

CNES

Commissione Nazionale per l'Energia Solare

**Rapporto preliminare sullo stato attuale
del solare fotovoltaico nazionale**

1	STATO DELL'ARTE DEL FOTOVOLTAICO IN ITALIA.....	3
1.1	Soluzione del mercato a livello comunitario e mondiale	3
1.1.1	<i>Sviluppo del mercato ed evoluzione normativa</i>	3
1.1.2	<i>Evoluzione del mercato a livello nazionale</i>	5
1.2	L'avvento del Conto Energia.....	9
1.2.1	<i>Primi risultati del sistema di incentivazione del conto energia "2005"</i>	17
1.2.2	<i>Punti critici del conto energia "2005"</i>	21
1.2.3	<i>Il nuovo Conto Energia "2007"</i>	22
1.2.4	<i>Remunerazione tariffe incentivanti</i>	29
1.2.5	<i>Prospettive di sviluppo</i>	30
2	Stato dell'industria nazionale	31
3	Tecnologia e applicazioni	38
3.1	Ricerca e innovazione nel settore FV	38
3.1.1	<i>Attività consolidate</i>	39
3.1.2	<i>Cenni sulle altre attività di ricerca</i>	42
3.1.3	<i>Lo stato attuale della ricerca</i>	43
3.2	Le competenze sul territorio italiano e i finanziamenti	46
3.2.1	<i>Linee di finanziamento</i>	48
4	Stima del Potenziale Fotovoltaico Nazionale e Provinciale 2005-2030	50
4.1	Potenziale fotovoltaico teorico, tecnico, realistico e realizzabile.....	51
4.1.1	<i>La stima del potenziale teorico</i>	53
4.1.2	<i>La stima del potenziale tecnico</i>	53
4.1.3	<i>Valutazione del potenziale realistico</i>	56
4.1.4	<i>Valutazione dell'andamento futuro di rendimento di conversione e dell'efficienza del sistema FV</i>	59
4.2	Potenziale realistico: calcolo della potenza installabile e della produzione di energia elettrica. Proiezioni dal 2005 al 2030.....	62
4.2.1	<i>Il potenziale realizzabile</i>	64
4.2.2	<i>Potenziale economico</i>	69
4.3	Riduzione delle emissioni inquinanti e dei gas serra	73
4.3.1	<i>Emissioni evitate ed energia risparmiata</i>	73
4.3.2	<i>Stima del potenziale FV realistico per provincia e per regione</i>	76
5	La via C.N.E.S. per il rilancio della competitività dell'impresa FV italiana....	81
5.1	Criticità	81
5.2	Proposte	84

1 STATO DELL'ARTE DEL FOTOVOLTAICO IN ITALIA

1.1 Soluzione del mercato a livello comunitario e mondiale

1.1.1 Sviluppo del mercato ed evoluzione normativa

Gli effetti devastanti che l'energia prodotta da combustibili fossili apporta all'ecosistema sono un problema riconosciuto e da tempo denunciato dalla comunità scientifica mondiale. Piogge acide, inquinamento atmosferico e la modifica del clima globale: sono queste le principali alterazioni ambientali provocate dai processi di combustione. E' quindi urgente intervenire con una strategia basata su un sistema energetico sostenibile dal punto di vista ambientale ed economico, promuovendo il ricorso alle fonti rinnovabili.

La produzione d'energia da fonti rinnovabili costituisce una risposta di crescente importanza al problema dello sviluppo economico sostenibile che comporta, per il lungo periodo, la ricerca d'alternative all'impiego di fonti fossili. La necessità di promuovere fonti alternative d'energia è stata affermata ufficialmente dalla Commissione Europea fin dal 1997, e gli impegni assunti dal Governo Italiano nei confronti del protocollo di Kyoto prevedono una riduzione del 6,5 % nel 2008-2012 delle emissioni dei gas serra rispetto ai valori del 1990. L'indagine conoscitiva "Situazione e Prospettive del Settore dell'Energia" condotta dalla Commissione X della Camera dei Deputati esprimeva nel maggio 2002 la raccomandazione di sviluppare le fonti rinnovabili, ed in particolare l'energia solare Fotovoltaica (FV). Secondo i dati pubblicati da diversi osservatori del settore, il mercato mondiale del fotovoltaico, mantenendo un tasso di crescita solido e tendente al rialzo, ha raggiunto nel 2006 un giro d'affari di oltre 15 miliardi di euro, con un istallato di 1744 MW_p, 19% in più rispetto all'anno precedente, e una produzione totale per una potenza pari a 2536 MW_p (1656 nel 2005). Sulla base di queste prime stime, la produzione mondiale sarebbe raddoppiata nel giro di 3 anni (1256 MW_p nel 2004) e questo nonostante la scarsa disponibilità di silicio nel settore.

Il dato interessante è il cambiamento della geografia del mercato FV. Se si guarda in dettaglio l'evoluzione della produzione di celle ci si accorge che la Cina con una percentuale di crescita del 53% quest'anno diventerà leader mondiale con una capacità produttiva pari a 1.542 MW_p, sorpassando così i 1.235 MW_p del Giappone (+8%) e i 1.146 MW_p della Germania (+37% e raggiungimento dell'1% dell'energia elettrica totale della regione

attraverso l'energia solare).

Ottimi risultati sono stati registrati inoltre in Spagna e Stati Uniti cresciuti rispettivamente del 200% e del 33% nell'installato annuale.

Soprattutto negli Stati Uniti si sta registrando un fervore di attività rispetto alla recente stasi che fa presagire un ritorno in grande stile sulla scena mondiale di industrie come Sunpower, Miasolè, First Solar e la nuova arrivata Nanosolar, la quale ha annunciato la realizzazione dell'impianto con maggiore capacità annua di produzione mondiale pari a 430 MW_p di film sottili CIGS (pannelli di rame, gallio, selenio e indio).

Si prevede inoltre, che tra qualche anno ci saranno aziende che supereranno la capacità produttiva di 1.000 MW_p/anno (Sharp e BP Solar) e quando ciò accadrà sarà il segnale che annuncerà una strada spianata per il fotovoltaico, tuttora comunque ai margini del mondo energetico.

La crescita del mercato fotovoltaico e' stata molto rapida, raggiungendo negli ultimi 5 anni tassi medi superiori al 40% p.a. Si tratta di uno sviluppo impressionante che fugge ogni dubbio sulle capacità del settore di formare massa critica sufficiente a determinare le dinamiche del mercato energetico dei prossimi anni.

A livello europeo, le più recenti stime per l'anno 2006 descrivono il mercato fotovoltaico ancora in netta crescita anche se questo continua ad essere trainato quasi esclusivamente dalla Germania.

Secondo EurObservER nell'anno 2006 sono stati installati nell'Unione Europea a 27 membri 1.245,7 MW_p, per una potenza totale a fine anno di 3.418,5 MW_p, di cui solo 107 MW_p non sono connessi in rete, quindi poco più del 3% del totale.

In base a questi risultati si può constatare come la crescita del mercato europeo abbia superato abbondantemente gli obiettivi indicati dal Libro Bianco (3.000 MW_p al 2010).

Nel 2005 la potenza installata era stata di circa il 914 MW_p, quindi la crescita dell'installato annuale è stata quest'anno pari al 36%. Secondo l'analisi di EurObservER la potenza fotovoltaica totale presente nell'UE oggi sarebbe in grado di soddisfare il fabbisogno elettrico di 110.000 abitazioni (senza riscaldamento elettrico).

La potenza fotovoltaica pro capite cresce da 4,7 W_p a 7,4 W_p. La media però nasconde una grande varietà di valori: mentre in Germania questo è di 37 W_p/abitante, in Italia è solo 1 W_p/abitante (7° posto in UE in questa classifica).

L'aspetto che però va valutato è che, a parte la Germania, non sono ancora decollati

mercati importanti come quello spagnolo, italiano, francese e britannico. Da sola la Germania ha quasi il 90% del mercato (3.063 MW_p), mentre gli altri paesi hanno una potenza installata che va da pochi kW_p a poche decine di MW_p. L'Italia è al terzo posto per potenza installata con circa 58 MW_p, dietro la Spagna (118 MW_p).

1.1.2 Evoluzione del mercato a livello nazionale

Secondo i dati forniti dal GSE sono stati realizzati in Italia oltre 4.000 impianti proposti dagli operatori seri che hanno partecipato alle prime tornate del vecchio conto energia per un istallato totale che supera i 50 MWp mentre, a Gennaio 2008, sono già 2.700 gli impianti realizzati che beneficeranno delle tariffe del nuovo conto energia predisposto dall'attuale Governo, per una potenza che si aggira intorno ai 14 MWp. Si è avviato un boom di realizzazioni che nei prossimi anni potrebbe raggiungere numeri significativi. Tutto fa prevedere che nei prossimi anni ci riporteremo ai primi posti della scena mondiale.

L'Italia, già venti anni fa, si poneva tra i protagonisti in Europa nello sviluppo della tecnologia fotovoltaica.

Al fine di incoraggiare ed accelerare la diffusione del FV (e delle altre fonti di energia rinnovabile) venne introdotta nel '91 la legge 9, per consentire agli investitori privati di produrre energia da fonti rinnovabili e di immetterla nella rete elettrica nazionale ad un prezzo fisso imposto dal Comitato interministeriale prezzi (CIP). Il provvedimento CIP 6/92 fissava, per i primi 8 anni d'esercizio dell'impianto, un prezzo più elevato dei valori che gli utenti finali pagano al gestore di rete per l'energia elettrica consumata, ossia 256 lire/kWh e di 78 lire/kWh per gli anni successivi. La legge 10 del 1991 prevedeva anche contributi governativi, sul costo di installazione dei sistemi FV, fino all'80%.

Il Piano Energetico Nazionale (PEN) del 1988, nell'intento di diversificare le fonti di produzione, aveva attribuito al FV un ruolo rilevante nell'ambito delle fonti rinnovabili, definendo diverse azioni per il suo sviluppo e fissando l'ambizioso obiettivo di 25 MW_p di potenza installata entro il 1995. Nonostante tale obiettivo non sia stato raggiunto, sono comunque stati installati sul nostro territorio ben 14 MW, che hanno posto l'Italia al primo posto tra i paesi europei.

Dopo questa fase di grandi investimenti negli anni '80 e nei primi anni '90, in cui si sono realizzate diverse centrali Fotovoltaiche (tra cui quella di Serre da 3,3 MW_p, una delle più

grandi del mondo fino a pochi anni fa), il mercato Italiano ha vissuto, in palese controtendenza con il resto del mondo, una forte contrazione. Tale ridimensionamento è stato provocato dal generale disinteresse della politica Italiana nei confronti delle fonti rinnovabili e dello sviluppo sostenibile, dall'assenza d'adequati meccanismi d'incentivazione e di regole stabili per l'allacciamento dell'impianto FV alla rete elettrica di distribuzione.

Il Libro Bianco italiano per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili (CIPE 6 agosto 1999) individua gli obiettivi da conseguire per ottenere le riduzioni di emissioni di gas serra assegnate e fissa un target per il Fotovoltaico di 300-500 MWp entro il 2010.

Legge 13 maggio 1999 n. 133 e la successiva Direttiva n. 224/00 del 6 dicembre 2000 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas pubblicata sulla G.U. n. 19 del 24 gennaio 2001 obbliga il gestore della rete ad accettare il servizio di scambio sul posto per l'energia elettrica prodotta da impianti Fotovoltaici di potenza nominale non superiore a 20 kWp e definisce le condizioni tecnico-economiche del servizio. Questi due provvedimenti permettono finalmente di installare in Italia impianti Fotovoltaici di scambiare l'energia in eccesso con la rete.

La Direttiva dell'AEEG, permettendo il collegamento alla rete di distribuzione elettrica, ha eliminato l'ultimo impedimento esistente per l'installazione di impianti FV, anche se solo di piccole dimensioni (potenza massima 20 kWp), sbloccando il rapporto tra utente ed il fornitore locale d'energia, il quale con questo provvedimento è stato obbligato a scambiare con l'operatore l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

Ha inoltre favorito l'emanazione di una serie di decreti legislativi del Ministero Ambiente e Tutela del Territorio (MATT), che hanno introdotto il sistema di finanziamento in conto capitale:

- Bandi delle singole Regioni, che forniscono i criteri per la concessione di contributi per l'installazione di impianti FV collegati alla rete realizzati da privati ed enti pubblici.

- Decreto MATT n. 106 del 16 marzo 2001, che stabilisce i criteri generali per la concessione di contributi per l'installazione di impianti FV collegati alla rete, normalmente definito "Programma Tetti Fotovoltaici".

Scopo principale di queste iniziative promosse in campo nazionale è stato quello di incentivare l'uso della fonte solare fotovoltaica attraverso finanziamenti a fondo perduto per fornire agli operatori uno strumento d'intervento rapido e diretto, allo scopo di sopperire ai tempi molto lunghi di recupero dei costi ed alla scarsa percezione dell'effettivo beneficio ambientale.

Il “Programma tetti Fotovoltaici”, lanciato nel 2001 dal Governo sull’onda degli sviluppi sul mercato FV mondiale, prevedeva un finanziamento in conto capitale, fino al 75% sul totale dell’investimento (cfr. scheda sintetica). Tale contributo è stato gestito in parte a livello nazionale e in parte attraverso le Regioni, che hanno stilato, nella maggior parte dei casi, una graduatoria dei progetti presentati dagli utenti, sulla scorta di specifici criteri.

Il programma **Tetti Fotovoltaici**, avviato nel 2000, prevedeva finanziamenti in conto capitale degli impianti FV al 75% del costo, IVA esclusa. Il programma si è articolato in 4 misure distinte:

- **1 Bando Nazionale**, completato
- **3 sotto-programmi cofinanziati con le Regioni** (2001, 2002, 2003), in chiusura entro la fine del 2007

Stanziati dal MATTM, complessivamente: 66 M€
(Attivando Stanziamenti dagli Enti Locali e dalle Regioni pari a 43 M€ e dagli utenti finali pari a 58 M€)

Risultati (stima)

Potenza installata	Circa 22 MWp
Producibilità impianti	26 GWh/anno
CO2 evitata	19.000 ton CO2/anno

L’esperienza dei tre anni di applicazione di questo sistema d’incentivazione ha però messo il rilievo che:

- Le Regioni non erano tecnicamente attrezzate per la gestione dei bandi, e ciò a provocato ingenti ritardi nell’avvio e nella gestione dei Bandi;
- Le Regioni hanno spesso operato in modo diverso tra loro;
- Le graduatorie non sono riuscite a soddisfare tutte le richieste per scarsità di fondi (una bassa percentuale di domande fra il 15% e il 20% ha avuto accesso ai contributi),
- La ricaduta sullo sviluppo futuro è stata modesta, in quanto:
 - o La discontinuità e la disomogeneità degli interventi di sovvenzionamento pubblico non hanno reso possibile alle aziende realizzare piani di sviluppo

pluriennale, con conseguente scarso rilievo sul piano dell'occupazione di settore,

- Non ci sono state ricadute vantaggiose sui costi d'installazione,
- Non è rimasta una traccia forte sull'opinione pubblica che potesse servire da trascinamento per il futuro.

Il risultato è stato comunque incoraggiante, in quanto i fondi messi a disposizione sono stati utilizzati al 100%, favorendo l'installazione di impianti FV che è passata da 1 MWp del 2000 ai 5 del 2005 per una capacità complessiva di circa 40 MWp. La crescita è stata inferiore alle aspettative per tutti i problemi evidenziati, ma in ogni caso interessante perché ha permesso di far ripartire questa tecnologia.

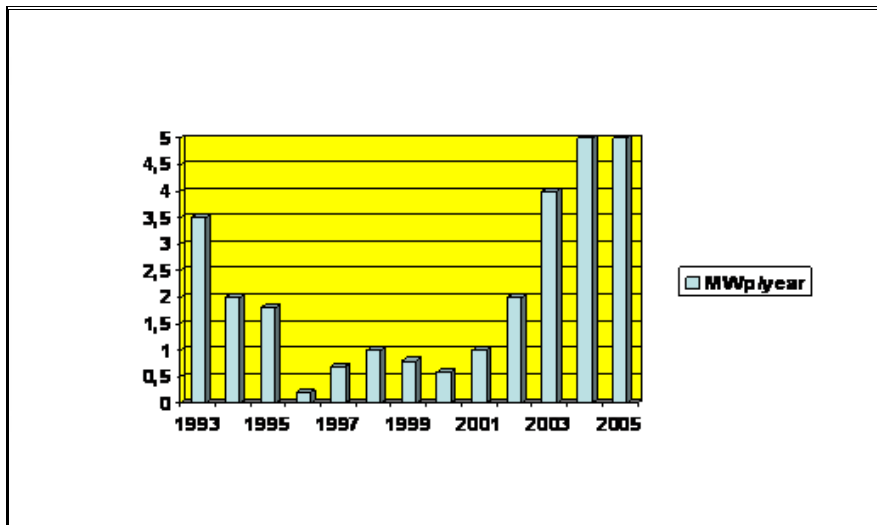


Figura 1: Situazione delle installazioni di FV (MWp/anno) in Italia

In aggiunta al Programma "Tetti Fotovoltaici" sono state emanate dalle singole Regioni una serie di programmi di incentivazione che hanno contribuito all'installazione di altri impianti FV, quali l'Agenda 21, legata alla carta di Aalborg, i Fondi Strutturali derivati dal Regolamento dell'Unione Europea CE 1260/99, e il provvedimento del Ministero Attività Produttive (MAP) per lo sviluppo dell'imprenditoria locale.

Per chiarezza di esposizione bisogna però menzionare che non esiste un sistema di reporting statistico delle installazioni effettuate negli ultimi anni, che permetta di avere dati

ufficiali.¹ Pertanto i dati riportati devono essere considerati le migliori stime del GIFL.

Questa incertezza sui dati non permette di effettuare una ripartizione della tipologia degli impianti FV installati finora, anche se si può affermare con una certa sicurezza che la maggior parte degli impianti si riferisce ad applicazioni retrofit di potenza non superiore a 20kWp.

Nella seduta del 19 dicembre 2003, il Consiglio dei Ministri ha approvato il Decreto Legislativo n. 387 di attuazione della Direttiva Europea 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, decreto che è stato firmato dal Presidente della Repubblica il 29 dicembre 2003, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 25 del 31 gennaio 2004 ed è entrato in vigore il 15 febbraio 2004. Con questo DLgs è iniziato quel ciclo virtuoso che tutto il mondo italiano delle energie da fonti rinnovabili auspicava da anni.

Due articoli del DLgs riguardano in maniera specifica (articolo 7) o indiretta (articolo 14) lo sviluppo della tecnologia FV.

1.2 L'avvento del Conto Energia

Nel 28 luglio del 2005 viene definito il decreto attuativo dell'allora Ministero delle Attività Produttive, di concerto con l'allora Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e la Conferenza delle Regioni, che definisce i criteri per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici. La delibera AEEG n°188 14/09/2005, stabilisce poi le modalità di presentazione delle richieste di incentivazione; individuato il GRTN (ora GSE) quale "soggetto attuatore" che valuta le richieste di incentivazione ed eroga le tariffe incentivanti.

Il meccanismo del conto energia parte il 19/09/2005, e registra subito un grande successo, in 11 giorni pervengono al GRTN quasi 4.000 domande. Il 31 dicembre del 2005 il totale installato in Italia è di 31 MW_p e le prime installazioni con il conto energia iniziano nel 2006.

Nel febbraio 2006, visto l'ottimo risultato in termini di domande di accesso al conto energia che superano di gran lunga la potenza massima incentivabile di 100 MW_p, viene deliberato il decreto 06/02/2006, che amplia e integra il DM 28/07/2005.

¹ Nel 2007 è nata l'ONEFA, ossia l'Osservatorio Nazionale dell'Energia solare Fotovoltaica di Assosolare, che vede coinvolta Nomisma Energia e che produrrà rapporti periodici a partire dal 2008

Un'altra delibera AEEG 40/06 24/02/2006, integra ed in parte modifica poi la precedente Delibera n° 188. La delibera AEEG 28/06 13/02/2006 definisce le condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW_p. La delibera AEEG 34/05 del 28/02/2005 definisce modalità e condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili. Nel dicembre del 2006 un comunicato del GSE dichiara i risultati del conto energia dal settembre 2005:

- l'inizio dei lavori di costruzione, 4.330 impianti per un totale di oltre 62 MW;
- la fine dei lavori, poco meno di 1.400 impianti per circa 10 MW di potenza;
- l'entrata in esercizio, quasi 900 impianti per una potenza complessiva di oltre 6 MW.

CONTO ENERGIA 2005

Soggetti che possono beneficiare dell'incentivazione

Possono beneficiare dell'incentivazione le persone fisiche e giuridiche, i condomini e gli enti pubblici.

I soggetti che realizzano impianti di potenza superiore a 20 kW_p e quelli che pur realizzando impianti di potenza inferiore a 20 kW_p richiedono di poter applicare la tariffa incentivante alla totalità dell'energia elettrica prodotta dall'impianto FV devono soddisfare gli obblighi previsti dalla normativa fiscale in materia di produzione d'energia elettrica:

- titolari di una partita IVA
- iscrizione al Registro dell'UTF per i produttori d'energia elettrica (solo per impianti di potenza superiore a 20 kW_p).

Requisiti tecnici degli impianti

Possono accedere all'incentivazione gli impianti FV di potenza nominale non inferiore a 1 kW_p e non superiore a 1 MW_p, entrati in esercizio, a seguito di nuova costruzione, di rifacimento totale o di potenziamento (limitatamente alla produzione aggiuntiva), in data successiva al 30/09/05.

Gli impianti FV e i relativi componenti devono essere realizzati nel rispetto delle norme tecniche elencate nell'Allegato 1 del decreto MAP del 28/07/05, e soddisfare i criteri delineati nella verifica tecnica funzionale già prevista per il programma Tetti Fotovoltaici.

Gli impianti FV devono essere realizzati con componenti di nuova costruzione e i moduli FV

devono essere verificati in conformità alla norma ISO/IEC 17025.

I moduli FV cristallini devono rispettare le norme CEI EN 61215 e quelli a film sottile le norme CEI EN 61646.

Gli impianti FV con potenza inferiore ai 20 kW_p devono essere collegati alla rete elettrica in bassa o media tensione, quelli con potenza superiore a 20 kW_p anche alla rete elettrica ad alta tensione. Gli impianti FV possono essere installati anche su terreno agricolo.

Entità Incentivazione

L'entità della tariffa incentivante è basata su un sistema ibrido composto di una tariffa che sarà erogata dal GRTN per l'energia prodotta dall'impianto FV e dal riconoscimento del valore dell'energia elettrica autoconsumata o ceduta al gestore locale della rete.

a) Tariffa Incentivante

La tariffa è differenziata sulla base della potenza nominale dell'impianto:

- Potenza Impianto non superiore a 20 kWp 0,445 €/kWh
- Potenza Impianto superiore a 20 kWp ed inferiore a 50 kWp 0,460 €/kWh
- Potenza Impianto superiore a 50 kWp ed inferiore a 1 MWp 0,490 €/kWh max

Questi valori erano validi per impianti FV la cui domanda d'incentivazione fosse inoltrata nel 2005 e nel 2006. Per impianti la cui domanda è inoltrata negli anni successivi al 2006 le tariffe incentivanti sarebbero decurtate del 5%/anno. A questo proposito il GRTN deve aggiornare, pubblicandole nel proprio sito internet, le tariffe incentivanti.

Le tariffe incentivanti sono aggiornate ogni anno, a decorrere dal primo gennaio 2007, per ciascuno degli anni successivi al 2006, sulla base del tasso di variazione annuo dei prezzi al consumo per famiglie d'operai ed impiegati rilevato dall'ISTAT.

La tariffa incentivante per impianti di potenza nominale **inferiore a 20 kWp** (0,445 €/kWh) si applica soltanto all'energia prodotta dall'impianto FV corrispondente all'energia che viene autoconsumata, se gli impianti accedono alla disciplina del servizio di scambio

La tariffa incentivante per impianti di potenza nominale **superiore a 20 kWp ed inferiore a 50 kWp** (0,460 €/kWh) si applica anche agli impianti di potenza non superiore a 20 kWp che non accedono alla disciplina del servizio di scambio

Le tariffe incentivanti sono incrementate del 10% qualora i moduli FV siano integrati in edifici di nuova costruzione o in edifici esistenti oggetto di ristrutturazione e restano costanti fino al

2012.

b) Remunerazione Energia Prodotta

L'energia elettrica prodotta potrà essere autoconsumata (ottenendo quindi un risparmio nella bolletta elettrica) o ceduta al Gestore della Rete locale, che riconoscerà un credito calcolato sulla base delle Deliberazioni dell'AEEG:

Per Impianti FV con potenza nominale **non superiore a 20 kWp** sarà applicata

- la disciplina di cui alla Deliberazione 28/06,
- la disciplina di cui alla Deliberazione 34/05 se decidono di soddisfare gli obblighi previsti dalla normativa fiscale in materia di produzione d'energia elettrica

Per Impianti FV con potenza nominale **superiore a 20 kWp** sarà applicata la Deliberazione 34/05, che differenzia il valore dell'energia elettrica in base alla produzione dell'impianto e fissa dei valori minimi per il corrispettivo del kWh:

- | | |
|---|--------------|
| • produzione annua fino a 500 MWh | 0,095 €/kWh |
| • produzione annua da 500 a 1.000 MWh | 0,080 €/kWh |
| • produzione annua da 1.000 MWh a 2.000 MWh | 0,070 €/kWh. |

Questo riconoscimento del valore dell'energia è mantenuto anche al termine del periodo d'incentivazione di 20 anni.

c) Durata Incentivazione

La durata del sistema d'incentivazione è fissata in **20 anni**.

d) Condizioni Speciali per Impianti con Potenza Superiore a 50 kWp

La tariffa incentivante è soggetta per gli impianti FV di potenza superiore a 50 kWp ad un meccanismo di gara, che da priorità d'accesso all'incentivazione ai soggetti che richiedono le tariffe incentivanti più basse.

Un impegno a presentare una cauzione di 1.000 €/kWp è richiesto per gli impianti FV di potenza superiore a 50 kWp a titolo di penale in caso di mancata realizzazione dell'impianto nei termini previsti dal decreto. La cauzione, il cui testo è pubblicato nel sito internet del GRTN, deve essere presentata entro 30 giorni dalla data di comunicazione d'ammissione alle tariffe incentivanti da parte del GRTN. La cauzione non è richiesta per impianti installati da enti pubblici.

Limite Massimo Potenza Cumulata Incentivabile

La potenza nominale cumulata di tutti gli impianti che possono usufruire dell'incentivazione è fissata in 500 MWp, ripartita in 360 MWp per impianti con potenza nominale inferiore a 50 kWp e 140 MWp per impianti con potenza nominale superiore a 50 kWp.

Limite Annuale Potenza Incentivabile

La potenza nominale annuale degli impianti che possono usufruire dell'incentivazione dall'anno 2006, è fissata in 85 MW, ripartita in 60 MW per impianti con potenza nominale inferiore a 50 kWp e 25 MW per impianti con potenza nominale superiore a 50 kWp.

Limite Massimo Potenza Cumulata Installabile

La potenza nominale cumulata installabile entro il 2015 è fissata in 1000 MWp.

Modalità Ammissione all'Incentivazione

a) Prerequisiti per impianti FV di potenza superiore a 20 kWp

Il Soggetto Responsabile, che intende installare un impianto FV di potenza superiore a 20 kWp, o che pur installando un impianto FV di potenza inferiore a 20 kWp non intende usufruire della disciplina del servizio di scambio deve richiedere all'Agenzia delle Entrate l'attribuzione di una partita IVA, qualora non ne sia già in possesso, ed iscriversi nell'apposito registro delle officine elettriche presso l'UTF - Ufficio Tecnico Finanza (solo per impianti superiori a 20 kWp).

b) Domanda Ammissione alle Tariffe Incentivanti

Le domande d'ammissione alle "Tariffe Incentivanti" dovranno essere presentate dal Soggetto Responsabile al GRTN nel periodo intercorrente fra il 1° e l'ultimo giorno dell'ultimo mese del trimestre (1-31 marzo, 1-30 giugno, 1-30 settembre e 1-31 dicembre).

La documentazione richiesta per la domanda d'ammissione comprende:

- Domanda d'Ammissione, come da Allegato A della Direttiva AEEG 188/05,
- Progetto Preliminare firmato da professionista iscritto all'albo professionale e redatto tenendo conto di quanto previsto dalla norma CEI 0-2,
- Scheda Tecnica comprensiva di:
 - Sito in cui è localizzato l'impianto,

- Potenza Nominale
 - Tensione in c.c. in ingresso al gruppo di conversione
 - Tensione in c.a. in uscita dal gruppo di conversione
 - Caratteristiche dei moduli FV
 - Caratteristiche del gruppo di conversione
 - Produzione Annuale Energia Elettrica
 - Modalità che assicurano rispetto requisiti tecnici.
- Autorizzazione sottoscritta dal proprietario dell'immobile destinato all'installazione dell'impianto, se diverso dal Soggetto Responsabile,
 - Preventivo di spesa ripartito tra le principali voci (progettazione, direzione lavori, collaudo, certificazione dell'impianto, fornitura materiali, installazione e posa in opera, eventuali opere edili, costi di sviluppo del soggetto, eventuali altri oneri),
 - Elenco autorizzazioni necessarie alla costruzione e all'esercizio già conseguite o da conseguire e descrizione dei vincoli architettonici e paesaggistici,
 - Impegno a presentare fideiussione bancaria/polizza assicurativa di 1.000 €/kWp relativa alla costituzione della cauzione di cui all'articolo 7, commi 1 e 9, del DM 28 luglio 2005 per impianti di potenza nominale superiore a 50 kWp ed inferiore a 1000 kWp,
 - Busta chiusa e sigillata con inclusa l'offerta economica relativa al valore della tariffa incentivante richiesta per impianti di potenza nominale superiore a 50 kWp ed inferiore a 1000 kWp.
- c) *Autorizzazione Unica Regione*
- Contemporaneamente alla domanda d'ammissione alle tariffe incentivanti si deve inoltrare alla Regione della località, in cui sarà installato l'impianto FV, una richiesta di autorizzazione alla costruzione ed esercizio dell'impianto FV allegando copia della domanda presentata al GRTN.
 - La Regione convocherà una Conferenza di servizi entro 30 giorni dal ricevimento della domanda d'autorizzazione, e rilascerà l'autorizzazione a seguito di un procedimento unico al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate e che deve essere terminato entro 180 giorni.
 - La Conferenza Unificata dovrà emanare le linee guida per l'Autorizzazione Unica, ma

alcune regioni hanno già emesso delle proprie direttive.

- Se l'impianto FV è installato in siti esenti da vincoli (ambientali, paesaggistici, etc.), molte regioni non richiedono l'Autorizzazione Unica.

Iter Burocratico Valutazione Domande Ammissione Incentivazione

- Entro 60 giorni successivi alla data di scadenza trimestrale delle domande d'ammissione all'incentivazione, il GRTN redige, previa verifica d'ammissibilità, l'elenco delle domande relative ad impianti:
 - di potenza nominale inferiore a 50 kWp aventi diritto alla tariffa incentivante riordinandole, sulla base della data di ricevimento della domanda, fino al limite massimo di 60 MWp,
 - di potenza nominale superiore a 50 kWp aventi diritto alla tariffa incentivante riordinandole, sulla base del valore della tariffa incentivante richiesta e della data di presentazione della domanda in caso di pari valore della tariffa incentivante richiesta, fino al limite massimo di 25 MWp.
- Entro 90 giorni successivi alla data di scadenza trimestrale delle domande d'ammissione all'incentivazione, il GRTN comunica al Soggetto Responsabile l'esito della graduatoria effettuata.

Il Soggetto Responsabile inoltra:

- al GRTN una cauzione di 1.000 €/kWp per gli impianti FV di potenza superiore a 50 kWp, a titolo di penale in caso di mancata realizzazione dell'impianto nei termini previsti dal decreto, entro 30 giorni successivi alla data di ricevimento della comunicazione precedente,
- al Gestore Rete locale il progetto preliminare dell'impianto e richiede la connessione alla rete entro 30 giorni successivi alla data di ricevimento della comunicazione precedente.
- Entro i successivi 30 giorni alla data di richiesta di connessione alla rete, il Gestore Rete locale comunica al Soggetto Responsabile il punto di consegna.
- Entro 6 mesi per gli impianti con potenza nominale inferiore a 20 kWp o 12 mesi per gli

impianti con potenza nominale superiore a 20 kWp dalla data di comunicazione dell'esito della graduatoria, il Soggetto Responsabile da inizio ai lavori di realizzazione dell'impianto dandone comunicazione al GRTN e al Gestore Rete locale.

- Entro 12 mesi per gli impianti con potenza nominale inferiore a 20 kWp o 24 mesi per gli impianti con potenza nominale superiore a 20 kWp dalla data di comunicazione dell'esito della graduatoria, il Soggetto Responsabile conclude la realizzazione dell'impianto dandone comunicazione al GRTN e al Gestore Rete locale e allegando il progetto finale dell'impianto, il certificato di collaudo dell'impianto, e il numero di matricola dei pannelli FV che compongono l'impianto.
- Il Gestore Rete locale è tenuto ad effettuare la connessione dell'impianto alla rete elettrica entro 30 giorni dalla data di ricevimento della comunicazione precedente.
- Entro 6 mesi dalla data di conclusione dei lavori di realizzazione dell'impianto, il Soggetto Responsabile è tenuto a comunicare al GRTN e al Gestore Rete locale la data di entrata in esercizio dell'impianto, da cui decorre il riconoscimento delle tariffe incentivanti.

Modalità Erogazione Incentivazione

- Il Soggetto Responsabile comunica su base mensile al GRTN l'energia prodotta dall'impianto FV, avvalendosi, se lo ritiene necessario, del Gestore della Rete locale per la misura dell'energia elettrica prodotta
- Il Soggetto Responsabile invia al GRTN, su base annuale e riferita all'anno solare precedente, copia della dichiarazione di produzione d'energia elettrica presentata all'Ufficio Tecnico di Finanza (UTF) per impianti di potenza superiore a 20 kWp
- Il GRTN verifica i dati di produzione trasmessi dai Soggetti Responsabili, avvalendosi delle misure dell'energia elettrica rilevate dai gestori di rete cui l'impianto FV è collegato
- Il pagamento delle tariffe incentivanti è effettuato dal GRTN, che eroga un corrispettivo pari al prodotto tra l'energia elettrica prodotta e la tariffa incentivante
 - Per impianti FV di potenza superiore a 20 kWp nel mese successivo a quello in cui l'ammontare cumulato di detto corrispettivo supera il valore di 500 Euro
 - Per impianti FV di potenza fino a 20 kWp nel mese successivo a quello in cui l'ammontare cumulato di detto corrispettivo supera il valore di 250 Euro

- Il GRTN effettua sopralluoghi a campione per accertare la veridicità delle informazioni e dei dati trasmessi. Nel caso di corrispettivi annui superiori a 1.000 per ogni kWp di potenza nominale dell'impianto FV il GRTN effettua un sopralluogo ai sensi di quanto previsto dall'articolo 6, comma 6.3 della Deliberazione 188/05 dell'AEEG.

Condizioni per la Cumulabilità

Le tariffe incentivanti:

- sono ridotte del 30% in caso di benefici della detrazione fiscale,
- non sono applicabili all'elettricità prodotta da impianti FV per la cui realizzazione siano stati concessi
 - incentivi pubblici in conto capitale eccedenti il 20% del costo dell'investimento,
 - incentivi erogati nell'ambito del programma "Tetti Fotovoltaici"
- non sono compatibili con
 - i certificati verdi,
 - i titoli derivanti dall'applicazione del Dlgs 16/03/99 n. 79

Costi di Connessione alla Rete

- I corrispettivi che i produttori devono riconoscere al gestore di rete cui l'impianto è connesso sono stati determinati dall'AEEG in:

- per Impianti con Potenza Nominale fino a 20 kWp	30 €/anno
- per Impianti con Potenza Nominale superiore a 20 kWp	120 €/anno+ 0,5%

del valore dell'energia ceduta fino ad un massimo di € 3.500.

1.2.1 Primi risultati del sistema di incentivazione del conto energia "2005"

Il sistema d'incentivazione "in conto energia", partito il 19.05.2005, come suddetto, ha ottenuto nei primi sei mesi di applicazione un enorme successo (solo nei primi 11 giorni sono pervenute al GRTN quasi 4.000 domande), molto superiore alle migliori previsioni degli esperti del settore. Hanno favorito questo successo la grande richiesta di energia "pulita" del cittadino italiano, come emerso in numerose indagini di mercato condotte negli anni scorsi, e il livello d'incentivazione sicuramente abbastanza remunerativo.

Nel febbraio 2006, visto l'ottimo risultato in termini di domande di accesso al conto

energia che superano di gran lunga la potenza massima incentivabile di 100 MW, viene deliberato il decreto 06/02/2006, che amplia e integra il DM 28/07/2005.

Questo successo è evidenziato dal numero di domande d'ammissione alle tariffe incentivanti sottoposte al GRTN evidenziato nell'allegata tabella:

SVILUPPI CONTO ENERGIA		
Domande Ammissione Conto Energia (MW)		
	Richieste	Approvate
- Settembre 2005	121	88
- Dicembre 2005	224	178
- Febbraio 2006	41	35
- Marzo 2006	1.266	85

L'enorme numero di domande d'ammissione alle tariffe incentivanti presentate a Marzo 2006 (16.847) ha però generato una serie di problemi di non facile soluzione:

- Immediato superamento della potenza FV installabile nel 2006, come prescritto dal DM 06/02/06, (60 MW per impianti con potenza inferiore a 50 kW e 25 MW per impianti con potenza superiore a 50 kW per anno),
- Conseguente esclusione dalle tariffe incentivanti di un numero considerevole di domande d'ammissione (806 MW) con ricaduta negativa sulle aspettative degli utenti che avevano investito in questo sistema d'incentivazione con l'obiettivo di migliorare la qualità dell'ambiente,
- Enorme carico di lavoro sul GRTN, Soggetto Attuatore del sistema d'incentivazione.

Questa serie di problemi sono stati causati dal sistema d'incentivazione:

La tariffa incentivante aumenta con la potenza installata (si passa da una tariffa di 0,445 €/kWh per impianti con potenza inferiore a 20 kW a 0,460 €/kWh per impianti con potenza fra 20 e 50 kW e a 0,490 €/kWh per impianti con potenza superiore a 50 kW), nonostante il minor costo unitario di cui usufruiscono gli impianti con potenza più elevata, che sono risultati

pertanto nettamente favoriti,

Il sistema di gara previsto dal DM per impianti con potenza superiore a 50 kW non ha mai funzionato:

- a. nella prima fase d'applicazione del sistema (settembre e dicembre 2006) tutti gli impianti sono stati approvati a prescindere dalla tariffa offerta con un valore medio di 0,447 €/kWh,
- b. nella sessione del 1° trimestre 2006 sono state favorite tariffe troppo basse (0,304 ÷ 0,343) che non garantiranno un adeguato livello qualitativo e penalizzeranno il rendimento degli impianti,

La remuneratività delle tariffe ha attirato l'attenzione verso il settore FV di operatori inesperti, che, pur non avendo alcun collegamento con il settore FV e quindi una scarsa conoscenza di questa tecnologia ed in particolare alcuna certezza di disponibilità di moduli FV in un mercato influenzato dal corto di silicio, hanno creato una bolla speculativa, che ha creato solo frustrazione nei Soggetti Responsabili. Questa bolla speculativa è destinata a sgonfiarsi, e solo una ridotta percentuale delle domande approvate arriverà alla fase d'installazione dell'impianto.

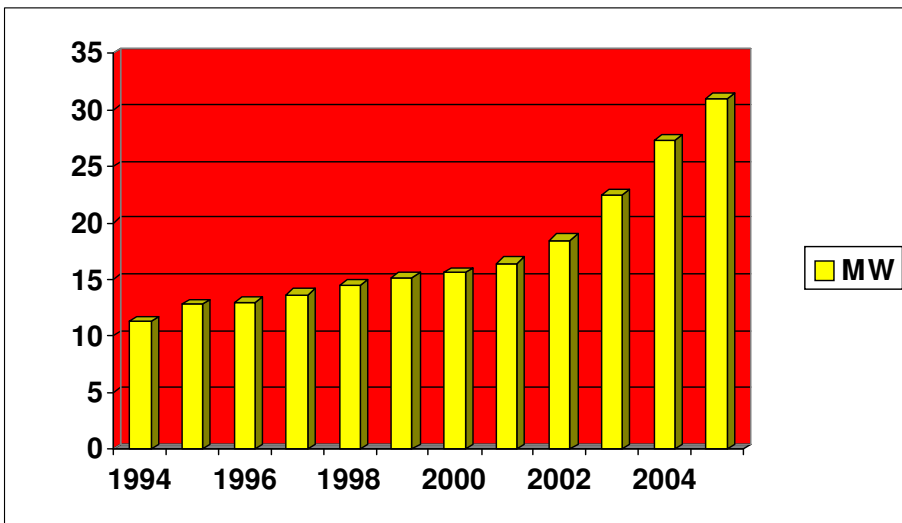
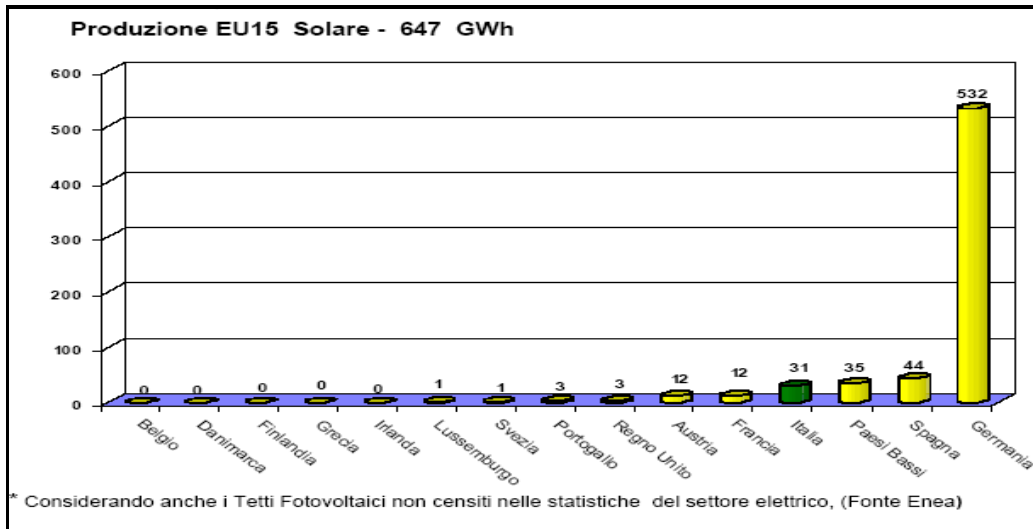


Figura 2: Evoluzione del totale installato in Italia (1994-2005) – Dati ONEFA



Il 31 dicembre 2005 il totale installato in Italia è di 31 MW e le prime installazioni con il conto energia iniziano nel 2006.

Nel dicembre del 2006, come suddetto, un comunicato del GSE dichiara i risultati del conto energia dal settembre 2005:

- l'inizio dei lavori di costruzione, **4.330 impianti** per un totale di oltre **62 MWp**;
- la fine dei lavori, poco meno di **1.400 impianti** per circa **10 MWp** di potenza;
- l'entrata in esercizio, quasi **900 impianti** per una potenza complessiva di oltre **6 MWp**

Calata la polvere della bolla speculativa che ha portato a un numero impressionante di richieste di finanziamento, oltre 2.000 MWp (più dell'intero installato mondiale del 2005), si comincia a valutare che cosa verrà realmente realizzato. Analizzando gli ultimi dati disponibili, emergono alcune interessanti considerazioni. Innanzitutto, oltre la metà (52%) dei 7.200 impianti sotto i 20 kWp ammessi all'incentivo e un terzo (31%) di quelli sopra i 50 kWp hanno già iniziato i lavori. Molto bassa (3%) invece la percentuale dei lavori iniziati per gli impianti compresi tra 20 e 50 kWp, fascia dove era concentrata la maggior parte delle domande "fasulle".

www.qualenergia.it – "2007 - Il fotovoltaico decolla anche in Italia" – di Gianni Silvestrini

Secondo i dati forniti dal GSE , limitatamente ai primi 5 mesi del 2007, la potenza installata ammontava a 12,3 MWp per 1.135 impianti, ben oltre quanto installato in tutto il 2006, mentre al primo giugno 2007 la potenza in esercizio era di 21,5 MWp per un totale di 2.496 impianti.

Di questi ultimi, 2.353, pari ad una potenza di 12,2 MWp, sono all'interno della taglia da 1 a 20 kWp, sono 134 (5,6 MWp) invece quelli relativi alla taglia 20-50 kWp e solo 9 (3,6 MWp) alla taglia oltre i 50 kWp.

Tuttavia gli impianti fotovoltaici (relativi al vecchio conto energia) non ancora collegati alla rete elettrica, ma che probabilmente saranno completati entro l'anno, risultano essere pari ad una potenza di circa 145 MWp. A questi si aggiungeranno ovviamente i primi megawatt relativi agli impianti incentivati nell'ambito del nuovo conto energia.

La potenza ammessa all'incentivazione con il primo conto energia era di 387,7 MWp (12.433 domande di incentivazione). Pertanto finora sono entrati in esercizio solo il 20% degli impianti ammessi e solo il 5% se consideriamo la potenza.

Le regioni con il maggior numero di impianti e di potenza installata sono la Lombardia (444 impianti per 2,7 MWp), l'Emilia Romagna (340 impianti per 2,5 MWp), il Veneto (302 impianti per 2,1 MWp). Il Trentino Alto Adige con soli 137 impianti in esercizio ha una potenza installata di 2,9 MWp. Prima delle regioni meridionali, la Puglia con 1,9 MWp e 164 impianti collegati alla rete.

www.qualenergia.it – Da “[Il vecchio conto energia](#)”

1.2.2 Punti critici del conto energia “2005”

Alla luce dei primi mesi di applicazione del nuovo sistema d'incentivazione sono stati evidenziati una serie di problemi che hanno penalizzato la crescita del settore, e di cui elenchiamo i più importanti:

1. Penalizzazione Piccoli Impianti

Il sistema disincentiva le persone fisiche con impianti di potenza inferiore a 20 kW, in quanto non permette di ottenere la tariffa incentivante per tutta l'energia elettrica prodotta dall'impianto FV se superiore a quella autoconsumata, e quindi le penalizza nei confronti degli impianti con potenza più elevata. Solo il 40.368 domande con potenza inferiore a 20 kW sono state approvate fino a dicembre 2005 corrispondenti al 15,2% del totale ammesso alla

incentivazione (40,4 MW verso 268,1 MW).

2. Obiettivo Potenza FV da installare

Il superamento del tetto di potenza annua installabile fissato dal DM 06/02/06 di 85 MW (60 MW per impianti con potenza inferiore a 50 kW e 25 MW per impianti con potenza superiore a 50 kW) con le domande presentate in marzo 2006 avrebbe bloccato la presentazione di ulteriori richieste di tariffe incentivanti per tutto il resto del 2006 con un impatto negativo sui soggetti responsabili ed uno sviluppo di tipo stop-and-go.

3. Iter Burocratico

Le procedure burocratiche richieste per l'ammissione alle tariffe incentivanti sono complicate e richiedono tempi lunghi, senza peraltro evitare eventuali operazioni speculative, come è avvenuto nella sessione di Marzo 2006 per i progetti con potenza superiore a 50 kW.

4. Autorizzazione Unica

Le disposizioni dell'articolo 12 del D.Lgs 387 del 29/12/03 avrebbero dovuto semplificare la costruzione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, e fissare regole precise e tempi definiti per l'ottenimento di questa autorizzazione da parte degli enti locali. Purtroppo la mancanza di una procedura consolidata, che la Conferenza Unificata Stato Regioni avrebbe dovuto emanare, ha generato comportamenti non uniformi da parte di singole regioni con il risultato di rallentare il processo di sviluppo del FV.

Il sistema di incentivi adottato con Decreto nel luglio 2005 non ha avuto lunga vita. Nonostante l'interessante livello della tariffa incentivante, questo sistema si è dimostrato difficile da gestire dal punto di vista amministrativo, con la spiacevole conseguenza di una limitazione nella capacità effettivamente installata.

L'adozione di un sistema simile a quello della legge tedesca del 21/07/04, che lascia libero l'operatore interessato di installare un impianto FV e concede la tariffa fissa e non soggetta a gara solo dopo il completamento dell'impianto e il collegamento alla rete elettrica, è stata auspicata da molti operatori del settore FV.

1.2.3 Il nuovo Conto Energia "2007"

Il nuovo Decreto Ministeriale che modifica le regole del sistema d'incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonte solare, comunemente definito "conto energia", è stato firmato il 19/02/07, pubblicato sulla GU n. 45 del 23/02/07 ed è entrato in vigore il 24 febbraio 2007.

Il nuovo meccanismo ha migliorato drasticamente le procedure del vecchio sistema d'incentivazione ed eliminato la maggior parte dei punti deboli che avevano favorito la bolla speculativa.

Inoltre ha reso più facile il riconoscimento della tariffa solare, in quanto non occorre più passare attraverso una richiesta e l'ammissione in un'apposita graduatoria, abolisce i tetti annuali e tende a essere molto favorevole per le soluzioni integrate nei manufatti edili.

I punti forti del nuovo decreto sono:

- Iter amministrativo semplificato in modo drastico (prima si installa l'impianto e poi si richiede la tariffa incentivante),
- Applicazione della tariffa incentivante a tutta l'energia prodotta da impianti FV che hanno adottato lo scambio sul posto,
- Nessuna gara e fideiussione per i grandi impianti,
- Nessun limite massimo per la potenza,
- Nessun tetto annuale per la potenza installabile,
- Elevato tetto massimo degli impianti incentivabili (1.200 MWp) con una clausola di flessibilità che permette di rientrare nell'incentivazione anche a quegli impianti che verranno completati entro 14 mesi dal raggiungimento del tetto massimo,
- Tariffe di valore adeguato per i piccoli impianti,
- Una serie di incrementi delle tariffe per applicazioni specifiche,
- Un ulteriore beneficio per impianti in cui l'installazione del FV è collegata al miglioramento dell'efficienza energetica.

I punti deboli del nuovo decreto sono:

- Creazione di una categoria di applicazione del FV "Impianti parzialmente integrati", che potrebbe creare sovrapposizioni con quella di "Impianti non integrati". Sarebbe stato preferibile adottare le classiche definizioni di "Impianti sul terreno" e di "Impianti retrofit".
- Classi di suddivisione delle tariffe (0÷3, >3÷20 e >20 kWp) non corrispondenti alla realtà del mercato. Fissare la stessa tariffa per un impianto da 21 kWp e una centrale FV da 1.000 kWp è fuori di ogni logica industriale. Il mantenimento della suddivisione dei precedenti decreti sarebbe stato auspicabile (1÷20, >20÷50 e >50 kWp).
- Identificazione di una serie di tipologie di interventi ai fini del riconoscimento

dell'integrazione architettonica che sono state interpretate come pleonastiche. Per gli operatori sarebbe stato preferibile rifarsi alla definizione standard di integrazione architettonica, che viene definita come quella applicazione della tecnologia FV dove un pannello FV sostituisce un elemento architettonico e non sono necessarie esemplificazioni,

- La tariffa costante per venti anni e non variabile con l'indice ISTAT, come è previsto in Francia e in Spagna, con una conseguente penalizzazione del rientro dell'investimento,

Il nuovo conto energia, valido per 20 anni, presenta una tariffa incentivante differenziata sulla base della potenza nominale dell'impianto e del livello di integrazione architettonica dell'impianto.

CONTO ENERGIA "2007"

Soggetti che possono beneficiare dell'incentivazione

Possono beneficiare dell'incentivazione le persone fisiche e giuridiche, i soggetti pubblici e i condomini di unità abitative e/o di uffici.

I soggetti che realizzano impianti di potenza superiore a 20 kWp e quelli che pur realizzando impianti di potenza inferiore a 20 kWp decidono di voler applicare la tariffa incentivante alla totalità dell'energia elettrica prodotta dall'impianto FV devono soddisfare gli obblighi previsti dalla normativa fiscale in materia di produzione d'energia elettrica:

- titolari di una partita IVA
- iscrizione al Registro dell'UTF per i produttori d'energia elettrica (solo per impianti di potenza superiore a 20 kWp e prima dell'entrata in esercizio dell'impianto).

Requisiti tecnici degli impianti

Possono accedere all'incentivazione gli impianti FV di potenza nominale non inferiore a 1 kWp, entrati in esercizio, a seguito di nuova costruzione, di rifacimento totale o di potenziamento (limitatamente alla produzione aggiuntiva), in data successiva alla Deliberazione dell'AEEG, che dovrà aggiornare i provvedimenti emanati in attuazione dei decreti interministeriali 28/07/05 e 06/02/06. Gli impianti FV devono essere realizzati con componenti di nuova costruzione e i moduli FV al silicio cristallino devono rispettare le norme CEI EN 61215 e quelli a film sottile le norme CEI EN 61646, e il laboratorio che rilascia la relativa qualificazione deve essere accreditato a fronte della norma ISO/IEC 17025. Gli impianti FV devono essere collegati alla rete elettrica o a piccole reti isolate.

Gli impianti FV possono essere installati anche su terreno agricolo.

Entità Incentivazione

La tariffa è differenziata sulla base della potenza nominale dell'impianto e della tipologia dell'impianto.

POTENZA, kW	TARIFFA INCENTIVANTE, €/kWh			
	NON INTEGRATO & TERRENO	NON INTEGRATO & TERRENO CON 70% AUTOCONSUMO	PARZIALMENTE INTEGRATO (1)	INTEGRATO
1 ÷ 3	0,40	0,40	0,44	0,49
>3 ÷ 20	0,38	0,399	0,42	0,46
>20	0,36	0,378	0,40	0,44

Sono state identificate tre categorie di potenza:

- a) Potenza Impianto non superiore a 3 kWp
- b) Potenza Impianto superiore a 3 kWp e non superiore a 20 kWp
- c) Potenza Impianto superiore a 20 kWp

e quattro categorie di tariffe base:

- a) Impianti non integrati e su terreno,
- b) Impianti non integrati e su terreno la cui energia elettrica prodotta viene utilizzata dal soggetto responsabile in misura non inferiore al 70%,
- c) Impianti parzialmente integrati,
- d) Impianti integrati

Nella categoria di impianti parzialmente integrati vengono classificati gli impianti retrofit installati su

- a) Tetti piani e terrazze di edifici residenziali ed industriali,
- b) Tetti di edifici residenziali ed industriali in modo complanare alla superficie
- c) Elementi di arredo urbano, pensiline, pergole, tettoie, etc.

Questi valori sono validi per impianti FV entrati in esercizio negli anni 2007 e 2008.

Per impianti entrati in esercizio negli anni successivi al 2008 le tariffe incentivanti sono decurtate del 2%/anno.

La tariffa incentivante per impianti di potenza nominale inferiore a 20 kWp si applica a tutta l'energia prodotta dall'impianto FV.

La tariffa incentivante per impianti di potenza nominale superiore a 20 kWp si applica anche agli impianti di potenza non superiore a 20 kWp che non accedono alla disciplina del

servizio di scambio

Riconoscimento Valore Energia

L'energia elettrica prodotta potrà essere autoconsumata (ottenendo quindi un risparmio nella bolletta elettrica) o ceduta al Gestore della Rete locale, che riconoscerà un credito calcolato sulla base delle Deliberazioni dell'AEEG:

- Per Impianti FV con potenza nominale non superiore a 20 kWp sarà applicata
 - la disciplina di cui alla Deliberazione 28/06,
 - la disciplina di cui alla Deliberazione 34/05 se decidono di soddisfare gli obblighi previsti dalla normativa fiscale in materia di produzione d'energia elettrica
- Per Impianti FV con potenza nominale superiore a 20 kWp sarà applicata la Deliberazione 34/05, che differenzia il valore dell'energia elettrica in base alla produzione dell'impianto e fissa dei valori minimi per il corrispettivo del kWh:

- produzione annua fino a 500.000 kWh	0,095 €/kWh
- produzione annua da 500.000 a 1.000.000 kWh	0,080 €/kWh
- produzione annua da 1.000.000 kWh a 2.000.000 kWh	0,070 €/kWh.
- produzione annua superiore a 2.000.000 kWh	Prezzo AU

Questo riconoscimento del valore dell'energia è mantenuto anche al termine del periodo d'incentivazione di 20 anni.

Durata Incentivazione

La durata del sistema d'incentivazione è fissata in **20 anni**.

Premio per impianti FV abbinati ad uso efficiente dell'energia

Sono stati previsti dei premi aggiuntivi per gli impianti FV di soggetti responsabili che effettuino interventi che permettano miglioramenti della prestazione energetica dell'edificio.

Limite Massimo Potenza Cumulata Incentivabile

La potenza nominale cumulata di tutti gli impianti che possono usufruire della incentivazione è fissata in 1.200 MWp. Gli impianti che entrano in esercizio entro quattordici mesi dalla data nella quale verrà raggiunto il limite di potenza di 1.200 MW continuano ad aver diritto alle tariffe incentivanti.

Limite Massimo Potenza Cumulata Installabile

La potenza nominale cumulata installabile entro il 2016 è fissata in 3.000 MWp.

Procedure per l'Accesso alle Tariffe Incentivanti

Prerequisiti per impianti FV di potenza superiore a 20 kWp

Il Soggetto Responsabile, che intende installare un impianto FV di potenza superiore a 20 kWp, o che pur installando un impianto FV di potenza inferiore a 20 kWp non intende usufruire della disciplina del servizio di scambio deve richiedere all'Agenzia delle Entrate l'attribuzione di una partita IVA, qualora non ne sia già in possesso, ed iscriversi, ad impianto completato, nell'apposito registro delle officine elettriche presso l'UTF - Ufficio Tecnico Finanza (solo per impianti superiori a 20 kWp e prima dell'entrata in esercizio dell'impianto).

Autorizzazione Unica e Dichiarazione Inizio Attività

Il Soggetto Responsabile che vuole realizzare un impianto FV deve richiedere alla Regione competente l'Autorizzazione Unica per la costruzione dell'impianto seguendo le specifiche procedure della Regione. Il certificato di Destinazione Urbanistica con l'elenco dei vincoli è un documento propedeutico per definire l'iter burocratico dell'Autorizzazione Unica.

La Regione convocherà una Conferenza di servizi entro 30 giorni dal ricevimento della domanda d'autorizzazione, e rilascerà l'autorizzazione a seguito di un procedimento unico al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate e che deve essere terminato entro 180 giorni.

La Conferenza Unificata avrebbe dovuto emanare le linee guida per l'Autorizzazione Unica. In assenza di queste linee guida, alcune regioni hanno già emesso delle proprie direttive.

Se l'impianto FV è installato in siti esenti da vincoli (ambientali, paesaggistici, etc.), molte regioni non richiedono l'Autorizzazione Unica.

Successivamente all'Autorizzazione Unica, andrà sottoposta al Comune competente la DIA – Dichiarazione di Inizio Attività

Richiesta di Punto Connessione

Il Soggetto Responsabile deve inoltrare al Gestore locale della Rete il progetto preliminare dell'impianto e richiedere al medesimo gestore la connessione alla rete, precisando nel caso di impianti di potenza non superiore a 20 kWp se intende avvalersi del servizio di scambio sul posto.

Il Gestore locale della Rete comunicherà il punto di consegna secondo le modalità fissate dall'AEEG.

Realizzazione dell'Impianto

Il Soggetto Responsabile, una volta ottenuta l'Autorizzazione Unica se richiesta, avuta la comunicazione del Gestore locale della Rete circa il punto di connessione e trascorsi 30 giorni dalla data di presentazione della DIA, da inizio ai lavori di realizzazione dell'impianto. Una volta ultimato l'impianto, il Soggetto Responsabile trasmette al Gestore della Rete la comunicazione di ultimazione lavori, e richiede il collegamento alle rete.

Richiesta di Concessione della Tariffa Incentivante

Entro sessanta giorni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto strettamente legata alla connessione alla rete, il Soggetto Responsabile invia al GSE la richiesta di concessione della tariffa incentivante, unitamente alla seguente documentazione:

- Documentazione finale di progetto dell'impianto,
- Scheda Tecnica,
- Elenco dei Moduli FV,
- Certificato Collaudo,
- Dichiarazione Sostitutiva di Atto di Notorietà,
- Copia Apertura Officina Elettrica (per impianti con potenza > 20 kW)

Entro 60 giorni dalla data di ricevimento della richiesta di concessione della tariffa incentivante, il GSE, verificato il rispetto delle disposizioni del decreto, comunica al soggetto responsabile la tariffa riconosciuta e stipula la relativa convenzione.

Modalità Erogazione Incentivazione

Il Soggetto Responsabile comunica su base mensile al GSE l'energia prodotta dall'impianto FV, avvalendosi, se lo ritiene necessario, del Gestore della Rete locale per la misura dell'energia elettrica prodotta,

Il Soggetto Responsabile invia al GSE, su base annuale e riferita all'anno solare precedente, copia della dichiarazione di produzione d'energia elettrica presentata all'Ufficio Tecnico di Finanza (UTF) per impianti di potenza superiore a 20 kWp,

Il GSE verifica i dati di produzione trasmessi dai Soggetti Responsabili, avvalendosi delle misure dell'energia elettrica rilevate dai gestori di rete cui l'impianto FV è collegato,

Il pagamento delle tariffe incentivanti è effettuato dal GSE, che eroga un corrispettivo pari al prodotto tra l'energia elettrica prodotta e la tariffa incentivante

- Per impianti FV di potenza superiore a 20 kWp nel mese successivo a quello in cui l'ammontare cumulato di detto corrispettivo supera il valore di 500 Euro,
- Per impianti FV di potenza fino a 20 kWp nel mese successivo a quello in cui l'ammontare cumulato di detto corrispettivo supera il valore di 250 Euro,

Il GSE effettua sopraluoghi a campione per accertare la veridicità delle informazioni e dei dati trasmessi. Nel caso di corrispettivi annui superiori a 1.000 per ogni kWp di potenza nominale dell'impianto FV il GSE effettua un sopraluogo ai sensi di quanto previsto dall'articolo 6, comma 6.3 della Deliberazione 188/05 dell'AEEG.

Condizioni per la Cumulabilità

Le tariffe incentivanti

- non sono applicabili in caso di benefici della detrazione fiscale,
- non sono applicabili all'elettricità prodotta da impianti FV per la cui realizzazione siano stati concessi
 - incentivi pubblici in conto capitale eccedenti il 20% del costo dell'investimento,
 - incentivi erogati nell'ambito del programma "Tetti Fotovoltaici"
- non sono compatibili con
 - i certificati verdi,
 - i titoli derivanti dall'applicazione del Dlgs 16/03/99 n. 79

Costi di Connessione alla Rete

I corrispettivi che i produttori devono riconoscere al gestore di rete cui l'impianto è connesso sono stati determinati dall'AEEG in:

- 30 €/anno - Per Impianti con Potenza Nominale fino a 20 kWp
- 120 €/anno+0,5% del valore dell'energia ceduta fino ad un massimo di € 3.500 - Per Impianti con Potenza Nominale superiore a 20 kWp

1.2.4 Remunerazione tariffe incentivanti

Il livello delle tariffe incentivanti fissate dal decreto del MAP risponde adeguatamente alle esigenze del Dlgs 387, che stabiliva "un'equa remunerazione dei costi d'investimento e d'esercizio". Investire nel FV è oggi un'opportunità con ritorni sul capitale sicuramente superiore ad analoghi investimenti a basso rischio. I depositi bancari o postali, i BOT o i BTP forniscono bassi ritorni (1-2%), e non diversi sono gli investimenti nel settore immobiliare (5%) o nei fondi (7%).

1.2.5 Prospettive di sviluppo

Il nuovo sistema potrà svilupparsi solo se gli operatori del settore saranno in grado di fornire al cliente interessato quelle garanzie sulle qualità degli impianti che è indispensabile per ottenere i risultati di produzione di energia elettrica preventivati ed evitare brutte sorprese al momento della richiesta della tariffa incentivante al GSE.

Contemporaneamente il sistema finanziario dovrà sviluppare adeguati prodotti per favorire questo tipo di investimenti, che prescindano dalla presentazione di garanzie reali.

Ultimo aspetto, davvero cruciale e fondamentale per facilitare il cammino del FV è la soluzione del problema della Autorizzazione Unica. Il nuovo decreto ha ribadito che questa autorizzazione non è richiesta se il sito in cui verrà installato l'impianto è esente da vincoli, ma, considerato il comportamento tenuto finora dalle varie Regioni, questo principio diventerà valido solo dopo l'approvazione delle linee guida relative da parte della Conferenza Unificata.

2 STATO DELL'INDUSTRIA NAZIONALE

La poca disponibilità sul mercato del silicio ha indotto molti operatori europei a modificare le proprie strategie. In particolare, le aziende stanno cercando di siglare contratti a lungo termine con i produttori di silicio (Hemlock, Wacker, Rec. ecc..) o diventare esse stesse produttori cercando delle joint-ventures con gli stessi produttori. Alcuni industriali stanno anche cercando di diventare sempre più indipendenti con una strategia verticale che va dalla produzione del silicio fino all'offerta dei moduli fotovoltaico.

Nonostante le strategie molto aggressive da parte degli operatori giapponesi e cinesi per aumentare le proprie capacità produttive, l'industria europea continua a posizionarsi bene sul mercato mondiale. Le industrie tedesche, ovviamente, sono quelle meglio posizionate. Il settore fotovoltaico tedesco ha un fatturato di 3,7 miliardi di euro (3,0 nel 2005) e impiegato 35.000 persone (30.000 nel 2005) suddivise per 5.000 aziende coinvolte (Q-Cells, SolarWorld, Schott Solar, Solar Factory).

La crescita del settore fotovoltaico potrebbe risultare molto rapida nei prossimi anni. La mancanza di silicio sul mercato è un problema che progressivamente si avvia a essere risolto e ciò permetterà alle imprese di utilizzare pienamente le proprie capacità produttive e soddisfare completamente la crescente domanda.

Inoltre, i costi degli impianti fotovoltaici continueranno a scendere e ciò migliorerà la competitività dell'intero settore. In queste condizioni, il futuro livello di crescita del settore dipenderà solo dalla reale volontà politica di continuare a sostenerlo.

A oggi la crescita della capacità installata in Europa dipende, più che mai, dalla crescita del mercato tedesco.

Il rapido sviluppo di un comparto fotovoltaico finalizzato a contribuire concretamente nella produzione totale di elettricità e nella creazione di ricchezza e posti di lavoro qualificati, rappresenta una sfida per la società alla quale i decisori stanno iniziando a guardare ora con decisione. I politici si stanno indirizzando verso sistemi di remunerazione per l'elettricità prodotta con impianti FV anche se maggiori sforzi dovrebbero essere profusi per fornire al

settore industriale una visione più ampia e, ovviamente, strumenti per rimuovere gli ostacoli amministrativi che ancora si frappongono.

Il rischio che si corre con una mancata pronta risposta da parte politica è quello di vedere annullato l'attuale dinamismo delle imprese europee e ciò andrebbe a vantaggio degli altri concorrenti industriali, in particolare quelli cinese, giapponese e statunitense. Se, da una parte, i principali mercati sono ancora quelli dei paesi industrializzati, dall'altra il vero futuro del settore fotovoltaico verrà deciso sicuramente su scala mondiale.

Sistemi Solari – Il giornale delle energie rinnovabili n° 178 – 2007

Il Barometro dell'energia fotovoltaica – Aprile 2007

Dai dati pubblicati dalla rivista Sun&Wind Energy (n.1/2007), i produttori di celle e moduli quest'anno aumenteranno di 42 unità rispetto all'anno precedente, una crescita mai registrata finora, tanto che gli anni 2006 e il 2007 potrebbero essere ricordati nel futuro come quelli del vero decollo di questa tecnologia.

La ricerca realizzata dalla rivista tedesca ha individuato 151 siti di produzione in 32 paesi. Le caratteristiche della crescita variano da regione a regione. Ad esempio, in Giappone e negli Stati Uniti le nuove aziende sono soprattutto quelle produttrici di moduli a film sottili, ma anche in Germania l'ondata di nuove società è caratterizzata dall'industria del film sottile dove sono presenti oggi quattro società nate solo da un anno (Johanna Solar, First Solar, Schott Solar e Ersol Solar).

Tuttavia il vero boom di aziende del settore si sta registrando in Cina. Una ricerca della società di servizi sino-britannica ENF mostra che nel grande paese asiatico sono presenti attualmente 163 società di moduli e 22 di celle, anche se molte di questi non raggiungono la capacità produttiva di 10 MW/anno. Quello che più sorprende è l'elevata percentuale di aziende di produzione di moduli e celle che operano nella stessa località; sono 35 i siti per 128 fabbriche attive nella tecnologia cristallina: una sorta di integrazione verticale su piccola scala.

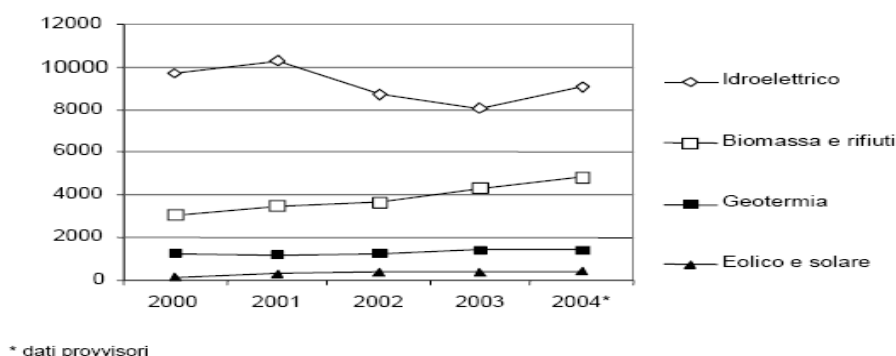
Un altro elemento che sembra portare ad un cambiamento definitivo nella geografia mondiale del fotovoltaico è la capacità produttiva per paese. L'esplosione dell'industria cinese porterà, secondo le stime di Sun&Wind Energy, a darle entro la fine del 2007 la leadership mondiale nella produzione di celle e di moduli FV.

Infatti, nel 2007 la capacità produttiva di celle arriverà a 1.542 MW, +53% rispetto al 2006,

mentre quella del Giappone a 1.235 MW, +8%, e della Germania a 1.146 MW, +37%. Anche nel comparto moduli FV la Cina scavalcherà gli altri due paesi con una capacità stimata di 1.627 MW. +62%, contro 1.078 MW del Giappone e 879 MW della Germania. Si tratta di dati che comunque vanno rivisti, forse verso l'alto, perché molte grandi compagnie non hanno voluto o potuto comunicare i loro piani di espansione.

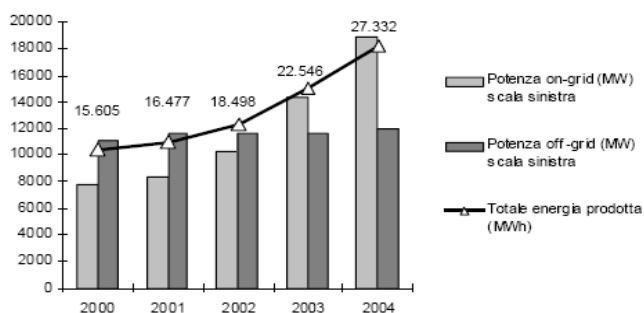
www.qualenergia.it - [Articolo del 9 marzo 2007 - LB](#)

Il settore del fotovoltaico, sebbene in aumento negli ultimi anni, contribuisce ancora in misura marginale alla produzione di energia in Italia.



Fonte: elaborazione ENEA su dati di origine diversa

Figura 3: Produzione di energia da rinnovabili (Ktep). Italia 2000-2004



Fonte: ENEA

Figura 4: Impianti fotovoltaici: potenza installata ed energia prodotta. Italia 2000-2004

Questa tecnologia è rivolta principalmente al settore privati, mentre sembra che il settore imprese non ne sia ancora attratto. Sebbene infatti non siano a disposizione dati statistici, un elemento da cui si deduce questa tesi è l'analisi delle domande per accedere al conto energia 2006. Se si ipotizza che le aziende abbiano un fabbisogno energetico superiore alle famiglie e, quindi, necessitino di un impianto di capacità superiore, allora si può ipotizzare che gli impianti di piccole dimensioni siano per lo più destinati al segmento privati, mentre quelli di maggiori dimensioni principalmente al segmento imprese. Ebbene il grafico sottostante mostra come le richieste di accesso al conto energia siano per lo più destinati a impianti di capacità ridotta. Tuttavia, come si evince dal secondo grafico, il risparmio energetico che un impianto di grande potenza permette di avere, è significativo. Da qui, l'importanza di coinvolgere le industrie e in particolare le PMI nello sviluppo del fotovoltaico/solare.

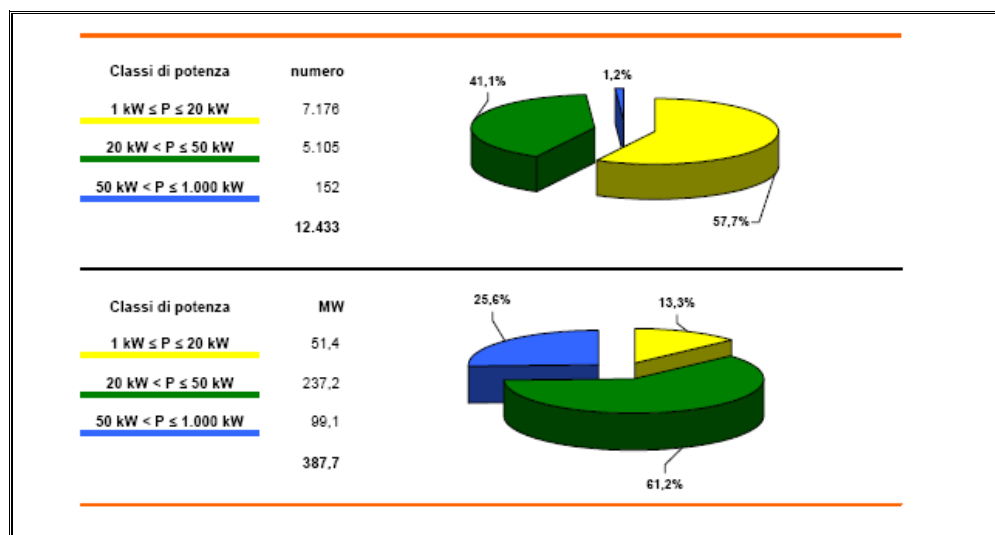


Figura 5: Domande ammesse ad incentivazione "Conto energia"

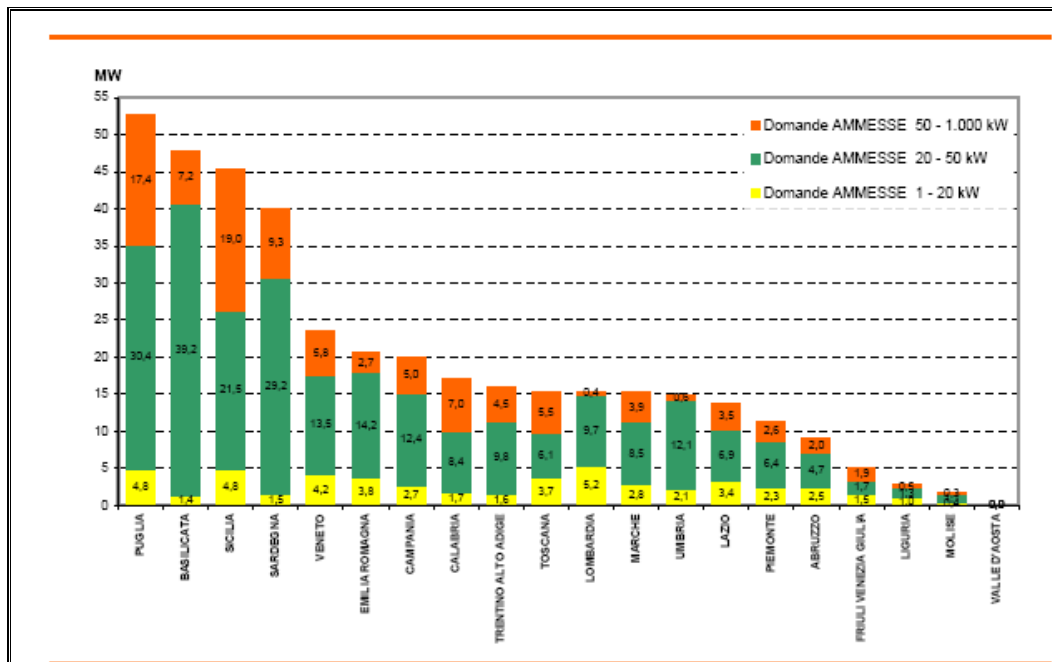


Figura 6: Domande ammesse ad incentivazione "Conto energia"- ripartizione per Regione

In Italia, fino al 2005, il settore FV è stato condizionato dalla modesta dimensione del mercato e ha visto la presenza dei seguenti operatori:

- N. 8 Società nazionali produttrici di componenti e apparecchiature (moduli FV, inverter, regolatori di tensione, quadri elettrici, ecc.),
- Circa 15 Distributori di apparecchiature e componenti prodotti all'estero,
- Circa 40 Società dedicate alla sistemistica (progettazione e installazione di impianti complessi), normalmente definite "system integrators",
- Circa 1000 installatori che sono stati addestrati direttamente dalle aziende o tramite i corsi tenuti da ENEA, da associazioni di settore come ISES Italia (International Solar Energy Society), Kyoto Club, agenzie locali per l'energia (anche in collaborazione con Enti Locali e Regioni), da istituti universitari, da agenzie di formazione etc.

Secondo diverse analisi di mercato la scarsità di silicio porterà la domanda a superare l'offerta. Considerando che per i prossimi 10/15 anni il silicio cristallino avrà un ruolo predominante per il fotovoltaico, ogni tipo di intervento a sostegno del settore dovrà scontrarsi con la carenza di feedstock.

La corsa all'accaparramento di silicio ha fatto schizzare i prezzi alle stelle (fino a 200-250 \$/Kg contro un prezzo di mercato che si aggira tra i 40-60 \$/Kg). Anche se cominciano ad affacciarsi nel settore nuove società (soprattutto in Russia e Cina), il mercato resta nelle mani di 8 grandi produttori.

In Italia l'esperienza di produzione di feedstock è quella dell'americana MEMC ELECTRONIC MATERIALS la cui produzione per il mercato italiano è comunque limitatissima.

Data la specializzazione dell'industria FV italiana nella produzione di diverse tecnologie necessarie alla produzione di celle e moduli, se l'industria italiana riuscisse a risolvere, magari con il sostegno dello Stato, il problema del feedstock, si supererebbe il problema il collo di bottiglia a monte della catena produttiva costituito dalla produzione di silicio di grado solare.

Diverse tecnologie utilizzate per la lavorazione e metallizzazione delle celle, i forni e il taglio dei lingotti di silicio fino all'imballaggio e alla spedizione sono pronte a fornire valore aggiunto nazionale alla crescita del settore.

Da ["La produzione fotovoltaica in Italia"](#) di Leonardo Berlen
Quale Energia anno IV – N.4 Sett-Ott 2006

Si vanno concretizzando nel nostro Paese molteplici iniziative sul fronte della produzione di celle e moduli. Qualche operatore sta valutando anche la possibilità di intervenire nella produzione del silicio di grado solare. La creazione di una forte industria del solare viene incoraggiata dal Governo. Nel programma "Industria 2015" del Ministero dello Sviluppo Economico, destinata a rilanciare il sistema produttivo italiano mediante una revisione dei sistemi di incentivazione, una delle aree prioritarie individuate riguarda proprio il settore dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili. Si può quindi ritenere che, creata una forte domanda fotovoltaica, nei prossimi anni avremo anche un deciso potenziamento nazionale delle industrie fornitrici di queste tecnologie e una contemporanea forte attività di ricerca sulle soluzioni avanzate in grado di fornire al nostro Paese soluzioni strategiche per il futuro energetico.

www.qualenergia.it – ["2007 - Il fotovoltaico decolla anche in Italia"](#) – di Gianni Silvestrini

Il meccanismo di incentivazione del conto energia per il fotovoltaico, con i limiti propri di ogni forma di sussidio, ha dimostrato anche in Italia di saper stimolare la domanda di sistemi per

la produzione di elettricità solare. Tuttavia l'attuale divario tecnologico che separa il nostro Paese da quelli leader nella produzione di celle e moduli fa ritenere che almeno una quota del 50% della tariffa incentivante (stima della percentuale da imputare ai costi per i moduli) vada ai fornitori esteri di prodotti fotovoltaici, in particolare di celle. Uno sviluppo più equilibrato del settore fotovoltaico in Italia richiederebbe di agire sull'offerta di celle, moduli e sistemi di fabbricazione nazionale: in sintesi, sarebbe opportuno mettere in piedi anche nel nostro Paese una filiera del fotovoltaico completa che parta dalla fornitura della materia prima fino all'assemblaggio di celle e alla componentistica.

Da "[La produzione fotovoltaica in Italia](#)" di Leonardo Berlen
Quale Energia anno IV – N.4 Sett-Ott 2006

Il trend per la filiera imprenditoriale del fotovoltaico in Italia può essere stimato in ca. 48,3 milioni di euro di fatturato che vanno comparati con i dati internazionali che evidenziano un fatturato dell'industria FV pari a 1.150 milioni in Germania, 800 milioni in Francia, 145 milioni in Austria.

Secondo i dati dell'Osservatorio O.N.E.F.A. il contributo più ampio alla diffusione del fotovoltaico potrebbe arrivare dal settore residenziale con una produzione di 43.160 GWh, seguito da quello industriale con 23.100 GWh. Al comparto agricolo vengono attribuite potenzialità più limitate: con l'utilizzazione delle sole superfici dei manufatti e di parte dei terreni incolti si potrebbe raggiungere la produzione di 21.700 GWh.

A fronte di tali stime la potenzialità dell'industria, in termini di fatturato, è pari a ca. 66.000 €/mln per il 2020, con una media annua di ca. 4.400 €/mln ed un valore aggiunto di ca. 2600 €/mln al netto dei costi esterni monetari. In termini occupazionali ciò si traduce in ca. 102.000 occupati, tra occupazione diretta ed indotta nel 2020 con un'occupazione media di oltre 23.000 addetti nel periodo considerato.

3 TECNOLOGIA E APPLICAZIONI

La tecnologia fotovoltaica è relativamente giovane: la prima cella (al Silicio) è stata realizzata nei primi anni '50 presso i Laboratori della Bell Telephon. Di lì, le attività di ricerca e sviluppo sono state indirizzate unicamente verso il settore delle applicazioni spaziali (il Vanguard I, 1958 ne è un esempio) e solo a seguito della prima crisi petrolifera (1973) i programmi hanno preso in considerazione anche le applicazioni terrestri. E' corretto ricordare che, sempre negli anni '70, a fianco del fotovoltaico sono state affrontate e definite, con un continuo e significativo interesse da parte dei principali paesi industrializzati, anche le strategie di sviluppo delle altre fonti rinnovabili.

I principali promotori di politiche energetiche caratterizzate da una particolare attenzione a queste tecnologie (anche per fini ambientali) possono considerarsi limitati agli Stati Uniti, la cui espressione più manifesta è rappresentata dallo stato della California, al Giappone, che ha puntato quasi esclusivamente sulla tecnologia fotovoltaica raggiungendo risultati di gran lunga senza pari e, infine, alla Commissione Europea.

Per quanto riguarda le politiche comunitarie, in particolare, esse sono da tempo attestate su alcune priorità fondamentali:

- diversificazione delle fonti di energia e sicurezza negli approvvigionamenti;
- ruolo attivo nella crescita sostenibile dell'economia mondiale e dei Paesi in via di sviluppo;
- sviluppo di una industria europea con ruolo primario a livello mondiale nel campo delle fonti rinnovabili.

3.1 Ricerca e innovazione nel settore FV

E' opinione comune che il fotovoltaico rappresenti, oggi, la principale tecnologia capace di incarnare gli obiettivi a lungo termine della politica energetica della Commissione Europea, che punta, analogamente a quanto da tempo in corso in Giappone, proprio sul fotovoltaico per la produzione di energia elettrica. In ambito comunitario, infatti, si ritiene che il fotovoltaico possa contribuire all'approvvigionamento elettrico in una prospettiva di lungo periodo (dopo il

2050) e che il suo contributo non sarà apprezzabile fino al 2030 (si valuta, fino a quella data, un'incidenza non superiore all'1% della domanda elettrica europea).

Similmente a quanto in generale avviene per le varie fonti energetiche, la sostanziale riduzione del costo dell'energia prodotta da fotovoltaico costituisce l'unica effettiva sfida da vincere affinché questa tecnologia si affermi. Intervenire positivamente sul costo del kWh generato significa, da un lato, diminuire la spesa d'investimento dell'impianto (in termini di euro per unità di potenza installata) e, dall'altro, aumentare l'efficienza di conversione di quest'ultimo. La ricerca, quindi, si muove lungo due diverse direttrici: la prima, che porta alla diminuzione del costo di fabbricazione dei moduli fotovoltaici (attualmente non inferiore ai 2-2,5 €/W_p) e la seconda, che punta all'aumento del rendimento del generatore fotovoltaico, che costituisce il vero collo di bottiglia dell'intero sistema di generazione (i valori più alti di oggi si attestano intorno al 15%).

3.1.1 Attività consolidate

Le attività di ricerca, sviluppo e dimostrazione nel settore fotovoltaico si sono sin dall'inizio ben diversificate, definendo così i principali filoni di lavoro i quali, a loro volta, sono ulteriormente articolati; di fatto, un primo livello di suddivisione concerne le celle e i moduli, da un lato, e i sistemi e le applicazioni, dall'altro.

Celle e moduli

Relativamente ai progetti di ricerca su celle e moduli fotovoltaici, le attività spaziano dallo studio dei materiali ai processi di laboratorio scalabili a livello industriale, per la fabbricazione di celle e moduli; comunque, gli sforzi maggiori sono concentrati sulle tecnologie di realizzazione del dispositivo fotovoltaico. In questo specifico ambito, è consuetudine riferirsi alla categoria del Silicio cristallino, a quella dei film sottili e, in tempi recenti, alle tecnologie emergenti (anziché la precedente e superata classificazione: rispettivamente I, II e III generazione).

La tecnologia del Silicio cristallino (c-Si) è di gran lunga la più consolidata: a sua volta, si suddivide in monocristallino e multicristallino, ma le differenze tra le due non sono sostanziali. Essa consiste nell'impiego di wafer di Silicio (tipicamente quello destinato all'industria elettronica), dai quali si ottengono celle con un'area di 150-250 cm², che vengono

opportunamente connesse in serie/parallelo tra loro e assemblate in moduli piani, di potenza nominale tipicamente compresa tra 50 Wp e 200 Wp. Varie celle di produzione industriale si aggirano sul 15% di efficienza, con punte prossime al 20%, mentre in laboratorio è stata raggiunta un'efficienza record molto vicina al 25% su piccola area, limite oltre il quale non sembra ragionevole poter andare. Questa tecnologia domina da sempre il mercato mondiale con quote, almeno negli ultimi anni, comprese tra il 90% e il 95% e tutti concordano che così sarà per i prossimi 10-15 anni, nonostante i contro di questa stessa tecnologia. Infatti, buona parte del materiale viene perso durante l'operazione di slicing del lingotto di Silicio (il cui costo di produzione non è assolutamente trascurabile) per ottenere wafer, il cui spessore è stato gradatamente ridotto nel tempo (dai circa 300 μm iniziali, ai 160 μm - 200 μm di oggi, tipici dei più avanzati sistemi di produzione industriale); i wafer vengono poi trattati con processi ad alta temperatura (dell'ordine di 800 °C) per realizzare la giunzione della cella, cui seguono altri passi di processo non particolarmente costosi. Ne consegue, in definitiva, che l'energy pay-back time del modulo fotovoltaico è di circa 4-5 anni, da confrontare, sia con il suo favorevole tempo di vita (attualmente garantito dal costruttore fino a 25 anni, a fronte di non pochi dati sperimentali che mostrano un buon funzionamento anche oltre i 25 anni di esercizio reale), sia con efficienze di conversione soddisfacenti. Le principali attività di ricerca e sviluppo mirano, nel breve e medio termine, a incrementare l'efficienza di conversione del modulo fotovoltaico a valori prossimi al 20% o poco più (si ricordi che l'efficienza di conversione dei moduli è, in generale, leggermente inferiore all'efficienza media delle celle solari con le quali i moduli stessi sono fabbricati). La ricerca e sviluppo, inoltre, punta a ottimizzare l'automazione dei processi di fabbricazione di celle e moduli, a ridurre il consumo di Silicio (attraverso l'impiego di sistemi di processo automatizzati capaci di trattare wafer sempre meno spessi), a sviluppare processi di fabbricazione a temperature più contenute (300-400 °C) e soluzioni ad alta efficienza scalabili a livello industriale per dispositivi innovativi (come: contatti sepolti, serigrafia, emitter selettivo, trattamenti della back surface...) e, infine, a sviluppare tecnologie per eterogiunzioni e altri dispositivi di nuova concezione.

La tecnologia dei film sottili è nata, sostanzialmente, per superare lo spreco di materiale e l'energy pay-back time che caratterizzano negativamente i dispositivi al Silicio cristallino; nel caso dei film sottili, infatti, sono sufficienti spessori di materiale non superiore a qualche micron e processi a temperature di 200-250 °C al massimo, per realizzare moduli fotovoltaici, tipicamente in un unico passo di processo e anche su larga area (fino 4-5 m²). Le attività di

ricerca e sviluppo sui film sottili sono nate con la tecnologia del Silicio amorfo (a-Si), sulla quale si è puntato molto, nella convinzione di superare rapidamente gli handicap (principalmente efficienza di conversione e sua stabilità) intrinseci di questa soluzione tecnologia e di soppiantare così altrettanto velocemente la tecnologia del Silicio cristallino. L'evidenza degli scarsi risultati raggiunti su dispositivi semplici (a singola giunzione, cioè), però, ha sempre più attenuato le aspettative; infatti l'efficienza stabilizzata di questi dispositivi non supera il 9 % nei migliori dei casi. L'attenzione dei ricercatori si è così gradatamente rivolta a tecnologie più complesse del Silicio amorfo (come la tripla giunzione) e a tecnologie basate su altri materiali, tecnologie che consentono di raggiungere discrete efficienze di conversione (anche fino al 15 % in alcuni casi specifici) a costi relativamente contenuti, facendo in tal modo nascere e sviluppare la categoria dei film sottili. Tra i principali componenti di questa categoria figurano, oltre alle celle solari al Silicio amorfo (singola e multipla giunzione), le celle a base di Telluriuro di Cadmio (CdTe), di Diseleniuro di Rame e Indio (CIS), di Diseleniuro di Rame Indio e Gallio (CIGS) e celle tandem di Silicio amorfo e microcristallino ($\mu\text{-Si}$). Anche in considerazione del fatto che i film sottili consentono la realizzazione di moduli flessibili e di moduli semitrasparenti, di particolare interesse per le applicazioni nel settore edilizio, è opinione comune che la quota di mercato di questa tecnologia possa crescere, ma successivamente al 2010. Le relative attività di ricerca, in modo del tutto analogo a quanto avviene circa il Silicio cristallino, sono concentrate sullo sviluppo e sul miglioramento delle tecnologie di realizzazione dei dispositivi, a livello sia di laboratorio che di linee di produzione industriale.

Sistemi e applicazioni

Le principali attività di ricerca sui sistemi fotovoltaici riguardano il tempo di vita, le perdite di energia e la disponibilità dei vari sottosistemi e componenti dell'impianto, noti come Balance Of System (BOS). L'insieme dei cablaggi elettrici, i dispositivi di conversione e controllo della potenza, i dispositivi d'interfaccia alla rete elettrica, i regolatori di carica del sistema di accumulo e gli altri dispositivi di gestione e controllo sono le principali parti d'impianto che compongono il BOS. Attualmente, le più basse perdite di sistema (a meno dell'efficienza dei moduli fotovoltaici) sono dell'ordine del 10% in generale, il tempo di vita medio varia anche fortemente tra componente e componente (si va dai tipici 5 anni circa del sistema di accumulo elettrochimico agli oltre 25 anni di alcuni apparati elettronici ed

elettrotecnici), mentre la disponibilità di sistema è in generale maggiore del 95%.

Dal punto di vista delle applicazioni, le attività di ricerca e sviluppo risultano grossomodo parimenti distribuite, in termini di risorse dedicate, sugli impianti connessi alla rete (grid connected o on grid) e su quelli isolati (stand alone o off grid), sebbene alcuni studi comunitari ipotizzino una diffusione apprezzabile e crescente di quest'ultimi a decorrere dal 2020 e dei primi successivamente al 2030. Comunque, si riscontra un recente e continuo impegno sulla messa a punto di kit completi (dal generatore all'apparecchio utilizzatore), di bassa potenza e ottimizzati per le specifiche richieste del mercato (tipicamente quello dei paesi in via di sviluppo o di quelle utenze che, sebbene fisicamente vicine alla rete elettrica, hanno costi di allaccio alla rete stessa proibitivi). Per quanto riguarda le applicazioni in connessione alla rete, negli anni '80 e '90 l'attenzione fu nettamente rivolta agli impianti di grande taglia (dell'ordine di qualche MWp), per i quali erano attesi apprezzabili vantaggi sul costo dell'energia prodotta grazie alle economie di scala; in quegli anni e per un discreto periodo di tempo il più grande impianto fotovoltaico in esercizio al mondo è stato quello di Serre (ENEL, 3,3 MWp). Successivamente e in modo del tutto analogo a quanto accadeva a livello internazionale, le attività di ricerca e sviluppo si sono attestate su taglie di uno e due ordini di grandezza inferiore: in un caso, per rispondere all'esigenza di potenziare rami deboli della rete e, nell'altro, per contribuire alla diffusione del modello della "generazione distribuita" in generale e dell'integrazione architettonica del fotovoltaico nell'edilizia in particolare.

3.1.2 Cenni sulle altre attività di ricerca

Si tratta di nuove tecnologie (next generation) per la cella solare (celle organiche, celle a base di materiali nanostrutturati e celle dye sensitized) e di nuovi concetti riguardanti la conversione della radiazione solare in energia elettrica all'interno del dispositivo fotovoltaico. Queste tecnologie sembrano ancora abbastanza lontane dal costituire un prodotto capace di occupare una quota apprezzabile di mercato: esse sono limitate, infatti, a livello dimostrativo nel migliore dei casi e a livello di laboratorio più in generale. Obiettivo comune di questo filone di attività è l'accelerazione tecnologica che risulterebbe dalla drastica riduzione dei costi di produzione, o dall'alta efficienza, o da una combinazione di queste due proprietà che caratterizzano l'una o l'altra tecnologia.

Parimenti, le attività sulle celle a multigiunzione (tipicamente a base di composti III-V) e sui dispositivi per i sistemi a concentrazione, spesso derivanti dal settore finalizzato alle

applicazioni spaziali, sebbene classificabili per una loro parte tra le attività consolidate, saranno comunque trattate nella sezione relativa alle tecnologie emergenti.

3.1.3 Lo stato attuale della ricerca

Come già accennato, tra i principali attori sul panorama internazionale nel settore fotovoltaico si ricordano, oltre alla maggior parte degli stati membri dell'Unione Europea, gli Stati Uniti, il Giappone e pochissimi altri paesi terzi, come l'Australia, il Canada, la Corea, l'Israele e, più recentemente, la Cina.

Il contesto europeo

I programmi di ricerca comunitari sono alquanto in linea con le strategie degli altri paesi non europei e, sinteticamente, puntano a ottimizzare le attuali soluzioni tecnologiche, a migliorare le prestazioni dei prodotti e l'efficienza energetica dei processi produttivi e, infine, a coordinare le attività intraprese dai singoli Stati Membri, oltre ad alcune azioni di lungo termine.

Il portfolio di ricerca e sviluppo degli Stati Membri, nell'ambito delle tecnologie fotovoltaiche, è relativamente coerente con il portfolio della Commissione Europea (CE). Tuttavia, il panorama è molto eterogeneo e costellato da linee di ricerca che procedono a velocità diverse.

Il collegamento con l'industria, che dovrebbe rappresentare un vantaggio per la ricerca, in molti casi ne limita il coordinamento visto l'orientamento fortemente nazionale del gran numero di PMI attive in questo campo, tipico dell'Europa.

Tema comune dei vari paesi è la riduzione dei costi. Gli ambiti di ricerca comprendono filoni di ricerca di base sulle celle e ricerca applicata per l'implementazione dei prodotti a livello industriale. Nel panorama della ricerca europea, principali attori sono Germania, Spagna, Paesi Bassi e Svizzera.

La Germania è attiva nei tre principali campi di ricerca: tecnologie per la riduzione del Silicio, film sottili (dal laboratorio al mercato) e integrazione di sistemi.

Nei Paesi Bassi le tecnologie chiave su cui sono attivi i principali attori riguardano ricerca su wafer Silicio multicristallino e film sottili (in particolarmente film sottili Silicio a bassa temperatura).

La Svizzera è un attore di punta nel campo dei nuovi materiali (celle organiche); nel campo dello sviluppo e della dimostrazione del sistema particolare rilievo è posto sulle tecnologie fotovoltaiche per l'integrazione nelle costruzioni.

Varie azioni sono state intraprese per migliorare il coordinamento delle attività di ricerca e sviluppo nel settore fotovoltaico promosse dalla Commissione Europea.

Nel 2004, è stata attivata una Piattaforma Tecnologica Europea sul fotovoltaico, i cui principali obiettivi consistono nel:

- 1 mobilitare tutti gli attori che condividono una visione europea di lungo termine sul fotovoltaico;
- 2 costituire una Strategic Research Agenda europea sul fotovoltaico per i prossimi decenni e fornire raccomandazioni per la sua definizione;
- 3 fare sì che l'Europa mantenga la sua leadership industriale nel settore.

Altra azione riguarda l'ERA-NET, una rete che riunisce i programmi di ricerca nazionali e regionali nel campo del fotovoltaico, rappresentata dai Ministeri e dalle agenzie per l'energia di 11 paesi partecipanti (tra cui l'Italia). Una prima azione di ERA-NET è stata la valutazione delle attività continue di ricerca a livello nazionale e locale.

Anche la European Photovoltaic Industry Association (EPIA) ha assunto un forte ruolo di coordinamento, per esempio attraverso il progetto "Catapult", che consiste in una nuova azione, all'interno del 6° Programma Quadro (FP6), che farà partecipare più di 70 partner dell'industria europea, la comunità scientifica e altri importanti stakeholders del settore.

Il coordinamento delle attività di ricerca e sviluppo ha richiesto ingenti sforzi, che sono attualmente abbastanza eterogenei a livello di Stati Membri; gli effetti di varie iniziative dovranno essere valutati con attenzione. Inoltre, è bene ricordare che le attività di coordinamento della Commissione Europea potrebbero trarre beneficio dall'Implementing Agreement sul fotovoltaico dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA-PVPS), che fornisce notevoli informazioni anche di dettaglio sulle attività condotte nei vari paesi partecipanti all'accordo. Su questo specifico punto infine, molti stakeholder esprimono il bisogno di continuare a intensificare queste azioni di coordinamento.

Il ruolo dei Paesi Terzi

Nell'ultima decade, il Giappone ha sottratto agli Stati Uniti la leadership mondiale per capacità installata, potere di mercato e conoscenza del mercato industriale nel campo del

fotovoltaico. Entrambi i paesi hanno una lunga tradizione nel finanziamento per ricerca e sviluppo nel settore. A livello generale gli obiettivi di ricerca sono simili a quelli dell'UE: i temi principali sono la riduzione dei costi e il miglioramento dell'efficienza energetica, a livello di sistema. Gli investimenti coprono la ricerca di base e quella applicata, quest'ultima correttamente svolta in stretta collaborazione con gli attori industriali.

Per quel che riguarda il Giappone le priorità di ricerca sono regolate generalmente da un approccio top-down e da un forte interesse da parte dell'industria, dominata da grandi imprese (per esempio Sharp) a differenza dell'industria europea, costituita in buona parte da Piccole e Medie Imprese (PMI).

Le attività di ricerca sono gestite dal New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) e si fondano sulle seguenti priorità:

- sviluppo di diverse tecnologie avanzate per celle e moduli;
- ricerca per tecnologie innovative;
- sviluppo di tecnologie idonee ad accelerare la diffusione dei sistemi fotovoltaici.

Il programma giapponese "PV2030" ha come obiettivo la realizzazione al 2030 di impianti per una potenza da 50 a 200 GW. Attualmente gli incentivi prevedono uno scambio di energia al netto dei consumi con la valorizzazione dell'energia prodotta pari a 0,2 €/kWh. Inoltre, sono previsti piccoli prestiti agevolati per l'installazione. Bisogna sottolineare che anche in assenza di incentivi da parte del Governo, il mercato locale continua a crescere a un tasso di oltre il 20% l'anno.

Le priorità stabilite dal Department of Energy (DOE) statunitense coprono lo stesso spettro di temi di ricerca definiti dall' UE, cioè:

- ricerca fondamentale;
- materiali e dispositivi;
- sviluppo di tecnologie.

Obiettivo prioritario del programma statunitense è formare partnership tra università, laboratori di ricerca e imprese. Comunque, non esistono politiche di incentivazione al mercato da parte del governo centrale, mentre sono invece praticate a livello di singoli Stati o città, con programmi differenziati.

Parallelamente ai temi comuni di ricerca a livello internazionale, gli Stati Uniti seguono anche una strategia di differenziazione, soprattutto nel campo delle celle ad alta efficienza per i sistemi a concentrazione. Questo percorso tecnologico ha ricevuto, in media, relativamente

pochi fondi nell'ambito dei vari Programmi Quadro della Commissione Europea ed è marginale nell'insieme delle attività di ricerca correntemente svolte dai singoli Stati Membri.

Da qualche anno, anche la Cina si è inserita fra i principali attori del fotovoltaico. La "National Reform and Planning Commission" sta sempre più sostenendo il fotovoltaico in termini di installazione di sistemi fotovoltaici, ma anche in termini di una strategica politica industriale (per esempio, di sostegno agli impianti). A tale riguardo un collegamento più vicino fra ricerca e sviluppo industriale può essere previsto durante gli anni venturi in Cina.

L'Australia possiede un considerevole know-how nel campo del Silicio cristallino, soprattutto a livello di ricerca di base.

3.2 Le competenze sul territorio italiano e i finanziamenti

Nella seconda metà degli anni '70 furono avviate, in Italia, le prime attività di studio relativo alla tecnologia fotovoltaica: Il Progetto Finalizzato Energetica (articolato in due fasi: PFE1 1976-81 PFE2 1983-89) i primi programmi di finanziamento comunitari (per attività sia di ricerca, sia di realizzazione di impianti pilota) e, successivamente, il Piano Energetico Nazionale (PEN, 1988), costituirono l'ambito in cui ENEL, CNR, varie Università, ENEA (allora CNEN), ENI (attraverso alcune sue apposite società), Ansaldo, Galileo e altri operatori industriali investirono risorse, in misure anche molto diverse tra loro, per la ricerca, lo sviluppo tecnologico e la sperimentazione di impianti dimostrativi in questo specifico settore.

Il sistema italiano di ricerca nel settore fotovoltaico è, nel suo insieme, alquanto contenuto (valutabile in non più di 200 addetti) e costituito quasi esclusivamente da strutture pubbliche (Enti di ricerca e Università). Nella tabella seguente, sono riportati i principali operatori e le rispettive tematiche di lavoro.

Organizzazione	Addetti (N°)	Area di attività
JRC - IES Ispra	30	Certificazione di moduli fotovoltaici. Normativa. Misure
ENEA - C.R. Casaccia	10	Tecnologie del Silicio cristallino. Dispositivi a base Cu_2O (a basso costo)
ENEA - C.R. Portici	40	Tecnologie dei dispositivi a film sottile e a eterogiunzione. Sistemi piani e a concentrazione. Qualificazione componenti

		e sistemi. Normativa. Integrazione architettonica.
CESI e CESI Ricerca	10	Tecnologie dei composti III-V per applicazioni prevalentemente spaziali. Sistemi piani e a concentrazione. Normativa
CNR – IMM Bologna	5	Tecnologie del Silicio cristallino a eterogiunzione.
CNR – IMEM Parma	?	Tecnologie dei composti III-V.
CNR – IMIP Bari	?	Tecnologie del Silicio a film sottile.
CNR – ISOF Bologna	?	Tecnologie delle celle solari organiche.
CNR – ISMAC Milano	?	Tecnologie delle celle solari organiche.
CNR – IME Lecce	?	Termofotovoltaico.
Università di Parma	5	Tecnologie del Telluriuro di Cadmio a film sottile e del Diseleniuro di Rame Indio e Gallio.
Università di Parma	?	Tecnologie dei composti III-V.
Università di Ferrara	18	Tecnologie del Silicio cristallino. Sistemi a concentrazione.
Università di Ferrara	4	Tecnologia delle celle dye sensitized.
Università di Bologna	4	Tecnologia delle celle polimeriche.
Università di Roma Tor Vergata	20	Tecnologie delle celle dye sensitized e polimeriche.
Università di Roma La Sapienza	4	Tecnologie del Silicio amorfo e dei dispositivi a eterogiunzione.
Università di Napoli Federico II	4	Caratterizzazione materiali. Modellistica.
Università di Salerno	?	Modellistica e caratterizzazioni.
Università di Camerino	3	Tecnologie dei composti III-V.
Università di Firenze	?	Tecnologie per la produzione del Silicio.
Università di Milano Bicocca	?	Tecnologie del Silicio cristallino e a film sottile.
Politecnico di Milano	?	Integrazione architettonica del fotovoltaico.
Politecnico di Torino	?	Tecnologia dei convertitori statici di potenza.
Università di Palermo	?	Tecnologia dei convertitori statici di potenza.
Università di Salerno	?	Tecnologia dei convertitori statici di potenza.
Pirelli Labs	?	Celle organiche.
Eni-Power (ex	?	Celle al Silicio cristallino. Ingegneria di sistema.

Eurosolare)		
ST-Microelectronics	?	Celle al Silicio cristallino e celle organiche.

Tabella 1: Principali operatori in Italia nel settore della ricerca

3.2.1 Linee di finanziamento

Nell'ambito delle tecnologie delle fonti rinnovabili, al fotovoltaico è generalmente dedicata la quota maggiore di finanziamenti. Questo avviene spesso per le ricerche che si avvalgono di contributi comunitari e per le attività condotte dai singoli Stati Membri, come pure per le attività di ricerca svolte in Giappone e negli Stati Uniti.

Buona parte dei progetti comunitari riguardano ricerche di medio-lungo termine; per esempio, il 60% dei progetti finanziati nell'ambito del V Programma Quadro erano riferiti a tale arco temporale.

Relativamente alle tecnologie, più del 30% dei fondi previsti dal VI Programma Quadro sono stati destinati a ricerche nel campo del Silicio cristallino. Il 65% (pari a circa 37 ML€) del budget assegnato finora dal VI Programma Quadro è stato destinato al campo dei materiali, delle celle e dei moduli e riguarda tre Progetti Integrati (IPs), che puntano alla massima contiguità fra ricerca di base a livello di celle e ricerca di base e applicata a livello di modulo fotovoltaico, relativamente alla tecnologia del Silicio cristallino, dei film sottili e ad alcune nuove tecnologie.

Meno del 15% del budget del VI Programma Quadro è stato dedicato ai sistemi fotovoltaici e alla loro integrazione nelle strutture edilizie.

Il fondo di finanziamento dedicato alla diffusione della tecnologia e alla dimostrazione d'uso è stato ridotto nel passaggio tra il V e il VI Programma Quadro; qualcosa di analogo è avvenuto in quello stesso periodo a livello di alcuni Stati Membri, come la Germania, per esempio, e ancor più l'Italia, ove, ultimate le attività di ricerca relative al V Programma Quadro, i finanziamenti sono stati drasticamente ridotti (nella misura di circa il 50%) fra 1997 e 2003.

Per quanto riguarda gli investimenti, gli attori chiave sono la Germania, con un fondo annuale di circa 30 ML€. fra il 2000 e il 2004, i Paesi Bassi con 15 ML€ all'anno (il più alto fondo pro capite in ambito comunitario), la Francia il cui fondo di 10 ML€. all'anno è in aumento e, infine, il Regno Unito con 5 ML€ all'anno; circa l'Italia, si è registrato un fondo 15 ML€ all'anno in diminuzione. In Spagna, a fronte di un fondo nazionale piuttosto limitato (4

ML€ all'anno), gli istituti di ricerca riescono a svolgere gran parte delle proprie attività a valere su finanziamenti comunitari.

Nei nuovi Stati Membri l'attività è in generale molto limitata e riguarda principalmente la ricerca sui nuovi materiali; i paesi più attivi sono Polonia, Ungheria ed Estonia, mentre la Romania investe quasi esclusivamente in progetti dimostrativi e di ricerca di sistema. Cumulando tutti e dieci i nuovi Stati, i fondi annuali non raggiungono il milione di euro (il dato è relativo ai budget medi stanziati nel periodo 1996 - 2003). Va notato che in questi ultimi anni si registra un aumento dei budget: la Polonia, per esempio, che ha costituito un fondo di circa 0,5 ML di euro per il 2004).

In Svizzera, che ha spesso dimostrato di essere un paese di punta nel settore, i fondi per ricerca e sviluppo sono stati di circa 10 ML€ l'anno nel il quadriennio 2000-2004. In quest'ultimo periodo, però, si sta assistendo a una riduzione generale (valutabile nell'ordine del 20%) del budget dedicato alle fonti rinnovabili.

La ricerca in Giappone è stata notevolmente sostenuta in passato da programmi finalizzati alla promozione del mercato interno. La parte principale delle attività di ricerca è stata svolta sotto la gestione del NEDO, che nel 2004 ha disposto di un budget generale pari a 47 ML di euro, ripartito come segue:

- sviluppo di celle solari e di moduli avanzati: 17,1 ML€;
- ricerca per tecnologie innovative: 15,7 ML€;
- tecnologia di sistema: 8,4 ML€;
- diffusione dei sistemi fotovoltaici: 5,8 ML€.

Negli Stati Uniti, il budget per la ricerca ha raggiunto il suo picco nel 1996 e, dopo un periodo di drastica riduzione degli stanziamenti, i livelli degli investimenti sembrano essere tornati abbastanza stabili e continui. La maggior parte dei fondi proviene dal DOE, che per il 2006 ha stanziato circa 63 ML\$, dei quasi 85 ML\$ in totale, ripartiti come segue:

- ricerca di base: 26,4 ML\$;
- materiali e dispositivi: 24 ML\$;
- sviluppo di tecnologie: 12,6 ML\$.

4 STIMA DEL POTENZIALE FOTOVOLTAICO NAZIONALE E PROVINCIALE 2005-2030

In questo studio é stata effettuata una stima preliminare della produzione potenziale di energia elettrica da fonte fotovoltaica (FV). E' stato individuato anche il risparmio in termini di energia primaria e la relativa riduzione di emissioni altrimenti dovute al mix attuale di produzione termoelettrica da combustibili fossili.

La stima del potenziale é stata effettuata per approssimazioni successive a partire dalla stima del potenziale teorico, quindi tecnico, poi realistico e realizzabile a livello nazionale per gli anni 2005, 2015, 2020 e 2030. Tale stima é basata su ipotesi di letteratura e con i contributi di esperti del settore, quindi parametrizzata in termini di disponibilit  geografica, disponibilit  delle coperture, rendimento ed efficienza di conversione, capacit  del sistema industriale. Infine la stima del potenziale realizzabile é stata utilizzata come uno dei dati di input per un modello del sistema energetico italiano (MARKAL-Italia) per il calcolo del potenziale incentivabile da ora al 2030. Il modello di stima del potenziale realistico   stato sviluppato anche a livello provinciale e applicato alla situazione odierna (riferimento anno 2005) al fine di pesare la stima nazionale sulla base del contributo specifico delle caratteristiche territoriali di ciascuna provincia in termini di irraggiamento e superficie esposta disponibile.

Nota sul solare termico

Alla fonte solare termica   stata attribuita una quota di occupazione delle superfici finali effettivamente utilizzabili, complementare a quella ipotizzata come disponibile per il FV. Si tratta di una stima puramente indicativa, nel caso si volesse valutare quantitativamente, nel modello di calcolo realizzato, un'eventuale criticit  nella concorrenza delle due fonti rinnovabili. In questo studio, non viene computata la relativa riduzione in termini di energia primaria e di emissioni evitate, dovuto al contributo di tale quota di produzione da solare termico, per le cui stime si rimanda al lavoro dello specifico sottogruppo di esperti della commissione, con i quali si raccomanda un confronto al fine di raccordare la stima delle quote di superficie disponibile. Comunque una stima minima pubblicata (Energia dal Sole - Newsletter Assolterm e Assosolare 6/2007) riporta la superficie utilizzata per solare termico al 2020 pari a 17 km². Per lo stesso anno, la stima minima di questo studio   di 23 km². Per le

stime massime, la stessa fonte riporta 56,5 km² (corrispondente all'ipotesi di 1 m² pro-capite al 2020), mentre in questo studio si stima un utilizzo massimo di 77 km², ipotizzando l'utilizzo completo delle superfici potenziali teoriche. Dunque, con uno scarto in entrambi i casi, di circa il 26%, che si potrebbe anche ritenere accettabile per una stima preliminare e, comunque, facilmente riconducibile a valori condivisi nell'ambito di uno studio integrato sull'applicabilità delle due tecnologie solari.

Note metodologiche sul modello MARKAL

Il modello Markal per l'ottimizzazione tecnico-economica, è stato sviluppato nell'ambito dell'Energy Technology Systems Analysis Project dell'International Energy Agency ed è utilizzato per la valutazione delle politiche energetiche e ambientali in oltre 60 Paesi. Il modello Markal Italia è la metodologia attualmente utilizzata dagli esperti ENEA e APAT per conto dei ministeri competenti, per definire lo scenario tendenziale del sistema nazionale energetico e ambientale dal 2000 al 2050. Il modello tiene conto dei fattori normativi e tecnologici nazionali inerenti allo sviluppo reale della fonte, quale la presenza di fonti alternative in competizione e la convenienza economica della fonte, vale a dire il rapporto costi-benefici del FV, basato sui prezzi di mercato e sugli incentivi finanziari adottabili per giungere alla stima del potenziale "incentivabile", nelle ipotesi qui adottate.

4.1 Potenziale fotovoltaico teorico, tecnico, realistico e realizzabile

La potenzialità di installazione sul territorio concorre principalmente a determinare quella complessiva del sistema, a parità di condizioni tecniche (rendimento medio di conversione ed efficienza media del sistema elettronico di immissione in rete) e per un dato mix di tecnologie (silicio monocristallino, policristallino e film sottile). In questo studio la stima del potenziale è basata sulla valutazione della disponibilità di superfici adatte ad ospitare i moduli fotovoltaici e i collettori solari termici, in quanto - come noto - le capacità di produzione energetica delle attuali tecnologie, sono direttamente proporzionali alla superficie utilizzata. In particolare il potenziale teorico è stato calcolato a partire dalla stima della disponibilità di diverse tipologie di destinazione d'uso del suolo ad ospitare questi dispositivi, senza applicare ipotesi sulle limitazioni di carattere geometrico ed urbanistico, come l'accessibilità, l'orientamento e l'effettiva quota di spazio occupabile per questo scopo, che invece sono state applicate per la successiva stima del potenziale tecnico.

Da questo, a partire dalle superfici utilizzabili dedotte della quota d'uso per le applicazioni del solare termico, è stato stimato il potenziale realistico che tiene conto anche dell'esposizione all'irradiazione solare e dell'effettiva fattibilità tecnologica (rendimento, potenza per unità di superficie, eventuale composizione della tipologia del "parco" commerciale delle tecnologie FV). Infine, in base ad alcune ipotesi e agli studi sul mercato FV internazionale, si è stimata la capacità industriale necessaria a valutare l'effettivo potenziale realizzabile.

Solo a valle di queste stime è stata effettuata una applicazione del modello MARKAL del sistema energetico nazionale, per una valutazione preliminare del potenziale effettivamente sfruttabile in base alle condizioni ed ai vincoli economici energetici nazionali, da qui al 2030 (in realtà, il modello lavora su un più ampio intervallo di tempo).

Nello schema che segue, viene riassunto il processo logico seguito (a parte qualche differenza terminologica), che trova fondamento in gran parte dei lavori consultati (tra cui ECN-C-03-00, 2004) e il Rapporto Energia e Ambiente 2007 di ENEA.

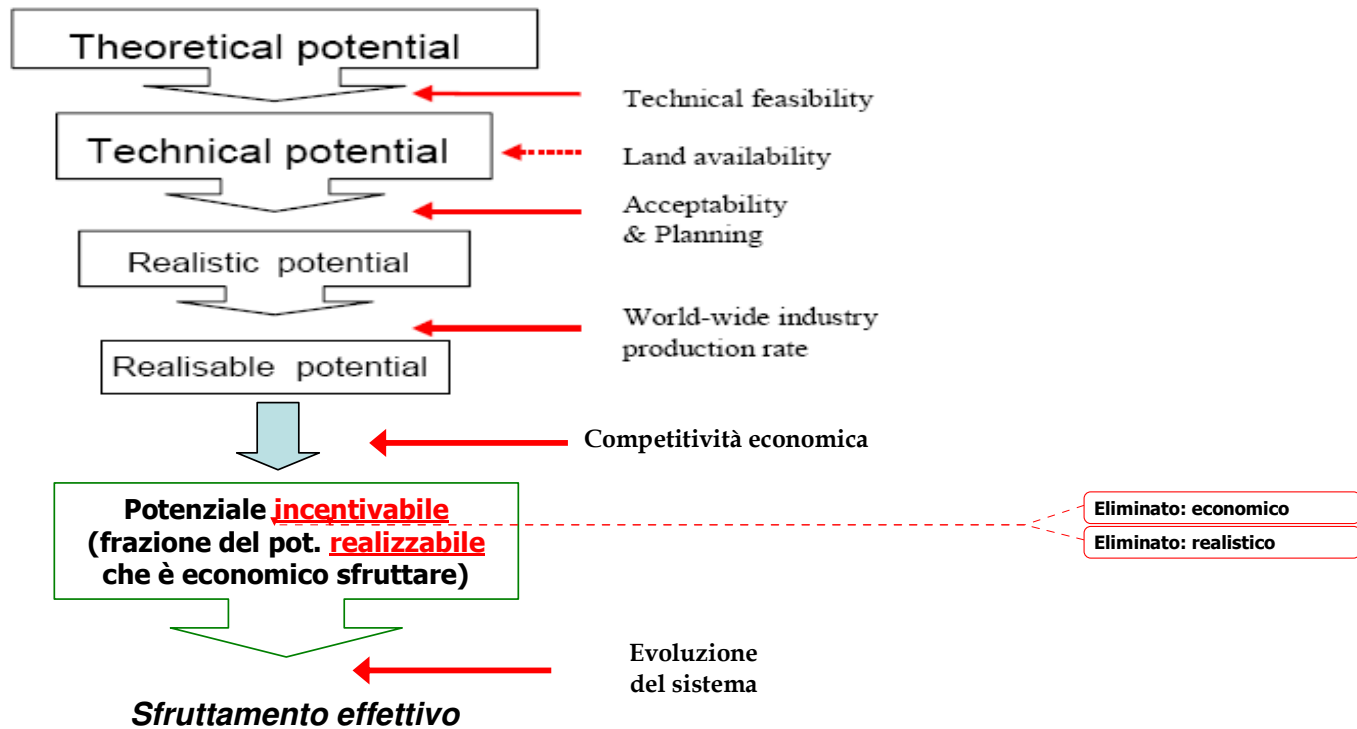


Figura 7: Schema del processo di stima del potenziale economico fotovoltaico

4.1.1 La stima del potenziale teorico

Per la stima delle superfici teoricamente utilizzabili per l'installazione dei pannelli fotovoltaici, si sono prese in considerazione le diverse tipologie di uso del suolo secondo la ripartizione del Corine Land Cover 2000, per le quali si é ipotizzata una diversa quota di utilizzo in base alle loro specifica destinazione d'uso. In particolare (tabella 2, colonna 1) sono state selezionate le superfici classificate nel CLC 2000 come: tessuto urbano continuo, tessuto urbano discontinuo, aree industriali e commerciali, quelle interessate da infrastrutture stradali, ferroviarie, portuali e infine di carattere agricolo (solo seminativi non irrigui), per un totale di circa 90.000 km², pari al 27% del territorio nazionale (tabella 2, colonne 2 e 3).

Si può ritenere che ad aree con una destinazione di uso del territorio differenziata, corrispondano differenti funzioni d'uso del FV. E' plausibile che, pur con ragionevoli sovrapposizioni:

a) nelle aree urbane si prediliga una funzione di uso legata al risparmio energetico e finanziario tipicamente per la famiglia, e siano quindi interessati ad impianti di piccole dimensioni;

b) nelle aree industriali prevalgano impianti di maggiore estensione e potenza per ottenere, oltre ad un significativo risparmio energetico, anche una redditività per l'impresa;

c) nelle aree seminate, gli impianti FV oltre al soddisfacimento del fabbisogno energetico, permettano di ottenere un reddito aggiuntivo attraverso la vendita di energia prodotta.

Tuttavia queste considerazioni in questo studio preliminare non sono state parametrizzate per una stima quantitativa. Si rimanda alla valutazione degli specialisti delle imprese del settore, per una previsione della scala delle applicazioni impiantistiche da modulare sul territorio sulla base della destinazione di uso del suolo e delle caratteristiche degli edifici.

4.1.2 La stima del potenziale tecnico

Per ciascuna delle tipologie CLC 2000 inizialmente é stata attribuita una quota percentuale di utilizzo della superficie in accordo con le valutazioni effettuate nel progetto "Patto per Kyoto" (Greenpeace, ISES Italia, ISSI, Kyoto Club, Legambiente, WWF, ANEV,

Acli Anni Verdi, AIEL, ANAB, APER, Assolterm, Coldiretti, FIPER, ITABIA, Rete Lilliput, Sinistra Ecologista) dove era stato ipotizzato un potenziale teorico corrispondente all'utilizzo dello 0,5% della superficie nazionale, pari a circa 1.500 km².

Gli ordini di grandezza delle superfici per ciascuna tipologia di uso del suolo che si ottengono con questa quota percentuale, sono confrontabili con le stime per l'Italia dell'istituto olandese ECN che ha lavorato con dati della IEA ("Trends in PV applications in selected IEA countries between 1992-2001", PVPS-T1, 2002). In generale queste ultime (che qui non riportiamo) sono del 30% inferiori a quelle stimate con il CLC 2000 nell'ipotesi del "Patto per Kyoto". In base a diverse considerazioni sulle effettiva disponibilità delle coperture, il Gruppo di Lavoro sul Potenziale ha ritenuto di ridurre ulteriormente del 70% la quota di occupazione delle superfici teoricamente disponibili per l'installazione di impianti solari, a questo punto dello studio ancora indifferenziati tra termici e FV. La superficie utile per il calcolo del potenziale tecnico è quindi di circa 500 km² (tabella 2, colonna 4).

Di tali superfici utili si ritiene che solo una frazione sia effettivamente utilizzabile (tabella 2, colonna 5) a causa delle diverse tipologia di copertura degli edifici (tabella 3.a); i coefficienti per il calcolo delle superfici utilizzabili per tipologia di copertura e uso del suolo sono infine riassunti in tabella 3.b. Questi ultimi sono tratti da un importante studio effettuato nel 1993 sul potenziale FV della regione Puglia (A Sorokin – ENEL – Stima potenziale Puglia. Proc. 3rd EU conference on solar energy in Architecture and urban planning, Florence Italy, 1993). Il Gruppo di Lavoro ha ritenuto di poter generalizzare tali risultati, con le dovute cautele, all'intero territorio nazionale.

Si ritiene che potrebbero esserci a livello locale differenze nella composizione quantitativa delle tipologie geometriche e urbanistiche delle coperture. Per esempio, può darsi che nelle regioni maggiormente industrializzate del nord d'Italia, la percentuale industriale sia superiore a quella pugliese. Invece é probabile che nelle zone montane (alpine ed appenniniche) la percentuale di tetti inclinati a falda sia maggiore, per motivi di adattamento climatico (neve). Ciò rimanda certamente alla necessità un aggiornamento e ampliamento della base informativa, mediante un opportuno studio sul campo, che non era nelle possibilità operative di questo Gruppo di lavoro.

1	2	3	4	5	6	7
Tipologia di territorio	Superficie teorica (km ²) (1)	Quota % superficie disponibile	Superficie utile (km ²)	Superficie utilizzabile (km ²)	Superficie realisticamente utilizzabile per FV (km ²)	Superficie realisticamente utilizzabile per solare termico (km ²)
Tessuto urbano continuo	1.400	7,5	108	25,8	18,2	6,1
Tessuto urbano discontinuo	9.200	1,5	138	33,0	23,2	7,7
Aree industriali o commerciali	2.200	7,5	163	3,6	2,5	0,8
Reti stradali e ferroviarie	130	3,0	4	0,1	0,1	0,02
Aree portuali	70	7,5	5	0,1	0,1	0,03
Seminativi in aree non irrigue	80.000	0,06	48	4,8	3,4	1,1
Superfici Totali nazionali (km²)	93.000	27,1	466	67	47	16

(1) Tipologia di territorio. Fonte: Corine Land Cover 2000. Elaborazione APAT (A. Caputo)

Tabella 2: Superfici utilizzabili nel 2005 per il calcolo del potenziale FV realistico.

Per quanto riguarda la restante superficie dei seminativi in aree non irrigue (tabella 2, colonna 4), se ne considera attualmente utilizzabile il 10% (tabella 3b, colonna 4), pari a 4,8 km² e corrispondente a 0,6 m² per ettaro, non considerando l'installazioni al suolo, ma solo su edifici di uso agricolo. Tale stima costituisce un limite inferiore pienamente raggiungibile: tenendo conto che la superficie media delle 1,38 milioni di aziende agricole italiane é di 9 ha (G. Benoist, P. Marquer, "Farm structure in Italy – 2005", Eurostat, 22/2007), si raggiungerebbe la copertura utilizzabile di 4,8 km², se si installassero 5,4 m² di pannelli fotovoltaici nei 2/3 di esse.

In tal modo, da una stima teorica del potenziale in termini di superficie disponibile, si é giunti ad una valutazione del potenziale tecnico delle superfici utili (tabella 2, colonna 5) pari quasi a 70 km².

Superficie Lorda Non Disponibile		0,211	
<i>di cui:</i>	Centro storico o vetustà edifici		0,158
	Ostacoli ambientali		0,053
Coperture inclinate		0,137	
<i>di cui:</i>	Orientamento falde non idoneo		0,075
	Non utilizzabili per ingombro spazi tecnici		0,025
	UTILIZZABILI		0,037
Coperture industriali		0,041	
<i>di cui:</i>	Non utilizzabili per costruzioni e distanz. File		0,019
	UTILIZZABILI		0,022
Coperture piane		0,611	
<i>di cui:</i>	Non utilizzabili per ostruzioni in copertura		0,126
	Non utilizzabili per di stanziamento file		0,237
	Non utilizzabili per ingombro spazi tecnici		0,046
	UTILIZZABILI		0,202
Totale superficie edifici		1,000	
Totale superficie utilizzabili			0,261

Tabella 3a: Ripartizione delle superfici utili: quota utilizzabile per tipologia di copertura di edifici

Coperture inclinate su: Tessuto urbano continuo e discontinuo	Coperture industriali in: Aree industriali o commerciali, reti stradali, ferroviarie e portuali	Coperture piane su: Tessuto urbano continuo e discontinuo	Coperture edifici agricoli (solo su seminativi non irrigui)
0,037	0,022	0,202	0,1

Tabella 3b: Ripartizione delle superfici utili nel 2005: quadro riassuntivo dei coefficienti per il calcolo delle superfici utilizzabili per tipologia di copertura e uso del suolo.

4.1.3 Valutazione del potenziale realistico

La superficie realisticamente utilizzabile (riportata in tabella 2, colonna 6), è la frazione di superficie illuminata media nazionale della superficie effettivamente utilizzabile al netto della quota per il solare termico, dal 25% odierno fino al 20% nel 2030. Tale superficie costituisce circa lo **0,016%** del territorio nazionale (poco meno di 50 km²).

La quota di copertura degli edifici destinata agli impianti solari termici (tabella 4, colonna 1), come accennato nell'introduzione, non costituisce oggetto di questo studio, ciononostante,

le ipotesi adottate convergono in linea di massima con quelle degli operatori del settore (Assolterm, Newsletter 6/2007), a meno di una ulteriore calibrazione concordata dei parametri comuni.

Secondo lo studio olandese di ECN-C-03-006 (2004) "Potentials and costs for renewable electricity generation", circa il 27% dei dispositivi FV in Italia potrebbe essere installato su facciate residenziali, il 30% su facciate industriali, commerciali o di altro tipo e circa l'11% su facciate di edifici agricoli. Queste superfici non competono con gli impianti del solare termico. Quindi attribuendo al solare termico il 25% delle superfici utili, la corrispondente "perdita" per il FV potrebbe essere compensata dall'utilizzo delle facciate (seppure con rendimenti su di esse minori del 25-30%, rispetto alla dislocazione ottimale su falda inclinata e orientata a sud); il contributo di installazioni su facciate non è stato considerato in questo studio.

Il calcolo della quota di superficie illuminata (tabella 4, colonna 2), è un indicatore del grado di illuminazione geometrica a cui è soggetta una data superficie territoriale, l'area minima considerata è di $(20 \times 20) \text{m}^2$ sulla base delle cartografie DEM 20m, (elaborazione originale di A. Caputo e S. Pranzo, APAT). Tale elaborazione è stata effettuata per considerare il contributo delle sole superfici esposte con un angolo di $+ o - 90^\circ$ rispetto alla direzione Sud, il mezzogiorno del solstizio d'inverno (le ore 12 del 23 dicembre), ovvero nelle peggiori condizioni di insolazione annuale, alla massima esposizione diurna. Sono state escluse dal computo quelle a quota superiore di 2000 m s.l.m, in modo da considerare solo le aree abitate, agricole e industriali, prevalentemente coincidenti con quelle selezionate dalle tipologie del CLC 2000. L'elaborazione dei dati è stata effettuata a livello provinciale, per il modello di calcolo provinciale riferito all'anno di riferimento 2005, mentre per i calcoli del potenziale nazionale odierno e futuro è stato calcolato un valore medio nazionale, pari al 93,77%, al quale è stata rapportata la superficie nazionale utilizzabile negli anni successivi (riportata in tabella 2 colonna 6).

L'irradiazione globale annuale (kWh/m^2) media con orientamento ottimale (tabella 4, colonna 3), è stata ricavata dal modello PVGIS del JRC (Joint Research Center di Ispra - DG Ricerca dell'UE), sia a livello provinciale che nazionale.

L'energia FV annuale (kWh/1 kWp) corrispondente alle ore efficaci annuali (tabella 4, colonna 4), è stata ottenuta anch'essa dal modello PVGIS del JRC, sia come dato provinciale che nazionale.

Quota di copertura di edifici per impianti solari termici	Quota superficie illuminata media nazionale	Irradiazione media globale annuale orientamento ottimale media nazionale (kWh/m ²)	Energia FV annuale con orientamento ottimale. Media nazionale (kWh/ kWp)
0,25	0,938	1611	1187

Tabella 4: Parametri geometrici, irradiazione solare ed energia FV annuale media

Per quanto riguarda la stima del rendimento di conversione è stata effettuata una media pesata del contributo delle tre principali tecnologie (monocristallino, policristallino e amorfo/film sottile) in base alla quota di penetrazione (da letteratura e comunicazioni esperti CNES). Per il calcolo dell'efficienza a valle della conversione, i parametri selezionati per il BOS (Balance of System) sono migliorativi rispetto a quelli dello studio del 1993, ma pur sempre molto conservativi; essi sono stati stimati in base a considerazioni tratte dalla letteratura internazionale e ai contributi degli esperti della CNES, per cui le perdite sarebbero in media del 26% (tabella 5).

Rendimento di conversione FV (η) medio pesato nazionale	Efficienza (a valle della conversione FV)	Potenza superficiale unitaria (W/m ²) media stimata	
11,5%	73,7%	115	
Perdite BOS (Balance of System) (7)	Parametri selezionati	Rendimento BOS	
Perdite da sporcamento	<i>0,03</i>	<i>0,97</i>	
Ombreggiamenti / orientamento non ottimale	<i>0,05</i>	<i>0,95</i>	
Mismatch diodi cavi	<i>0,03</i>	<i>0,97</i>	
Inverter-interfaccia rete	<i>0,15</i>	<i>0,85</i>	
Fuori servizio	<i>0,03</i>	<i>0,97</i>	
Tecnologie conversione FV	Rendimento FV	Quota penetrazione	η (media pesata)
Monocristallino	0,14	0,270	0,038
Policristallino	0,11	0,620	0,068
Film sottile	0,08	0,110	0,009
		1	0,1148

Tabella 5: Rendimento di conversione, efficienza del sistema e potenza unitaria

La stessa metodologia, con superfici in crescita e parametri tecnici in miglioramento è stata adottata per simulare il potenziale tecnico futuro (tabella 7.a e 7.b). Al fine di uniformare la stima nazionale per ciascun anno futuro con le stima per l'anno 2005, per il quale si sono

effettuati i calcoli a livello provinciale, sono stati ricavati, sulla base di tali valori, dei fattori di correzione relativi alla ripartizione provinciale: il rapporto tra la media provinciale e stima nazionale della potenza installabile è **1,001** e per l'energia producibile: **1,028**.

Le stime per gli anni successivi sono dunque basate sia su un'ipotesi di miglioramento del rendimento di conversione e dell'efficienza dei sistemi FV, che su quella di un aumento della "qualità" della superficie complessiva utilizzabile, come riportato nella seguente tabella 6 e descritto nel paragrafo seguente.

Anno	Coperture inclinate	Coperture industriali	Coperture piane	Edifici agricoli (solo su seminativi non irrigui)
2005	0,037	0,022	0,202	0,1
2015	0,04	0,05	0,25	0,2
2020	0,04	0,07	0,35	0,3
2030	0,04	0,10	0,50	0,4

Tabella 6: Ripartizione delle superfici utili: coefficienti per il calcolo delle superfici utilizzabili per tipologia di copertura e uso del suolo. Evoluzione 2005-2030

4.1.4 Valutazione dell'andamento futuro di rendimento di conversione e dell'efficienza del sistema FV

Il rendimento di conversione FV, dell'efficienza e della potenza unitaria si ritiene che siano soggette ad un progressivo miglioramento per effetto dello sviluppo tecnologico. Si è tentato di sintetizzare i trend tecnologici del mercato FV mondiale in base alle seguenti considerazioni:

- a) Partendo dai valori iniziale per anno 2005 e finale per l'anno 2030 sono stati interpolati linearmente i valori per gli anni intermedi.
- b) Efficienza dei moduli (tabella 7.a e 7.b): un recente grafico del National Renewable Energy Laboratory (NREL – USA) mette in evidenza l'andamento nel tempo delle efficienze delle diverse tecnologie FV raggiunte in laboratorio negli ultimi 30 anni (dal 1975 ad oggi). Per l'estrapolazione sono stati considerati i valori iniziali del 2005 e, in base al gradiente medio del grafico NREL, è stata ipotizzata una crescita delle efficienze dei moduli FV pari al 4% ogni decennio (uguale per le tre tecnologie considerate: monocristallino, policristallino e film sottile). Pertanto, con un incremento di 0,4%/anno, si ha un rendimento commerciale medio pesato, nel 2030, pari a circa il 21% (24% per il monocristallino, 21% policristallino e 18% film sottile).

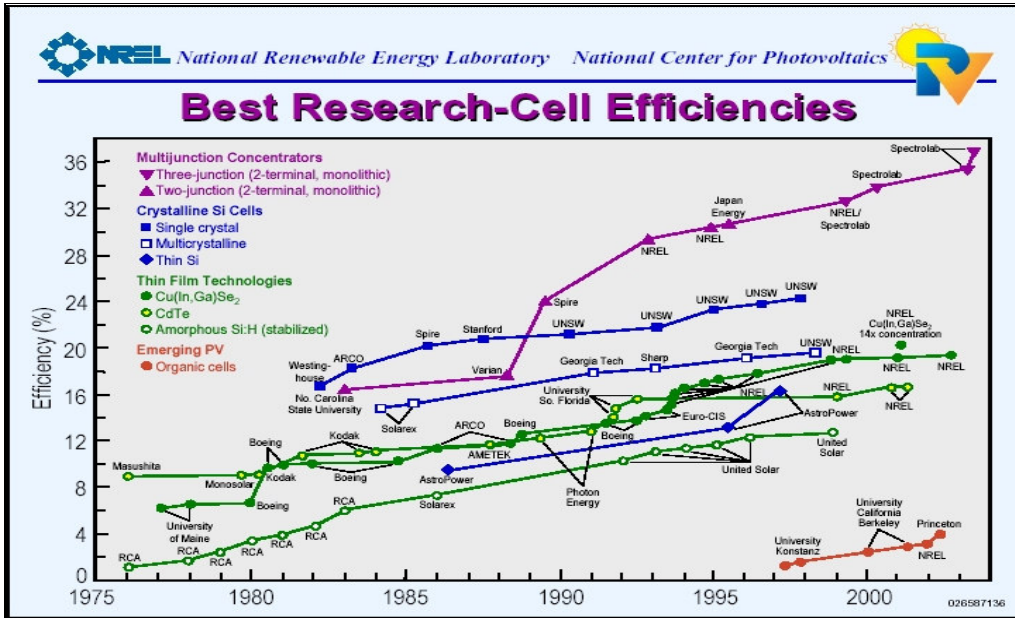


Figura 8: Andamento nel tempo dell'efficienza di conversione delle diverse tecnologie FV dal 1975 al 2004 (NREL/USA)

c) Penetrazione di mercato delle diverse tecnologie: Considerando che le attese di sviluppo sono maggiori per il film sottile, si è ipotizzato per il 2030:

- 1) quota di mercato film sottile = 30%,
- 2) Pannelli a silicio poli e monocristallino si dividono il resto del mercato con la stessa proporzione di oggi (Fonte dati 2005: Paul Maycock, PV NEWS Annual review of the PV market, EPIA 2004).

d) Perdite BOS (Balance Of System, a valle della conversione FV):

- Perdite da sporramento = 3% costante nel tempo (sia nel 2005 che nel 2030).
- Ombreggiamenti ed orientamento non ottimale = 5% costante nel tempo.
- Perdite di "Mismatch, diodi e cavi = 3% costante nel tempo.
- Perdite Inverter-interfaccia rete = dal 15% (2005) al 10% (2030).
- Perdite da Fuori servizio = dal 3% (2005) al 2% (2030).

Anno	Rendimento di conversione FV (η) medio pesato nazionale	Efficienza (a valle della conversione FV per perdite BOS)	Potenza superficiale unitaria (W/m^2) media stimata
2005	11,48%	73,7%	115

2015	15,18%	75,7%	156
2020	17,03%	76,8%	178
2030	20,74%	78,8%	222
Perdite BOS (Balance of System)	Parametri 2005	Parametri 2015	Parametri 2020
Perdite da sporcamento	0,03	0,03	0,03
Ombreggiamenti / orientamento non ottimale	0,05	0,05	0,05
Mismatch diodi cavi	0,03	0,03	0,03
Inverter-interfaccia rete	0,15	0,13	0,12
Fuori servizio	0,03	0,03	0,02

Tabella 7.a: Rendimento di conversione, efficienza del sistema e potenza unitaria. Quadro riassuntivo e previsioni fino al 2030.

2005	Tecnologie conversione FV	Rendimento FV	Quota penetrazione	η (media pesata)
	Monocristallino	0,14	0,270	0,038
	Policristallino	0,11	0,620	0,068
	Film sottile	0,08	0,110	0,009
			1	0,1148
2015	Tecnologie conversione FV	Rendimento FV	Quota penetrazione	η (media pesata)
	Monocristallino	0,18	0,247	0,044
	Policristallino	0,15	0,567	0,085
	Film sottile	0,12	0,186	0,022
				0,1518
2020	Tecnologie conversione FV	Rendimento FV	Quota penetrazione	η (media pesata)
	Monocristallino	0,20	0,235	0,047
	Policristallino	0,17	0,541	0,092
	Film sottile	0,14	0,224	0,031
				0,1703
2030	Tecnologie conversione FV	Rendimento FV	Quota penetrazione	η (media pesata)
	Monocristallino	0,24	0,212	0,051
	Policristallino	0,21	0,488	0,102
	Film sottile	0,18	0,300	0,054
				0,2074

Tabella 7.b: Rendimento di conversione. Quadro riassuntivo e previsioni fino al 2030 per tecnologie e penetrazione nel mercato.

4.2 Potenziale realistico: calcolo della potenza installabile e della produzione di energia elettrica. Proiezioni dal 2005 al 2030

La potenza installabile (tabella 8) é ottenuta dalla superficie realisticamente utilizzabile moltiplicata per la potenza superficiale unitaria media (W/m^2). Tale parametro é ricavato dal prodotto dell'irradiazione media annuale (kWh/m^2) per il rendimento di conversione (η) e per l'efficienza del sistema a valle della conversione, divisa per l'energia media annualmente ottenibile da un kWp (tabella 4).

La produzione annua (tabella 9) è stata ottenuta come prodotto della superficie realisticamente utilizzabile, per l'irradiazione globale annuale media (kWh/m^2), per il rendimento di conversione e per l'efficienza del sistema a valle della conversione FV (dati tabelle 2, 4, 5 e 7) dei rispettivi anni.

Tipologia di territorio	POTENZA INSTALLABILE (MWp) al 2005	POTENZA INSTALLABILE (MWp) al 2015	POTENZA INSTALLABILE (MWp) al 2020	POTENZA INSTALLABILE (MWp) al 2030
Tessuto urbano continuo	2.090	3.440	5.620	9.720
Tessuto urbano discontinuo	2.670	4.400	7.180	12.430
Aree industriali o commerciali	290	900	1.520	2.710
Reti stradali e ferroviarie	7	20	40	70
Aree portuali	9	30	50	90
Seminativi in aree non irrigue	390	1.060	1.920	3.200
POTENZA TOTALE INSTALLABILE (GWp)	5,5	9,8	16,3	28,2

Tabella 8: Potenza totale installabile (in GWp) dal 2005 al 2030. La potenza installabile per tipologia di territorio è riportata in MWp.

Tipologia di territorio	PRODUZIONE ANNUA (GWh) al 2005	PRODUZIONE ANNUA (GWh) al 2015	PRODUZIONE ANNUA (GWh) al 2020	PRODUZIONE ANNUA (GWh) al 2030
Tessuto urbano continuo	2.550	4.200	6.850	11.850
Tessuto urbano discontinuo	3.250	5.370	8.750	15.150
Aree industriali o commerciali	350	1.090	1.850	3.310
Reti stradali e ferroviarie	9	30	50	80
Aree portuali	10	40	60	110
Seminativi in aree non irrigue	470	1.290	2.340	3.900
PRODUZIONE NAZIONALE ANNUA (TWh/anno)	6,7	12,0	19,9	34,4

Tabella 9: Produzione nazionale annua (in TWh/anno) dal 2005 al 2030. La produzione elettrica per tipologia di territorio è riportata in GWh/anno.

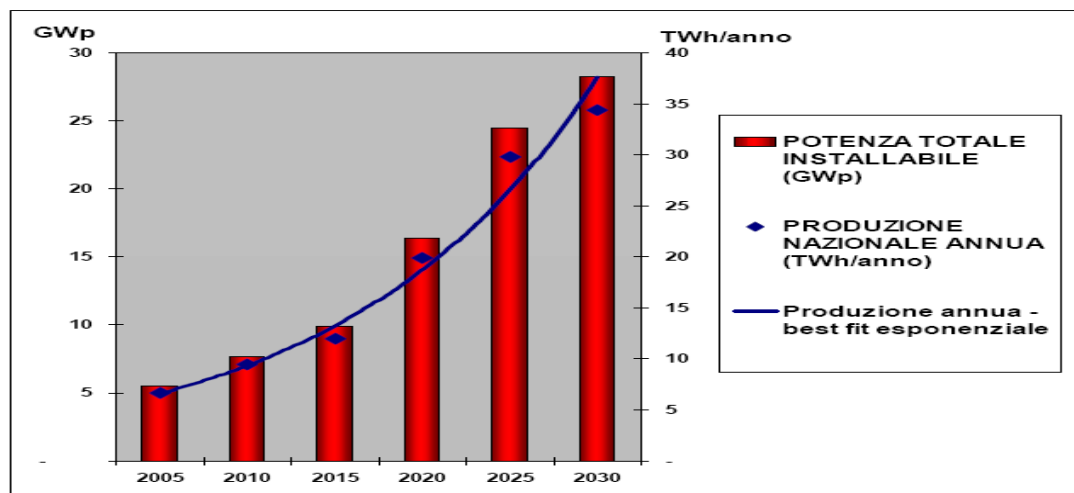


Figura 9: Andamento previsto della potenza installabile e della produzione elettrica (potenziale realistico) fino al 2030 a prescindere da valutazioni economiche e disponibilità di mercato.

Potenziale degli impianti a terra

Anche se non costituisce argomento di questo studio, a partire dai dati citati sulle superfici delle aziende agricole e sull'utilizzo dei terreni agricoli é possibile valutare l'immenso potenziale delle installazioni di piccole taglie poste a terra.

Se si considerano le coperture degli edifici agricoli, in base allo studio Eurostat già menzionato, solo 10 m² per azienda costituirebbero una superficie aggiuntiva di 14 km² di pannelli FV (pari a circa 1600 MWp).

L'ipotesi adottata per le stime precedenti prevedeva l'utilizzo esclusivo dei tetti di edifici agricoli per lo 0,06% dei terreni seminativi non irrigui (con coefficiente di occupazione 0,1 in tabella 3.b). Nel caso massimale in cui la superficie complessiva utilizzabile fosse aumentata del 60%, e posta interamente a terra (quindi con un coefficiente 0, in tabella 3.b), la superficie totale utilizzata al suolo sarebbe circa lo 0,07% degli 80 mila km² disponibili, pari, nel 2020, a circa 58 km², ovvero poco più di 7 m² di copertura FV per ettaro.

Complessivamente, se nel 2020, l'energia potenzialmente producibile era stimata a circa 20 TWh/anno - nel caso che questo ammontare complessivo resti costante - la componente di impianti a terra, nell'ipotesi massima, ne produrrebbe 12,5. La restante quota di 7,5 TWh/anno, proverrebbe da installazioni su coperture di edifici abitativi urbani, suburbani e industriali, ridotte rispettivamente del 70%, del 40% e del 30%, rispetto alle ipotesi iniziali (solo tetti).

4.2.1 Il potenziale realizzabile

Le stime finora elaborate sono rappresentative del potenziale realistico per la fonte fotovoltaica diffusa nelle condizioni "ambientali" e "geografiche" più conservative ai fini dell'allocazione degli impianti su coperture di edifici di varia natura. Ma il potenziale effettivamente realizzabile che sarà poi sottoposto alle condizioni di competitività del mercato energetico ha, ovviamente, anche un limite superiore dato dalle condizioni di soddisfacimento della domanda, sia in termini di fornitura dei dispositivi, che di capacità realizzativa da parte degli operatori sul territorio nazionale.

Per valutare il cosiddetto potenziale realizzabile é necessario effettuare una stima dell'*industry production rate* nazionale: una stima originale é stata effettuata dall'ing. Alex Sorokin su dati International Energy Agency - Sarasin Bank (grafico successivo).

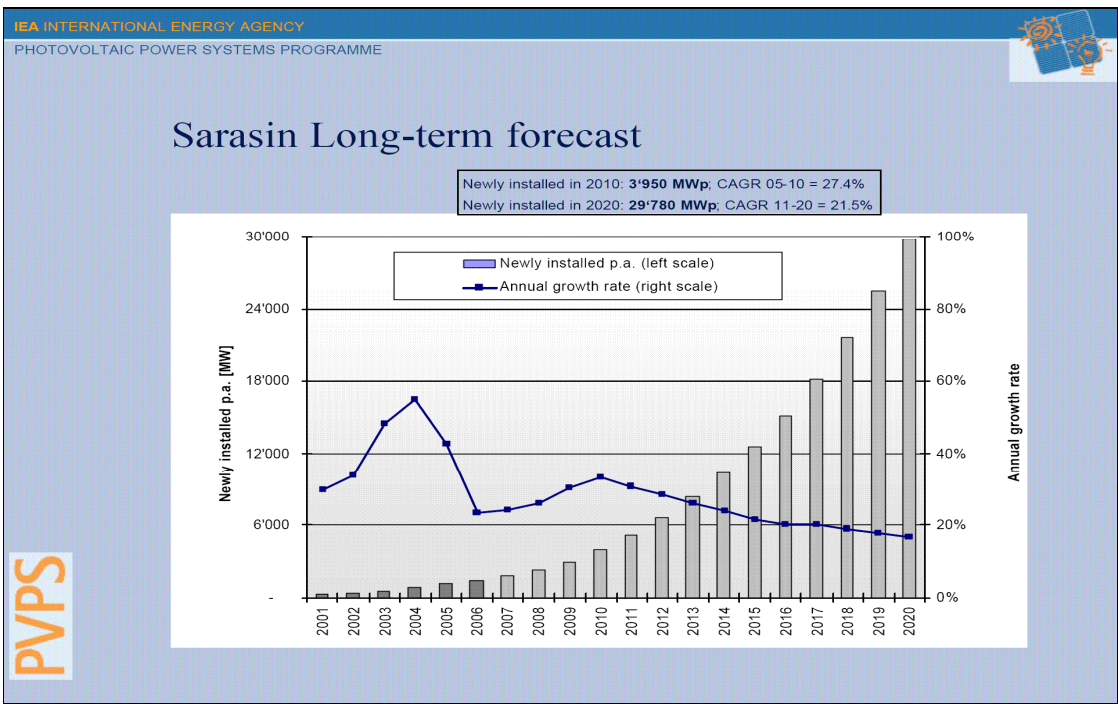


Figura 10: Stima dell'“industry production rate” nazionale (Fonte: Dati International Energy Agency - Sarasin Bank)

La proiezione del mercato FV nazionale (tabella 10) é stata costruita sulla base delle proiezioni di crescita del mercato mondiale FV secondo Sarasin Bank, con l'obiettivo di realizzare tre scenari: minimo, intermedio e massimo, in modo da raggiungere una quota italiana del mercato mondiale pari, rispettivamente, al 5%, al 10% e al 15%. Sono state adottate le seguenti ipotesi prudenziali:

- per quest'anno (2007) in Italia si avranno 60 MW di nuovo installato, e che:
- i tassi di crescita italiani siano decrescenti rispetto al tasso di crescita record di quest'anno.

Con tali ipotesi si ha che il 5% verrà raggiunto già l'anno prossimo (2008) per cui, tenendo conto degli sviluppi di mercato già in atto in Italia tale scenario sta per essere superato. Nel caso intermedio il mercato FV italiano raggiunge il 10% del mercato mondiale nel 2013.

Mantenendo la quota del 10% del mercato mondiale (tasso di crescita italiano pari a quello mondiale), nel 2020 l'Italia raggiungerebbe i seguenti obiettivi:

- **Potenza FV cumulativo installata = 11.000 MWp.**
- **Superficie installato pro capite = 1,5 m²/abitante.**
- **Fatturato settore FV in Italia = 9 miliardi di Euro l'anno.**
- **Produzione FV nazionale = 15 TWh/anno (5% dei consumi elettrici attuali).**
- **Posti di lavoro = 76.000 occupati.**

Invece lo **scenario a 15% del mercato** FV mondiale potrebbe essere raggiunto nel 2015, proseguendo poi con quota 15% del mercato mondiale (tasso di crescita italiano pari a quello mondiale), nel 2020 l'Italia arriverebbe a:

- **Potenza FV cumulativo installata = 16.000 MWp.**
- **Superficie installata pro capite = 2m²/abitante.**
- **Fatturato settore FV in Italia = 13,6 miliardi di Euro l'anno.**
- **Produzione FV nazionale = 21 TWh/anno (7% dei consumi elettrici attuali).**
- **Posti di lavoro = 113.000 occupati.**

Nel caso dello scenario intermedio di crescita del mercato nazionale al 10% di quello mondiale, il potenziale realizzabile al 2020 sarebbe dunque di 15 TWh/anno contro i circa 20 del potenziale realistico.

Ma il potenziale effettivo che sarà possibile realizzare economicamente, sarà probabilmente inferiore, in quanto l'effettiva crescita della fonte deriva dalla sua competitività economica e dalle scelte politiche di finanziamento della stessa, in base a precisi vincoli economici in un arco temporale di diversi decenni.

anno	Mercato FV mondiale (proiezione Sarasin Bank)			Mercato FV Italiano - ipotesi: raggiungere quota mercato mondiale =								Posti di lavoro (diretti)
	tasso di crescita	Installato annuale	Capacità cumulativa	% mercato mondiale	Installato annuale	tasso di crescita	Capacità cumulativa	Superficie per abitante	Produzione FV	Investimenti		
	% /anno	MWp / anno	MWp	%	MWp/ anno	% /anno	MWp	m ² / abitante	GWh/ anno	€/kWp	M€/ anno	
2001	30%	240	600	0,4%	1	100%	33	0,004	43			
2002	35%	310	820	0,6%	2	100%	34	0,005	44			
2003	50%	420	1.100	1,0%	4	100%	36	0,005	47			
2004	55%	630	1.500	0,8%	5	25%	40	0,005	52			
2005	43%	980	2.100	0,5%	5	0%	45	0,006	59			
2006	23%	1.400	3.000	0,7%	10	100%	50	0,007	65			
2007	24%	1.700	4.300	3,5%	60	500%	60	0,008	78	6.000	360	3.000
2008	26%	2.100	5.800	5 %	105	75%	110	0,015	140	5.700	600	5.000
2010	33%	3.400	10.000	5 %	170	31%	320	0,043	420	5.150	900	7.500
2015	22%	11.900	38.000	5 %	595	22%	1.700	0,23	2.200	3.990	2.400	20.000
2020	17%	29.400	119.000	5 %	1.470	17%	5.700	0,77	7.400	3.090	4.500	37.500
anno	Mercato FV mondiale (proiezione Sarasin Bank)			Mercato FV Italiano - ipotesi: raggiungere quota mercato mondiale =								Posti di lavoro (diretti)
	tasso di crescita	Installato annuale	Capacità cumulativa	% mercato mondiale	Installato annuale	tasso di crescita	Capacità cumulativa	Superficie per abitante	Produzione FV	Investimenti		
	% /anno	MWp / anno	MWp	%	MWp/ anno	% /anno	MWp	m ² / abitante	GWh/ anno	€/kWp	M€/ anno	
2007	24%	1.700	4.300	3,5%	60	500%	60	0,008	78	6.000	360	3.000
2008	26%	2.100	5.800	5,7%	120	100%	110	0,015	140	5.700	680	5.700
2010	33%	3.400	10.000	8,8%	300	50%	400	0,054	520	5.150	1.500	12.500
2015	22%	11.900	38.000	10 %	1.190	22%	3.100	0,42	4.000	3.990	4.700	39.200
2020	17%	29.400	119.000	10 %	2.940	17%	11.200	1,52	14.600	3.090	9.100	75.800
anno	Mercato FV mondiale (proiezione Sarasin Bank)			Mercato FV Italiano - ipotesi: raggiungere quota mercato mondiale =								Posti di lavoro (diretti)
	tasso di crescita	Installato annuale	Capacità cumulativa	% mercato mondiale	Installato annuale	tasso di crescita	Capacità cumulativa	Superficie per abitante	Produzione FV	Investimenti		
	% /anno	MWp / anno	MWp	%	MWp/ anno	% /anno	MWp	m ² / abitante	GWh/ anno	€/kWp	M€/ anno	
2007	24%	1.700	4.300	3,5%	60	500%	60	0,008	78	6.000	360	3.000
2008	26%	2.100	5.800	5,7%	120	100%	110	0,015	140	5.700	680	5.700
2010	33%	3.400	10.000	9,4%	320	60%	400	0,054	520	5.150	1.600	13.300
2015	22%	11.900	38.000	15 %	1.785	35%	3.800	0,52	4.900	3.990	7.100	59.200
2020	17%	29.400	119.000	15 %	4.410	17%	15.900	2,16	20.700	3.090	13.600	113.300

Tabella 10: Proiezione al 2020 del mercato Fotovoltaico mondiale ed italiano.

I grafici sottostanti sintetizzano i risultati stimati, in termini di produzione FV, fatturato e posti di lavoro nei tre scenari.

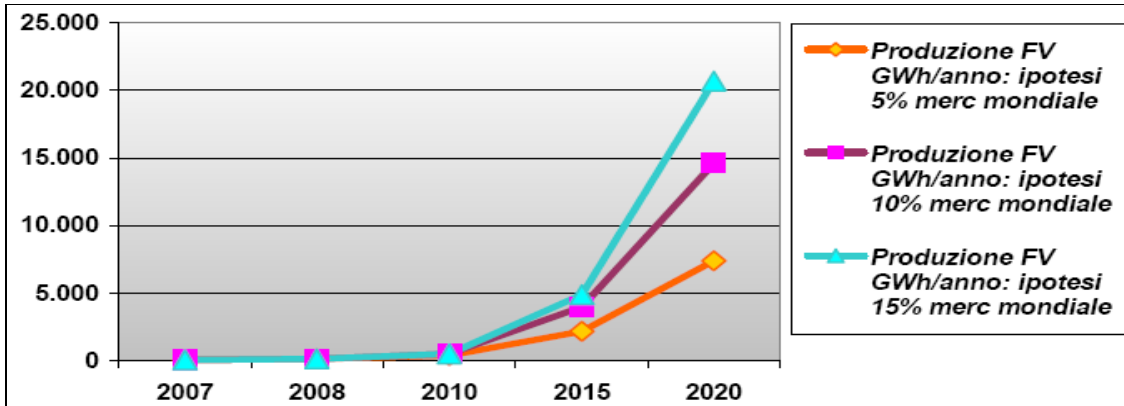


Figura 11: Produzione FV Gwh/anno

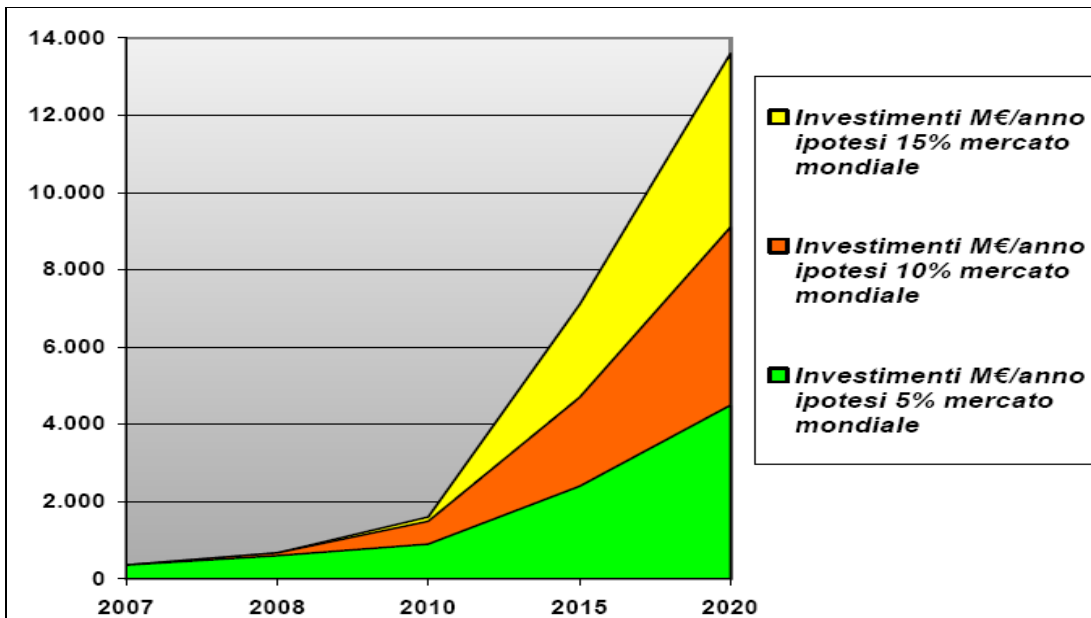


Figura 12: Investimenti M€/anno

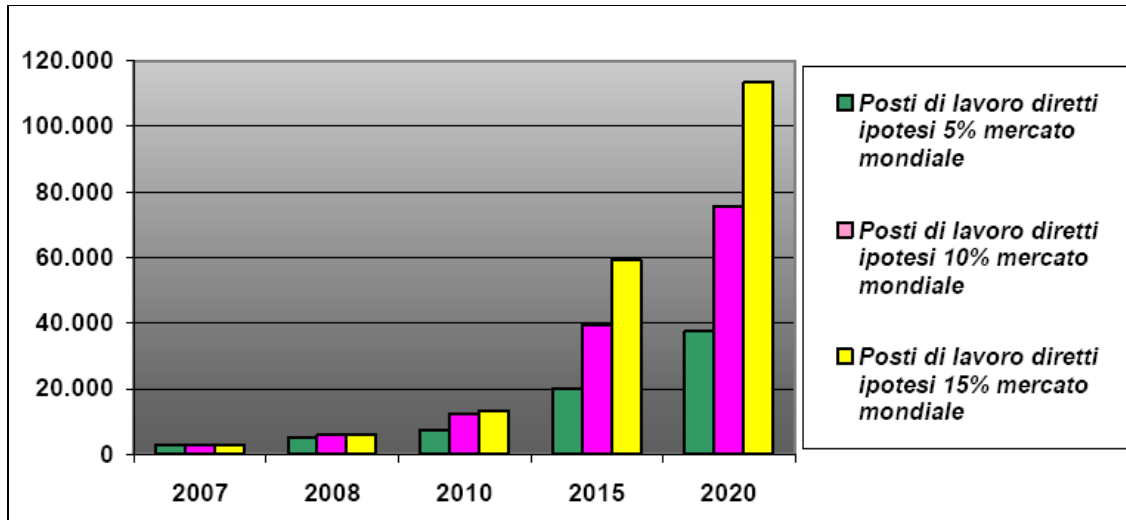


Figura 13: Posti di lavoro diretti

4.2.2 Potenziale economico

Al fine di testare le condizioni di competizione della fonte fotovoltaica nel contesto economico delle altre fonti, tradizionali e non, è stato utilizzato un modello MARKAL adottando le condizioni generali con le quali è stato utilizzato per gli scenari presentati nel Rapporto ENEA 2007 sulle Fonti Rinnovabili.

Si tratta di una simulazione preliminare che dovrebbe essere ripetuta a seguito della definizione di dati di base condivisi con gli altri soggetti istituzionali chiamati a valutare coerentemente il potenziale dell'insieme delle fonti rinnovabili in Italia e le misure da adottare per realizzarlo.

“Viene fissato un tetto al costo complessivo dell'operazione di incentivo del FV pari al massimo del finanziamento CIP6 per il quale è previsto un picco di 1,7 Miliardi di Euro per il 2007 (Fonte: Enea - REA 2007) e che decrescerà negli anni successivi. Le risorse che si libereranno andranno progressivamente a finanziare il FV in quota decrescente, se si mantiene costante tetto del prelievo CIP6 fino al 2030.

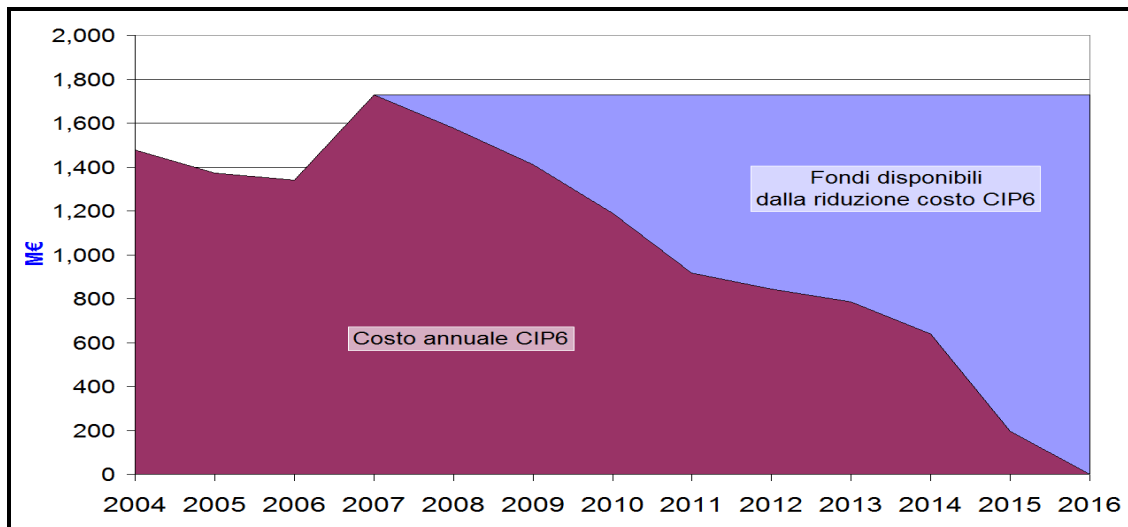


Figura 14: Caso 1 – Scenario con ipotesi di un tetto al costo complessivo dell'operazione di incentivo del FV pari al massimo del finanziamento CIP6

1) Per le valutazioni preliminari viene confrontato uno scenario di "legislazione corrente" nel quale l'importo dell'incentivo unitario segue l'andamento delle barre in rosso nel grafico seguente (2007: 0,45 Euro/kWh, 2015: 0,35 Euro/kWh, 2030: 0,20 Euro/kWh), con uno scenario "equo" in conformità con il criterio di determinazione della tariffa incentivante nel D.L.387/2003 il cui art. 7. "Disposizioni specifiche per il solare" al comma 2.d) "...determinazione dell'entità dell'incentivazione", stabilisce: "Per l'elettricità prodotta mediante conversione fotovoltaica della fonte solare ... una specifica tariffa incentivante, di importo decrescente e di durata tali da garantire una equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio".

La linea tratteggiata stima la differenza di costo di produzione tra il kWh FV e quello di centrale a gas naturale a ciclo combinato. In tal modo le risorse che si liberano dalla sovra-incentivazione andrebbero ad incrementare il parco installabile.

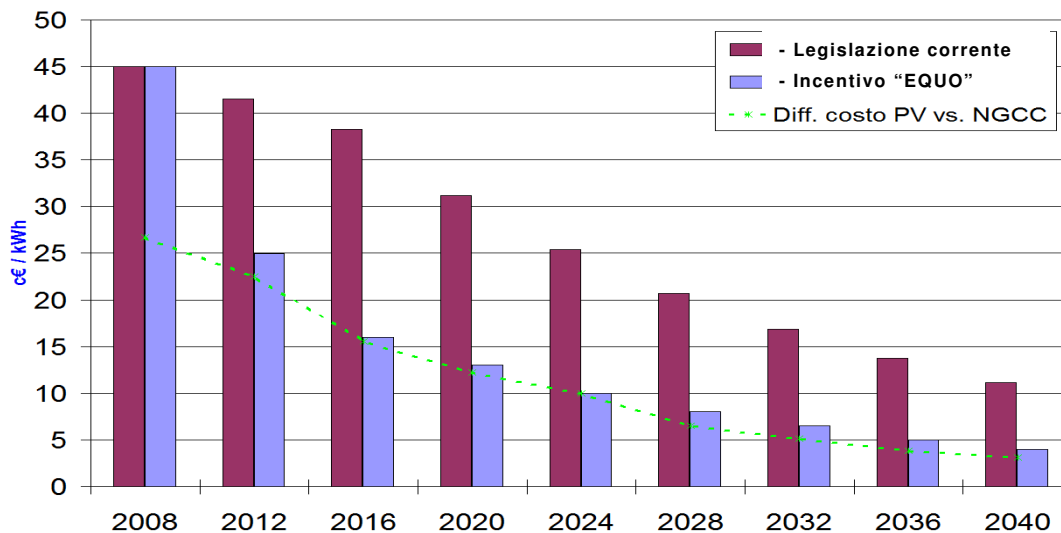


Figura 15: Caso 2 – Confronto tra uno scenario di “legislazione corrente” con uno scenario “equo” in conformità con il criterio di determinazione della tariffa incentivante nel D.L.387/2003.

2) Per i certificati verdi, fermo restando il solo scopo di testare le dinamiche del modello e valutare l'effetto di alcune iniziative economiche e normative, in uno scenario identificabile in un certo senso, come estremo (lo scenario, infatti, dovrebbe essere rivisto alla luce della necessità di sostenere finanziariamente le altre tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili, soprattutto nell'ottica del raggiungimento degli obiettivi comunitari al 2020, attingendo verosimilmente dalla medesima fonte tariffaria, in assenza di possibili ulteriori strumenti incentivanti.), sono previsti valori crescenti nel tempo della quota d'obbligo di produzione elettrica da fonti rinnovabili che il produttore deve immettere in rete. E' stata stabilita al 2% nel 2004, incrementata dello 0,35% annuo per 3 anni. Al 2007 tale quota ammonterebbe a 3,05%, che si potrebbe mantenere costante in modo che resti costante il tetto CIP6+Certificati Verdi. Le altre fonti rinnovabili avrebbero comunque gli 8 cent di incentivo (costo CV) sul prezzo di vendita, senza ulteriori incrementi.

Quindi a meno di ulteriori decisioni politiche che introducano altre fonti di finanziamento, con questi vincoli, il modello fornisce un potenziale incentivabile (o sussidiabile), la cui stima

preliminare della produzione annua sarebbe all'interno delle opzioni rappresentate nel grafico seguente:

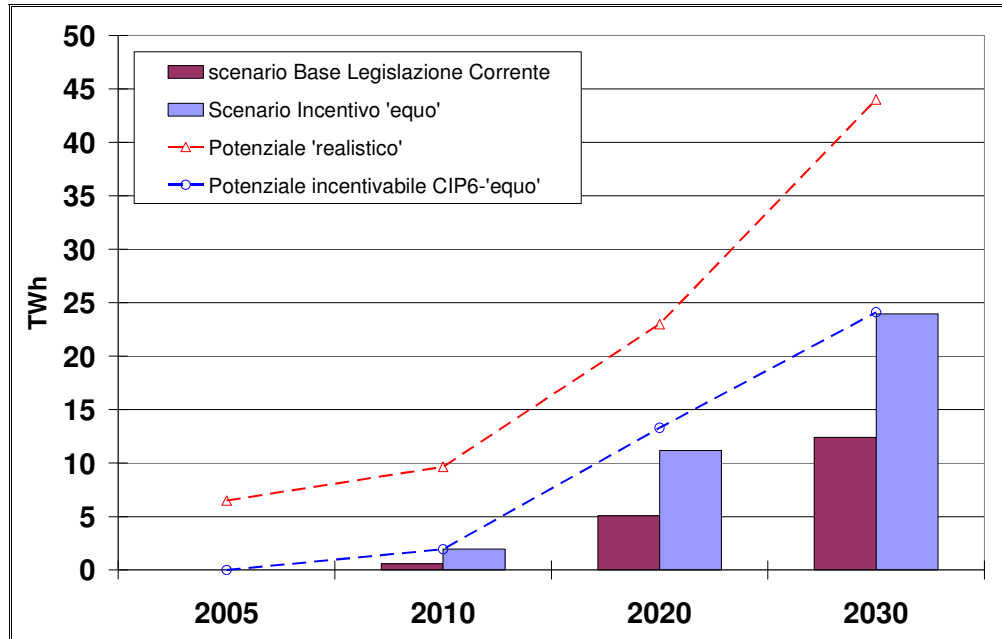


Figura 76: Confronto tra i due scenari

In questa simulazione non si é tenuto conto delle limitazioni di disponibilit  di mercato. Esse agiscono come un limite superiore, che nel caso del tasso di crescita del mercato italiano verso il 10% di quello mondiale,   intorno ai 15 TWh/a nel 2020, e anche superiore nel caso di crescita al 15%.

Nel caso dello scenario “equo” (definito, nel grafico precedente come: “Potenziale incentivabile CIP6/equo”), tale limite risulta effettivamente superiore al valore di produzione permesso dal modello, di circa **11 TWh/anno** (scenario a incentivo “ottimizzato”), che quindi sarebbe pienamente realizzabile.

Resta ovviamente da studiare, con l’ausilio di tale modello, un insieme di misure, semplificazioni normative ed incentivi, che possano permettere all’industria italiana del settore di dispiegare pienamente la propria potenzialit  produttiva e raggiungere la domanda

prevista, che come dimostrato, potrebbe essere ben superiore.

4.3 Riduzione delle emissioni inquinanti e dei gas serra

4.3.1 Emissioni evitate ed energia risparmiata

La tabella 11 riporta l'entità delle emissioni di gas serra e inquinanti evitate fino al 2030, e dell'energia risparmiata in termini di fonti primarie, tenendo conto dello sviluppo della fonte fotovoltaica come sopra esaminato, **nel caso di completa implementazione del potenziale realistico**. Un calcolo delle riduzioni effettive potrà essere effettuato solo a valle della simulazione ultimativa del potenziale realizzabile, con le date condizioni politiche economiche che si decidesse di implementare.

Nota su computo energia primaria: Il calcolo dell'energia primaria risparmiata é stata effettuata non in base all'equivalenza fisica (0,086 MWh/tep) bensì in base al Decreto Min.A.P. 20 luglio 2004 (GU n.205 del 1-9-2004).

Nota sul fattore di emissione del CO₂: Secondo dati ENEL, sia le centrali a carbone che quelle ad olio combustibile presentano fattori di emissione superiori a 700 gCO₂/kWh. Si propone tale valore come adeguatamente rappresentativo dell'energia generata da una centrale media sostituibile dal FV. Il valore medio da inventario APAT del mix di tutte le fonti fossili, é invece 672 g/kWh.

Nota sulla scelta del 2005 come anno base per il computo del potenziale realistico: ovviamente non avrebbe alcun senso leggere le stime della potenza installata e della produzione elettrica relative al 2005 come descrittive della situazione attuale. Si tratta appunto della stima di un potenziale, che si raccorda alla situazione realizzabile a valle del modello energetico economico, di cui tale potenziale, qui stimato come il più realistico possibile, è uno degli input. Tale modello, come già detto, considera – tra l'altro - l'andamento pregresso delle curve di costo delle diverse fonti, ed é dimensionato per un intervallo di tempo molto più ampio di quello qui considerato (tipicamente al 2050). Quindi i dati relativi al 2005 vanno letti come un indicazione delle potenzialità attuali, o anche future, all'avvio di una eventuale politica di incentivo che si voglia simulare nel modello.

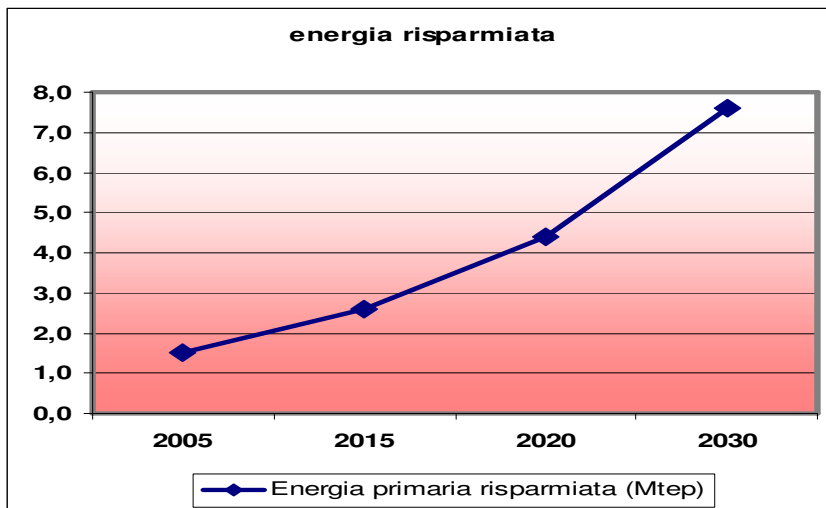


Figura 17: Energia primaria risparmiata (Mtep).

Energia primaria risparmiata ed emissioni evitate	FATTORE DI EMISSIONE MEDIO	2005	2015	2020	2030
Energia primaria risparmiata (tep)	0,22 <i>Fatt. conversione (tep/MWh)</i>	1.500.000	2.600.000	4.400.000	7.600.000
CO2 (tonnellate)	700 (t/GWh):	4.650.000	8.400.000	13.930.000	24.080.000
CO2 equivalente (tonnellate)	GWP = (CO2)+21(CH4)+310(N2O)	4.720.000	8.550.000	14.150.000	24.460.000
NOx (tonnellate)	0,629 (t/GWh)	4.200	7.600	12.500	21.600
SOx (tonnellate)	1,145 (t/GWh)	7.600	13.700	22.800	39.400
CO (tonnellate)	0,148 (t/GWh)	1.000	1.800	2.900	5.100
COVNM (tonnellate)	0,021 (t/GWh)	140	260	430	740
CH4 (tonnellate)	0,092 (t/GWh)	600	1.100	1.800	3.200
N2O (tonnellate)	0,030 (t/GWh)	200	400	600	1.000
NH3 (tonnellate)	0,001 (t/GWh)	6	12	19	33

Energia primaria risparmiata ed emissioni evitate	FATTORE DI EMISSIONE MEDIO	2005	2015	2020	2030
PM10 (tonnellate)	0,034 (t/GWh)	230	408	677	1.170
As (kg)	19,377(g/GWh)	129	233	386	667
Cd (kg)	0,755 (g/GWh)	5	9	15	26
Cr (kg)	89,245 (g/GWh)	593	1.071	1.776	3.070
Cu (kg)	26,923 (g/GWh)	179	323	536	926
Hg (kg)	4,873 (g/GWh)	32	59	97	168
Ni (kg)	88,982 (g/GWh)	591	1.068	1.771	3.061
Pb (kg)	17,709 (g/GWh)	118	213	352	609
Se (kg)	16,425 (g/GWh)	109	197	327	565
Zn (kg)	27,481 (g/GWh)	183	330	547	945
IPA (kg)	2,605 (g/GWh)	17	31	52	90
Diossine (mg Teq)	0,063 (mgTeq/GWh)	422	762	1.263	2.184

Tabella 11: Fattori di emissione - elaborazioni da Inventario Nazionale Emissioni APAT 2004 (R. De Lauretis, M. Contaldi).

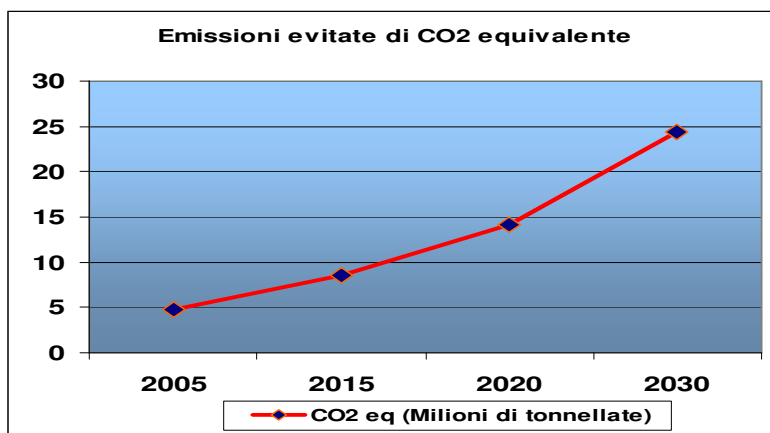


Figura 18: Emissioni evitate di CO₂ evitate

4.3.2 Stima del potenziale FV realistico per provincia e per regione

Nella tabella 12 sono riportati i principali dati per provincia e per regione per il calcolo del potenziale realistico e le relative stime della potenza installabile, della produzione di energia elettrica e del CO₂ equivalente evitabile, sulla base del contributo specifico delle caratteristiche territoriali di ciascuna provincia in termini di irraggiamento e superficie esposta disponibile, prendendo come dati di riferimento quelli al 2005. A valle di una successiva stima definitiva del **potenziale economico**, tali valori potrebbero essere sensibilmente ridimensionati in termini assoluti, ma la loro distribuzione territoriale, in base alle ipotesi adottate, dovrebbe restare sostanzialmente invariata.

Regione Provincia	Superficie (ha)	Energia FV annuale kWh/1kWp	Irradiazione globale annuale (kWh/m ²)	POTENZA INSTALLABILE (MWp)	PRODUZIONE ANNUA (GWh)	Emissioni evitate CO ₂ eq (tonnellate)
PIEMONTE	268	1.144	1.542	305	355	252.516
Torino	111,0	1176	1582	126,3	148,6	105.660
Vercelli	23,2	1123	1512	26,4	29,7	21.096
Novara	17,4	1109	1491	19,7	21,9	15.567
Cuneo	41,3	1254	1691	47,1	59,0	41.981
Asti	11,2	1173	1582	12,7	14,9	10.626
Alessandria	32,9	1143	1544	37,6	43,0	30.579
Biella	10,3	1117	1496	11,7	13,1	9.309
Verbania	20,5	1059	1435	23,5	24,9	17.698
VALLE D'AOSTA	9	1.136	1.540	10	11	8.080
LOMBARDIA	667	1.072	1.446	761	819	582.649
Varese	87,5	1086	1459	99,5	108,0	76.814
Como	38,0	1078	1450	43,3	46,7	33.178
Sondrio	8,8	1047	1419	10,1	10,6	7.515
Milano	163,2	1092	1471	186,0	203,1	144.467
Bergamo	59,6	1068	1437	67,9	72,5	51.572
Brescia	83,9	1053	1422	95,9	101,0	71.815
Pavia	51,0	1110	1499	58,2	64,7	45.981
Cremona	39,1	1066	1440	44,7	47,6	33.886
Mantova	48,8	1051	1421	55,8	58,7	41.714
Lecco	23,3	1058	1428	26,6	28,2	20.047
Lodi	63,5	1079	1457	72,5	78,3	55.660

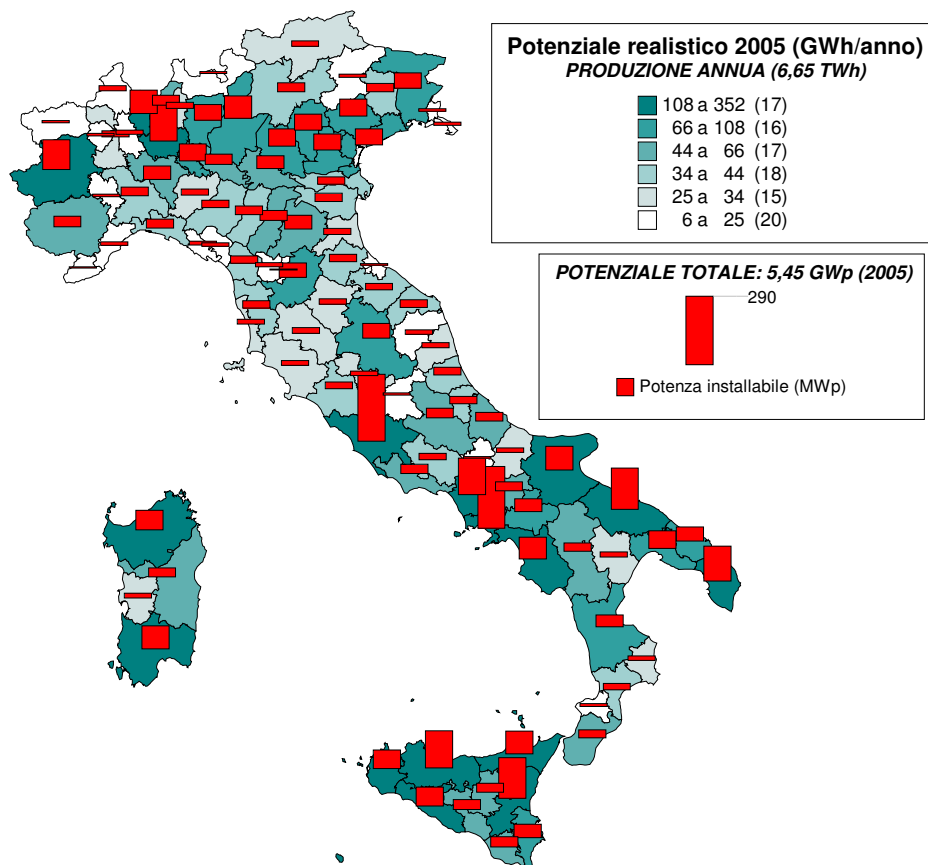
Regione Provincia	Superficie (ha)	Energia FV annuale kWh/1kWp	Irradiazione globale annuale (kWh/m2)	POTENZA INSTALLABILE (MWp)	PRODUZIONE ANNUA (GWh)	Emissioni evitate CO2eq (tonnellate)
TRENTINO ALTO ADIGE	56	1.053	1.418	64	67	48.000
Bolzano	21,9	1055	1420	24,9	26,3	18673,7
Trento	34,4	1050	1415	39,3	41,2	29326,4
VENETO	349	1.057	1.428	400	423	300.465
Verona	64,0	1049	1417	73,2	76,8	54.587
Vicenza	60,2	1049	1414	68,6	72,0	51.213
Belluno	12,3	1046	1403	13,9	14,5	10.347
Treviso	63,7	1054	1423	72,7	76,7	54.528
Venezia	61,0	1073	1453	69,9	75,0	53.308
Padova	60,5	1059	1433	69,3	73,4	52.189
Rovigo	27,8	1071	1451	31,9	34,2	24.293
FRIULI VENEZIA GIULIA	115	1.061	1.433	131	128	91.273
Udine	58,6	1046	1411	66,9	70,0	49.767
Gorizia	11,4	1070	1446	13,0	13,9	9.898
Trieste	12,8	1083	1465	14,6	15,8	11.254
Pordenone	32,3	1044	1408	36,8	28,6	20.355
LIGURIA	67	1.193	1.622	77	91	64.418
Imperia	5,4	1271	1731	6,3	8,0	5.665
Savona	13,9	1215	1649	15,9	19,4	13.779
Genova	32,9	1156	1570	37,8	43,7	31.066
La Spezia	15,0	1129	1536	17,3	19,6	13.907
EMILIA ROMAGNA	264	9.789	13.258	302	326	231.739
Piacenza	23,0	1086	1469	26,4	28,6	20.355
Parma	28,3	1074	1452	32,4	34,7	24.713
Reggio Emilia	32,9	1061	1435	37,6	39,9	28.408
Modena	37,7	1061	1436	43,2	45,9	32.615
Bologna	50,8	1063	1440	58,3	61,9	44.049
Ferrara	32,1	1075	1458	36,9	39,6	28.184
Ravenna	24,1	1100	1491	27,6	30,4	21.585
Forlì	27,9	1115	1511	32,0	35,7	25.399
Rimini	6,8	1154	1566	7,8	9,0	6.431

Regione Provincia	Superficie (ha)	Energia FV annuale kWh/1kWp	Irradiazione globale annuale (kWh/m2)	POTENZA INSTALLABILE (MWp)	PRODUZIONE ANNUA (GWh)	Emissioni evitate CO2eq (tonnellate)
TOSCANA	229	1.157	1.571	263	304	215.957
Massa Carrara	14,3	1126	1531	16,5	18,6	13.206
Lucca	27,6	1131	1538	31,7	35,9	25.515
Pistoia	16,3	1124	1526	18,7	21,0	14.937
Firenze	54,3	1134	1539	62,3	70,6	50.238
Livorno	19,5	1189	1619	22,5	26,8	19.035
Pisa	29,0	1155	1570	33,3	38,5	27.375
Arezzo	21,3	1168	1581	24,4	28,5	20.262
Siena	21,7	1195	1618	24,8	29,6	21.079
Grosseto	19,6	1227	1668	22,5	27,7	19.666
Prato	5,1	1120	1521	5,8	6,5	4.644
UMBRIA	73	1.220	1.653	84	102	72351
Perugia	55,1	1211	1640	63,1	76,4	54.345
Terni	18,0	1228	1666	20,6	25,3	18.006
MARCHE	92	1.214	1.645	105	128	90.724
Pesaro e Urbino	25,2	1179	1596	28,8	34,0	24.179
Ancona	29,6	1219	1653	34,0	41,4	29.453
Macerata	17,8	1223	1657	20,4	24,9	17.741
Ascoli Piceno	19,2	1234	1673	22,1	27,2	19.351
LAZIO	339	1.232	1.671	390	483	343438
Viterbo	25,7	1245	1687	29,4	36,7	26.067
Rieti	8,4	1219	1648	9,7	11,8	8.367
Roma	246,5	1242	1687	283,3	351,8	250.219
Latina	33,7	1235	1681	38,9	48,0	34.127
Frosinone	24,8	1217	1654	28,5	34,7	24.658
ABRUZZO	126	1.222	1.657	145	176	125.463
L'Aquila	36,6	1201	1620	41,8	50,2	35.704
Teramo	29,2	1234	1675	33,6	41,4	29.463
Pescara	28,5	1226	1665	32,7	40,1	28.533
Chieti	31,7	1226	1666	36,4	44,7	31.763
MOLISE	24	1.241	1.685	27	34	24.318
Campobasso	17,5	1256	1707	20,1	25,3	17.969
Isernia	6,3	1225	1662	7,3	8,9	6.349

Regione Provincia	Superficie (ha)	Energia FV annuale kWh/1kWp	Irradiazione globale annuale (kWh/m2)	POTENZA INSTALLABILE (MWp)	PRODUZIONE ANNUA (GWh)	Emissioni evitate CO2eq (tonnellate)
CAMPANIA	522	1.250	1.710	604	752	535.056
Caserta	134,4	1234	1686	155,4	191,8	136.367
Benevento	34,5	1254	1714	39,9	50,0	35.542
Napoli	225,9	1242	1699	261,4	324,7	230.922
Avellino	47,2	1264	1731	54,7	69,1	49.127
Salerno	80,3	1255	1720	93,1	116,8	83.098
PUGLIA	486	1.329	1.817	562	747	531.005
Foggia	88,1	1304	1781	101,8	132,8	94.429
Bari	151,4	1331	1818	174,9	232,8	165.576
Taranto	65,1	1334	1824	75,3	100,4	71.425
Brindisi	52,8	1338	1830	61,1	81,8	58.158
Lecce	128,4	1338	1831	148,6	198,9	141.417
BASILICATA	50	1.307	1.781	58	76	54.016
Potenza	30,7	1301	1771	35,4	46,0	32.721
Matera	19,8	1313	1791	22,8	29,9	21.295
CALABRIA	129	1.326	1.809	149	198	140.488
Cosenza	44,7	1315	1796	51,7	68,0	48.329
Catanzaro	24,3	1321	1801	28,0	37,0	26.328
Reggio Calabria	31,3	1343	1835	36,2	48,6	34.530
Crotone	17,2	1302	1774	19,9	25,9	18.401
Vibo Valentia	11,6	1349	1841	13,4	18,1	12.900
SICILIA	666	1.425	1.949	771	1.090	775.338
Trapani	67,5	1384	1896	78,2	108,3	77.014
Palermo	135,3	1378	1888	156,8	216,1	153.692
Messina	83,8	1356	1855	97,0	131,6	93.560
Agrigento	69,4	1432	1958	80,2	114,9	81.707
Caltanissetta	37,2	1452	1984	42,9	62,4	44.348
Enna	33,5	1442	1966	38,7	55,8	39.664
Catania	149,4	1436	1963	172,8	248,2	176.502
Ragusa	38,8	1462	2003	44,9	65,7	46.718
Siracusa	50,9	1480	2028	59,0	87,4	62.134
Totale nazionale	4.741	1.187	1.611	5.450	6.645	4.726.000

Tabella 12: Potenziale realistico e produzione elettrica annua per provincia (2005).

Nella mappa seguente é rappresentato il **potenziale realistico** provinciale di cui alla tabella 12 della produzione annua e della potenza installabile al 2005, al fine di visualizzare il contributo specifico di ciascuna provincia, in base alle specifiche caratteristiche di irraggiamento e superficie esposta disponibile.



Rend. conv.: 11,5%; Efficienza sistema: 74%; Pot.unit.media: 115 W/m2

Figura 19: Potenziale realistico (tabella 12) della produzione annua e della potenza installabile al 2005.

5 LA VIA C.N.E.S. PER IL RILANCIO DELLA COMPETITIVITÀ DELL'IMPRESA FV ITALIANA

5.1 Criticità

Attualmente, nonostante le ottime prospettive offerte sul fronte legislativo con l'emanazione del nuovo conto energia, ancora numerose problematiche burocratiche e tecniche ostacolano o rallentano lo sviluppo del settore.

Con il nuovo conto energia, infatti, l'industria FV italiana è chiamata a raggiungere un primo traguardo di 1.200 MWp e l'ambiziosa sfida di 3.000 MWp entro il 2016.

Al raggiungimento di tali positivi valori, che mostrano una potenzialità del settore destinata a crescere ulteriormente attraverso il costante supporto dello Stato, alcune criticità ben definite rappresentano ad oggi la zavorra in capo al settore.

Tali criticità possono essere tripartite secondo la seguente classificazione:

Barriere finanziarie

- system reliability
- volatilità dei prezzi
- project financing

Tali aspetti sinteticamente riportati fanno sì che ad oggi ancora manchi la possibilità di finanziare investimenti nel fotovoltaico in un'ottica di business plan da parte delle banche, molto ancorate a criteri tradizionali quali la sussistenza di garanzie e vincoli.

Molto spesso poi le banche non sono disponibili a finanziare progetti a causa delle problematiche burocratiche, di seguito riportate, legate all'incertezza autorizzativa e a quella relativa alla connessione alla rete, le cui lungaggini procedurali si ripercuotono, naturalmente sotto l'aspetto finanziario.

Barriere amministrative

Nonostante il giudizio sul nuovo conto energia sia ampiamente positivo, seppure con

marginari di miglioramento legislativo (es. la definizione di impianti integrati), la sua attuazione concreta sul territorio, specie dopo il decentramento amministrativo operato con la riforma del titolo V della Costituzione, sconta ancora pesanti criticità amministrative tra cui possono annoverarsi:

- Complessità e lunghezza dei procedimenti autorizzativi
- Il soggetto che intende realizzare un impianto fotovoltaico deve andare incontro a procedimenti troppo lunghi, complessi e costosi, e molto spesso bloccati a causa di enti poco competenti in materia e a supposizioni generalistiche, e a “richieste di compensazione” non proprio adeguate.
- Diversificazione dei procedimenti tra Regioni, Province e Comuni d'Italia
- E' noto che in questi anni abbiamo assistito al trasferimento di competenze in materia d'energia alle Regioni senza la necessaria dotazione da parte dell'amministrazione centrale di strumenti di regolazione e sintesi delle politiche nazionali.

Non si è assistito, cioè, ad una efficace elaborazione di linee guida a livello centrale per permettere alle amministrazioni decentrate di dotarsi di strumenti adeguati e metodologie di regolazione compatibili a livello nazionale. D'altra parte lo Stato non ha messo in atto strumenti di contabilità delle emissioni a livello regionale, elemento base per permettere la delega a livelli più bassi di sussidiarietà, e non si dispone quindi di strumenti di monitoraggio delle politiche messe in atto a livello centrale. Solo di recente, con il disegno di legge 691/2006/20, è stata proposta l'introduzione di obiettivi regionali di promozione delle fonti rinnovabili e contenimento dei gas serra.

Tale passo dovrà essere il culmine di un processo durante il quale lo Stato avrà trasferito maggiori competenze ma, al pari, maggiori strumenti alle Regioni perché possano conseguire i risultati derivanti dalla consegna di maggiori responsabilità. Da questo punto di vista il processo di “federalismo fiscale” non potrà prescindere da una chiara definizione delle competenze tra Stato e Regioni in materia di fiscalità energetica quale strumento di politica ambientale. Al contrario un trasferimento di obiettivi alle Regioni, senza una pari dotazione di strumenti per raggiungerli, rischia di tradursi in un inefficace scarico di responsabilità a pochi mesi dalla entrata nel primo periodo di compliance del Protocollo di Kyoto (2008-2012) e della verifica dei target indicativi di sviluppo delle fonti rinnovabili contenuti nella direttiva europea

77/2001. Il mancato trasferimento di strumenti di intervento alle Regioni lascerebbe importanti settori responsabili delle emissioni di gas serra, quali i trasporti e i consumi civili, deregolamentati o assai poco regolati a livello statale, senza efficacia a livello locale e con conseguenze negative sui settori industriali. (fonte ENEA, rapporto energia e ambiente 2006)

E' necessaria la redazione di un testo unico per l'energia solare. E' emersa una scarsa conoscenza da parte delle pubbliche amministrazioni in merito alla tecnologia Fotovoltaica, alle sue applicazioni ed ai suoi benefici.

L'energia solare viene trattata come altre fonti di produzione energetica che hanno impatti maggiori sulla natura e sul paesaggio. Un testo unico sarebbe utile, inoltre, per tutti gli operatori del settore: dal produttore all'installatore, all'ingegnere, al cliente finale, alla banca, ai commercialisti, all'ufficio comunale, ecc., che al momento sono costretti ad esaminare una gran varietà di decreti, delibere e riferimenti.

Problematiche legate alla connessione alla rete elettrica

Le principali problematiche legate alla connessione alla rete sono così riassumibili:

- Incertezza sul valore della potenza connettabile in rete e sulla fattibilità della connessione in media tensione: Il soggetto che intende realizzare un impianto fotovoltaico in media tensione di n dimensioni e si rivolge al gestore di rete per avere notizie sulla fattibilità dell'impianto e sulla potenza realmente connettabile non avrà alcuna risposta certa in tempo reale, e non la otterrà se non seguirà la procedura indicata
- Tempistiche e procedimenti troppo lunghi e costosi per l'ottenimento di offerte e dettagli di connessione: Il soggetto che intende realizzare un impianto fotovoltaico di n dimensioni in media tensione deve inviare apposita richiesta al gestore (quindi affrontare le spese di progettazione preliminare e preparazione documentazione), dopodiché aspetterà fino a 20 giorni per la richiesta di pagamento (circa 2500 €) e fino a 90 giorni dopo il pagamento per ottenere, finalmente, la soluzione tecnica generale
- tempistiche di allacciamento troppo lunghe e senza limiti definiti, con alte perdite di produzione di energia per il soggetto responsabile; si può arrivare ad attese di 20 mesi
- assenza di penalità al gestore di rete per il mancato allacciamento e ritardi, se non riferito ai soli costi di allacciamento;

- mancanza di corretta assistenza e professionalità da parte dei gestori di rete locale.
- confusione sui contatori, misure ed i vari regolamenti
- possibilità di conflitti di interesse dei gestori di rete
- troppi attori coinvolti nel processo (GSE, UTIF, AEEG, TERNA, Gestore di Rete, Distributore Locale)
- mancanza di un testo unico per le rinnovabili

5.2 Proposte

Nell'ambito delle problematiche segnalate al punto precedente alcune possibili proposte di soluzione possono essere nel seguito avanzate.

Proposte in merito alle problematiche autorizzative

Con riferimento alle problematiche autorizzative le possibili soluzioni emerse in seno al gruppo Impresa CNES vanno esaminate tenendo conto che:

- al termine del loro ciclo di vita tutte le componenti sono facilmente removibili e vi è totale assenza di sostanze chimiche pericolose;
- non vi sono emanazioni nocive né perdite di liquidi;
- non è stato rilevato alcun impatto sugli animali e piante circostanti;
- i grandi impianti a terra non hanno alcun impatto sull'ambiente naturale, se realizzati in modo corretto, (ad esempio: utilizzando grandi viti come fondamenta evitando l'utilizzo di cemento); il terreno riposa per più di 20 anni e in assenza di utilizzo di concimi o pesticidi; l'impatto visivo è minore di quello di una serra, in effetti gli impianti potrebbero essere regolati come le serre (altezza, distanze, ecc); dopo lo smantellamento non rimarrà alcuna traccia/residuo sopra o sotto il terreno;
- in termini di ciclo di vita un impianto fotovoltaico ha una durata media di 25-40 anni;
- durante la fase di manutenzione e pulizia dei moduli fotovoltaici non si creano danni all'ambiente;
- il payback time energetico, il tempo di recupero dell'energia utilizzata per la costruzione dei moduli fotovoltaici, è molto basso rispetto ad altri prodotti industriali, valutato all'incirca sui tre anni.

Le possibili soluzioni proposte sono:

- a. Ridefinizione delle reciproche competenze tra Stato, Regioni, Provincie e Comuni.
- b. Redazione di un testo unico per le procedure autorizzative riferito a ciascuna fonte rinnovabile. E' necessario separare le procedure a seconda delle fonti rinnovabili utilizzate.
- c. Esclusione da VIA per tutti gli impianti solari su terreno agricolo e su tetto, nelle zone dove non vi è presenza di vincoli specifici, anche per dimensioni maggiori di 1 MW
- d. Semplificazione e standardizzazione dell'iter burocratico nelle aree vincolate con la produzione e diffusione di linee guida alle Soprintendenze.
- e. Collaborazione dell'ANCI nella distribuzione ai Comuni di una circolare che illustri l'iter burocratico semplificato ed un aggiornamento sull'energia solare, le sue applicazioni ed i suoi benefici, insieme ai criteri di valutazione qualitativa.
- f. Individuazione, da parte dei Comuni, delle aree autorizzate e non autorizzate all'installazione del fotovoltaico.

Proposte in merito alle problematiche di connessione alla rete elettrica

Con riferimento alle problematiche riguardanti le connessioni alla rete elettrica le possibili soluzioni emerse in seno al gruppo impresa CNES sono nel seguito riassunte:

- a. Creare un servizio che possa fornire un parere preliminare sulla fattibilità della connessione, ovvero sulla possibile potenza da installare
- b. Predisporre un testo unico per la connessione in rete degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili
- c. Snellire l'iter di connessione in generale, adeguandosi alle migliori linee guida dei paesi dell'Unione Europea (es. Germania)
- d. Dare penalità al gestore di rete per i ritardi e gli errori di connessione, non riferite al solo costo di connessione, ma alla mancata produzione di energia per ogni giorno di ritardo (come in Germania). Definire tempistiche adeguate
- e. Definire una controparte unica per le connessioni ed una controparte unica per tariffa feed-in (tariffa incentivante GSE + tariffa cessione/scambio energia prodotta): in questo modo il soggetto responsabile dell'impianto dovrà contattare un'unica entità per l'allacciamento alla rete (ad es. gestore di rete locale, che contatterà direttamente tutti gli altri attori coinvolti: gestore di rete, Terna, AEEG, UTIF, CCSE) ed un'unica entità

per l'ottenimento delle tariffe feed-in (che contatterà il Gestore di rete locale per le misure contatori ed erogherà direttamente la tariffa totale).

- f. formare le piccole aziende municipalizzate che gestiscono le reti che spesso hanno competenze, materiali, tempo e personale non idonei per realizzare le connessioni causando pesanti ritardi.
- g. regolare il conflitto di interesse presente in diverse parti del procedimento
- h. emanazione da parte dell'AEEG (o altra entità neutrale) di un unico testo con i criteri di allacciamento dei gestori di rete, e non più per ogni gestore di rete.

Generazione distribuita

Una possibile soluzione generale, a medio termine, è quella di facilitare la realizzazione di un modello di generazione distribuita, a vantaggio delle fonti rinnovabili. La liberalizzazione e l'apertura del mercato elettrico, le persistenti opposizioni alla realizzazione di grandi impianti di produzione per ragioni di impatto ambientale, la richiesta dell'utenza di un servizio di distribuzione più flessibile ed affidabile, nonché ragioni di sicurezza e di interdipendenza geopolitica hanno negli ultimi anni focalizzato l'interesse verso il modello di generazione distribuita.

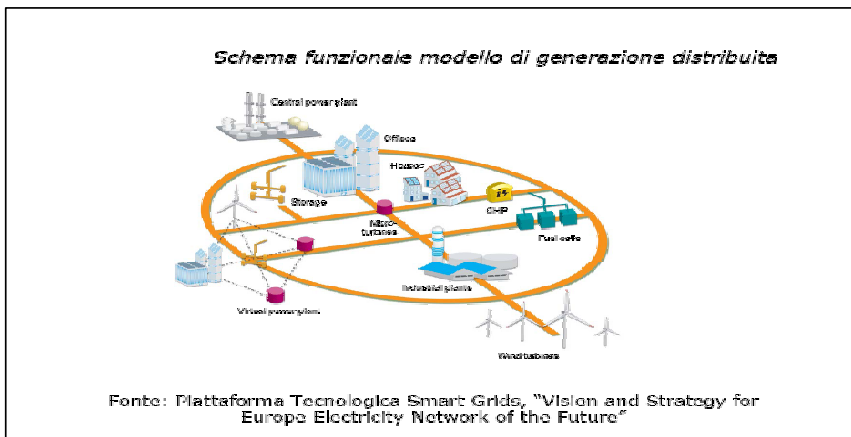


Figura 20: Schema funzionale modello di generazione distribuita

Un sistema di generazione distribuita dell'energia elettrica (schematizzato in figura 19) è costituito, schematicamente, da unità di produzione di taglia medio-piccola (da qualche decina/centinaio di kW a qualche MW), connesse, di norma, ai sistemi di distribuzione

dell'energia elettrica (coincide con 2003/54/CE) in quanto installate al fine di:

- alimentare carichi elettrici per lo più in prossimità dei siti di consumo dell'energia elettrica (attualmente la stragrande maggioranza delle unità di consumo risultano connesse alle reti di distribuzione dell'energia elettrica) molto frequentemente in assetto cogenerativo per lo sfruttamento di calore utile;
- sfruttare fonti energetiche primarie (in genere, di tipo rinnovabile) diffuse sul territorio e non altrimenti sfruttabili mediante i tradizionali sistemi di produzione di grande taglia.

Il grafico in figura 20 costruito con il modello WADE24 su dati relativi al sistema energetico britannico, mostra come il ricorso alla generazione distribuita determina una riduzione complessiva dei costi di investimento e dell'energia fornita. La generazione distribuita rappresenta già oggi una piccola ma significativa percentuale del sistema di produzione di energia elettrica nei Paesi OCSE, e potrà giocare un ruolo maggiore nel prossimo decennio, dato che c'è un numero crescente di utenti interessati ad installare propri sistemi di generazione per:

- avvantaggiarsi della flessibilità delle tecnologie GD di produrre potenza in periodi favorevoli e di espandere rapidamente la potenza stessa in risposta a richieste maggiori;
- usare i generatori esistenti di emergenza per fornire potenza durante i periodi di punta;
- fornire i fabbisogni di elettricità e calore, e vendere elettricità;
- migliorare la affidabilità e la qualità dell'energia consumata

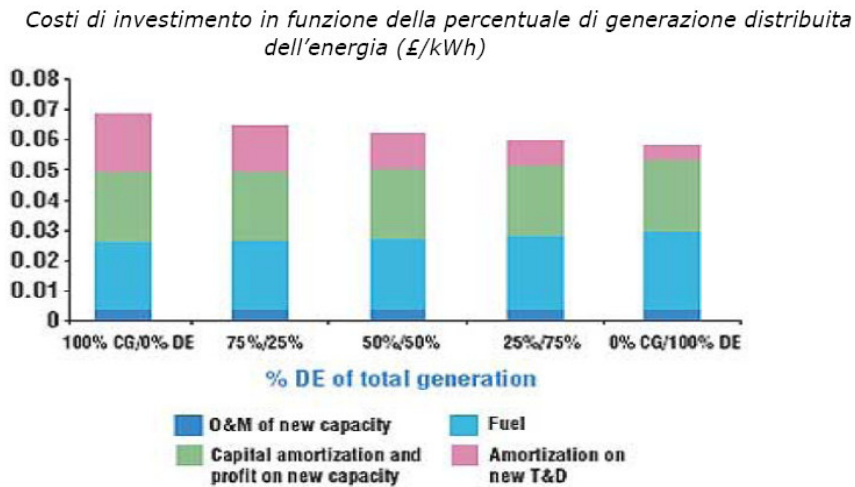


Figura 21: Costi di investimento in relazione alla percentuale di ricorso alla generazione distribuita

Creazione di un cluster dell'Energia Solare in Italia

Un altro aspetto da sviluppare è la creazione di un CLUSTER dell' energia Solare in Italia, che coinvolga tutti gli attori di mercato.

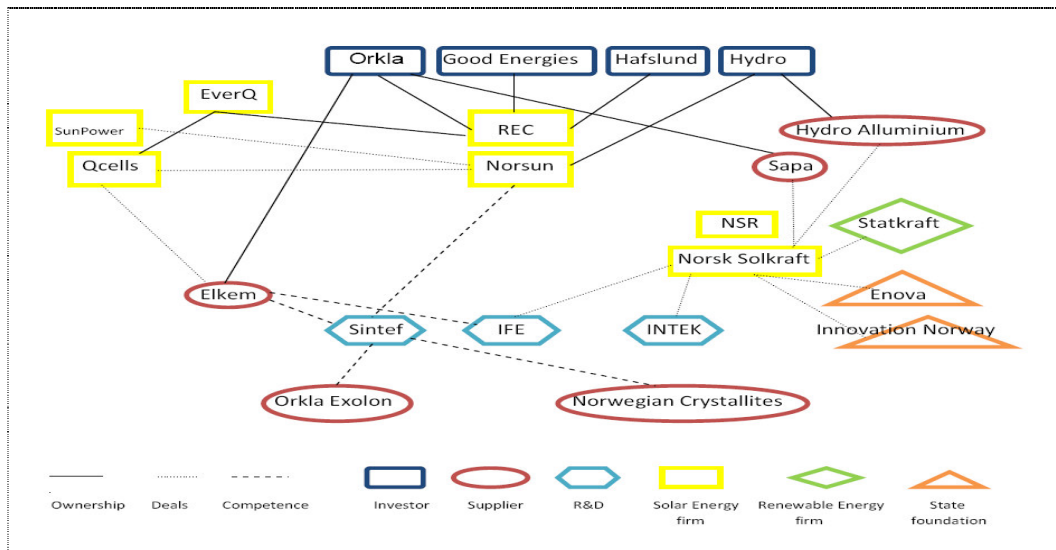


Figura 22: Il cluster dell'energia solare Norvegese ("Cluster analysis of the solar Energy in Norway", TP GRA 6825 – Technology Strategy, Solheim-Hansen, Nov.2006)

Un'eccellente esempio di Cluster è quello relativo al settore dell'energia solare in Norvegia, chiaro esempio di come alleanze strategiche, ingenti investimenti in R&D e fondi statali (oltre alle numerose collaborazioni internazionali) facciano della Norvegia uno dei leader mondiali nella produzione di prodotti per il settore FV (Figura 21).

Un cluster forte è costituito da un know-how di alta qualità e forti player provenienti da tutte le parte della catena di valore.

La catena del valore dell'energia solare è composta da :

- Materie prime
- Silicio
- Lingotti
- Wafer
- Celle
- Moduli (Fotovoltaico, Solare Termico , Film sottile)
- Sistemi di montaggio
- Inverter e Sistemi di monitoraggio
- Sistemi chiavi in mano
- Manutenzione e servizi
- Prodotti finanziari

Non solo è necessario avere aziende forti in ognuna di queste parti della catena di valore, ma c'è bisogno di tutti gli altri valori che vi girano intorno e ne sono parte integrante:

- Ricerca e Sviluppo
- Istituti privati e pubblici
- Investitori competenti in materia e con contratti a lungo termine
- Un mercato forte e differenziato
- Know-How
- Fornitori di tutti i materiali necessari, dalle più piccole componenti alle più grandi
- Fondi Statali
- Una burocrazia favorevole e costante

In Italia è tuttora assente un cluster dell'energia solare. Ci sono tantissimi attori di piccola taglia, alcuni medi e pochissimi di grande taglia. Alcuni di questi grandi attori hanno

investito all'estero, riuscendo anche ad entrare in alcuni cluster stranieri, venendone respinti quando la loro posizione veniva presa da aziende facenti parte della stessa nazione di appartenenza del cluster.

E' necessario, quindi, sviluppare un sistema armonico dove tutte le aziende Italiane insieme alle aziende straniere che investiranno in Italia riescano a cooperare per avere una filiera del fotovoltaico capace di coprire la sempre più alta domanda di prodotti.

Il rapporto preliminare sullo stato attuale del solare fotovoltaico è stato realizzato grazie al contributo di:

MATTM - Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare

ANAB (Associazione Nazionale Architettura Bioclimatica)

ANCE (Associazione nazionale costruttori edili)

ANCI (Associazione Nazionale Comuni Italiani)

APAT - (Agenzia per la tutela dell'ambiente e della tutela del territorio)

APER (Associazione produttori energia rinnovabile)

ASSOCIAZIONE AGENDE 21

Associazioni consumatori (CNCU)

ASSOEDILI (Associazione Nazionali Costruzioni, CNA)

ASSOELETTRICA

ASSOESCO

ASSOLTERM (Associazione Italiana Solare termico)

ASSOSOLARE

CGIL (Confederazione Generale Italiana del Lavoro)

CISL (Confederazione Italiana Sindacati dei Lavoratori)

CONFCOOPERATIVE FEDERABITAZIONE

CONFINDUSTRIA

Coordinamento regionale ambiente

Coordinamento regionale energia

ENEA - (Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente)

EUROSEA

FEDERESCO

FIPER (Federazione italiana produttori energia rinnovabile)

FIRE (Federazione Italiana per il risparmio energetico)

Freenergy

GIFI (Gruppo imprese fotovoltaiche italiane)

Green Peace

INBAR (istituto nazionale bioarchitettura)

Italia lavoro SpA

ISES Italia

KYOTO CLUB

LEGA COOP ABITAZIONE

Legambiente

Point Of Presence

POLITECNICO DI MILANO - Dipartimento Energetica

RENAEL (rete nazionale delle agenzie energetiche locali)

UGL (Unione Generale del Lavoro)

UIL (Unione Italiana del Lavoro)

UNCEM (Unione Nazionale Comuni, Comunità, Enti montani)

UNIVERSITA' LA SAPIENZA ROMA - DMA

UPI (Unione Province Italiane)

WWF Italia