluppo degli impianti di GD alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, in particolare eolico e fotovoltaico, con presenza di picchi concentrati in poche ore della giornata in quelle aree zonali in cui la rete elettrica è più carente nelle ore di basso carico. I danni sono a carico di gestori di rete (danni alla qualità del servizio e penalità), produttori (mancata produzione e mancata vendita), consumatori.

- **sicurezza e power quality:** dove per sicurezza si intende l'assenza di interruzioni dell'erogazione di elettricità, in cui il valore della tensione scende vicino allo zero, mentre per power quality si intende il grado con il quale le caratteristiche della potenza in rete si allineano all'ideale forma d'onda sinusoidale di tensione e corrente con valori di tensione e frequenza il più vicino possibili ai valori nominali. Sicurezza e *power quality* vengono costantemente messe a rischio dalla "non programmabilità" delle fonti energetiche che, essendo allacciate alla rete in modalità "fit and forget", non prevedono la possibilità di controllare e modificare, in riferimento ad un programma predefinito, la quantità di energia immessa in rete.

Inoltre, secondo la precedente regola di connessione degli utenti attivi alla rete, il gestore di rete non aveva capacità di monitorare ed eseguire una regolazione diretta sugli impianti

alimentati da fonti rinnovabili in configurazione GD e gli stessi impianti GD non erano obbligati a prestare servizi di rete, con danni alla *power quality* del sistema elettrico.

Gli impianti di produzione da fonti

rinnovabili connessi alla rete di MT (media tensione) e BT (bassa tensione) prima dell'aprile 2012 erano dotati di sistemi di protezione e di interfaccia tarati in modo da sconnettersi quando sia la frequenza di rete sia la

Logiche di controllo per micro reti

Una delle chiavi di sviluppo e diffusione della generazione distribuita risiede nella realizzazione di micro reti attive, ovvero porzioni del sistema di distribuzione contenenti appunto unità per la generazione distribuita, sistemi di accumulo di energia e carichi. Ciascuno di questi componenti dialoga con un sistema centrale di controllo che riceve dati e segnali dal campo ed eroga comandi attraverso gli attuatori. Evidentemente, l'approccio integrato prevede la gestione e la trasformazione dell'energia passando attraverso gli stadi intermedi della distribuzione sotto forma di energia elettrica o termica. Nello stadio della distribuzione dell'energia elettrica è possibile ottenere risparmi consistenti ed è attualmente a questo stadio che si sviluppa l'interazione fra i diversi attori del distretto (produttori/consumatori). Generalmente la fornitura è erogata da parte di un unico soggetto dei servizi ancillari, cioè dei servizi espletati sulla rete sia lato generazione sia lato carico per garantire oltre alla qualità della fornitura anche il funzionamento in sicurezza della rete.

L'esigenza di garantire la fornitura dei servizi ancillari base è tanto maggiore quanto più diffusa è la presenza all'interno della micro rete di generatori non programmabili come le fonti rinnovabili (fotovoltaico ed eolico), in quanto sono causa di problematiche come fluttuazioni di tensione e non contemporaneità tra produzione e carico.

Presso il Centro Ricerca ENEA di Casaccia è stata avviata, in collaborazione con il Dipartimento DIAEE dell'Università degli Studi di Roma "La Sapienza", l'attività di realizzazione di un compensatore statico di energia attiva e reattiva da installare in un nodo specifico della rete per l'erogazione dei servizi di rete sopra esposti con logiche di controllo e gestione personalizzabili in modo da ottimizzarne il funzionamento.

Tra servizi di rete che sarà possibile simulare con la nuova piattaforma software si mettono in evidenza il servizio di 'load levelling' che consiste nell'inseguimento o livellamento del carico elettrico delle utenze connesse alla rete o la variazione della potenza reattiva immessa in un nodo di generazione per regolare le oscillazioni della tensione. L'obiettivo è quello di poter gestire una parte dell'anello a media tensione del Centro Casaccia come micro rete attiva applicando i servizi di rete ancillari sopra esposti seguendo anche le azioni di controllo prefigurate dalla nuova norma CEI 0-21.



tensione di rete fuoriuscisse da una stretta banda.

La precedente taratura dei sistemi di protezione e interfaccia non consentiva ai sistemi GD di partecipare attivamente alla soluzione delle problematiche di rete in quanto in presenza di una variazione significativa di frequenza di rete o per significative variazioni della tensione di rete, gli impianti soggetti alla perturbazione si disconnettevano in cascata causando il cosiddetto “effetto domino” e costringendo il gestore della rete nazionale (Terna) a potenziare i dispositivi di difesa e a sovrastimare l’approvvigionamento delle risorse (riserva rotante).

Le prime misure intraprese

Al fine di superare il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche, l’AEEG con la delibera ARG/elt 187/2011 ha imposto ai richiedenti delle connessioni pervenute a partire dal 1° marzo 2012 (con l’eccezione dei clienti finali domestici) una “cauzione” da versare ai gestori di rete

pari a 20,25 €/kW nel caso in cui gli impianti siano in aree individuate come “critiche” al momento del ricevimento della richiesta di connessione. Il corrispettivo versato sarà poi restituito al richiedente in caso di effettiva realizzazione dell’impianto o qualora il procedimento autorizzativo avesse esito negativo per cause non imputabili al richiedente. I corrispettivi versati in forma di cauzione vengono trattenuti se trascorsi 2 anni dalla data di accettazione del preventivo, il richiedente rinunci all’iniziativa in tutto o in parte, come indicato al comma 32.3 e 32.4 della delibera.

Al fine di far fronte alle problematiche tecniche di gestione della rete nazionale in presenza di una massiccia quantità di generazione diffusa, sono state modificate le regole tecniche di riferimento per la connessione di utenti attivi alla rete di MT e BT e i requisiti base a cui gli impianti di produzione di energia elettrica devono rispondere ai fini della sicurezza del sistema elettrico nazionale interconnesso.

In particolare dal 2012, con la nuova CEI 021 “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica” e con l’allegato A70 del codice di rete di Terna, sono stati introdotti importanti novità nella gestione degli impianti alla rete di MT e BT.

Le nuove regole, oltre a rivedere le soglie di intervento della protezione di interfaccia e prevedere nuove soglie tensione e frequenza, richiedono agli impianti connessi in generazione distribuita una partecipazione più attiva alle problematiche di rete. In particolare è previsto l’obbligo di prestare *servizi di rete* quali:

- regolare la potenza attiva immessa per la regolazione della tensione nel nodo di misura;
- prevedere due soglie di tensione e frequenza, una delle quali inscrivibile da comando remoto del distributore locale così come previsto anche delibera ARG/elt 84/12, consente che la protezione d’interfaccia dell’impianto di produzione operi in maniera opportuna contemperando le esigenze locali (distributore) con quelle di sistema.

Le azioni da intraprendere

Come previsto dall’allegato D della CEI 021, nella prospettiva di evoluzione delle reti di distribuzione verso il paradigma delle *Smart Grid*, è necessario definire un insieme di segnali finalizzati al governo della rete di distribuzione in presenza di una massiccia quantità di generazione diffusa. Tali segnali dovranno consentire di:

- erogare i servizi di rete attraverso una modulazione apposita di

- potenza attiva e reattiva secondo quanto richiesto dal distributore;
- distaccare i generatori in caso di ricezione del relativo segnale di teledistacco;
- abilitare/inibire le soglie di frequenza del SPI;
- fornire le misure di tensione, potenza attiva e reattiva nel punto di misura.

Con le nuove regole tecniche si è avuta anche una evoluzione delle funzionalità base degli inverter utilizzati per la connessione degli impianti di GD alla rete, permettendo le seguenti nuove funzionalità:

1. la gestione delle eventuali disconnessioni dell'impianto fotovoltaico dalla rete elettrica su richiesta del gestore;
2. la gestione dell'impianto attraverso comandi da remoto (con la connessione web);
3. la gestione efficace dei repentini abbassamenti di tensione stabilizzando la tensione in ingresso nella rete;
4. la gestione della potenza erogata nei transitori di frequenza;
5. la gestione più efficace delle protezioni dell'impianto;
6. la regolazione della potenza immessa in rete;
7. la migliore gestione dell'energia reattiva immessa in rete.

Inoltre, al fine di fronteggiare criticità caratterizzanti per la condizione in cui attualmente versa il sistema elettrico, le azioni di risposta dovrebbero essere:

- Potenziamento della rete elettrica sia di trasmissione che di distribuzione come previsto negli articoli 17 e 18 del DLgs 28/11 di attuazione della direttiva 2009/28/

CE, accompagnata da una semplificazione delle procedure autorizzative e criteri di incentivazione basati sulla remunerazione degli investimenti ben definita ed extrar remunerazione nel caso di interventi nelle aree critiche (ARG/elt 87/10). Nel medio-lungo periodo un progetto di più ampia scala di ammodernamento dell'infrastruttura che preveda lo sviluppo degli impianti di GD piuttosto che adeguarsi ad essi.

- Stimolare la previsione del corretto programma di produzione degli impianti da fonti rinnovabili non programmabili attraverso un sistema premio/incentivo valorizzato ad un prezzo medio anziché al prezzo puntuale orario e che sia funzione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale: in alcune ore può comportare un maggior ricavo/minor onere (e quindi un margine positivo) rispetto al prezzo zonale orario e quindi uno sgravio per il sistema elettrico, in altre ore può invece comportare un minor ricavo/maggior onere (e quindi un margine negativo) rispetto al prezzo zonale orario comportando un aggravio per il sistema elettrico. A sostegno di tale partecipazione e responsabilizzazione dei produttori fonti rinnovabili non programmabili al servizio di dispacciamento, sarà fondamentale, importante sarà il sostegno fornito dagli asset di produzione, cioè di apparati hardware quali sensori ed attuatori per il monitoraggio degli impianti produttivi che installati sulle utility di produzione permettono di determinare il carico ottimale di produzione.

- Introduzione di nuovi strumenti di flessibilità con due leve su cui poter intervenire quali la flessibilizzazione della domanda e sistemi di accumulo potendo contare su alcuni vantaggi in entrambi i casi. I 37 milioni di contatori intelligenti installati sul 95% dei punti di connessione sul territorio nazionale, una volta abilitati alla comunicazione bidirezionale del flusso informativo dal sistema elettrico real-time, renderanno il consumatore attivo nella determinazione del prezzo dell'energia e aumento del differenziale tra fascia F1 e F2/F3, ad un valore superiore a quello attuale (10%). Bisogna puntare sui sistemi di accumulo sfruttando il grande potenziale idroelettrico in Italia che è una tecnologia consolidata, valida dal punto di vista sia economico (Levelized Unit Electricity Cost pari a 120 €/kWh) che energetico. La soluzione di maggiore interesse ed economicamente vantaggiosa dal distributore della rete è quella di accumulo diffuso di batterie, dimostrata da un risultato nell'analisi benefici/costi da cui si ricava che i benefici derivanti dall'adozione di questa soluzione sarebbe 2 volte il costo sostenuto.
- Nuovo disegno dei mercati con un maggiore allineamento tra Mercato del Giorno Prima (MGP) e Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD).
- Evoluzione del sistema incentivante verso un modello output-based, cioè calcolato in base ad indici prestazionali in sostituzione dell'attuale basato sulla remunerazione del capitale.

L'evoluzione verso la Smart Grid

La soluzione inglobante tutte le altre, che abilita l'attuale sistema elettrico a sostenere livelli di penetrazione elevati di GD, garantendone affidabilità e una gestione efficiente e poco sbilanciata verso un utente piuttosto che un altro, è l'evoluzione verso una gestione "intelligente" di tutte le funzionalità del sistema elettrico: dalla generazione, alla trasmissione, alla distribuzione, fino all'utente finale.

La Smart Grid consentirà:

- Adeguamento della rete di trasmissione, già più evoluta della rete di distribuzione, conferendo la flessibilità richiesta nella gestione di elevate quantità di produzione di energia proveniente da aree distanti dai siti di consumo, attraverso nuove interconnessioni, corridoi di energia, capacità di controllare flussi di potenza, sistemi di accumulo e un codice di rete armonizzato con quello degli altri Paesi europei così da integrare il mercato di bilanciamento transfrontaliero.
- Il coordinamento tra le reti di trasmissione e di distribuzione assicurando un miglior coordinamento nella gestione delle situazioni di emergenza sulla base di standard condivisi e l'applicazione di piani di difesa in grado di coordinare il contributo della GD con la domanda attiva, anche durante condizioni di emergenza e sul livello europeo. Il controllo della domanda da parte del gestore della rete di trasmissione esercitato anche sulle utenze non rilevanti sfruttando il controllo della domanda esercitato sulla rete di distribuzione dallo stesso distributore grazie ad appositi dispositivi

e tecnologie. L'aggregazione della offerta di energia proveniente dai numerosi impianti di GD, nella Virtual Power Plant (VPP), garantendo il rispetto del profilo aggregato di produzione e servizi distribuiti di bilanciamento della rete.

- Garanzia di servizi e funzionalità della rete di distribuzione come rispondere alle nuove esigenze di integrazione della GD, migliorare l'esercizio della rete, definire nuovi criteri di pianificazione d'investimento, migliorare la flessibilità della domanda e le funzionalità del mercato e aumentare il livello di "awareness" del consumatore circa il proprio comportamento energetico. L'evoluzione verso la Smart Grid consentirà l'abbattimento dei costi diretti (costo d'interrompibilità, costo di mancata produzione eolica, costo di penalità sulla qualità del servizio di trasmissione e costo di penalità sulla qualità del servizio di distribuzione), connessi alle inefficienze della rete gestita nella modalità passiva per un risparmio di 5 Mld € da qui al 2020, ma escludendo i costi indiretti (costi di dispacciamento, costi di manutenzione delle reti, costo degli asset produttivi, costo delle utenze elettriche) a fronte di 30 Mld € di investimento. L'evoluzione verso la Smart Grid procederà per fasi che prevedono un primo step di sperimentazione (già attuato in Italia con la delibera ARG/elt 39/10), un secondo di dispiegamento su larga scala nei punti di sbilanciamento tra prelievo e consumo e un terzo step riguardante la regolazione del dispacciamento sulla rete di distribuzione attraverso segnali di prezzo (regolatore) o automatici (distributore) che consentano di cam-

biare all'occorrenza l'immissione o il prelievo nei punti di connessione alla rete.

L'Italia gode in questo ambito di un vantaggio rappresentato dalle eccellenze tecnologiche, da un'avanguardia (AMI) nel campo delle tecnologie abilitanti la Smart Grid e da una fiducia riposta in essa da tutti gli *stakeholder/driver* interpellati come superamento delle criticità del sistema elettrico e in termini di impatto economico, non commisurato allo stadio di avanzamento del processo di diffusione delle Smart Grid, ancora al primo step.

Per raggiungere tali obiettivi è necessario che il regolatore italiano dia importanti segnali in due direzioni: definire un sistema incentivante basato su indicatori prestazionali che giudichino la bontà dell'investimento (come nel caso dell'indice IB); definire un quadro di riferimento bilanciato e collegato per tutte le funzionalità del sistema elettrico attraverso l'applicazione, in tutti i campi critici o inefficienti, di un sistema cost&revenue sharing. Il coinvolgimento del consumatore finale, che diventa prosumer attraverso la sua consapevolezza e quindi l'informazione del cliente circa il suo comportamento energetico, e la possibilità di modulare la propria domanda e offerta, sono le maggiori sfide della Smart Grid. L'interfaccia cliente finale/rete elettrica sarà mantenuta attraverso il contatore e gestita da remoto. I fornitori dei servizi saranno gli operatori delle reti di distribuzione, i fornitori di servizi di misura, venditori di energia e le Energy Service Company (ESCO), mentre i beneficiari delle migliorie sul sistema utilizzatori e produttori. ●