

LA CONCLUSIONE PREMATURA DEL "TERZO CONTO ENERGIA" È STATA GIUSTIFICATA CON GLI ONERI ECCESSIVI CHE, A CAUSA DEL FV, AVREBBERO GRAVATO SULLE BOLLETTE DEGLI ITALIANI. UN CONFRONTO TRA IL PREZZO DELL'ELETTRICITÀ NELLO STESSO PERIODO DEL 2011 E DEL 2010 MOSTRA INVECE COME IL SOLARE FV ABBIA UN EFFETTO POSITIVO PERCHÉ PRODUCE ELETTRICITÀ SOPRATTUTTO NEI MOMENTI DI PICCO DELLA DOMANDA, QUANDO IL KWH È PIÙ CARO

- GIUSEPPE ARTIZZU AMMINISTRATORE DELEGATO CAUTHA SRL (WWW.CAUTHA.COM)
 FRANCESCO GROPPI STUDIO TECNICO GROPPI (WWW.SUNSIM.IT) CEI CT82
 FRANCESCO MENEGUZZO RICERCATORE CNR ISTITUTO DI BIOMETEOROLOGIA (WWW.IBIMET.CNR.E MEMBRO DEL COMITATO SCIENTIFICO DI ASPO ITALIA (WWW.ASPOITALIA.IT)

a tariffa incentivante del fv è finanziata per intero dal prelievo sulla bolletta elettrica (oneri generali di sistema, componente "A3") e, a causa della rapida diffusione degli impianti solari, nell'ultimo anno la relativa voce di costo ha cominciato a preoccupare gli utenti, in particolare quelli più "energivori". Da più parti si è andato affermando che il fotovoltaico, sebbene vantaggioso dal punto di vista ambientale, non è però più sostenibile con i livelli di incentivazione del Secondo Conto energia, a meno di non fare esplodere il costo di una bolletta che, attualmente, è già tra le più care d'Europa.

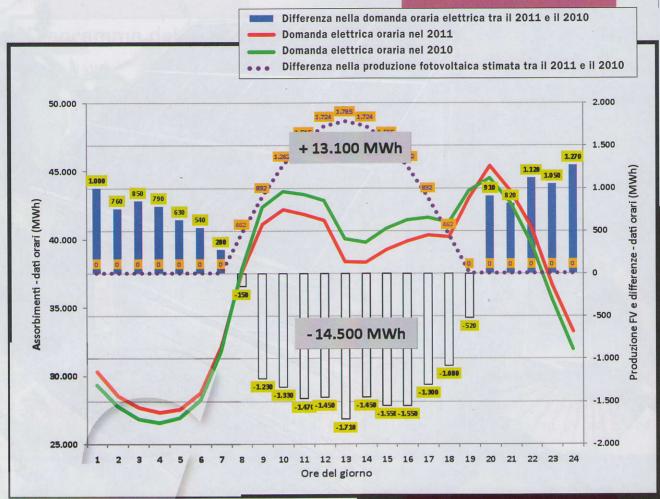
Recenti studi hanno invece



Figura 1. Andamento dei consumi di energia elettrica in un giorno feriale. In verde la domanda prevista, in rosso quella effettiva (fonte TERNA).

dimostrato che l'energia elettrica da fonte fv, proprio perché in gran parte prodotta nelle ore di elevata richiesta (ore di punta), ha in realtà un effetto calmierante sui prezzi dell'energia elettrica, tale da compensare in modo significativo l'onere di incentivazione in bolletta. Questo risultato deriva dal meccanismo di formazione del prezzo dell'energia elettrica in Italia, basato sul cosiddetto "prezzo marginale di sistema". Per comprendere di che cosa si tratta consideriamo la figura 1, che mostra il fabbisogno elettrico orario in un tipico giorno feriale (20 maggio 2010). Si nota un primo

picco di assorbimento, molto esteso, all'incirca tra le 9 e le 12, un secondo picco pomeridiano tra le 15 e le 17 e un terzo picco serale, meno esteso, verso le 22. Visto il profilo orario di produzione, il solare fv copre una porzione considerevole del primo e secondo picco, andando così a ridurre il prezzo di equilibrio in tali fasce orarie. La posta in gioco è particolarmente elevata in quanto il minor prezzo si applica all'intero fabbisogno, riducendo il profitto aggregato del parco di generazione convenzionale. Fatte queste premesse, appare evidente che quantificare il "costo" del fotovoltaico semplicemente sulla base della



remunerazione riconosciuta all'energia immessa in rete ignora il vantaggio economico che si ottiene nelle ore di punta. Limare i picchi riduce i prezzi spuntati non solo dal fornitore più caro ma anche da tutti gli altri e quello che si risparmia vale sicuramente la pena di "investirlo" in tariffe incentivanti.

Il fenomeno del "peak shaving", cioè l'immissione in rete di energia elettrica a costo marginale molto basso o nullo e dei relativi effetti sulla formazione del prezzo dell'elettricità nel mercato elettrico, è del resto ben noto agli osservatori e operatori sui mercati con elevata penetrazione di produzione eolica, come quello tedesco e quello spagnolo, dove la ventosità attesa è una variabile chiave

nella previsione dei prezzi sul mercato elettrico. Miera et al. (2008), affrontando empiricamente la questione dell'impatto della generazione eolica sul mercato elettrico spagnolo, introducevano il loro lavoro con la seguente affermazione, poi dimostrate da analisi rigorose: «La riduzione del prezzo all'ingrosso dell'elettricità è il risultato di un'ulteriore generazione da fonti rinnovabili immessa nella rete. Il caso della generazione eolica in Spagna mostra che questa riduzione è superiore all'aumento dei costi per i consumatori dovuto alle incentivazioni alle fonti rinnovabili (Conti energia), che sono appunto a carico degli utenti elettrici finali. Risulta quindi una riduzione netta del prezzo al consumo dell'elettricità, che è

Figura 2. Domanda oraria nelle reti di alta e altissima tensione (curve verde e rossa) e relative differenze (istogrammi: valori positivi in blu, valori negativi in bianco) nello stesso giorno (24 marzo) degli anni 2010 e 2011. La curva viola a punti rappresenta la differenza nella produzione fotovoltaica tra i due anni. Fonti: TERNA e GSE.



VAN

Ne

Aff

uni

Ne

in t

OSS

Per

che

inst

positivo dal punto di vista del consumatore. Questo fornisce un ulteriore argomento per il supporto alle fonti rinnovabili elettriche e contraddice uno dei consueti argomenti contro la diffusione delle stesse fonti: il carico eccessivo sui consumatori." L'attenzione all'impatto della produzione fotovoltaica è più recente, per effetto della crescente penetrazione della fonte nel mix di generazione tedesco, ma ha già richiamato l'attenzione degli analisti finanziari per quanto concerne l'impatto sui margini di generazione delle grandi utility quotate in borsa. Già Sensfuß et al. (2008) segnalavano tra l'altro che: «L'aspetto centrale da analizzare è l'impatto della generazione rinnovabile di elettricità sui prezzi spot del mercato. Nel caso dell'anno

L'energia
fv contribuisce a mettere
fuori dal mercato
le produzioni elettriche
più costose tipiche
delle ore di picco
e abbatte il prezzo
all'ingrosso dell'elettricità

2006. il volume di questo effetto eccede il volume dei pagamenti per l'incentivazione della generazione di elettricità rinnovabile che devono essere pagati dai consumatori finali». Si tratta di conclusioni di straordinario significato, che non risulta siano mai state riviste né tanto meno smentite in seguito. Più recentemente, Bode et al (2010), in uno studio pubblicato da arrhenius - Institute for Energy and Climate Policy (Germania), con riferimento al dibattito allora in corso in Germania sulle nuove tariffe per l'incentivazione della fonte fotovoltaica, avvertivano tra l'altro che: «... nella discussione e nella bozza di legge, un importante aspetto è stato finora dimenticato: l'impatto delle potenze fotovoltaiche rapidamente crescenti sull'economia degli impianti energetici convenzionali.



fecaElektronik

La valutazione dell'impatto sul mercato della bozza di legge, per esempio, considera soltanto i costi per il bilancio pubblico, per il settore industriale (manifattura, consumatori industriali) e per i cittadini (utenze domestiche). Le utilities e le compagnie elettriche non sono menzionate ... il prezzo d'equilibrio dell'energia varia all'aumentare della potenza fotovoltaica installata. Queste conclusioni possono essere direttamente traslate in minori introiti per gli operatori degli impianti energetici convenzionali ... In questo senso, il fotovoltaico differisce considerevolmente da altre fonti rinnovabili». L'effetto di "peak shaving" determinato sulla curva della domanda dall'immissione in rete di energia fv può essere apprezzato praticamente in

qualsiasi giornata soleggia-

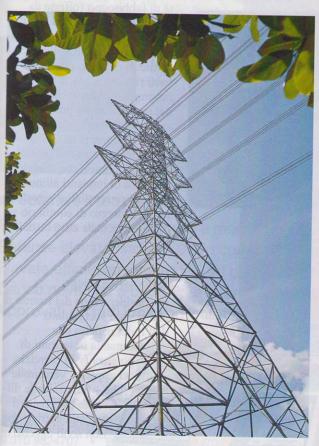
ta: in figura 2 tale effetto è

illustrato con molta evidenza per uno stesso giorno del mese di marzo del 2010 e del 2011.

ENERGIA SOLARE FV E PREZZO DEL KWH SUL MERCATO

Per comprendere l'impatto della produzione solare sul prezzo all'ingrosso dell'elettricità, occorre premettere che l'energia prodotta dagli impianti fy ha quattro possibili destinazioni:

Autoconsumo: il carico a cui l'impianto è connesso è sempre maggiore della produzione dell'impianto stesso, per cui l'energia non viene immessa in rete. Scambio sul posto: il carico a cui l'impianto è connesso è maggiore della produzione solare in alcune fasce orarie e minore in altre; per l'eccedenza, la produzione è immessa in rete e ritirata dal GSE.



Ancora più Maxi-Power



StecaGrid 10000 3ph, StecaGrid 8000 3ph e StecaGrid Vision Monitoring remoto

La combinazione per un dimensionamento flessibile! Forte, durevole e trifase.

StecaGrid 8000 3ph e StecaGrid 10000 3ph. Il nuovo Power-Team Steca per tutte le potenze di impianti fotovoltaici. Forte, affidabile e flessibile! Tante combinazioni con tutti i moduli cristallini e molti moduli a film sottile.

Monitoraggio semplicissimo – come di consueto con la StecaGrid Vision. Monitoraggio a distanza possibile tramite i Datalogger Solar-Log™ e Web'Log.

Flessibilità con un unico obiettivo: l'utilizzo più efficace dell'energia solare.

Maggiori informazioni su www.stecasolar.com

FV Sistemi a isola | **FV Connessione alla rete** Sistemi a carica per batterie | Servizio elettronico

Solare Termico | Cavistica

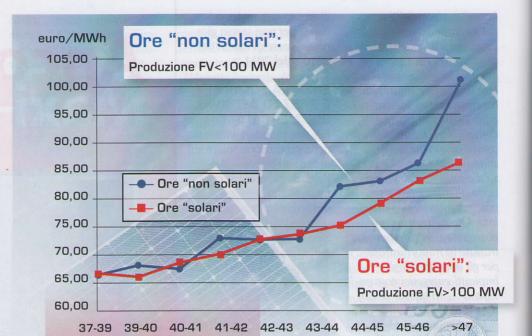
Steca Elektronik GmbH Via Cesare Battisti 15 36063 Marostica VI

Fon +39 0424 471944 Fax +39 0424 473011 italia@steca.com Ritiro dedicato: l'impianto non è connesso a un carico e cede interamente la produzione in rete al GSE ai sensi della Delibera AEEG 280/07.

Cessione sul mercato libero: l'impianto non è connesso a un carico e cede interamente la produzione in rete sul mercato libero, attraverso contratti bilaterali, ovvero offrendo la produzione sul Mercato del Giorno Prima (MGP).

A eccezione della produzione degli impianti interamente in autoconsumo, nonché della porzione autoconsumata della produzione degli impianti in Scambio sul posto, la produzione fy transita sul MGP, offerta direttamente dagli operatori oppure dal GSE (quest'ultimo con riferimento all'intera produzione in ritiro dedicato e alla porzione eccedente l'autoconsumo per gli impianti in Scambio sul posto). Considerate le soglie estremamente significative di capacità installata ormai raggiunte (circa 5,4 GW secondo il contatore del GSE a metà maggio 2011), non dovrebbe sorprendere che la produzione fv abbia un impatto importante sul processo di formazione del prezzo sul MGP. Il MGP è

strutturato sul prezzo marginale di sistema: tutti gli impianti, da fonti rinnovabili o convenzionali che risultano dispacciati ricevono una remunerazione per MWh prodotto pari all'offerta dell'ultimo impianto dispacciato (quello più "caro" fra quelli ammessi a produrre per soddisfare un dato livello di fabbisogno). La produzione degli impianti da fonti rinnovabi-



GW

Figura 3. Curve di offerta oraria osservate sul MGP per le ore "non solari" e le ore "solari" nei giorni lavorativi compresi tra il primo marzo e il 14 aprile 2011 (elaborazione su dati GME e TERNA).

Sopra i 44 GW, si osservano due curve di offerta, a seconda che si tratti di ore di Sole o meno

li senza combustibile (eolici, idroelettrici, solari, geotermici) viene offerta a prezzo zero, "spingendo" pertanto fuori mercato gli impianti convenzionali meno efficienti. A parità di fabbisogno (offerte di acquisto presentate sul MGP per una determinata fascia oraria), la presenza in volume crescente di impianti alimentati da fonti rinnovabili fa sì che l'ultimo impianto dispacciato sia nel tempo sempre più efficiente e quindi "meno caro". Pertanto, a parità di fabbisogno e di struttura dell'offerta, nelle fasce orarie con maggiore presenza di impianti alimentati da fonti rinnovabili è verosimile che il prezzo di equilibrio sia minore che nelle altre fasce orarie.

I RISULTATI DELL'INDAGINE

In considerazione del ritardo di alcuni anni accumulato dall'Italia rispetto alla

Germania in termini di potenza fv in esercizio, ci appariva verosimile che – fatte salve le differenze tra i rispetti mercati elettrici, che non sono oggetto di

tean

P

E

C

Tali: I

laria

+39 mail: o

WWW.







Tecnologia Avanzata per il Controllo dei Costi

Produzione verticalmente integrata Produzione di lingotti, wafer, celle e moduli per una capacità di 1.5 GW

Top Controllo Qualità

Rigida supervisione di qualità attraverso 64 processi in linea 12 anni - 25 anni di garanzia sulla produzione dell'80% - 90% di potenza

Totale Servizio Affidabile e Localizzato

Sussidiaria a Monaco di Baviera (DE) e uffici a Bologna (IT) e a San Francisco (USA) Crescente copertura del servizio e sistema di risposta rapida



Stabile Piattaforma Finanziaria

Società quotata al NYSE Robusta performance finanziaria

Sostenibile Capacità di Crescita

Alta efficienza delle celle ≥ 18 % Ottimizzazione continua della catena di valore

Stabilità della Consegna del Prodotto





Persone, Pianeta & Profitto.

la via per un futuro più verde



26th European Photovoltaic Solar **Energy Conference and Exhibition**

Settembre 5-8, 2011



www.jinkosolar.com italy@jinkosolar.com







questo articolo - l'impatto osservato in Germania sul mercato dell'elettricità e sui relativi prezzi, attribuibile all'immissione in rete di significativa potenza fy, potesse essere osservato anche in Italia. Da qui la volontà di Francesco Meneguzzo dell'istituto Ibimet del CNR e di ASPO Italia, con il supporto di Cautha Srl, società di consulenza e project development, di condurre una prima analisi empirica dell'impatto della produzione fv sul prezzo di equilibrio sul MGP. L'analisi, condotta su 31 giorni lavorativi dal 1 marzo al 14 aprile scorsi, aveva l'obiettivo di verificare se la traslazione indotta sulla curva di offerta nelle ore di elevata irradiazione (tipicamente dalla tarda mattinata al primo pomeriggio nel periodo di riferimento, eccetto i periodi orari caratterizzati da estesa nuvolosità) fosse tale da generare uno "sconto" sul prezzo di equilibrio di mercato rispetto a ore di pari fabbisogno ma bassa irradiazione (tipicamente le ore serali o le fasce orarie diurne con estesa nuvolosità). Gli input utilizzati per l'analisi sono stati:

- prezzo Unico Nazionale (in assenza di vincoli di rete) formatosi sul MGP per ogni ora del periodo di riferimento;
- fabbisogno corrispondente (ovvero quantità scambiate sul MGP, inclusa la piattaforma contratti bilaterali) in ciascuna di tali ore:
- produzione fy oraria stimata, sulla base del dato reale di produzione oraria per i grandi impianti fv connessi alla RTN, applicando il rapporto fra la produzione dei grandi

impianti e la produzione fy totale riportata da Terna per il mese di marzo nel rapporto mensile sul sistema elettrico.

Per ogni fascia di fabbisogno (di 1.000 MW) si è comparato il prezzo medio formatosi sul mercato nelle ore "soleggiate" (utilizzando come produzione fotovoltaica "soglia" 100 MW e. cautelativamente, 250 MW) rispetto a quelle "non soleggiate". Il risultato, coerente con le aspettative, è stato l'identificazione su base empirica di due differenti curve di offerta, che risultano chiaramente distinte per livelli di fabbisogno superiori ai 44 GW. Più specificamente, nelle ore di picco, in cui il fabbisogno elettrico ha ecceduto i 44 GW (circa 150 ore su 744 ore oggetto di analisi) il differenziale di prezzo è risultato variabile fra 1 e 15 euro/MWh, a seconda del livello di fabbisogno. Prevedibilmente, il differenziale maggiore si è riscontrato nelle ore di maggior fabbisogno (superiore a 47 GW), in quanto al margine la curva di offerta è più ripida e la traslazione indotta dalla potenza fotovoltaica genera un effetto maggiore sul prezzo di equilibrio. Il risultato, per semplicità riferito alla soglia di produzione fotovoltaica pari a 100 MW, è illustrato in figura 3 (pagina precedente).

CONCLUSIONI

Nel periodo che abbiamo considerato per la nostra analisi, l'effetto "calmiere" della produzione fotovoltaica avrebbe, quindi, comportato un risparmio stimato fra 21 e i 34 milioni di euro, vale a dire una percentuale tra il 20 e il 32% dell'onere di incenti-

olar cenergia.com

odotto cienza anzia eranz

na q



Solar 1

Supporti per pannelli fotovoltaici in tecnopolimero per iniezione totalmente riciclabili

www.gianazza.it

fotovoltaico@gianazza.it

Caratteristiche

- · Ideali su superfici piane: tetti o terreni preparati
- · Semplificano e velocizzano l'installazione
- Non necessitano di fissaggi alla superficie sottostante

Solar 2





via Enzo Pagani, 138 - 20025 Legnano (MI) Tel. 0331 426322/311 - Fax 0331 579515 gianazza@gianazza.it - www.gianazza.it

vazione. Questo effetto si concretizza in una compressione equivalente del margine di profitto del parco di generazione complessivo, a parità di prezzo dei vari combustibili. Questa prima analisi empirica verrà aggiornata nel prosieguo d'anno, sulla base di un maggior volume di dati, e con il progressivo affluire dei dati definitivi relativamente alla produzione fotovoltaica da Terna e GSE. Fra i punti di maggiore criticità, sono degni di nota la provvisorietà dei valori di produzione fy totale forniti da Terna, nonché il ruolo dell'autoconsumo (che, non transitando per il mercato, deprime il livello di fabbisogno osservato rispetto a quello reale). Înoltre, è prevedibile che l'effetto prezzo della produzione fotovoltaica sia fortemente stagionale, con un picco in giugno e luglio, quando la produzione fotovoltaica è ai massimi e i picchi di fabbisogno elettrico per condizionamento sono in parte coperti da impianti poco efficienti quali turbogas a ciclo aperto. Ciò nonostante, il messaggio di fondo dell'analisi descritta, ancorché iniziale, è che l'impatto del fotovoltaico sulle bollette non può essere ridotto all'aggravio tariffario negli oneri generali di sistema e specificamente nella componente "A3". Il solare produce, infatti, un impatto fondamentale sull'economia del mercato elettrico, riducendo i prezzi di picco diurni e limitando le sacche di potere di mercato in alcuni mercati zonali. Pur tralasciando esternalità non immediatamente "monetarie" di natura ambientale e di sicurezza energetica, l'onere economico effettivamente sostenuto dai consumatori per incentivare la penetrazione della tecnologia è molto inferiore rispetto a quanto proclamato nel dibattito scomposto che ha portato al Decreto Romani (D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28) e al Quarto Conto energia (D.M. 5 maggio 2011). L'onere economico effettivo è, peraltro, ulteriormente ridotto se non perfino annullato o invertito di segno per quelle categorie di consumatori, come i cosiddetti "energivori" che, per volontà del legislatore, contribuiscono in misura proporzionalmente inferiore all'incentivazione delle rinnovabili.

BIBLIOGRAFIA

- Bode, S., Groscurth, H. "The Impact of PV on the German Power Market – Or Why the Debate on PV Feed-In Tariffs Needs to be Reopened", arrhenius Institute for Energy and Climate Policy, Discussion Paper 3, 2010 (http://www.arrhenius.de/uploads/media/arrhenius_DP 3 PV 01.pdf)
- Miera G, González P, Vizcaíno I. "Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: the case of wind electricity in Spain", Energy Policy 2008;36:3345–59
- Sensfuß, F., Ragwitz, M., Genoese, M. "The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany", Energy Policy 2008;36:3086–3094
- F. Groppi "Grid-connected photovoltaic power systems: Power value and capacity value of PV systems", Task V Report IEA-PVPS T5-11: 2002