

## FOTOVOLTAICO: IL PUNTO SULLA “GRID PARITY”

Domenico Coiante – Aspoitalia – 29/03/2013

### Introduzione

A fronte di una serie di notizie, che annunciavano il conseguimento della parità economica del kWh fotovoltaico nella rete elettrica, apparse sulla stampa l'anno scorso, si è analizzato questo argomento in un articolo dal titolo: “*La grid parity del fotovoltaico*”, pubblicato il 30/05/2011 sul blog di Aspoitalia (<http://aspoitalia.blogspot.com/2011/05/la-grid-parity-del-fotovoltaico.html>). In quel lavoro si è cercato di fare chiarezza sui molteplici aspetti fisici ed economici che sono coinvolti nel discorso, arrivando alla conclusione che, almeno per le condizioni italiane, si era ancora abbastanza lontani dalla parità. Oggi si presenta nuovamente l'argomento sui media in modo eclatante e, quindi, ci pare doveroso fare il punto sulla situazione.

### Grid parity

Il conseguimento della competitività economica del kWh fotovoltaico è da considerare come la condizione necessaria per far acquisire a questa fonte un ruolo realmente significativo nel quadro dell'approvvigionamento energetico. La realizzazione della “*grid parity*” costituisce, a sua volta, la premessa indispensabile per la competitività, di cui la parità del costo di produzione rappresenta solo una parte. Si tratta di un concetto apparentemente semplice, ma sostanzialmente complicato, che merita una considerazione preliminare circa la delimitazione logica del campo d'azione. Ciò soprattutto al fine di evitare l'insorgere di possibili equivoci dovuti alla contaminazione con argomenti socio-economici a valenza ideologica, che non sono ancora universalmente riconosciuti (es. le esternalità).

Assumiamo, pertanto, come quadro di riferimento in cui collocare le nostre considerazioni, l'esistenza nel settore dell'energia elettrica delle condizioni di libero mercato, dove il prezzo si forma esclusivamente dall'incontro tra l'offerta e la domanda (le incentivazioni pubbliche sono escluse).

**Nell'accezione comune del concetto di *grid parity*, la parità è raggiunta quando il costo di produzione del kWh uguaglia il prezzo di vendita in rete. Sembrerebbe, quindi, tutto chiaro e invece iniziano subito le difficoltà. Infatti, il livello di confronto a cui far riferimento per la parità non ha un valore fisso, ma varia fortemente nel tempo, sia nell'arco della giornata, sia durante le diverse stagioni. A titolo di esempio, si riporta in Fig.1 l'andamento del prezzo di vendita in rete del kWh in un giorno ferial (07/03/2013) come pubblicato sul sito del Gestore del Mercato Elettrico.**

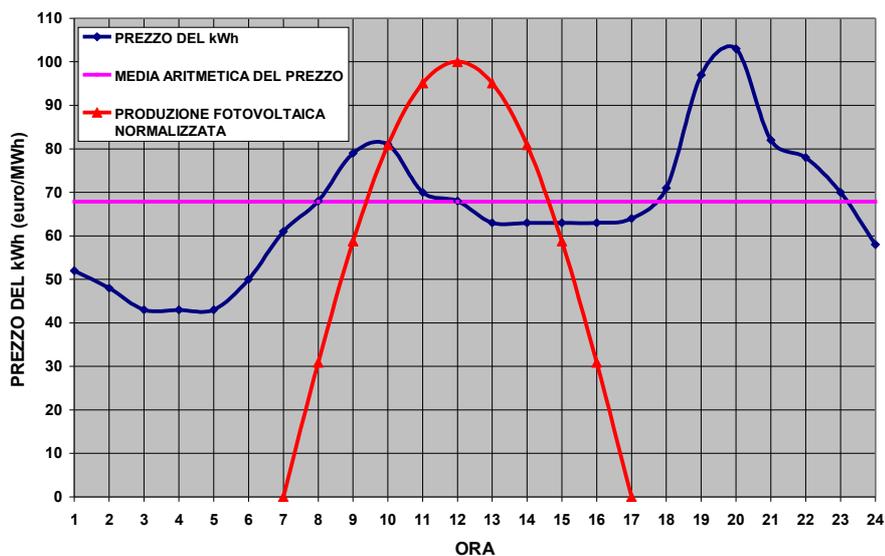


Fig.1 – Andamento orario del prezzo di vendita del kWh in rete nel giorno 7 marzo 2013, prezzo medio giornaliero e diagramma orario normalizzato della produzione fotovoltaica

Si può notare che il prezzo oscilla tra un minimo di circa 43 €/MWh nelle ore notturne ed un massimo di 103 €/MWh al picco serale. Il valore medio aritmetico è di circa 68 €/MWh.

Nel grafico è anche riportato il diagramma orario normalizzato della produzione fotovoltaica nello stesso giorno, avendo ipotizzato una situazione ideale di assenza completa di nuvole. Si può notare che la produzione oraria fotovoltaica è presente dalle 7 alle 17, con un massimo situato alle 12. Pertanto, i kWh fotovoltaici si dovranno confrontare ora per ora con diversi livelli di prezzo, che vanno da 50 €/MWh delle prime ore della mattina fino a circa 80 €/MWh delle 10 per poi calare a circa 63 €/MWh nelle ore meridiane. In una situazione così variabile, qual è il livello di confronto da assumere per la *grid parity*?

Per semplificare la questione, osserviamo nel grafico che la fornitura d'energia da parte del fotovoltaico è collocata per la maggior parte nell'intervallo meridiano tra le 10 e le 16, quando il prezzo di vendita si mantiene abbastanza stabile, intorno ad un valore vicino al prezzo medio di 68 €/MWh. Pertanto, sembra ragionevole assumere grossolanamente che la *grid parity* è raggiunta quando il costo di produzione del kWh fotovoltaico è uguale, o inferiore, a 6,8 c€.

### Costo di produzione del kWh

L'argomento dipende da un grande numero di parametri e dal valore da essi assunto nel momento in cui si fa la stima. Questo valore può variare da caso a caso e spesso dipende dalla località d'installazione degli impianti. Ad esempio, l'insolazione è un parametro locale ed altrettanto è il tasso d'interesse praticato dalle banche. Per alcuni autori certi parametri, come ad esempio le tasse dirette, possono essere trascurati, perché magari il sito d'installazione dell'impianto gode di particolari agevolazioni fiscali. Ne segue che la determinazione del costo di produzione non produce un valore univoco e questo fatto dà luogo ad una serie di continue discussioni. E' frequente sulla stampa la notizia del conseguimento della parità in rete in questo, o in quel paese, notizia che quasi sempre è da collegare alle condizioni particolarmente vantaggiose, non certo generali, assunte per la stima.

Il modo più generale per affrontare correttamente l'argomento è quello del calcolo del Valore Attuale Netto (VAN) prodotto dall'impresa (la costruzione e l'esercizio dell'impianto per la vita operativa di N anni). Rimandando il lettore interessato ai dettagli della questione al Cap. III del volume: "D. Coiante, *Le nuove fonti di energia rinnovabile*, Ed. Franco Angeli 2004", qui ci limitiamo a riportare l'espressione finale semplificata del calcolo del costo del kWh ( $C_{kWh}$ ).

$$C_{kWh} = [(AEP)]^{-1} \{ [Q_N (1 - T_b/dQ_d) (1 - T)^{-1}] (B + K_R) + K_{EM} \} K_I$$

Dove i vari parametri in gioco hanno i seguenti significati:

- ⌚ AEP (*annual energy production*) = produttività specifica annuale netta espressa in kWh/kW =  $DH/lp$ ;
- ⌚  $Q_N = r/[1 - (1+r)^{-N}]$  = fattore di annualità;
- ⌚  $r$  = tasso annuale d'interesse reale;
- ⌚  $N$  = vita operativa dell'impianto;
- ⌚  $T$  = rateo delle tasse dirette;
- ⌚  $b$  = quota parte dell'investimento in apparati tecnici riconosciuta per il deprezzamento;
- ⌚  $d$  = numero di anni in cui avviene il deprezzamento;
- ⌚  $Q_d = r/[1 - (1+r)^{-d}]$  = fattore di annualità per l'ammortamento del deprezzamento;
- ⌚  $B$  = fattore di maggiorazione del costo di capitale per l'aumento dei prezzi durante la costruzione della centrale;
- ⌚  $K_R$  = frazione dell'investimento per l'acquisto delle parti di ricambio durante l'esercizio;
- ⌚  $K_{EM}$  = frazione dell'investimento impiegata per la spesa annuale di esercizio e manutenzione;
- ⌚  $K_I$  = costo specifico dell'impianto espresso in €/kWp;
- ⌚  $D = \bullet_{mis} \bullet_{th} \bullet_{in} \bullet_{cp}$  = fattore di prestazione dell'impianto;
- ⌚  $\bullet_{mis}$  = fattore di perdita dovuto alla differenza delle caratteristiche (*mismatching*) nell'assemblaggio dei moduli in pannelli;

⌚  $\bullet_{th}$  = fattore medio di temperatura per il riscaldamento dei moduli durante il funzionamento;

⌚  $\bullet_{in}$  = fattore medio d'invecchiamento dei moduli nell'arco della vita operativa;

⌚  $\bullet_{cp}$  = rendimento del condizionamento di potenza (inverter, ecc.);

⌚  $H$  = insolazione media annuale sui moduli espressa in kWh/m<sup>2</sup>;

⌚  $I_p$  = intensità della radiazione di picco espressa in kW/m<sup>2</sup>.

Come si vede, il costo del kWh dipende dalla scelta del valore di 16 parametri primari e ciò spiega le discordanze che s'incontrano nelle stime pubblicate. Nel nostro caso assumeremo il set di valori che, a nostro giudizio, sono più aderenti alle condizioni attuali del nostro Paese:

AEP = 1200 kWh/kWp (media nazionale);	$Q_N = 0,06505$ ;	$r = 5\%$ all'anno;	$N = 30$ anni;
$T = 0,33$ ;	$b = 0,5$ ;	$d = 12$ anni;	$Q_d = 0,1295$ ;
$B = 1$ ;	$K_R = 0,1$ ;	$K_{EM} = 0,01$ ;	$D = 0,75$ ;
$\bullet_{mis} = 0,94$ ;	$\bullet_{th} = 0,92$ ;	$\bullet_{in} = 0,93$ ;	$\bullet_{cp} = 0,94$ ;
$H = 1600$ kWh/m <sup>2</sup> ;	$I_p = 1$ kW/m <sup>2</sup> .		

Inserendo i valori indicati nell'espressione precedente si ricava per il costo del kWh l'espressione:

$$C_{kWh} = 8,788 \cdot 10^{-5} K_I$$

A questo punto occorre fissare il costo specifico dell'impianto, chiavi in mano, per avere il costo di produzione del kWh. Naturalmente tale costo può variare molto in relazione al prezzo d'acquisto dei moduli fotovoltaici e questo, a sua volta, dipende notevolmente dalla loro qualità e quantità. Facendo riferimento a grandi quantità e ad una buona qualità dei moduli, possiamo assumere (in accordo con la quotazione di Solarbuzz) un costo d'impianto attuale di circa 1600 €/kWp, cosa che porta ad un costo di produzione del kWh pari a circa **14,1** centesimi di euro.

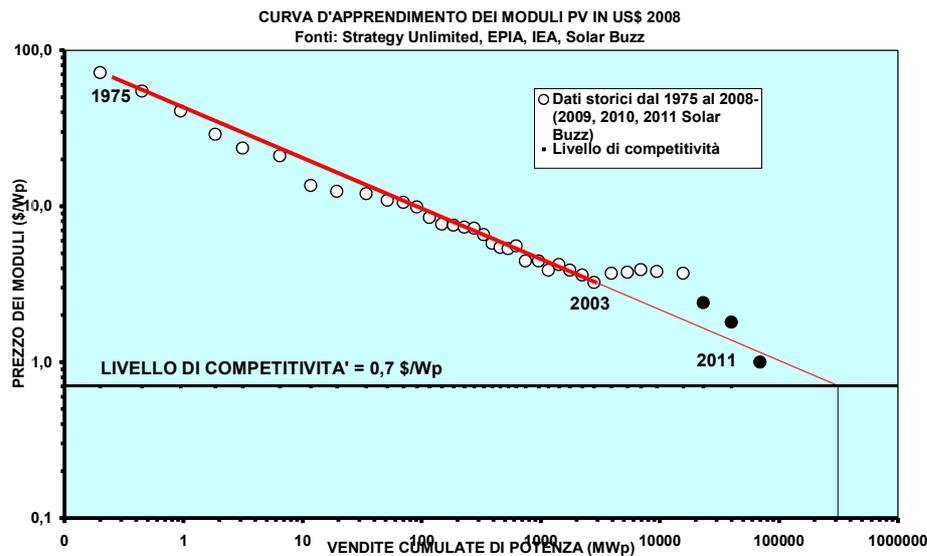
### Conseguimento della *grid parity*

Il confronto con il livello di riferimento per la parità in rete, definito sopra (6,8 c€), ci permette di affermare che, nelle condizioni medie italiane da noi assunte, la *grid parity* è ancora distante all'incirca un fattore due. Se si analizza il costo specifico d'impianto, si trova che esso è costituito da due parti, il costo dei moduli e il costo del resto del sistema, a cui oggi si può attribuire un peso all'incirca paritario, cioè 800 €/kWp per i moduli e altrettanto per l'*inverter*, le strutture di sostegno, il terreno attrezzato, i cavi elettrici e i relativi armadi di raccolta, il sistema di acquisizione dei dati, l'assicurazione, ecc.

La domanda è: "E' possibile ridurre ulteriormente (e di quanto) questi costi?" La risposta è molto complessa e meriterebbe da sola un trattato articolato rispetto ai materiali e alle tecnologie mature oggi presenti sul mercato e a quelle in corso di sviluppo nei laboratori in tutto il mondo. Per amore di concisione, ci limiteremo ad osservare la situazione presente, in cui il mercato è dominato dalla tecnologia delle celle al silicio mono e policristallino, con la convinzione che ancora per qualche tempo tale materiale continuerà a dominare.

Applicando una puntuale analisi economica al processo di produzione industriale dei moduli (a quelli di qualità certificata ai quali facciamo riferimento), sembra possibile ipotizzare una riduzione del costo intorno al 20-30% nel corso dei prossimi anni. Quest'effetto è essenzialmente dovuto alla diminuzione del costo del lavoro conseguente all'incremento dell'automazione nelle linee di produzione ed esso porterà il costo dei moduli al livello di circa 550 €/kWp.

Purtroppo la stessa cosa non è ipotizzabile per il costo del resto del sistema, perché esso è già ridotto al limite e non esiste la possibilità di un ulteriore effetto di scala. Si tratta, infatti, di materiali, prodotti e tecnologie ampiamente mature, dal costo unitario difficilmente comprimibile. L'unica possibilità di risparmio consiste nel ridurre le quantità usate negli impianti e questo è ottenibile se si aumenta l'efficienza di conversione dei moduli fotovoltaici. Infatti, a parità di potenza dell'impianto, ad un'efficienza maggiore corrisponde un'area d'impianto minore e, quindi, tutte le spese collegate all'area, (come sono quelle del resto del sistema escluso l'inverter), saranno ridotte.



Ad esempio, assumendo per i moduli attuali un'efficienza del 15%, un suo incremento fino al 20% farebbe abbassare il costo del resto del sistema (escluso il costo dell'inverter considerato incomprimibile a 200 €/kW) da 600 a circa 450 €/kWp, portando il totale da 800 a 650 €/kWp.

In definitiva, poiché la presente tecnologia delle celle al silicio ha dimostrato la concreta possibilità di mettere in commercio moduli con efficienza pari al 20% (ce ne sono già alcuni ad esempio quelli della statunitense Sun Power), possiamo ragionevolmente ritenere che il costo di produzione dei sistemi fotovoltaici possa essere ridotto fino a circa 1200 €/kWp. Ciò corrisponderebbe ad un costo di produzione del kWh (nelle condizioni assunte sopra) pari a:

$$C_{kWh} = 10,5 \text{ c€/kWh}$$

Ci siamo avvicinati alla parità, ma non l'abbiamo ancora pienamente raggiunta.

Se osserviamo l'espressione analitica precedente, ci possiamo chiedere se il valore del coefficiente numerico, che vi appare, è suscettibile di riduzione. In effetti, oltre a dipendere dai parametri finanziari, esso dipende inversamente dal valore della produttività dell'impianto AEP. Per quanto riguarda i primi, è difficile, ad esempio, ipotizzare per il tasso d'interesse, da noi assunto al 5%, la possibilità di un ritocco verso il basso, in una situazione italiana in cui l'investimento alternativo in Buoni Poliennali del Tesoro a 20 anni è remunerato con un tasso superiore al 5%. Mentre per AEP è possibile un miglioramento attraverso una più attenta progettazione degli impianti, che possa portare ad una riduzione dei fattori di perdita ed al conseguente aumento del fattore di prestazione complessivo "D". Ad esempio, il rendimento dell'inverter può essere portato al 96%, come pure un'accurata scelta dell'omogeneità delle caratteristiche dei moduli e del loro assemblaggio nei pannelli può migliorare il fattore di *mismatching*, portandolo al 96%. Purtroppo, l'attuale tecnologia non consente di ottenere miglioramenti per il fattore di perdita per la temperatura e per il fattore d'invecchiamento. In definitiva possiamo pensare di ottenere con qualche sforzo un miglioramento del fattore di prestazione D da 0,75 a 0,79, cosa che porterebbe ad una produttività media AEP = 1260 kWh/kWp in siti con insolazione annuale di 1600 kWh/m<sup>2</sup>, tipici dell'Italia centrale. Il costo di produzione del kWh si porterebbe a circa 10 c€.

In molte zone dell'Italia meridionale e delle isole, l'insolazione raggiunge i 1900 kWh/m<sup>2</sup>. In questi siti la produttività potrebbe essere pari a 1500 kWh/kWp e di conseguenza il costo di produzione si abbasserebbe a circa 8,4 c€/kWh.

Si conclude che soltanto in questi siti particolarmente assolati dell'Italia meridionale la *grid parity* potrebbe essere avvicinata, anche se non ancora raggiunta.

Da ciò segue che, a parità d'incentivazioni governative, la massima redditività dell'impresa si consegue nei siti dell'Italia meridionale ed insulare, dove esiste la possibilità concreta di avere presto la *grid parity*.

## Crediti e debiti aggiuntivi del fotovoltaico

### a) Credito ambientale

Le caratteristiche ecologiche del fotovoltaico consentono di rivendicare un certo credito economico da attribuire al kWh immesso in rete. In condizioni di economia “reale”, dove le esternalità dovrebbero essere valutate e riconosciute, questo credito sarebbe conteggiato in detrazione al costo di produzione con il conseguente avvicinamento della parità.

E' un dato di fatto che, nella situazione del parco dei generatori che alimentano la rete italiana, ogni kWh fotovoltaico permette di evitare l'emissione atmosferica di circa 0,5 kg di CO<sub>2</sub>.

Che valore possiamo attribuire a questo fatto?

E' qui che s'innesca una discussione dai contenuti spesso ideologici che non consente di raggiungere una conclusione quantitativa unitaria. Infatti, si è ancora lontani dal riconoscere e quantificare tutti gli effetti sull'ambiente prodotti dalle emissioni di CO<sub>2</sub> provenienti dal settore energetico. Questa incertezza si traduce nel fatto che la stima del credito ambientale è abbastanza soggettiva e ciò dà luogo alla dispersione dei giudizi circa la quantità di credito d'adottare nelle valutazioni economiche.

Per il momento, l'unica cosa concordata dai Paesi che hanno aderito al Protocollo di Kyoto (e sue propaggini) è la valutazione derivante dal mercato dei certificati d'emissione (*emission trading*). La quotazione attuale (21/03/2013), che si può trovare sul sito del Gestore dei Mercati Energetici, vale 3,71 € per tonnellata di CO<sub>2</sub> (<http://www.mercatoelettrico.org/It/Mercati/ET/GraficiCo2.aspx>), cioè 0,00371 €/kg. Pertanto, ad ogni kWh fotovoltaico oggi si può attribuire un credito ambientale marginale di 0,00185 €, da scalare sul costo di produzione.

Come spiegazione della bassa valutazione del mercato, occorre prendere atto dell'andamento storico: la quotazione si è ridotta di circa un fattore 10 negli ultimi 10 anni, passando da circa 30 €/tCO<sub>2</sub> al valore attuale. Evidentemente la presente crisi economica ha messo in secondo piano le preoccupazioni ambientali connesse alla produzione energetica.

### b) Credito strategico

E' quello connesso al fatto che la produzione endogena d'energia permette di ridurre la dipendenza nazionale dall'importazione estera dei combustibili fossili. L'aumento dell'autonomia energetica ha indubbiamente una grande importanza strategica, ma il valore economico di questo fatto, purtroppo, è difficilmente conteggiabile. Ciononostante, possiamo prendere concettualmente atto dell'esistenza di questo credito qualitativo a vantaggio del kWh fotovoltaico.

### c) Debito di potenza

Purtroppo il fotovoltaico in rete non ha solo crediti, ma esso determina anche effetti tecnici svantaggiosi, che danno luogo ad un vero e proprio debito economico. Per comprendere questo argomento è necessario partire da alcune considerazioni preliminari circa le due componenti del costo di produzione del kWh nelle moderne centrali termoelettriche a gas, a ciclo combinato, che per la maggior parte alimentano la rete: il costo fisso (dovuto all'ammortamento del capitale preso in prestito per la costruzione) e il costo variabile (dovuto al consumo di combustibile per la produzione dell'energia).

Partendo dal fatto che il costo approssimativo di costruzione dell'impianto si aggira intorno ai 500 €/kW per taglie di circa 800 MW e che l'efficienza dichiarata va dal 58% al 61%, si può fare il calcolo del costo fisso, utilizzando lo stesso modello di calcolo usato sopra per il fotovoltaico. Avendo cura di considerare una vita operativa di 20 anni, una produttività annuale di 5000 kWh/kW e un tasso delle spese d'esercizio e manutenzione pari al 3%, si trova per il costo fisso:

$$C(\text{fisso}) = 1,6 \text{ c€/kWh}$$

Considerando che il costo del gas naturale, riferito al suo contenuto di energia termica, è quotato al Mercato Energetico a 27 €/MWh (valore medio giornaliero del 24/01/2013) e assumendo che l'efficienza di trasformazione degli impianti a ciclo combinato sia intorno al 60%, il costo variabile unitario, o costo energetico, è:

$$C(\text{variabile}) = 4,5 \text{ c€/kWh}$$

Riassumendo: l'impianto termoelettrico spende per ciascun kWh prodotto 4,5 centesimi, derivanti dal consumo di combustibile, e 1,6 centesimi per l'ammortamento finanziario e la gestione. Il costo totale è

di 6,1 c€, contro un prezzo di vendita, nelle ore meridiane, di 6,8 c€ con un margine di remunerazione pari a 0,7 c€/kWh.

Se, per qualche motivo, fossimo costretti a ridurre la produttività annuale dell'impianto, ad esempio a metà, cioè a 2500 ore equivalenti, il costo fisso raddoppierebbe a 3,2 c€ e il costo totale si porterebbe a 7,7 c€, rendendo negativa la remunerazione nelle ore centrali del giorno. In tal caso i generatori lavorerebbero in perdita.

Ciò è quanto avviene quando il fotovoltaico immette i suoi kWh in rete, cioè nelle ore meridiane.

In tal caso, l'energia fotovoltaica fa risparmiare altrettanti kWh ai generatori termoelettrici, riducendo la relativa spesa variabile, ma non consente di eliminare la spesa fissa, in quanto i generatori devono rimanere attivi per compensare l'intermittenza casuale della potenza fotovoltaica e, comunque, assicurare l'inseguimento istantaneo in potenza della richiesta del carico. Ne segue che il fotovoltaico consente soltanto di risparmiare il combustibile da parte dei generatori termoelettrici, mentre non permette di ridurre i costi fissi tramite l'eliminazione della potenza in eccesso.

Con riferimento alla Fig.1, nel periodo di presenza della potenza fotovoltaica (all'incirca dalle 9 alle 16), tutti i generatori termoelettrici rimangono in attività per inseguire il carico di potenza, ma erogano una quantità ridotta d'energia. Ciò ne riduce la produttività annuale. Secondo i produttori termoelettrici, l'attuale contributo elettrico del fotovoltaico ha raggiunto un livello tale da mandare fuori competitività i kWh dei generatori termici. Infatti, il gestore della rete li costringe, da un lato, a mantenere accesi i generatori per garantire il livello di potenza richiesto dal carico e, dall'altro, a farli produrre di meno, così che la produzione energetica annuale di ciascun generatore si riduce facendo aumentare i costi fissi di produzione. Il gestore della rete pretende che questi generatori, in eccesso di capacità, rimangano comunque agganciati per svolgere una funzione di riserva per eventuali interventi a compensazione della variabilità del fotovoltaico. A questo punto, i produttori termoelettrici chiedono che la rete paghi loro il corrispettivo del servizio reso per garantire la stabilità della fornitura di potenza (*capacity payment*) in ragione dell'aumento del costo fisso provocato dalla presenza del fotovoltaico. La rete si rivarrà imponendo agli utenti una nuova componente tariffaria da porre sulla bolletta.

Poiché l'argomento possiede una certa validità, la richiesta è stata accolta nel 2012 dalla Commissione Attività Produttive della Camera e tradotta in Decreto (<http://www.qualenergia.it/articoli/20120719-arriva-il-soccorso-ai-cicli-combinati-a-gas-danneggiati-dal-fotovoltaico>). Naturalmente la spesa per il *capacity payment*, dovrà essere commisurata all'incremento del costo fisso (dell'ordine del centesimo di euro) provocato dai kWh fotovoltaici e dovrà essere aggiunta al loro costo di produzione, che, in tal modo, vedrebbe ulteriormente allontanarsi il traguardo della parità.

## Conclusioni

Le considerazioni sopra sviluppate portano alla conclusione che l'argomento della *grid parity* del fotovoltaico non è così semplice come spesso viene configurato negli articoli dei giornali. L'analisi da noi effettuata porta a concludere che il costo attuale di produzione del kWh fotovoltaico, in impianti di grandi dimensioni dove l'effetto di scala è ottimale, s'aggira intorno a **14 c€** rispetto a una produttività media dei siti italiani di 1200 kWh/kWp e a un prezzo di vendita di **6,8 c€/kWh**. La parità è distante ancora un fattore 2.

Una situazione più favorevole si riscontra nei siti assolati dell'Italia meridionale ed insulare, dove la produttività può raggiungere anche 1500 kWh/kWp. In tal caso il costo di produzione si abbassa a circa **11 c€/kWh**, riducendo la distanza della parità ad un fattore 1,6.

In ogni caso, la *grid parity* non è ancora raggiunta.

Il riconoscimento ai produttori termoelettrici del debito di potenza (*capacity payment*) da caricare sulla produzione fotovoltaica porterà ad un nuovo allontanamento del conseguimento della parità.

Stante questa situazione, ogni entusiasmo circa la *grid parity* appare prematuro, mentre occorre prendere atto che il fotovoltaico continua a stare sul mercato soltanto grazie alle incentivazioni governative, la cui erogazione è condizione indispensabile per consentire il proseguimento del processo di apprendimento economico verso la competitività.