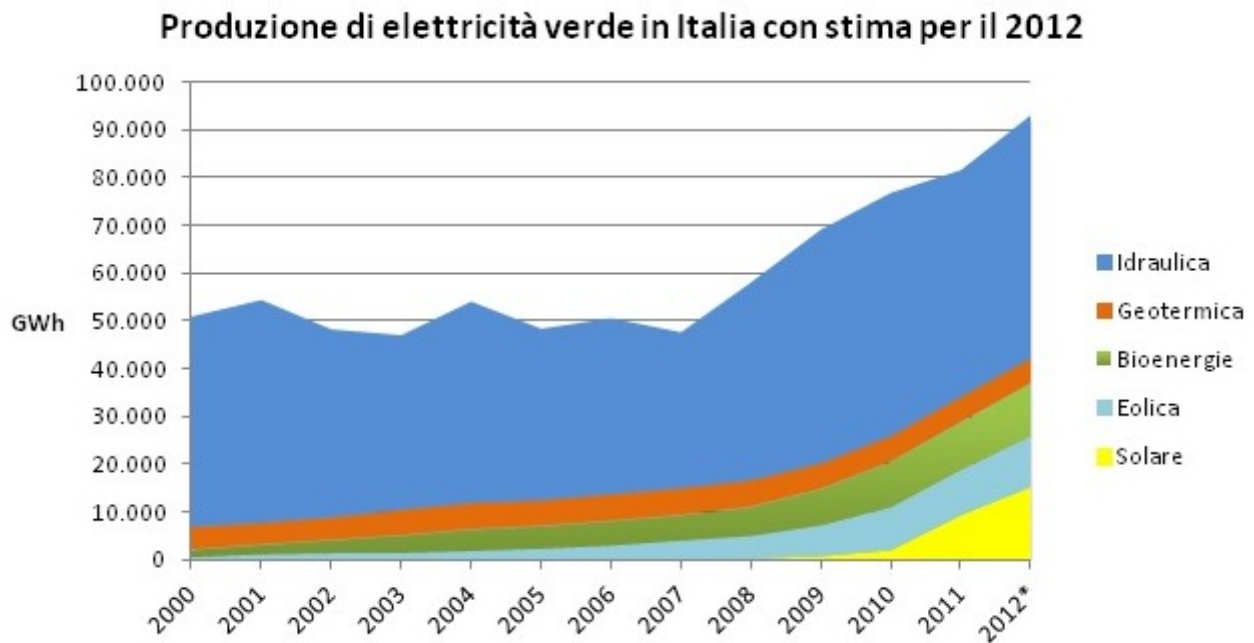


SMART GRIDS

INTRODUZIONE

La produzione da fonti rinnovabili, in particolare da solare, eolico e biomasse, ha conosciuto negli ultimi anni una crescita considerevole (come è osservabile dal grafico sottostante, riguardante la situazione Italiana), permettendo una produzione energetica più rispettosa dell'ambiente, e diventando un volano per la crescita economica e l'occupazione, oltre che una possibilità per alcuni paesi di smarcarsi dalla dipendenza energetica (ad esempio l'Italia importa dall'estero circa il 13% dell'energia elettrica circolante in rete).



Tale sviluppo è certamente favorito da 3 aspetti principali:

- 1) Una maggiore coscienza delle problematiche ambientali e delle opportunità offerte dallo sfruttamento delle fonti rinnovabili (sia a livello di singolo individuo che globale, basti pensare all'accordo 20-20-20 approvato nel 2009 dall'UE).
- 2) La maturità raggiunta da molte tecnologie per lo sfruttamento delle FR (fonti rinnovabili), congiuntamente alla possibilità della piccola utenza di accedere alla produzione da FR (ci si riferisce allo sviluppo della micro e mini generazione).
- 3) Le politiche di incentivazione di molti paesi (tra cui anche l'Italia) verso le installazioni a FR e gli interventi di recupero energetico.

Questi fattori hanno permesso il progressivo diffondersi di una fitta rete di IAFR (impianti a fonte rinnovabile), sia allo scopo di produrre energia elettrica da immettere direttamente in rete, sia allo scopo di soddisfare il proprio fabbisogno energetico (si pensi ad una segheria che utilizza gli scarti di produzione per generare energia elettrica e termica per alimentare i propri impianti) immettendo in rete l'eventuale surplus produttivo. Con la crescita di tali installazioni, l'infrastruttura elettrica ha visto l'affacciarsi di un'elevatissima quantità di nuovi fornitori di energia elettrica. Ciò, dal punto di vista di una rete elettrica che conserva sostanzialmente la struttura con cui è nata (limitandosi ad aumentare la portata di alcuni tratti o implementandone

altri), comporta notevoli problemi, che possono ripercuotersi anche sulla produzione da FR stessa.

LE PROBLEMATICHE EMERSE

Le principali problematiche emerse sono:

- 1) La produzione degli IAFR è legata alla disponibilità della fonte stessa, che nella maggior parte dei casi non è costante anche solo a livello giornaliero (si pensi alla variabilità della radiazione solare o dei venti). Ciò si traduce in una certa aleatorietà della produzione elettrica.
- 2) La rete elettrica ha una struttura fortemente centralizzata e concepita per un flusso di energia unidirezionale (poche centrali di grande taglia che distribuiscono a tutte le utenze), che mal si coniuga con l'allacciamento di numerosissimi impianti (si sta passando alla generazione diffusa, GD) che introducono/richiedono energia in rete in quantità variabile comportando notevoli difficoltà di gestione e ottimizzazione dell'immissione di energia in rete. Inoltre i flussi di informazioni sullo stato della rete viaggiano relativamente lenti (1200baud), ed è necessaria la costante supervisione umana (ad esempio per l'ispezione della rete AT/MT si utilizza ancora un elicottero con una videocamera dotata di tele obiettivo).

LA SOLUZIONE: SMART GRID

L'infrastruttura quindi mal si presta a questa nuova situazione produttiva, limitandone le potenzialità e l'efficienza. La situazione è poi destinata a complicarsi qualora prendano piede le vetture elettriche, che comporterebbero la necessità di un'adeguata infrastruttura di ricarica, aumentando notevolmente lo stato di carico della rete (entro il 2020 è previsto un consumo aggiuntivo di 2.3TWh, entro il 2030 di 17.5TWh). Per meglio asservire questa rivoluzione non basta un'implementazione delle potenzialità di alcuni tratti, bensì un radicale cambiamento di strategia che si traduce nel concetto di Smart Grid: un sistema elettrico intelligente, nel quale le azioni di tutti gli utenti connessi alla rete sono fra loro coordinate, al fine di garantire una produzione elettrica efficiente, sostenibile, affidabile e sicura dell'energia elettrica. Idealmente una SG (Smart Grid) interessa tutti i livelli di una rete tradizionale:

- 1) A livello di generazione si occupa di ottimizzare la produzione degli impianti in base alla disponibilità della fonte e alla richiesta dell'utenza.
- 2) A livello di trasporto si occupa di ottimizzare il dispacciamento di energia elettrica, mantenendo affidabilità e qualità grazie alla continua mediazione tra livello di generazione e di utenza, e raccogliere dati sullo stato della produzione, dei consumi e della rete stessa.
- 3) A livello di utenza si occupa di monitorare le richieste e interagire con gli utenti, ed automatizzare la lettura dei consumi.

COMPONENTI DI UNA SMART GRID

Trasformare l'attuale sistema elettrico passando dal concept tradizionale a quello di SG è un'operazione urgente ma certamente difficile da realizzare di "punto in bianco". Tale cambiamento non necessita di una sostituzione completa della rete, bensì di una graduale integrazione di alcune tecnologie e dispositivi, che permettano a tutti gli attori dell'infrastruttura elettrica di scambiarsi reciprocamente informazioni, regolando i flussi di energia.

I sistemi che permettono alla rete di acquisire una certa intelligenza hanno allo stato attuale una diffusione pressoché nulla nel nostro paese; unica eccezione sono l'AMI, Advanced Metering Infrastructure, che gli utenti domestici conoscono sotto l'accezione di "contatore elettronico", 37 mln di pezzi installati, e i sistemi di automazione e sensoristica. I componenti di una rete Smart sono a livello di generazione:

- 1) Smart Inverter; non è altro che un inverter tradizionale a cui è aggiunta un'interfaccia a microprocessore che lo dota di diverse funzionalità: gestire da remoto le disconnessioni dalla rete (ad esempio lo stacco di alcune utenze in presenza di picchi di consumo pericolosi per la rete), limitare la potenza immessa in rete (per ridurre le fluttuazioni della tensione di rete) ed anche regolare l'assorbimento o la produzione di potenza reattiva. La tecnologia è matura e da tempo disponibile sul mercato, ma tali prodotti hanno nel nostro paese una diffusione ridottissima, a causa dell'elevato costo e degli ancora limitati vantaggi conseguibili dalla loro installazione. Per ovviare a ciò alcuni paesi (Germania) hanno da tempo obbligato l'adozione di Smart Inverters nelle nuove installazioni. In Italia l'obbligo di adottare tali dispositivi è scattato ad inizio luglio 2012 per gli impianti a FER allacciati alla rete BT.
- 2) Sistemi di ottimizzazione degli asset; si tratta di sistemi Hardware/Software che si occupano di monitorare gli impianti di produzione determinando il carico ottimale di produzione (in base a dati meteorologici, allo stato della rete o degli altri impianti ed alle previsioni di mercato) e monitorando gli interventi di manutenzione. Anche tali sistemi non hanno trovato grande diffusione nel mercato italiano, sia per i bassi rapporti benefici/costi sia per lo scarso interesse alla programmabilità della produzione, provocato dall'obbligo di dispacciamento dell'energia prodotta da FR. Si è appena aperta una discussione a livello normativo per la disincentivazione degli IAFR non programmabili (attuabile mediante introduzione di maggiori oneri).

A livello di trasporto e distribuzione, i sistemi a supporto di una SG sono:

- 3) Sistemi di controllo, automazione e sensoristica; sono sistemi composti da attuatori, sensori e appositi software, che si occupano di monitorare la rete elettrica di trasmissione e distribuzione (con le relative sottostazioni), al fine di ripartire ottimamente i carichi sulla rete e programmare la manutenzione della stessa. A livello di rete di trasmissione, tali sistemi sono molto diffusi anche sulla rete nazionale (riuscendo a coprire il 90% dell'infrastruttura) e si guarda al passaggio da un'architettura centralizzata ad una distribuita, in cui le attuali funzioni siano spostate a centri periferici. Per quanto riguarda la rete di distribuzione invece, l'installazione di tali sistemi è ancora ad uno stadio iniziale, a causa dell'elevato costo e dell'assenza di politiche di incentivazione o obblighi di adozione. Intorno al 2015 ENEL ha previsto la completa copertura della propria rete di distribuzione con tali sistemi.

- 4) Demand Response Management System; è il sistema che si occupa di raccogliere ed elaborare in tempo reale le informazioni provenienti dagli altri componenti della SG per determinare il carico ottimale sulle diverse porzioni di rete (permettendo all'ente distributore di effettuare il dispacciamento locale). I dati raccolti riguarderebbero previsioni della domanda, previsioni della produzione degli impianti a FR in MT e BT, stato di carico della rete di trasmissione e previsioni sullo stato della rete. A penalizzare la diffusione di tale tecnologia, in Italia e non solo, sono oltre all'assenza di normativa in materia e sistemi incentivanti, anche la ridottissima presenza degli altri componenti smart (inverters, sistemi di ottimizzazione degli asset etc.).

Per quanto riguarda il livello dell'utenza, si individuano invece i seguenti componenti:

- 5) Advanced Metering Infrastructure; è un'infrastruttura costituita da: un sistema di metering (contatore elettronico o smart meter) che permette un dialogo bidirezionale con la rete, oltre ad informare l'utenza dei propri consumi/produzione; un concentratore di dati che raccoglie le informazioni provenienti da più utenze smart per inviarle al sistema centrale di elaborazione; una piattaforma di Meter Data Management che si occupa di elaborare le previsioni sulla domanda, oltre ad occuparsi della telelettura dei consumi e della diagnostica di eventuali guasti. L'installazione di tali dispositivi ha raggiunto quota 37 milioni di elementi nel nostro paese, in particolare grazie al progetto "Telegestore" di ENEL Distribuzione, con minori oneri pari a 900mln€/anno. Tuttavia le potenzialità di tale sistema risultano ancora sotto sfruttate (fasce orarie limitate a 3, incapacità a comunicare con l'Home Management System e con il DRMS). Queste mancanze impediscono all'utenza di godere appieno dei vantaggi potenzialmente ottenibili da questa tecnologia; si consideri ad esempio il consumo medio di una famiglia pari a 2700kWh/anno con un prezzo dell'energia di 19,1c€/kWh (fonte AEEG, III° trimestre 2012). Si può calcolare che a fronte di un consumo situato per il 60% in Fascia 1 (ore diurne e centrali) e per il 40% in Fascia F23 (ore notturne e festivi) il costo annuo sarà di circa 495€, mentre passando ad un comportamento molto virtuoso 10% in F1 e 90% in F2 il costo sarà di 470€, con un risparmio di soli 25€ nonostante un forte cambiamento delle abitudini di consumo.
- 6) Home Management System; è un sistema mediante il quale un software gestisce periferiche intelligenti, come elettrodomestici, permettendo ad esempio a questi di fornire una stima del consumo in base al programma impostato dall'utente. Anche la diffusione di tali sistemi in Italia è pressoché nulla, a causa dell'assenza di Smart Meters evoluti e di protocolli di comunicazione standardizzati (in ogni caso quasi tutti i produttori di elettrodomestici hanno tra i loro prodotti alcuni elementi già in grado di comunicare con l'HMS)

Vi sono poi, a livello sia di generazione che di trasmissione e distribuzione, i sistemi di Storage, con due funzioni principali:

- 1) Time Shift di energia, che non è altro che l'acquisto di energia nelle ore in cui il prezzo è più basso, per consumarla o rivenderla nelle ore in cui il prezzo aumenta
- 2) Integrazione negli IAFR, per regolarizzare il profilo di generazione dell'impianto

Le tecnologie di accumulo sono in uso ormai da anni (ma non tutte sono mature) e si distinguono in base alla grandezza in cui viene accumulata l'energia: accumulo elettrochimico

(per mezzo di batterie), meccanico (serbatoi a aria compressa e volani) e potenziale (impianti di pompaggio). Nonostante appunto le tecnologie siano già disponibili, in Italia l'interesse verso tali elementi è ancora ridotto: vi è una sola realizzazione degna di nota (sviluppato da FIAMM, un parco di accumulo a batterie da 130kwh di immagazzinamento), mentre il GRTN ha indetto nel 2011 una gara d'appalto per la realizzazione di sistemi di accumulo per una potenza complessiva di 130MW.

CONCLUSIONI

Risulta quindi evidente che la situazione italiana non è uniforme: a livello di trasmissione e produzione il paradigma di SG non è più una visione, bensì una realtà attuale, mentre dal lato di utenza e di collegamento reciproco fra livelli si è ancora ad uno stadio primitivo. Come si evince le principali cause sono:

- 1) Elevati costi di alcune tecnologie rispetto ai vantaggi ottenibili
- 2) Assenza di politiche di incentivazione in certi campi, o obblighi di legge
- 3) Assenza di standard per alcuni elementi (come negli HMS)
- 4) Complementarità di alcuni componenti (come il Demand Response Management System e gli Smart Inverters)

In particolare, riguardo all'ultimo punto, si noti che l'assenza di un elemento scoraggia l'acquisto del complementare ("ad esempio perché spendere molto per uno Smart Inverter quando non è ancora presente un DRMS? Tanto vale installare un comune inverter..."); ciò dimostra che "conditio sine qua non" per il progredire delle SG è possedere una visione sistemica, generale del problema. Sarebbe poi utile passare da politiche di incentivazione input-based, in cui si incentiva in base al capitale investito, a politiche output-based, in cui l'incentivo è proporzionale ai miglioramenti conseguiti. Da notare poi come vi sia un forte squilibrio fra i soggetti che devono sostenere le spese di aggiornamento dei propri sistemi (soggetti che si occupano di generazione e distribuzione) e chi godrebbe dei maggiori vantaggi (le utenze). Per finire si riportano le previsioni di costo di alcuni dei componenti analizzati nell'ottica della loro integrazione nel sistema elettrico italiano:

- 1) Smart Inverter: per una potenza da FR pari a 24.5GW (sarebbero interessati praticamente la gran parte degli IAFR) è stimato un costo compreso tra 4.4 e 4.9mld€
- 2) Sistemi di ottimizzazione degli asset: per 60GW controllati (di cui solo 5GW da FR) è prevista una spesa tra i 400 e i 600mln€
- 3) Per i DRMS con una stima di 24.5GW da FR e 35.500.000 punti di prelievo è prevista una spesa tra 1 e 3 mln€
- 4) Per l'AMI di nuova generazione, supposti 35.500.000 punti di prelievo si ipotizza una spesa tra 1.8 e 2.5mld€
- 5) Per uno storage di 2GW la spesa sarebbe di 4 o 5mld€

Nel complesso si stima che entro 2020 il potenziale di investimento per le SG oscilli tra 15mld€ e 60mld di€ (la maggior parte nel HMS, visto il ragguardevole numero d elettrodomestici e dispositivi potenzialmente sostituibili).