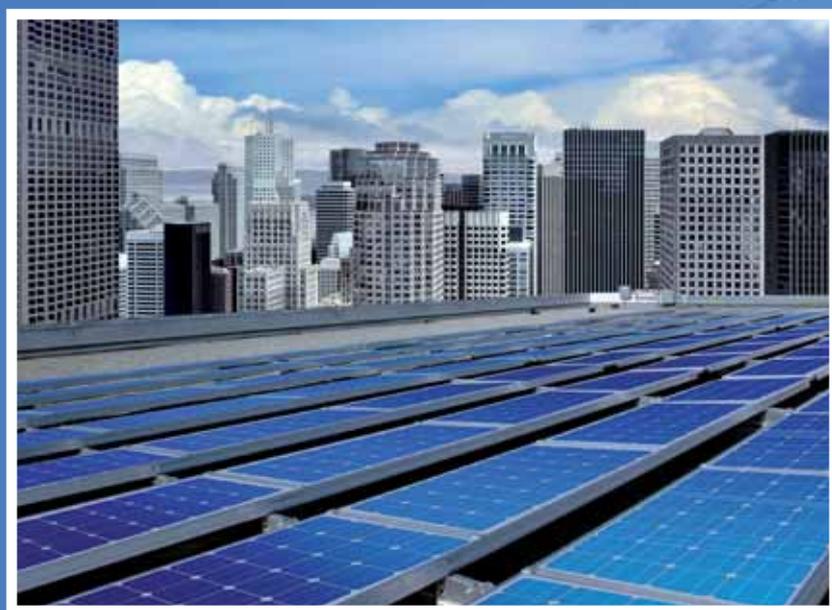


LE SFIDE DEL F NAZIONALE



Con una produzione che nel 2011 ha raggiunto i 14 TWh, il fotovoltaico necessita di una rete sempre più attiva, in tutti i livelli di tensione, e una presenza sempre maggiore d'impianti diffusi sul territorio, a servizio della rete e dell'autoconsumo. In quale direzione portano la recente nuova normativa di connessione per impianti a fonte rinnovabile e il prossimo venturo conto energia (il quinto)?



Franco Pecchio

FOTOVOLTAICO



Il quarto conto energia ha portato il fotovoltaico italiano oltre i 10 GW di capacità installata, con un incremento inaspettato. Nel 2011 sono entrati in esercizio oltre 173.000 impianti fotovoltaici (più di quanto fatto nei 4 anni precedenti) per una potenza di 9.370 MW. Sono numeri da centrali tradizionali che hanno mantenuto l'Italia al primo posto nel mondo per quantità di nuova potenza installata.

Tuttavia non è tutto oro ciò che luccica: gli oltre 9 MW non sono certo assimilabili alla generazione tradizionale; si tratta, infatti, di decine di migliaia di impianti distribuiti sul territorio la cui taglia media è di 53 kW che si sommano agli impianti già installati negli anni precedenti. A questa esplosione del numero di impianti è associata una spesa complessiva intorno ai 3,5 miliardi di euro: si tratta degli incentivi il cui costo ricade sugli utenti finali in quanto viene recuperato attraverso il prelievo in tariffa.

Gli impianti di taglia media sono allacciati alla media tensione, mentre tutti gli altri alla bassa tensione e solo pochi MW in alta. Il servizio di bilanciamento dei carichi sulla rete di trasmissione nazionale viene effettuato da Terna, sulla base dei programmi di produzione dei (pochi) impianti tradizionali e della previsione del profilo di carico sulla rete. Ora questo profilo di carico può avere fluttuazioni anche importanti, dovute all'immissione, diffusa su tutta la rete, di energia da parte degli impianti fotovoltaici installati. Ma l'energia immessa non viene "vista" dal gestore della rete se non ai nodi (cabine di trasformazione) come minor richiesta, quindi modificando il suo programma di produzione per il giorno, in modo anche pesante. Cambiare un programma di produzione implica utilizzare la riserva degli impianti a fonti tradizionali, ovvero una parte di impianti che viene tenuta pronta a funzionare per far fronte ai picchi di richiesta; viceversa, se c'è troppa energia sulla rete si può, invece, provvedere al distacco di quei clienti energivori, industriali, che, per tipologia della lavorazione e convenienza contrattuale, hanno scelto una tariffa "interrompibile".

Elementi di una rete energia

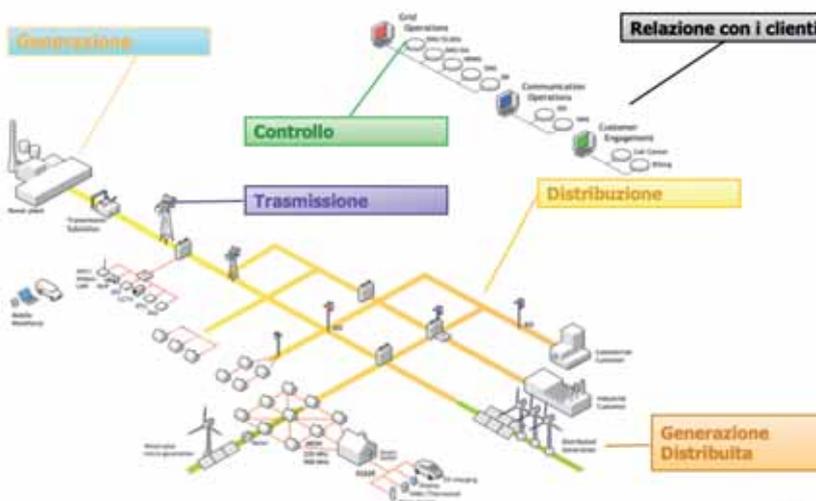


Figura 1 - Le reti di trasporto ed energia elettrica di oggi

Distribuzione e impianti sempre più 'attivi'

Tuttavia questi stratagemmi possono non essere sufficienti nel caso di cambio continuo e sistematico del programma di immissione in rete. Ovvero sono stati pensati e inseriti in procedure in tempi in cui la rete di trasmissione era predisposta per trasportare l'energia da pochi punti di produzione e in assenza di produzione diffusa sulle reti di distribuzione. Anche i dispositivi di protezione delle varie parti della rete erano stati disegnati in questo senso. Nell'ultimo decennio, però, la rete di trasmissione si è evoluta, diventando in parte attiva con una rete informativa e di comunicazione parallela a quella di trasporto che mantiene monitorati tutti i punti della rete, la parte a tensione inferiore però non è nelle stesse condizioni (Figura 1). Oggi un sistema fatto da reti 'intelligenti' (la RTN) e reti 'passive' (le reti di distribuzione) non è più sufficiente: il mix di impianti "intelligenti" (le unità di produzione abilitate alla fornitura di uno o più servizi di rete) e impianti "passivi" (le unità di produzione non abilitate alla

fornitura di alcuno dei servizi di rete) non è adeguato al mantenimento della sicurezza generale del sistema. La previsione è di un sistema in cui anche le reti di distribuzione diventano progressivamente da 'passive' ad 'attive' (smart grid) e così anche gli impianti 'passivi' diventano progressivamente 'attivi', dovendo contribuire alla gestione efficace, efficiente e in sicurezza del sistema elettrico. Gioco forza gli assi di intervento sono tre e coinvolgono in maniera coordinata il dispacciamento, lo sviluppo delle infrastrutture di rete e l'incentivazione degli impianti a fonte rinnovabile non programmabile, in particolare gli impianti eolici e fotovoltaici.

Rischi delle variazioni della frequenza di immissioni

Andando ai numeri, di solo fotovoltaico nel 2010 la produzione conteggiava 1,7 TWh; nel 2011 questa produzione è letteralmente 'esplosa' raggiungendo i 14 TWh. Se nel 2010 c'erano complessivamente 84.000 impianti, nel 2011 il numero è più che raddoppiato arrivando a 173.000. Sul fronte dell'intera

SEMESTRE	II 2012	I 2013	II 2013	I 2014	II 2014	I 2015	II 2015	I 2016	II 2016	TOTALE
COSTO INDICATIVO (ML€)	150	150	100	100	75	75	50	50	50	800 ML€
OBIETTIVI INDICATIVI DI POTENZA [MW]	500	500	550	550	600	600	600	600	600	5.100 MW

produzione da generazione distribuita (altrimenti chiamata, con felice intuizione, generazione "diffusa" in quanto priva di una logica distributiva) si parla di 19,8 TWh nel 2010 di cui 14,6 TWh immessa in rete di bassa e media tensione. Per un paragone la produzione intera annullare di corrente sulla rete italiana è di 300TWh e di 340 TWh di Consumo interno Lordo (CIL). In pratica i numeri dicono che orma il fotovoltaico conta il 6% del parco produttivo in potenza e il 33% della produzione netta nazionale di energia da fonti rinnovabili (Figura 2). Se a queste considerazioni aggiungiamo che la produzione da fonti rinnovabili è intorno al 24% della produzione nazionale, si capisce che ci sono momenti, caratterizzati da basso consumo e alta produzione da fotovoltaico, in cui la quota parte di produzione da rinnovabili può facilmente superare quel 20%-30% della quota di fonti rinnovabili non programmabili indicata come "fisiologica" nel mix elettrico europeo. Oltre questa quota, senza adeguati investimenti sulla rete, i costi di bilanciamento e di generazione tradizionale intermittente salgono esponenzialmente. La frequenza di immissione della corrente per fonti non programmabili (come tutte le rinnovabili), che è una delle caratteristiche specifiche della rete per i servizi di bilanciamento, deve essere di 50 Hz e ha una fascia abbastanza ristretta di fluttuazione (più o meno 0,3 Hz) regolamentata da normative internazionali. L'influenza sui sistemi di difesa associata alle fonti rinnovabili non programmabili deriva dal fatto che per tali impianti, anche tenendo conto della loro scarsa diffusione, almeno fino al 2008 non è mai stato richiesto di prestare servizi di rete (compreso l'obbligo di disporre di sistemi di protezione tarati in modo da prevederne la disconnessione ogni qualvolta la frequenza fuoriesca dall'intervallo 47,5 Hz – 51,5 Hz). Tali obblighi sono stati introdotti nel 2008 per i soli impianti eolici. Per questi motivi gli impianti di generazione diffusa, in particolare i fotovoltaici, presentano ancora sistemi di protezione tarati in modo da prevederne la disconnessione ogniqualvolta la frequenza fuoriesca dall'intervallo 49,7 Hz - 50,3 Hz. In caso di grave incidente di rete con variazione di frequenza "significativa", si verificherebbe una perdita di generazione pari all'intera generazione distribuita (effetto "domino"), rendendo di fatto necessaria l'attivazione del piano di alleggerimento del carico, o, in casi particolari, in cui le fonti rinnovabili sono oltre il 30% della generazione, potrebbe indursi un effetto domino di distacchi di impianti a rinnovabili e perdita dell'intero carico sulla rete nazionale. I casi particolari non sono poi così rari, nell'ultimo anno ci

sono state alcune giornate in cui l'intera rete nazionale è andata vicinissima al collasso (black out): si tratta in particolare di giorni festivi estivi, in cui le aziende di produzione sono inattive e il carico sulla rete è quindi minore; e di orari diurni, in cui il fotovoltaico produce e immette molti MWh sulle reti di bassa e media tensione che non sono monitorate dalla rete di trasmissione. Da qui l'importanza di considerare l'influenza sui sistemi di difesa associata alle fonti rinnovabili non programmabili: per tali impianti, anche tenendo conto della loro scarsa diffusione, almeno fino al 2008 non è mai stato richiesto di prestare servizi di rete (compreso l'obbligo di avere sistemi di protezione tarati in modo da prevederne la disconnessione ogni qualvolta la frequenza fuoriesca dall'intervallo 47,5 Hz – 51,5 Hz). Tali obblighi erano stati introdotti nel 2008 solo per gli impianti eolici.

Maggior stabilità della rete con la CEI 0-21

Da queste considerazioni segue la nuova normativa per le connessioni in bassa e media tensione di impianti solari fotovoltaici: il 23.12.2011 è stata pubblicata la tanto attesa CEI 0-21 (Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti a Bassa Tensione delle imprese distributrici di energia elettrica). Nella normativa sono contenuti tutti i requisiti e le modalità di connessione alla rete BT in Italia. Oltre a questo, sono indicate le modalità di funzionamento degli inverter per impianti fotovoltaici che dovranno essere installati nella rete elettrica italiana, anche con regola retroattiva per gli impianti già installati, proprio per tamponare i problemi di stabilità sopra descritti. La CEI sostituisce completamente la ormai conosciuta "Guida per le connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione Ed. 2.1" ed entrerà in vigore a partire dal 23 giugno

2012. Le novità introdotte sono le seguenti:

- controllo potenza attiva e reattiva;
- introduzione della Lvfrt capability (low voltage fault ride through) - capacità degli inverter di resistere agli abbassamenti di tensione (nell'intervallo già indicato per gli inverter degli impianti eolici);
- introduzione di nuovi requisiti sul SPI (Sistema Protezione Interfaccia), relativi alle soglie e ai tempi di intervento, sul tempo di connessione;
- requisiti sulla componente continua nell'uscita lato rete.

È evidente che il regolatore cerchi progressivamente di mettere in sicurezza il sistema con l'introduzione di nuove regole dal punto di vista tecnico; tuttavia possono essere messe in moto anche altre misure sul fronte della parte mercato delle iniziative possibili per il regolatore, come, ad esempio, la realizzazione di un nuovo meccanismo di remunerazione (o, viceversa, di penalità) della disponibilità di capacità produttiva. Si tratta del capacity payment, già sperimentato con successo in alcuni mercati elettrici americani e che potrebbe verosimilmente essere introdotto anche nel nostro sistema.

Facendo però un passo indietro, oltre ai problemi attuali della rete causati dall'accresciuto contributo degli impianti fotovoltaici, bisogna guardare al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), ovvero a un mercato secondario della borsa elettrica che viene a essere modificato dall'immissione di energia sulle reti a bassa media tensione da impianti diffusi. In pratica si verifica che:

- a) i profili di produzione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili modificano significativamente l'andamento dei carichi orari zonali da soddisfare tramite generazione da impianti programmabili direttamente connessi alla Rete

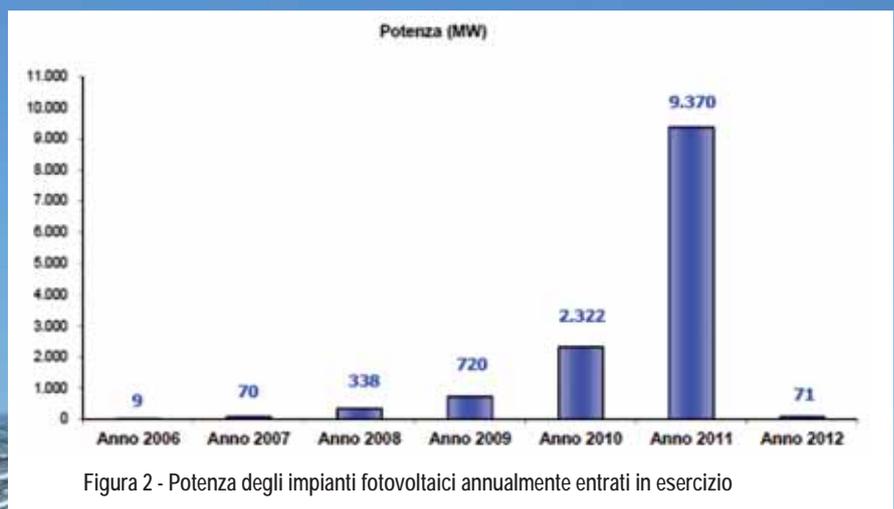


Figura 2 - Potenza degli impianti fotovoltaici annualmente entrati in esercizio

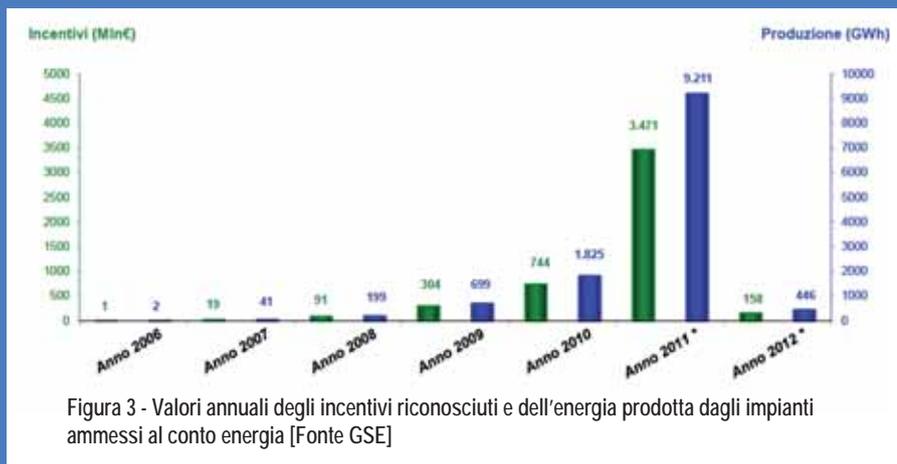


Figura 3 - Valori annuali degli incentivi riconosciuti e dell'energia prodotta dagli impianti ammessi al conto energia [Fonte GSE]

di Trasmissione Nazionale;

b) la carenza di informazioni aggiornate circa il livello e la localizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, e circa il suo effettivo profilo di produzione orario zonale non consente né di prevedere adeguatamente la produzione di tali impianti da offrire sul Mercato del Giorno Prima (MGP), né di conoscere in anticipo i fabbisogni orari zonali residui ai fini dell'approvvigionamento di risorse nella fase di programmazione di MSD.

L'ampliamento della fascia d'azione di intervento sulla frequenza degli inverter fotovoltaici va in questa direzione. In seconda battuta c'è la possibilità di permettere a Terna di introdurre distacchi (il regolatore parla di "riduzione selettiva della generazione distribuita") anche per le fonti rinnovabili, a iniziare da quelle connesse in media tensione, così da ricostituire i margini di riserva laddove tutte le altre alternative per conseguire il medesimo obiettivo risultino impraticabili. Questa soluzione implica una maggiore integrazione tra quanto regolato e monitorato da Terna sulla rete di alta tensione e quanto, invece, di competenza dei distributori sulle reti MT e BT: la formazione di un Catasto Unico degli Impianti (di prossima ultimazione, prevista per il 2012) va, appunto, in questa direzione. Un secondo intervento possibile riguarda la promozione di una maggiore responsabilizzazione degli utenti del dispacciamento di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili in relazione alla efficiente previsione dell'energia elettrica immessa in rete, evitando che i connessi costi di sbilanciamento continuino a gravare sui soli consumatori di energia elettrica. L'obiettivo dell'Autorità per l'Energia è di introdurre una regolazione cost reflective del servizio di dispacciamento anche nel caso di unità di produzione alimentate da

fonti rinnovabili non programmabili (oneri di sbilanciamento). Attualmente il sistema, per l'energia immessa da impianti a fonti rinnovabili non programmabili riconosce un premio per Corretta Previsione, introdotto da una delibera del 2010 (solo per impianti rilevanti) e ancora riconosciuto a tutti gli impianti. La previsione è che questo tipo di incentivo vada a finire per concentrare l'azione sugli oneri (DCO n. 35/2012/R/EEL) e altri tipi di meccanismi di mercato. Considerato che, a oggi, le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili sono tutte non abilitate alla partecipazione a MSD, l'implementazione di una regolazione cost reflective presupporrebbe almeno che, a regime, si applichi il trattamento oggi previsto per le unità non abilitate. Ciò significa che gli sbilanciamenti delle fonti rinnovabili non programmabili a regime terranno conto del prezzo medio ponderato delle offerte di acquisto accettate nel MSD ai fini del bilanciamento in tempo reale, relativo alla macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene. Infine il controllo delle condizioni di sicurezza della riserva dovrebbero essere affidati al gestore della rete di trasmissione, ovvero Terna, che con cadenza periodica quantificherebbe la massima penetrazione della generazione da fonte rinnovabile intermittente (con particolare riferimento agli impianti eolici e fotovoltaici) compatibile con l'assetto di sistema; Terna, inoltre, valuterebbe gli interventi necessari al fine di garantire, in condizioni di sicurezza per il sistema elettrico nazionale, lo sviluppo delle fonti rinnovabili tenendo conto degli obiettivi al 2020. Se, da un lato, la normativa si impegna a stabilire regole per una maggiore stabilità della rete e, quindi, di penetrazione della produzione da fonti rinnovabili, dall'altro l'azione si concentra sul modo in cui promuovere la nuova potenza installata da fonte rinnovabile.

Immissione in rete e autoconsumo

Nel momento in cui si scrive è presente una bozza del prossimo conto energia che va in questa direzione, ovvero nel contenimento degli squilibri di rete.

La modalità di azione è abbastanza semplice, si introduce una tariffa agevolata bimodale, ovvero si incentiva in due modi differenti a seconda che l'impianto produca e immetta in rete oppure l'energia prodotta venga autoconsumata prima dell'immissione. In questo modo l'energia prodotta dall'impianto a fonte rinnovabile, e qui si parla in maggioranza di impianti fotovoltaici allacciati alle reti di bassa e media tensione, non verrebbe mai portata fino alla rete, privandola del costo dei servizi di rete.

La previsione è che una tariffa incentivata per l'autoconsumo permetterebbe di contenere i problemi derivanti dall'immissione di grandi quantità di energia non controllata nelle reti BT e MT. Altri limiti da imporre per contenere la "bolla" fotovoltaica dell'anno passato potrebbero essere una limitazione sulla dimensione massima degli impianti incentivabili e limitazioni sulla tipologia, ad esempio gli impianti "a terra" non sono fin da ora più incentivabili.

Queste limitazioni hanno anche una motivazione ultima, ovvero l'obiettivo di spesa per l'incentivazione che andrebbe tarato, per ogni semestre, in base alle installazioni e agli obiettivi di potenza (Tabella) con un meccanismo di aggiornamento per tener conto di quanto effettivamente installato nei mesi precedenti. Finora l'andamento dell'incentivazione è stato abbastanza disomogeneo (Figura 3).

Un nuovo conto energia così costruito insieme alle nuove norme di connessione e ai servizi di rete cui, sicuramente, saranno obbligati i produttori da fonte rinnovabile non programmabile apre scenari inusitati. Da un lato ci saranno sforzi per prevedere la produzione e accedere al mercato dei servizi di dispacciamento, dall'altro ci sarà una ricerca della migliore configurazione d'impianto per prendere l'incentivo migliore nell'ora del giorno corretta con un punto interrogativo sulla possibilità di stoccaggio di energia. In pratica avremo, globalmente, una rete in grado di accogliere una maggiore immissione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili e una crescita delle stesse: ora non resta che attendere le decisioni finali e vedere se, davvero, stiamo andando nella giusta direzione: una rete sempre più "attiva", in tutti i livelli di tensione e una sempre maggior presenza d'impianti diffusi sul territorio, a servizio della rete e dell'autoconsumo.