



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI UDINE

Facoltà di Ingegneria

Corso di Laurea Specialistica in Ingegneria Gestionale

Dipartimento di Energetica e Macchine

Tesi di Laurea

***Solare fotovoltaico: analisi energetica ed economica della
catena di produzione***

Relatore

Prof. Giulio Croce

Laureando

Silvia Vazzoleretto

Correlatore

Dott. Ing. Patrizia Simeoni

Anno Accademico 2006/07

INDICE

INTRODUZIONE.....	1
1. TEMPO DI RITORNO ENERGETICO.....	4
1.1 L'ATTUALE TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA.....	4
1.2 EPBT IN LETTERATURA.....	8
1.3 ANALISI DELL'EMBODIED ENERGY DI UN IMPIANTO.....	12
2. ANALISI PARAMETRICA.....	21
2.1 CONDIZIONI AL CONTORNO.....	22
2.2 IMPLICAZIONI DELLA TECNOLOGIA.....	27
3. I COSTI DI UN IMPIANTO FV.....	33
3.1 IL MERCATO DEL SILICIO.....	33
3.2 COSTI DI PRODUZIONE DI UN IMPIANTO.....	35
3.3 SVILUPPO DEL MERCATO FV.....	38
3.4 PREZZI DI VENDITA DELL'IMPIANTO.....	43
3.5 COSTO DI PRODUZIONE DEL kWh FOTOVOLTAICO.....	50
3.6 CONFRONTO COL PREZZO DEL kWh IMMESSO IN RETE.....	56
3.7 TEMPI DI RITORNO ECONOMICO DI UN IMPIANTO.....	58
4. EMISSIONI EVITATE.....	61
4.1 ENERGIA RISPARMIATA.....	62
4.2 CO ₂ RISPARMIATA.....	69
4.3 CONFRONTO TRA FONTI RINNOVABILI.....	80
5. FOTOVOLTAICO ED INCENTIVAZIONI PER LE ENERGIE RINNOVABILI IN EUROPA.....	89
5.1 IL FOTOVOLTAICO IN EUROPA.....	90
5.2 IL FOTOVOLTAICO NEL MONDO.....	94
5.3 SITUAZIONE ITALIANA.....	97
5.4 GERMANIA.....	107
5.5 SPAGNA.....	115
5.6 FRANCIA.....	118
5.7 GRECIA.....	121
5.8 GIAPPONE.....	122
5.9 STATI UNITI.....	130
5.10 COMPARAZIONE DELLE POLITICHE FV INTERNAZIONALI.....	139
6. CONCLUSIONI.....	147

LISTA DELLE TABELLE

TAB. 1-1: CONFRONTO TECNOLOGIE AL SILICIO CRISTALLINO E AL FILM SOTTILE.	7
TAB. 1-2: RIEPILOGO PARAMETRI TECNOLOGIE	8
TAB. 1-3: EBPT IN LETTERATURA	11
TAB. 1-4: EFFICIENZA DELLE FONTI ENERGETICHE ANALIZZATE.....	16
TAB. 1-5: RENDIMENTO DI CONVERSIONE PER LE DIVERSE NAZIONI.....	16
TAB. 1-6: RISULTATI DI EPBT OTTENUTI PER LE TRE TECNOLOGIE. I RISULTATI SONO BASATI SU UN $H_{EL} = 35\%$ E UN'INSOLAZIONE DI $1700 \text{ kWh/m}^2/\text{ANNO}$	18
TAB. 2-1: CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO STUDIATO NELL'ANALISI PARAMETRICA	21
TAB. 2-2: FONTI DIVERSE DI COEFFICIENTI DI EMBODIED ENERGY	30
TAB. 3-1: PERCENTUALI DI RIPARTIZIONE DEL COSTO DELL'IMPIANTO SUI SUOI COSTITUENTI NEL 2007.	36
TAB. 3-2: COMPONENTI DI COSTO DEL MODULO FV	37
TAB. 3-3: COMPONENTI DI COSTO DELL'IMPIANTO ESCLUDENDO I MODULI.....	38
TAB. 3-4: PREZZO DEL MODULO NEI SUOI COSTITUENTI.	44
TAB. 3-5: PREZZO DEL MODULO NEI SUOI COSTITUENTI ESCLUSO I MODULI.	46
TAB. 3-6: RIEPILOGO COSTI E PREZZI DELL'IMPIANTO.....	47
TAB. 3-7: ATTRIBUZIONE DEI VALORI AI PARAMETRI DEL COSTO DEL kWh.	54
TAB. 3-8: COSTO DEL kWh IN BASE AI PARAMETRI STABILITI.	54
TAB. 3-9/ 3-10: COSTO DEL kWh IN VARIAZIONE DELL'INSOLAZIONE.....	55
TAB. 3-11: COSTO DEL kWh IN VARIAZIONE DEL PREZZO DEI MODULI.	55
TAB. 3-12: COSTO DEL kWh IN VARIAZIONE DELL'EFFICIENZA DEI MODULI.....	56
TAB. 3-13: STIMA DEI COSTI ESTERNI SECONDO TRE DIVERSE FONTI DI INFORMAZIONE.	57
TAB. 3-14: CONFRONTO DEL COSTO DEL kWh PER LE VARIE FONTI ENERGETICHE SE SI COMPREDONO I COSTI ESTERNI.	58
TAB. 3-15: CALCOLO DEL TEMPO DI RITORNO PER UN IMPIANTO FV.....	59
TAB. 4-1: EMISSIONI LEGATE AL CICLO DI VITA DELLE VARIE FONTI ENERGETICHE. ...	70
TAB. 4-2: CARATTERIZZAZIONE DEI VARI PAESI IN BASE A FATTORE DI EMISSIONE E RENDIMENTO MEDIO DI CONVERSIONE.	71
TAB. 4-3: VALORI RIPORTATI DALLA LETTERATURA PER LE EMISSIONI DI CO ₂ PER IL SILICIO CRISTALLINO.....	74
TAB. 4-4: VALORI RIPORTATI DALLA LETTERATURA PER LE EMISSIONI DI CO ₂ PER I FILM SOTTILI.....	75
TAB. 4-5 : TEMPI DI RITORNO DELLA CO ₂ PER I DIVERSI TIPI DI SILICIO.	80
TAB. 4-6: INCENTIVI PREVISTI DALLA FINANZIARIA 2008 PER LE FONTI DI ENERGIA RINNOVABILE.	81
TAB. 5-1 : POTENZA TOTALE CUMULATA (MWp) NELL'UE.	93
TAB. 5-2: I PIÙ GRANDI IMPIANTI AL MONDO.	96
TAB. 5-3: TARIFFE INCENTIVANTI FISSATE DAL DM 28 LUGLIO 2005.	99
TAB. 5-4: NUOVO CONTO ENERGIA, AGEVOLAZIONI E TERMINI DI APPLICAZIONE... 102	
TAB. 5-5: CONFRONTO TARIFFE NUOVO E VECCHIO CONTO ENERGIA.....	104
TAB. 5-6: SPESE STIMATE PER IL CONDIZIONAMENTO DEL MERCATO IN GERMANIA E L'IMPIEGO DELLE RINNOVABILI NEI PROGRAMMI GOVERNATIVI PER LE ENERGIE RINNOVABILI FINO AL 2003.	111

TAB. 5-7: PIANO DI INCENTIVAZIONE IN VIGORE DALL'EEG TEDESCO DEL 2004.....	113
TAB. 5-8: TARIFFE INCENTIVANTI SPAGNOLE DETERMINATE DAL RD 661/2007.....	117
TAB. 5-9: FEED-IN TARIFF FRANCESE ATTIVO DAL LUGLIO 2006.....	120
TAB. 5-10: TARIFFE INCENTIVANTI PER IL GRID-CONNECTED IN GRECIA.....	122
TAB. 5-11: PREZZI DEI SISTEMI PER WATT INSTALLATO E INCENTIVI PREVISTI.	142

LISTA DELLE FIGURE

FIG. 1-1: STRUTTURA DEL CAMPO DI ANALISI.....	13
FIG. 1-2: CONFINI DEL SISTEMA ANALIZZATO NELLO STUDIO DI RIFERIMENTO DI ALSEMA E DE WILD-SCHOLTEN.....	14
FIG. 2-1: ATLANTE SOLARE MONDIALE.....	22
FIG. 2-2: ATLANTE SOLARE ITALIANO.....	23
FIG. 2-3: INSOLAZIONE - EPBT.....	24
FIG. 2-4: RENDIMENTO DI CONVERSIONE - EPBT.....	25
FIG. 2-5/2-6/2-7: AREE CHE RIPORTANO LO STESSO EPBT IN FUNZIONE DI RENDIMENTO DI CONVERSIONE E INSOLAZIONE PER LE TRE TECNOLOGIE.....	27
FIG. 2-8: EFFICIENZA DEL PANNELLO - EPBT.....	28
FIG. 2-9: PERFORMANCE RATIO – EPBT.....	29
FIG. 2-10: RANGE DI POSSIBILE VARIAZIONE DEGLI EPBT IN BASE ALLE FONTI DI COEFFICIENTI DI EE UTILIZZATE.....	31
FIG. 3-1: ANDAMENTO DEL COSTO DEL SILICIO IN FUNZIONE DELLA PUREZZA DEL SUO STATO.....	33
FIG. 3-2: LINEE DI PRODUZIONE DEL WAFER: IN MC O PC.....	34
FIG. 3-3: PERCENTUALI DI RIPARTIZIONE DEL COSTO DELL'IMPIANTO SUI SUOI COSTITUENTI NEL 2006.....	36
FIG. 3-4: COSTO MEDIO MONDIALE DEL MODULO (\$/W).....	38
FIG. 3-5: ANDAMENTO NEL TEMPO DELLA PRODUZIONE MONDIALE DI MODULI.....	39
FIG. 3-7: PRODUZIONE ANNUALE DI CELLE NEL 2006 NEI VARI PAESI E IN EUROPA....	40
FIG. 3-8: PRODUZIONE ANNUALE DI FILM NEL 2006 NEI VARI PAESI E IN EUROPA.....	41
FIG. 3-9: RIDUZIONE DEL COSTO DI PRODUZIONE DI UN MODULO IN CdTe ALL'AUMENTARE DELLA CAPACITÀ PRODUTTIVA.....	42
FIG. 3-10: ANDAMENTO DEL PREZZO DEL MODULO IN US\$/W.....	44
FIG. 3-11: RIPARTIZIONE PERCENTUALE DEL PREZZO DI VENDITA DELL'IMPIANTO NEI SUOI COSTITUENTI.....	47
FIG. 3-13: VALORE DELL'ENERGIA FV IN BASE AI TIPI DI CONTRATTO STIPULATI.....	59
FIG. 3-14: FLUSSI DI CASSA ATTUALIZZATI E TEMPO DI RITORNO ATTUALIZZATO.....	60
FIG. 4-1: INSOLAZIONE – ENERGIA RISPARMIATA NELLA VITA UTILE PER IMPIANTO...	63
FIG. 4-2: RENDIMENTO DI CONVERSIONE – ENERGIA RISPARMIATA NELLA VITA UTILE PER IMPIANTO.....	64
FIG. 4-3/4-4/4-5: AREE CHE RIPORTANO LA STESSA ENERGIA RISPARMIATA PER UN IMPIANTO DA 3 kW IN FUNZIONE DI RENDIMENTO DI CONVERSIONE E INSOLAZIONE PER LE TRE TECNOLOGIE.....	65
FIG. 4-6: INSOLAZIONE – ENERGIA RISPARMIATA NELLA VITA UTILE PER M ² IMPIANTO.	66
FIG. 4-7: RENDIMENTO DI CONVERSIONE – ENERGIA RISPARMIATA NELLA VITA UTILE PER M ² DI IMPIANTO.....	67
FIG. 4-8/4-9/4-10: AREE CHE RIPORTANO LA STESSA ENERGIA RISPARMIATA PER M ² DI IMPIANTO IN FUNZIONE DI RENDIMENTO DI CONVERSIONE E INSOLAZIONE PER LE TRE TECNOLOGIE.....	69
FIG. 4-11: TONNELLATE DI CO ₂ EVITATA CON L'INSTALLAZIONE DI UN IMPIANTO DA 3 kW DOPO 20 ANNI DI VITA UTILE.....	72
FIG. 4-12: CO ₂ EMESSA PER kWh PRODOTTO DA OGNI IMPIANTO, RAPPORATA A QUELLA EMESSA DAL SISTEMA ELETTRICO CHE IL PAESE UTILIZZA.....	73

FIG. 4-13: CO ₂ EMESSA PER KWh PRODOTTO IN ITALIA A DIVERSI LIVELLI DI INSOLAZIONE.	76
FIG. 4-14: CO ₂ EVITATA PER M ² DI IMPIANTO INSTALLATO IN ITALIA.	76
FIG. 4-15: ANDAMENTO DELL'R _{CO2} E DEL COSTO PER LA COMUNITÀ IN FUNZIONE DELLA QUANTITÀ DI SUPERFICIE RIVESTITA DA PANNELLI IN ITALIA.	77
FIG. 4-16: INGRANDIMENTO DELLA MIGLIOR SITUAZIONE ATTUALMENTE IPOTIZZABILE IN ITALIA.	79
FIG. 4-17: CO ₂ EVITATA E COSTO DEL KWh PER I MICRO IMPIANTI.	86
FIG. 4-18: CO ₂ EVITATA E COSTO DEL KWh PER GLI IMPIANTI SU GRANDE SCALA.	87
FIG. 5.1: POTENZA ELETTRICA DA RINNOVABILI COMPLESSIVA (GW) INSTALLATA AL 2005, IN AREE SELEZIONATE.	90
FIG. 5-2: CAPACITÀ ANNUALMENTE INSTALLATA IN EUROPA.	92
FIG. 5-3: INSTALLAZIONI A LIVELLO MONDIALE NEL 2006.	95
FIG. 5-4: INSTALLAZIONI ANNUALI FV PER AREE GEOGRAFICHE DAL 2000 AL 2007.	95
FIG. 5-5: CAPACITÀ CUMULATA INSTALLATA NEL MONDO.	96
FIG. 5-6: CAPACITÀ ANNUALMENTE INSTALLATA E CUMULATA IN ITALIA ALL'INTERNO DEI VARI PROGRAMMI.	106
FIG. 5-7: CAPACITÀ INSTALLATA E CUMULATA IN GERMANIA.	114
FIG. 5-9: CAPACITÀ ANNUALMENTE INSTALLATA E CUMULATA E TARGET DEL PER SPAGNOLO PER IL 2010.	116
FIG. 5-10: CAPACITÀ ANNUALMENTE INSTALLATA E CUMULATA IN FRANCIA.	121
FIG. 5-11: POTENZA INSTALLATA IN GIAPPONE E ANDAMENTO DEGLI INCENTIVI	126
FIG. 5-12: ANDAMENTO DEL NUMERO DI INSTALLAZIONI RISPETTO ALL'INCENTIVO CONCESSO E RIDUZIONE DEL PREZZO MEDIO DI ACQUISTO PER IMPIANTO DA 3 kW	127
FIG. 5-12: TARGET DEL PROGRAMMA SUNSHINE E ANDAMENTI CORRENTI IN GIAPPONE.	130
FIG. 5-13: PRODUZIONE TOTALE NETTA DI ELETTRICITÀ PER FONTI NEGLI USA NEL 2005	132
FIG. 5-14: TARGET DEL PROGRAMMA ONE MILLION ROOFS E ANDAMENTI CORRENTI NEGLI USA.	137
FIG.5-15: SUDDIVISIONE DEL MERCATO USA IN FUNZIONE DEL PREZZO PER WATT INSTALLATO A INDICARE IL LIMITE DI CONVENIENZA.	138
FIG. 5-16: OBIETTIVI DI PRODUZIONE ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI RISPETTO ALLA PRODUZIONE TOTALE E RISULTATI OTTENUTI FINO AL 2005.	139
FIG.5-17: RIPARTIZIONE PERCENTUALE DELLE FONTI RINNOVABILI PER LA PRODUZIONE ELETTRICA SUL PARCO TOTALE DELLE RINNOVABILI NEL 2005.	140
FIG.5-18: PESO PERCENTUALE DEL SOLARE FV SUL TOTALE DI FONTI RINNOVABILI PER LA PRODUZIONE ELETTRICA NEL 2005.	140
FIG. 5-19: CONFRONTO TRA OBIETTIVI DI PRODUZIONE ELETTRICA DA RINNOVABILI E FV PER IL 2010.	141
FIG. 5-20: TARGET DI CAPACITÀ INSTALLATA FISSATI DALLE POLITICHE ENERGETICHE	141
FIG. 5-21: CONFRONTO DEL COSTO REALE DEL KWh PRODOTTO CON PANNELLI IN SILICIO MONO E POLI CRISTALLINO E DELL'INCENTIVO PREVISTO DALLE POLITICHE ENERGETICHE.	142
FIG.5-22: RITMO DI CRESCITA DEL MERCATO DELLE INSTALLAZIONI NEL 2006 RISPETTO AL 2005.	143

FIG. 5-23: RAPPRESENTAZIONE DEI COSTI CHE VERRANNO SOSTENUTI DAGLI ENTI NAZIONALI DAL 2008 FINO AL RAGGIUNGIMENTO DELL'OBIETTIVO DI POTENZA INSTALLATA E RELATIVE QUANTITÀ DI CO ₂ EVITATA DAL 2008 AL 2020	144
FIG. 5-24: A SINISTRA IL RAPPORTO TRA LE SPESE SOSTENUTE PER IL FINANZIAMENTO DEGLI INCENTIVI A PARTIRE DAL 2008 FINO AL RAGGIUNGIMENTO DELL'OBIETTIVO DI POTENZA INSTALLATA E IL PIL NAZIONALE; A DESTRA LA PERCENTUALE DI CO ₂ RISPARMIATA DAL 2008 AL 2020 CON L'INSTALLAZIONE DELLA POTENZA INCENTIVATA.	145

INTRODUZIONE

La tecnologia fotovoltaica è caratterizzata da una bassissima densità energetica, e quindi da una bassa producibilità specifica durante l'intera vita dell'impianto. Di conseguenza, i costi energetici correlati alla costruzione dell'impianto possono essere dello stesso ordine di grandezza dell'energia producibile e non possono essere trascurati, se si vuole una valutazione corretta dell'efficienza energetica del sistema. Nel passato alcune analisi avevano condotto a valutazioni molto drastiche, ed ancora oggi capita di sentir riemergere la credenza che il fotovoltaico richiederebbe molta più energia di quella che produrrà nella sua "pur lunga" vita. È la leggenda del "ritorno energetico negativo" che si può far risalire agli anni '70 quando i pannelli fotovoltaici erano nella loro infanzia e, in effetti, rendevano poco.

Lo studio più comunemente citato, a sostegno della tesi secondo cui il tempo di ritorno energetico dei moduli FV superi il loro tempo di vita, è l'analisi di Howard Odum sull' "Emergia" delle celle solari nel suo libro *Environmental Accounting* (1996) [1]. Non sono state trovate pubblicazioni che si basino su tale studio, anzi, lo stesso è stato ormai plurime volte smentito da numerose pubblicazioni in merito, ma fino a qualche anno fa veniva ancora citato in discussioni meno formali come i web forum, ed ha contribuito ad insinuare il dubbio che i pannelli non siano in grado di ripagare la propria energia immagazzinata nel corso della vita utile.

Un sistema energetico è considerato sostenibile soltanto se l'energia che viene prodotta dall'impianto durante la sua vita attiva è superiore a quella che è stata necessaria per costruirlo, ed è per questo che, quale pietra di paragone tra varie tecnologie energetiche, viene usato l'Energy Pay Back Time (nel seguito indicato per brevità con l'acronimo EPBT). L'EPBT è definito come il tempo, in questo caso misurato in anni, necessario perché un impianto produca una quantità di energia pari a quella che è stata necessaria per costruirlo. Per intuizione, è equivalente al noto concetto finanziario di "tempo di ritorno dell'investimento", solamente espresso in termini energetici.

Ne consegue che una generica installazione risulta energeticamente sostenibile solo se l'energia prodotta durante il suo funzionamento è tale da compensare, nell'arco della vita operativa prevista, i costi energetici complessivamente sostenuti e valutati mediante la metodologia LCA "Life Cycle Assessment" (Valutazione del Ciclo di Vita applicata all'impianto). Questa procedura, definita nelle normative ISO 14040, mira a quantificare i carichi energetici ed ambientali per ogni fase della vita del prodotto, comprendendo l'estrazione e il trattamento delle materie prime, la fabbricazione, il trasporto, l'uso, l'eventuale riciclo e lo smaltimento finale.

In pratica per l'analisi LCA è in generale possibile seguire due approcci:

- ♦ appoggiarsi a delle banche dati di riferimento sviluppate principalmente a partire dagli anni '90 (come ad esempio la banca dati dell'Ecoinvent), che consentono di offrire informazioni precise anche in riferimento allo specifico contesto produttivo. In quest'ultimo caso l'analisi LCA viene effettuata con software dedicati che includono nelle proprie librerie le informazioni contenute nei

database (come ad esempio il software Simapro che include i database dell'Ecoinvent);

- ♦ valutare analiticamente tutti i processi per arrivare ad uno specifico prodotto, individuando i relativi consumi energetici e le ricadute ambientali.

La prima parte di questo studio mira ad applicare quest'ultimo procedimento per calcolare l'energia complessivamente necessaria a costruire un piccolo impianto fotovoltaico connesso alla rete da installare sul tetto, per tre diversi tipi di silicio impiegato. Si vogliono quindi confrontare i risultati con i dati riportati fino ad oggi dalla letteratura e, se ce ne saranno le ragioni, sfatare la leggenda del ritorno energetico negativo per i pannelli FV.

Nel secondo capitolo si vuole verificare di quanto cambierebbe l'EPBT al variare delle ipotesi considerate nella valutazione iniziale, siano esse esterne al sistema oppure collegate alla variazione di alcuni parametri tecnologici.

Si passa poi ad analizzare l'attuale mercato dei sistemi FV, tutt'oggi in mano a solo tre Paesi, responsabili per oltre il 60% della produzione mondiale; nel terzo capitolo, si vuole provare se vi sia o meno corrispondenza tra i costi energetici e i costi economici degli elementi che costituiscono il modulo e in che misura il costo di produzione del modulo si ripartisca sui suoi componenti.

A partire dai costi si arriva a valutare i prezzi lungo la catena produttiva del modulo, con i relativi margini di guadagno trattenuti dai vari anelli, esaminando a quali voci sia attribuibile l'elevato prezzo che rende la tecnologia FV ancora piuttosto dispendiosa per il cliente finale. Si effettua infatti un confronto sul costo per l'utenza di un kWh prodotto da un impianto FV e quello prodotto dalle fonti energetiche tradizionali, includendo nell'analisi anche i cosiddetti "costi esterni", ossia quei costi che sono esterni al sistema di mercato ma che vengono comunque "pagati" dalla comunità per effetto del peggioramento della qualità della vita.

La tematica ambientale è quella che guida il quarto capitolo, che si prefigge di quantificare le emissioni di CO₂ evitate grazie all'installazione dei pannelli. Confrontando i mix energetici attualmente in uso in diversi Stati analizzati e le emissioni ad essi associati, si valuta in quali tra questi Paesi l'installazione di sistemi FV, consentirebbe maggiori benefici, in termini di CO₂ risparmiata.

Approfondendo poi l'analisi sulla situazione italiana si determina quali sarebbero le conseguenze di un'estensione su larga scala della superficie ricoperta da pannelli, valutando quanta CO₂ sarebbe possibile risparmiare nel caso si coprissero tutti i tetti e le coperture attualmente disponibili. Si calcola inoltre quali risulterebbero in questo caso i costi per la comunità dovuti al versamento, da parte del Gestore dei Servizi Elettrici, delle agevolazioni stabilite per le nuove installazioni FV dal Nuovo Conto Energia del 2007.

Negli anni 2004-2006 sono stati intrapresi programmi di incentivazione in favore del fotovoltaico in diversi Paesi europei, con uno slancio più deciso per Germania, Spagna, Italia e Francia, per un totale di 4000 MW attualmente installati [57].

Con la Direttiva 2001/77/CE il Parlamento europeo riconosce che il potenziale di sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili è attualmente sottoutilizzato nella Comunità Europea, sentendo la necessità di promuovere in via prioritaria le fonti energetiche rinnovabili, alla luce anche degli obiettivi posti dal protocollo di Kyoto.

L'aumento dei consumi energetici nell'Unione Europea e l'insufficienza della produzione interna conducono inevitabilmente ad un aumento delle importazioni,

andando a peggiorare la dipendenza dall'estero che continua a crescere e che nel 2007 era già del 50%. Inoltre le questioni ambientali legate ad un approvvigionamento basato sulle fonti fossili pesano oggi sulle spalle di tutti.

Esistono però degli ostacoli alla diffusione delle fonti di energia rinnovabile, sia di tipo naturale che di tipo finanziario. Si devono infatti prevedere significativi investimenti iniziali, come era stato fatto anche per le altre fonti energetiche come carbone, petrolio e nucleare; non sarebbe perciò immaginabile che il mercato energetico delle rinnovabili nell'Unione Europea si sviluppasse regolarmente senza un supporto politico di medio termine da parte delle autorità pubbliche.

Molti Paesi hanno quindi giudicato la tecnologia fotovoltaica come uno strumento utile per raggiungere gli obiettivi comunitari; gli incentivi sono nati con l'obiettivo di sostenere la diffusione di questa tecnologia nelle fasi iniziali per poter raggiungere adeguate economie di scala a livello produttivo e livelli di costo più accessibili per il cliente finale, provvedendo a colmare il divario tra le fonti rinnovabili e le fonti energetiche tradizionali.

Il quinto capitolo indaga le forme di agevolazione istituite a livello nazionale nei Paesi che attualmente più influiscono sul mercato mondiale del FV, analizzando i fattori critici di successo del loro mercato e le politiche che stanno alla base del loro sviluppo. Si confrontano poi gli obiettivi, in termini di potenza FV installata, che muovono i governi di tali Paesi, e quale quota il FV miri a rappresentare rispetto alla produzione elettrica totale.

1. TEMPO DI RITORNO ENERGETICO

Questo capitolo si propone di studiare la sostenibilità di un impianto installato sulla copertura di un edificio in termini energetici. In particolare l'analisi si propone di:

- ♦ confrontare i valori di EPBT di singoli pannelli e dei relativi impianti FV montati su tetto riportati fino ad oggi in letteratura per le attuali tecniche di produzione basate su silicio e film sottili, tenendo presente le assunzioni su cui tali valori si fondano.
- ♦ studiare quale sia l'effettivo contenuto energetico di un impianto fotovoltaico in silicio cristallino, valutando sia l'energia di processo utilizzata nella sua costruzione, sia l'energia intrinseca contenuta nei materiali.

Per un impianto fotovoltaico il calcolo dell'EPBT, seppure concettualmente intuitivo, risulta in pratica complicato dalla necessità di dover disporre di un numero molto elevato di informazioni. Il dato fondamentale per questa analisi è infatti l'energia primaria consumata nell'intero ciclo di vita, risultante dalla sommatoria dei singoli contributi richiesti in ciascuna delle fasi che lo compongono. A rendere l'analisi più complessa si aggiunge il fatto che anche al medesimo impianto possono essere associati consumi di energia primaria diversi. Ad esempio, se i pannelli sono prodotti da aziende che adottano per la stessa lavorazione procedure e attrezzature più o meno efficienti, oppure, anche nell'ipotesi che il quantitativo di energia elettrica richiesto per le lavorazioni sia il medesimo, il consumo di energia primaria può cambiare a seconda del rendimento di conversione del sistema di produzione elettrica nazionale considerato.

1.1 L'ATTUALE TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

1.1.1 LA POSIZIONE DEL SILICIO

Attualmente il mercato del fotovoltaico è dominato dai semiconduttori in silicio. Il motivo di quest'ampia diffusione è dovuto essenzialmente alla grande disponibilità di silicio sul nostro pianeta. Inoltre, lo sviluppo dell'industria elettronica, che utilizza massicciamente questo elemento, ha incentivato il progressivo miglioramento dei metodi di lavorazione del materiale e ha nel contempo reso disponibili scarti di produzione che possono essere riutilizzati con profitto nell'industria fotovoltaica.

Tutto il silicio impiegato nelle celle oggi viene infatti acquistato sul mercato dei monocristalli sviluppati per l'elettronica (silicio di grado elettronico, EG). Si tratta di materiale chimicamente purissimo al 99,9999%, ma perfetto anche sotto l'aspetto cristallografico, qualità che ne fa elevare molto l'energia spesa per produrlo, nonché il prezzo.

1. TEMPO DI RITORNO ENERGETICO

I monocristalli si presentano in forma di cilindri lunghi fino ad oltre 1 m. Il loro diametro è aumentato nel tempo, passando dai circa 4 cm degli anni '50, ai 15 cm degli anni '80 fino agli attuali 20 cm. La spinta all'aumento del diametro è stata determinata dalla corsa economica vedendo la possibilità di realizzare un numero sempre maggiore di microcircuiti sulla singola fetta di monocristallo.

La tecnologia fotovoltaica ha approfittato di questo processo realizzando celle di area sempre più grande. Si è così passati da circa 10 cm² delle prime celle ai 100-150 cm² di quelle attuali con la conseguente significativa crescita della potenza sviluppata dalla singola cella.

Il fatto però di utilizzare il silicio di alta qualità per usi elettronici per la realizzazione dei dispositivi fotovoltaici, che da parte loro non richiederebbero un materiale così puro, costituisce uno svantaggio sul piano dei costi di produzione. Per ovviare in parte a questo inconveniente, si è cercato di affinare la tecnica aumentando la resa in fette per unità di lunghezza del cristallo. Questo processo ha così permesso di passare dallo spessore della fetta di 0,5 mm degli esordi a quello attuale di 0,25-0,30 mm. D'altra parte, il processo di conversione fotovoltaica avviene quasi per intero nei primi 30-50 nm di spessore pertanto i rimanenti circa 250 micron risultano sprecati. Purtroppo, le caratteristiche meccaniche del silicio monocristallino non permettono di scendere al di sotto dei 250 nm per lo spessore della fetta, pena l'aumento notevole del materiale di sfrido sotto forma di fette sbriciolate durante il taglio e di celle rotte durante i processi tecnologici successivi.

È appurato che la qualità del silicio di grado elettronico è indubbiamente ben più elevata di quanto richiesto dal mercato fotovoltaico, ragion per cui sarebbe possibile realizzare celle di ottima efficienza anche con silicio di minore purezza chimica.

Si è quindi tentato di abbassare i costi energetici ricorrendo al cosiddetto silicio policristallino di grado solare, SG. Si tratta appunto di un materiale policristallino, o meglio semicristallino, ottenuto fondendo gli scarti dei lingotti monocristallini di grado elettronico e ricristallizzando il materiale in grandi crogioli a raffreddamento controllato in modo da ottenere un materiale contenente una moltitudine di cristalli colonnari. Anche se l'intero processo permette una riduzione dei costi, il silicio SG così ottenuto non permette però di svincolarsi dalla dipendenza del mercato del silicio per l'elettronica. Purtroppo, ad oggi, tutti i tentativi, intrapresi a partire fin dagli anni '80, di ottenere per altre vie il silicio SG, purificando con metodi chimici direttamente il silicio metallurgico, non hanno avuto successo, ma il concetto del silicio di grado solare è così attrattivo che i tentativi di semplificazione proseguono mano a mano che divengono disponibili nuove tecniche di purificazione.

Il problema è molto sentito, oltre che per ragioni energetiche e di costo monetario, anche perché in pochi anni il mercato mondiale del FV si è triplicato e tasso di crescita annuale è oggi superiore al 40% mentre la quantità disponibile di silicio *off grade* oggi non riesce più a coprire la domanda dei fabbricanti di celle fotovoltaiche. È cioè in atto il cosiddetto *shortage* del silicio fotovoltaico, che era stato tanto temuto negli anni '80 e l'esistenza di una vivace concorrenzialità per l'acquisto del materiale fa sì che il prezzo si mantenga relativamente alto, tanto da non permettere il necessario abbattimento del costo delle celle.

L'eventuale disponibilità sul mercato del silicio solare farebbe superare il vincolo al silicio elettronico e consentirebbe anche una notevole riduzione del tempo di ritorno dell'energia delle celle fotovoltaiche.

1.1.2 LE TECNICHE FOTOVOLTAICHE

Come appena visto la stragrande maggioranza delle tecnologie attualmente utilizzate nei pannelli sono basate sul silicio, e, di queste, il 60% utilizzano il silicio monocristallino, il 25% il silicio policristallino e l'11% il silicio amorfo.

Analizzando le varie tecniche, in termini generali si può affermare che le celle più pregiate, che offrono i rendimenti migliori, sono quelle in silicio monocristallino (mc-Si), che garantiscono anche la miglior prestazione nel tempo in termini di durata, affidabilità e costanza nei rendimenti. Il processo produttivo che porta alla creazione di queste celle è tuttavia complesso ed alquanto energivoro. Consiste infatti nella formazione della fetta di silicio, denominata "wafer", che è la struttura principale sulla quale verranno eseguiti diversi trattamenti, specialmente di natura chimica, che porteranno alla creazione della vera e propria cella.

Il wafer di monocristallo è tutt'oggi prodotto con il metodo Czochralsky, il processo più tradizionale, basato sulla cristallizzazione di un "seme" di materiale molto puro, che viene immerso nel silicio liquido e fatto lentamente ruotare in modo da favorirne la crescita laterale. Quando si è raggiunta la dimensione voluta il cristallo viene "tirato" verso l'alto con velocità bassissime (dell'ordine di qualche $\mu\text{m}/\text{sec}$), dando così inizio all'accrescimento del "lingotto" monocristallino, che avrà forma cilindrica (da 13 a 30 cm di diametro e 200 cm di lunghezza). Questo verrà drogato P mediante l'aggiunta di boro. I lingotti vengono quindi affettati in wafer aventi uno spessore compreso tra i 250 e i 300 micron.

Vista l'eccessiva spesa energetica per ottenere una cella in mc-Si, da alcuni anni l'industria FV ha cominciato ad utilizzare anche il silicio policristallino (pc-Si): i pannelli hanno un minor rendimento a parità di superficie rispetto a quelli in mc-Si, ma richiedono meno energia per essere prodotti. Il wafer di multicristallo si origina infatti dalla fusione e successiva ricristallizzazione del silicio di scarto dell'industria elettronica ("scraps" di silicio). Da questa fusione si ottiene un "pane" che viene tagliato verticalmente in lingotti con forma di parallelepipedo. Un successivo taglio orizzontale porta alla creazione di fette aventi uno spessore simile a quello delle celle di monocristallo (250 - 300 μm).

La tecnologia che si sta diffondendo negli ultimi anni, pur mantenendosi su una percentuale di applicazione per ora ancora bassa, è quella dei film sottili di silicio amorfo (a-si). Questo materiale è in realtà presente sul mercato già da diversi anni, ma fino ad ora non si era guadagnato una quota di mercato significativa, soprattutto a causa dei dubbi esistenti sulla sua stabilità nel tempo. Veniva quindi usato soprattutto per applicazioni "indoor", cioè per alimentare piccoli utilizzatori, come calcolatrici tascabili, orologi e gadgets vari.

Di recente si è messa a punto una tecnologia produttiva che realizza più strati di silicio amorfo, la cosiddetta "eterogiunzione", che sembra superare i passati problemi di stabilità. Anche oggi vantaggio più spiccato è la sua versatilità d'impiego, consistendo nella deposizione di sottili strati di materiale attivo su supporti traslucidi come il vetro o flessibile come la plastica, da usare anche quali elementi strutturali nelle facciate degli edifici.

Le sue applicazioni sono l'integrazione dove i tradizionali pannelli soffrono dei vincoli dovuti alla loro struttura rigida e dove spesso vi è presenza di nuvole o oggetti che creano ombre, riuscendo a sfruttare la radiazione diffusa. L'efficienza di questa tecnologia è però piuttosto bassa ed è soggetta a decadimento consistente (perde poco meno del 10% delle prestazioni di potenza dichiarate dal costruttore)

1. TEMPO DI RITORNO ENERGETICO

nelle prime 300-400 ore di esposizione. Anche l'attendibilità di vita è sensibilmente ridotta (circa 10 anni contro i 20 del silicio cristallino). A rendere interessante questa tecnologia sono il risparmio di materiale pregiato, grazie allo spessore di soli 1-2 micron, all'utilizzo di materiali di scarto come con le celle di silicio policristallino, e l'insensibilità verso le variazioni di temperatura, che ne permettono l'installazione in luoghi con forti sbalzi termici.

Per quel che riguarda il costo energetico infine è il materiale che si difende meglio, rispetto ai 2 precedenti, in quanto necessita di un quantitativo ridotto di energia per essere prodotto. Il processo produttivo differisce, infatti, in maniera sostanziale dal silicio cristallino e può essere ottenuto con temperature più basse.

Oggi il silicio amorfo è la forma più comune di film sottili ma nel corso dell'ultimo decennio sono state proposte, oltre alla tecnologia di produzione della cella tradizionale in silicio amorfo, quelle per la produzione di celle a film sottile in CdTe e CIS. Gli strati di materiale attivo vanno da solo 1 a 10 micron e anche questi possono essere depositati su superfici flessibili. Sebbene i costi di produzione caratteristici di queste tecnologie non siano ancora tali da renderle decisamente vantaggiose per l'utente finale rispetto alle fonti energetiche tradizionali, restano ancora ampi margini di ottimizzazione dei processi di produzione che si prospettano facilmente automatizzabili. I principali ostacoli alla diffusione sono la tossicità del cadmio, nel primo caso, e la scarsa disponibilità dei materiali nel secondo.

Le differenti tecnologie per la produzione delle celle fotovoltaiche, e di conseguenza le diverse celle in commercio, presentano pregi e difetti specifici. Si possono riassumere le principali differenze che caratterizzano i due metodi di produzione dei pannelli, dove la lavorazione del silicio include sia il mono che il poli-cristallino e la tecnica a film sottile comprende l'uso del silicio amorfo o di altri materiali non silicei (Tab.1-1).

Tab. 1-1: Confronto tecnologie al silicio cristallino e al film sottile.

	Silicio cristallino	Film sottile
Assorbimento radiazione diffusa	basso	alto
Efficienza	alto	medio
Integrazione architettonica	medio	alto
Impiego negli impianti domestici	alto	medio
Costo processo produttivo	alto	basso

Gli esperti della materia riferiscono che le celle a film sottile sono le più innovative e dovrebbero svincolarci in futuro dalla dipendenza dal silicio, considerando che anche quelle in silicio amorfo usano meno del 10% di materia prima rispetto alla cella basata sul wafer (in linea di massima per i moduli in silicio si parla di un impiego di materiale di 20 g/W, mentre per i film sottile bastano 0,4 g/W). In fase pratica però la loro produzione è molto ridotta a causa anche delle difficoltà intrinseche, in quanto questo materiale non si presta alla costruzione di impianti fotovoltaici di potenza elevata.

I principali elementi distintivi delle quattro tecnologie citate sono riportati in Tab.1-2.

Tab. 1-2: Riepilogo parametri tecnologie

Tecnologia pannello	Efficienza %	Spessore (μm)	Dimensioni (m^2 per 100 Wp) ¹
monocristallino	12-15	250-300	0,78
policristallino	11-14	250-300	0,82
amorfo	5-7	2	0,90
film sottile	7-9	5	/

Ai pannelli costruiti utilizzando le diverse tecnologie, si associa anche un diverso consumo di energia spesa per produrli.

Nelle tecniche basate sul silicio il maggior dispendio di energia è dato dalla produzione del silicio stesso, motivo per cui una notevole riduzione della sua quantità impiegata conduce ad un'altrettanto notevole diminuzione del consumo energetico.

1.2 EPBT IN LETTERATURA

Dati affidabili sugli impatti ambientali relativi alla produzione di pannelli fotovoltaici sono stati piuttosto scarsi negli ultimi 10-15 anni. L'unica raccolta di dati approfondita basata su dati di produzione è stata pubblicata nel 1992 [2] ma è basata sulla tecnologia degli anni '80. È stato fatto uno studio successivo per aggiornare questi dati ma il risultato in buona parte si fonda su fonti secondarie di dati e stime ([6],[16]). Di conseguenza, diversi studi sui costi esterni e sulla valutazione del ciclo di vita sono spesso basati su dati vecchi che non riflettono il progresso tecnologico fatto nell'ultima decade.

Nell'ultimo decennio gli autori si sono interessati ai costi energetici per produzione di pannelli e impianti FV, definendone il cosiddetto EPBT, ma a tutt'oggi è difficile arrivare a misure definitive sia perché la tecnologia di produzione è in continuo miglioramento, sia perché l'intensità dei consumi energetici delle varie fasi dipende dalle quantità di produzione e dal sito di produzione.

I valori delle stime precedentemente pubblicate per i fabbisogni energetici per la lavorazione del silicio cristallino variano considerevolmente. Come si nota anche in [6] queste differenze possono essere parzialmente spiegate in base a differenti assunzioni per i parametri di processo, ma per la maggior parte sembrano derivare proprio da stime diverse per il processo di purificazione e cristallizzazione del silicio. Ad esempio l'energia richiesta per eliminare le impurità del silicio di grado metallurgico e ottenere quello finale di grado solare varia dai 430 kWh/kg [7] ai 600 kWh/kg [9]; il metodo innovativo di purificazione utilizzato dalla Siemens Solar Industries' richiede soli 268 kWh/kg [9]. Come denunciano gli autori stessi, questo dato, se pur di fondamentale importanza per la validità della stime, non viene esplicitamente divulgato in pubblicazioni per questioni di riservatezza, rimanendo un dato di uso interno industriale.

Basandosi su dati diversi, i valori delle stime di EPBT per un modulo in silicio cristallino oscillano da 2,5 anni per il silicio multicristallino [6] a 9,4 anni per il monocristallino [13]. La forbice di valori considerati è molto ampia e ogni risultato è definito assieme ai confini del sistema che sono stati assunti per ottenerlo.

¹ Watt di picco: poiché la potenza di una cella fotovoltaica varia al variare della sua temperatura e della radiazione, per poter fare dei confronti sono state definite delle condizioni standard di riferimento, che originano il cosiddetto watt di picco (Wp), relativo alla potenza fornita dalla cella alla temperatura di 25°C sotto una radiazione di 1.000 W/m^2 e in condizioni di AM1,5.

Relativamente alla produzione di impianti basati sul silicio cristallino, la pubblicazione che, con maggior completezza, attesta l'attuale stato dell'arte della tecnologia riportando i più aggiornati valori di EPBT (dati 2005) è quella di [20].

Molto più uniformi e concordi invece le stime per le tecnologie a film sottili: il silicio amorfo è un materiale solo recentemente usato anche per impianti solari *out-door* perciò le tecniche di lavorazione sono simili tra i vari produttori, oltre al fatto che le quantità di silicio impiegate sono notevolmente inferiori (i range forniti di energia spesa per questo materiale sono più ristretti) e che la produzione del silicio amorfo è molto meno complessa rispetto al silicio cristallino. I tempi di ritorno energetico non superano di molto l'anno e mezzo: 1,6 in [11] e 1,7 in [10].

Le valutazioni su materiali come il CdTe e il CIS invece sono ancora a livello di laboratorio ma tutte d'accordo sull'applicabilità per pannelli FV e sulla possibilità di ridurre i rischi per l'ambiente che sono stati riscontrati. EPBT minori sono associati ai moduli in CdTe: 0,5 anni in [18] e 0,7 in [19].

Per i moduli in CIS le cifre trovate sono leggermente superiori: 1,8 anni secondo [8] e 1,9 in [18].

Come già accennato, c'è da precisare però che questi studi sono tutti basati su differenti assunzioni (quali irraggiamento ed efficienza dei pannelli), pertanto non possono essere direttamente comparati e le cifre appena indicate in prima analisi si limitano a fornire un'idea sommaria degli impianti.

La letteratura fino a data odierna non riporta studi sull'energia associata al personale impiegato nelle processi di produzione e installazione quindi praticamente nessuno tra gli studi la include nei calcoli.

La maggior parte delle pubblicazioni trascura l'energia associata ai macchinari di produzione [14] e [7], ma a volte la comprende [6].

Per continuare, talvolta anche l'energia associata alle apparecchiature elettroniche non viene considerata, soprattutto nei primi studi [6], ma anche in quelli più recenti [21] mentre in svariati altri casi viene inclusa.

Le ragioni per non includere alcuni processi nei confini di sistema o riflettono la scelta di considerarli trascurabili, o sono dovuti alla mancanza di dati affidabili.

Nessuna pubblicazione sull'EPBT si estende alla valutazione dei costi di smaltimento degli impianti e riciclaggio dei pannelli; solo in un caso è considerata l'energia associata allo smaltimento, pur non considerando le alternative di riciclaggio dei materiali ma limitandosi a smaltire i componenti in discarica [12]. La fase di dismissione non viene compresa prevalentemente per mancanza di dati riguardanti la dismissione dei pannelli, in quanto, quale tecnologia recente, vista la durata anche trentennale degli impianti, non c'è stato modo di effettuare analisi "sul campo".

Gli studi non calcolano l'energia dei locali di produzione dei pannelli, eccezion fatta per la pubblicazione di [8].

1.2.1 Osservazioni

Nell'analizzare i riferimenti riportati dalla letteratura per il calcolo dell'energia primaria si sono riscontrate diverse difficoltà, che hanno complicato il confronto dei risultati:

- 1) individuare chiaramente quali fasi dei processi di produzione ed installazione dell'impianto vengano fatti rientrare nei confini dei sistemi analizzati. Ad esempio non è sempre chiaro se l'energia contenuta nei processi di estrazione

delle materie prime per la produzione del silicio venga o meno compresa nei calcoli [13] e, nel caso in cui venga conteggiata, quali siano i coefficienti o le fonti utilizzate nei procedimenti [11].

- 2) in molte pubblicazioni, nel caso in cui la fonte venga precisata, questa è costituita da dati che appartengono ad una versione del 1998 (Victoria University, New Zeland), che è poi stata revisionata e ormai seguita da una nuova versione divulgata nel 2001, rendendo quei calcoli non più attuali. Come già anticipato infatti non sono reperibili pubblicamente dati ufficiali e attuali sulla purificazione del silicio, e la maggior parte delle assunzioni degli autori si fonda su studi del 1998 [3] o precedenti.
- 3) reperire fonti attendibili: capita di verificare che l'accessibilità a dati energetici su materiali e processi di lavorazione sia protetta o riservata, o che tali dati siano ottenibili solo tramite l'acquisto di programmi software di elaborazione di LCA (Simapro), o dalle banche dati dell'Ecoinvent, o infine che i dati riportati per un certo materiale o processo non ci siano univoci.
- 4) mettendo a confronto gli EPBT di pannelli ed impianti ottenuti dagli autori, si deve far riferimento ad impianti che però presentano potenze enormemente differenti, risultando non sempre veritiera la scalabilità, in base alla taglia, di dati quali materiali impiegati nello sviluppo dei moduli e nelle strutture di sostegno ed energia necessaria ai trasporti. Uno studio di un impianto di 62 MW [17] richiede risorse molto diverse rispetto ad un vettore di 60 kW [15] o ad una sola coppia di moduli per un totale di 1,26 m² di pannello [21].

1.2.2 Studi sull'EPBT

Come già anticipato, sono numerose le pubblicazioni ufficiali che riportano valori di tempi di ritorno di moduli FV. C'è da dire però che, essendo ogni studio caratterizzato da assunzioni diverse, affinché gli EPBT siano direttamente comparabili, dovrebbero essere uniformati secondo le stesse ipotesi. Purtroppo questo non è sempre possibile in quanto i procedimenti adottati dagli autori per arrivare al risultato il più delle volte non compaiono negli articoli né sono direttamente deducibili, a meno di non addurre altre ipotesi.

Si riportano schematicamente (Tab.1-3) i valori di EPBT riportati fino ad oggi dai vari autori, con i parametri fondamentali ipotizzati per i relativi studi, suddivisi nelle diverse tecniche adottate.

Salvo precisazioni, che verranno eventualmente indicate, i sistemi analizzati non includono:

- ♦ energia necessaria per dismissione e smaltimento dell'impianto;
- ♦ energia del lavoro per la produzione e l'installazione;
- ♦ trasporto da e verso la fabbrica di produzione;
- ♦ energia dei macchinari di produzione;
- ♦ l'energia dei locali di produzione;
- ♦ manutenzione.

Inoltre l'energia necessaria al team di progettazione di moduli e impianti è considerata trascurabile a seguito dell'ammortizzamento in una massiccia produzione.

Tab. 1-3: EBPT in letteratura

	Autore	Irraggiamento (kWh/m²/anno)	EPBT Impianto	
Silicio monocristallino	Blakers, Weber (2000)	1926	8,3	
	Knapp, Jester (2000)	1700	4,1	
	Nawaz, Tiwari (2004)	1440	12,8	
	Der Minassians, Farshchi (2006)	2200	4,1	
	Alsema, Mariska, de Wild-Scholten (2006)	1700	2,7	
Silicio policristallino	Alsema, Nieuwlaar (2000)	1700	3,2	
	Battisti, Corrado(2003)	1530	3	
	Crawford, Treloar (2004)	2200	12	
	Alsema, Mariska, de Wild-Scholten (2006)	1700	2,2	
	Fthenakis, Alsema, de Wild-Scholten (2006)	1700	1,9	
	Raugei, Bargigli, Ulgiati (2006)	1700	5,5	
Silicio amorfo	Engelburg, Alsema (1996)	1700	0,7	
	Alsema, Nieuwlaar (2000)	1700	2,6	
	Kato, Hibinofi (2001)	1430	1,7	
Film sottili	Knapp, Jester (2000)	CIS	1700	2,2
	Kato, Hibinofi (2001)	CdTe	1430	1,4
	Raugei, Bargigli, Ulgiati (2006)	CdTe	1700	1,5
		CIS	1700	2,8

Il calcolo dell'EBPT viene fatto sotto determinate ipotesi di irraggiamento medio annuo, di potenza specifica per m² di pannello, per un rendimento medio di conversione dell'energia elettrica e per una certa efficienza delle apparecchiature elettriche ed elettroniche (BOS, Bilance of System). Si riportano in Appendice le assunzioni fatte per ogni autore e i confini di sistema analizzati.

Si nota dai dati come, nel corso degli anni, il progresso tecnologico abbia consentito una graduale decrescita nell'energia impiegata nella produzione dei

moduli in silicio monocristallino, e una conseguente riduzione dei tempi di ritorno. In particolare lo studio di Alsema (2006) riporta valori notevolmente inferiori, legati all'utilizzo di una nuova tecnologia di produzione del silicio di grado solare in uso alla Siemens Solar Industries', alternativa alla tecnologia standard, che consente un risparmio energetico di oltre 40%.

Per entrambe le tecnologie al silicio le quantità di energia richieste per la sua lavorazione sono strettamente legate alle tecnologie utilizzate e alle quantità di silicio impiegate. Lo spessore dei pannelli prodotti nel 1996 era di 310 μm , mentre per i più recenti pannelli è di 285 μm .

Visti i processi di perfezionamento continuamente in atto, diversi autori si sbilanciano per il futuro prevedendo ulteriori miglioramenti energetici positivi.

Per il silicio amorfo la letteratura a riguardo è più scarsa rispetto a quella sul silicio cristallino e i tempi di ritorno stimati sono molto più uniformi.

Da una prima analisi si vede come, nonostante efficienze piuttosto basse dei pannelli, gli EPBT siano altrettanto bassi, e questo grazie ad una quantità di silicio molto bassa (200 volte in meno dei pannelli in c-Si).

Per i film sottili, considerando anche come questi sistemi siano ancora in fase di primo sviluppo, i tempi di ritorno di un impianto, riportati per le tecnologie più attuali, vanno da 1,4 a 2,8 anni, nonostante, come per il silicio amorfo, le efficienze dei moduli in commercio, soprattutto per il CdTe, siano piuttosto basse.

I risultati presentati dallo studio di Rauei et al. possono essere considerati rappresentativi dello stato dell'arte dei moduli a film sottili in Europa all'inizio del 2005, dal momento che la raccolta dati è avvenuta all'interno della Antec Solar e della Wuerth Solar, in quel momento gli unici produttori di CdTe e CIS rispettivamente. Gli altri studi invece si basano su dati estrapolati da produzioni avvenute in laboratorio.

1.3 ANALISI DELL'EMBODIED ENERGY DI UN IMPIANTO

Si vuole calcolare il tempo di ritorno energetico per un impianto in silicio monocristallino (mc-Si) e uno in policristallino (pc-Si). Il suo calcolo non risulta però così immediato: si deve per prima cosa calcolare l'energia necessaria alla costruzione dei moduli, sommando tutti i contributi energetici da tutte le sorgenti e considerare quindi l'energia per trasportare ed estrarre la materia prima dalla miniera e trasportarla in fabbrica, come pure quella per tutti i trattamenti e le lavorazioni. Non si può trascurare l'energia che si è resa necessaria per costruire la fabbrica stessa e tutta l'energia che ci vuole per montare l'impianto sulla copertura, assieme all'energia per la costruzione di tutte le strutture ausiliarie. Dopo di che, si procede a calcolare l'energia che l'impianto produrrà in un anno. Il rapporto fra le due grandezze, energia spesa ed energia ottenuta annualmente, è l'EPBT.

1.3.1 METODO DI INDAGINE

Il presente studio fornisce un'analisi puntuale di energia e materiali necessari alla produzione sia dei moduli, risalendo dalla materia prima, all'ottenimento dei wafer, alla costituzione della cella e all'assemblaggio di più celle in modulo, sia delle strutture di sostegno che della strumentazione elettrica ed elettronica

necessaria; considera inoltre l'energia associata al lavoro umano nell'installazione e l'energia racchiusa nelle sedi di produzione dei costituenti dei moduli (Fig.1-1).

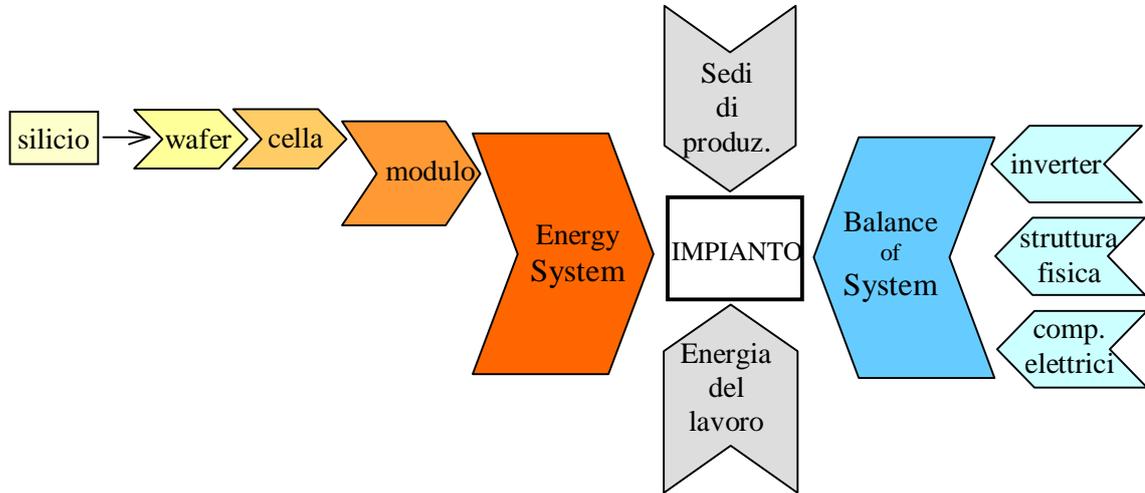


Fig. 1-1: Struttura del campo di analisi.

Il lavoro si basa su un'importante pubblicazione [37] che riporta nel dettaglio tutti gli elementi di input per ciascuno step del processo di produzione e le relative quantità utilizzate, sia per quanto riguarda i materiali utilizzati che l'energia di processo, per ottenere un impianto completo. La pubblicazione è frutto di una raccolta di dati effettuata nel periodo settembre 2004-novembre 2005 in collaborazione con undici aziende produttrici, europee e statunitensi, all'interno del progetto europeo, chiamato Crystal Clear che studia la tecnologia al silicio cristallino. Il lavoro è stato poi aggiornato da una seguente pubblicazione l'anno successivo, rivedendo materiali ed energia impiegati, che testimonia lo stato dell'arte della tecnologia nel 2005.

Gli autori, Alsema e de Wild-Scholten, riportano i dati di processo aggregati in quattro fasi:

- 1) *feedstock* di silicio
- 2) cristallizzazione e costituzione del wafer
- 3) ottenimento della cella
- 4) assemblaggio del modulo. Viene studiata separatamente la produzione dei due tipi di materiali: il mc e il pc.

Per la produzione del silicio policristallino dal silicio MG gli autori comprendono nell'analisi solo i processi che sono specificamente dedicati alla produzione di silicio necessario alle applicazioni fotovoltaiche. Vengono cioè esclusi materiali ed energia utili ad ottenere il silicio di grado elettronico, i quali sono stati imputati totalmente all'industria elettronica.

Il silicio di grado solare studiato dagli autori è ottenuto attraverso una versione modificata del processo Siemens, metodo in seguito indicato come MBR, da cui risulta un minor consumo energetico rispetto al convenzionale Siemens [9].

Lo schema seguente illustra quali elementi vengono racchiusi dai confini dello studio degli autori (Fig.1-2, [37]).

Per tutti i processi di produzione, nel documento preso come riferimento, è stato assunto il mix di fornitura elettrica della zona di produzione delle aziende collaboratrici (regione UCTE), la cui efficienza di conversione è del 31%.

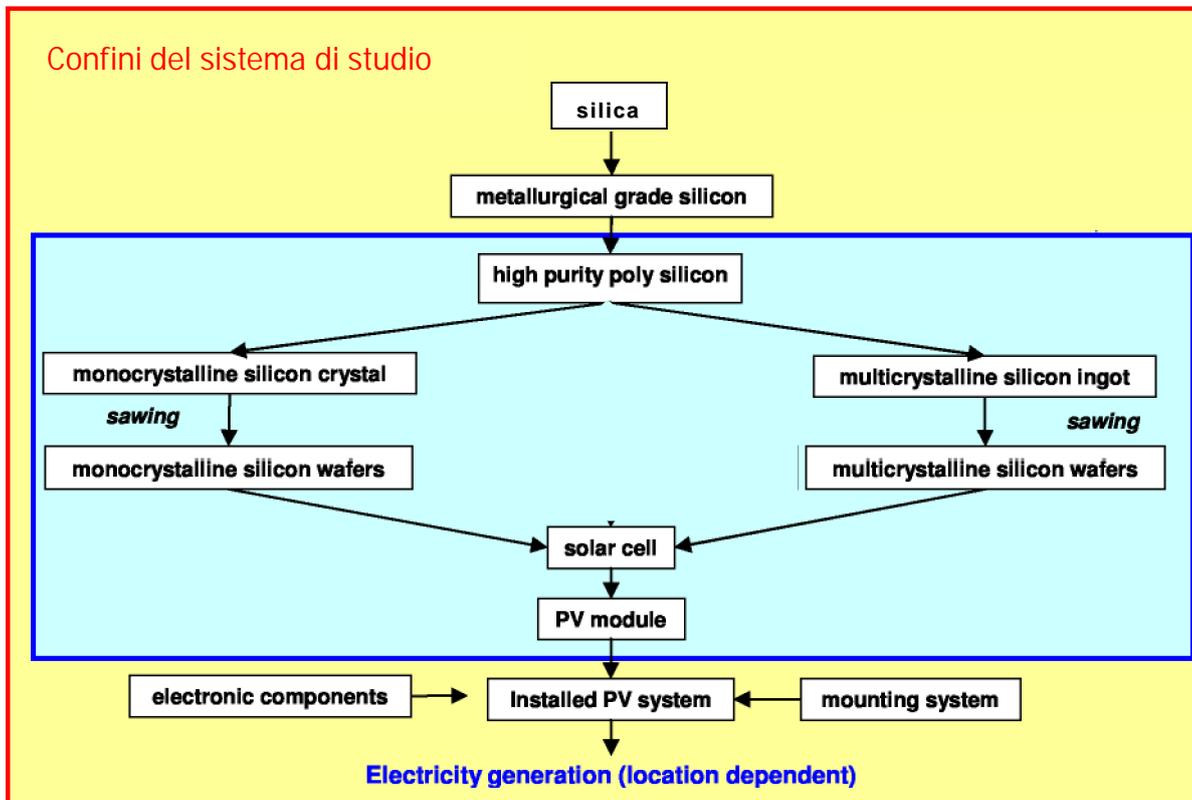


Fig. 1-2: Confini del sistema analizzato nello studio di riferimento di Alsema e de Wild-Scholten.

Per il processo di accrescimento dei cristalli del silicio Czochralski è presente qualche incertezza nei dati, motivo per cui gli autori hanno scelto di affidarsi a dati risalenti a cinque anni prima [8], rivisti nella versione successiva della pubblicazione, e combinati ad aggiornamenti in seguito a miglioramenti che hanno consentito riduzioni nel consumo energetico.

Come dimensione del wafer è stata assunta una misura standard di 156x156 mm² sia per il mono che per il polisilicio. Lo spessore del wafer rientra tra i 240 (polisilicio) e i 270 (monosilicio) μm .

Per quanto riguarda la costituzione della cella non è stata fatta una distinzione tra silicio mono e policristallino in quanto le differenze osservate sono minime.

È stato considerato uno standard di modulo costituito da 60 celle, per un totale di 1,6 m² di superficie, che consente una potenza di 210 W per il pc-Si e di 230 W per il mc-Si. con un incapsulamento costituito da vetro, EVA e Tedlar.

Lo spessore del vetro è stabilito in 4 mm; la cornice in alluminio per entrambi i moduli pesa 4,2 kg.

L'analisi si estende anche alle quantità di materiali che costituiscono le apparecchiature elettriche ed elettroniche.

1.3.2 PARAMETRI DI STUDIO

La presente rielaborazione pone le sue basi sulla sopraddezza pubblicazione da cui si estraggono i fabbisogni di materiali e di energia di processo impiegati, per poi ricavare l'energia complessivamente immagazzinata nell'impianto attraverso i coefficienti di energia grigia tipici di ogni materiale. Vengono fatte le seguenti assunzioni, in termini di materiali ed energia utilizzati.

1.3.2.1 Materiali

Viene considerata la realizzazione di tre impianti in silicio cristallino da 3 kW con tre differenti tipi di silicio: monocristallino STD (MC-STD), monocristallino MBR (MC-MBR) e policristallino (PC).

Il MC-MBR è quello propriamente esaminato nel documento da Alsema e de Wild-Scholten [37], ottenuto da silicio policristallino tramite processo "Multiple Batch Recharge", brevettato dalla Solar Siemens Industries. Il MC-STD invece è quello che, con procedimento standard, è ottenuto attraverso il processo di purificazione classico Siemens, a cui fa seguito l'accrescimento dei grani con il metodo Czochralski.

Tra i due tipi di silicio monocristallino la differenza emerge in questo studio nella quantità di energia necessaria alla loro produzione, di quasi il 35% in meno per il MC-MBR. I procedimenti e le energie in gioco nella fabbricazione di wafer, cella e modulo sono i medesimi, e si fa completo riferimento alla pubblicazione [37].

Per calcolare l'energia necessaria a produrre un kg di MC-STD ci si basa sull'energia necessaria ad un kg di silicio EG, appoggiandosi alla pubblicazione, e poi a quella per un kg di MG riportata in [7].

Per calcolare l'energia necessaria a produrre un kg di MC-MBR si ricavano i dati puntuali dall'articolo di [9] a cui gli stessi Alsema e de Wild-Scholten fanno riferimento.

Anche per l'impianto in policristallino ci si affida allo studio di questi autori, salvo per l'energia necessaria all'ottenimento del polisilicio stesso, dato per il quale si fa riferimento all'articolo di Coiante [38], preferito in quanto a chiarezza nella definizione.

Rispetto ai valori di silicio necessario alla costituzione di un m² di wafer riportati, di cui viene riferita solo la quantità di silicio strettamente presente, si sommano un 45% di perdite di materiale per tener conto delle operazioni di taglio dei lingotti in fette.

In quanto a vita utile dell'impianto, si suppone una durata garantita dei pannelli di 20 anni e dello stesso tempo anche per l'inverter, mentre l'eventuale sostituzione degli altri componenti elettrici prima dei 20 anni non è energeticamente rilevante.

1.3.2.2 Energia

L'energia contenuta nei materiali viene calcolata sulla base di coefficienti di energia grigia (procedimento sotto descritto) riportando i valori in termini di energia primaria (MJ_p). L'energia di processo invece è espressa in kWh_e.

Il risultato finale, che esprime l'energia globalmente spesa per la produzione dell'impianto, è fornito in termini di energia elettrica.

La conversione da energia primaria in energia elettrica è effettuata secondo il coefficiente che verrà chiamato "rendimento di conversione", definito come:

1. TEMPO DI RITORNO ENERGETICO

$$\eta_{el} = \frac{E_{elettrica\ disponibile}}{E_{primaria\ spesa}}$$

Convertendo quindi uno stesso valore di energia primaria, risulta che a η_{el} maggiori corrispondono valori di energia elettrica superiori, che, parlando di energia primaria necessaria a costruire un impianto, si traducono in fabbisogni di energia elettrica superiori.

A seconda di quali fonti di approvvigionamento energetico vengano adottate per trasformare l'energia primaria in elettrica, si hanno η_{el} differenti. Per ogni Paese è possibile quindi definire un rendimento elettrico medio. Eurostat [39] riporta i dati europei relativi all'efficienza di conversione degli impianti termoelettrici nell'anno 2004, mentre per calcolare il η_{el} dei Paesi extraeuropei sono state fatte le seguenti ipotesi (Tab.1-4):

Tab. 1-4: Efficienza delle fonti energetiche analizzate

Fonte energetica	Efficienza %
Carbone	36
Olio combustibile	38
Gas naturale	45
Biomasse	20
Rifiuti	20
Geotermico	20
Nucleare	30

L'efficienza delle fonti idroelettrica, eolica e solare è posta pari al rendimento medio di conversione termoelettrica, considerando il loro rendimento rispetto all'energia fossile equivalente.

Dai dati sul mix energetico in uso nelle varie Nazioni [40] e dalle ipotesi sui rendimenti ottenuti, per ogni Paese è stato definito un preciso η_{el} , in base al quale sono stati calcolati i fabbisogni di energia elettrica per gli impianti (Tab.1-5).

Tab. 1-5: Rendimento di conversione per le diverse Nazioni

Paese	η_{el} %
Italia	40
Svezia	27
Australia	37
Austria	40
Danimarca	46
Germania	34
Grecia	38
Spagna	41
Giappone	36
Francia	31
India	37
Usa	36

Dove non si renda necessario valutare l'influenza di questo parametro sui calcoli, a meno che non venga specificato diversamente, l'efficienza presa come base dei ragionamenti è del 35% (attuale valore dell'UCPTE, l'Unione per il Coordinamento della generazione e trasmissione di elettricità, che si occupa del coordinamento dei sistemi di trasmissione dei paesi dell'Europa Occidentale, preso come riferimento in diversi studi di letteratura).

1.3.2.3 Coefficienti di energia grigia

Il termine energia grigia, detta anche embodied energy, rappresenta il totale di energia usata durante il ciclo di vita di un prodotto. Il suo calcolo può risultare complesso per il grande numero di variabili in gioco, motivo per cui vengono in letteratura utilizzati diversi metodi per stimarla. Uno dei più semplici è il Process Energy Requirement (PER), che stima l'energia primaria spesa in fase di produzione, includendo l'energia per estrarre le materie prime e la lavorazione. Questo metodo però fornisce un risultato limitato, in quanto molte variabili vengono escluse dall'analisi, come l'energia spesa nei trasporti e in altre infrastrutture necessarie alla costruzione. Un altro metodo è il Gross Energy Requirement (GER), che considera tutta la complessità che sta a monte del prodotto finale, facendo uso però di molte assunzioni che possono rendere arbitrari i risultati finali.

Un metodo più accurato è quella che viene chiamata analisi ibrida di input-output, che è quella utilizzata per i calcoli usati in questo studio. Vengono analizzati sia tutti i materiali costituenti sia le fonti di energia utilizzate, tenendo conto dei fattori di produzione e distribuzione dell'energia di processo, i fattori di trasporto dei materiali e i fattori associati al "capital equipment" necessario a produrre il materiale. È un metodo "from the cradle to the gate", ossia il limite dell'analisi è l'uscita della fabbrica di produzione.

L'energia grigia di una materia prima (come il rame) comprende l'energia necessaria all'estrazione del materiale e al trasporto alla sede di eventuale raffinazione o di stoccaggio. Nel caso di prodotti derivati (come il vetro) vengono considerati l'energia delle materie prime costituenti, il trasporto, la lavorazione, l'assemblaggio e l'installazione.

Ad ogni materiale utilizzato nell'impianto, è associata una quantità di energia grigia, che viene sintetizzata con coefficienti espressi in termini di energia primaria (MJ/kg); tali coefficienti sono stati desunti da una pubblicazione del Centre for Building Performance Research della Victoria University in Nuova Zelanda (versione 2001 o, in mancanza del dato cercato, quella precedente del 1998).

L'embodied energy di ogni coefficiente include:

- ♦ Tutti gli input fisici per il materiale;
- ♦ L'energia per il trasporto dei materiali costituenti al sito di lavorazione;
- ♦ L'energia del "capital equipment".

Non include invece:

- ♦ L'energia del lavoro umano;
- ♦ L'energia per il trasporto dal sito di lavorazione al punto di utilizzo.

1.3.3 RISULTATI

La spesa energetica relativa alle apparecchiature elettriche, alla struttura di sostegno e alla manodopera necessaria al montaggio dei tre impianti considerati è la medesima

1. TEMPO DI RITORNO ENERGETICO

a parità di potenza installata per impianto. Quello che cambia a seconda del tipo di silicio utilizzato è l'energia impiegata nella produzione del modulo.

Tab. 1-6: Risultati di EPBT ottenuti per le tre tecnologie. I risultati sono basati su un η_{el} =35% e un'insolazione di 1700 kWh/m²/anno

PC	MC-SSI	MC-STD																				
Energia impiegata per un modulo (kWh)																						
688	1208	1862																				
Quantità di silicio per un modulo (kg)																						
3,7	3,3	3,3																				
Energia impiegata per l'impianto (kWh)																						
11084	17637	26789																				
Tempo di ritorno energetico EPBT (anni)																						
2,61	4,14	6,28																				
Incidenza percentuale di ogni fase di produzione del modulo																						
<p>Legend: ■ Silicio ■ Produz. wafer ■ Ass. cella ■ Ass. modulo</p> <table border="1"> <caption>Energy consumption breakdown by phase (%)</caption> <thead> <tr> <th>Tecnologia</th> <th>Silicio</th> <th>Produz. wafer</th> <th>Ass. cella</th> <th>Ass. modulo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>PC</td> <td>54%</td> <td>12%</td> <td>9%</td> <td>25%</td> </tr> <tr> <td>MC-SSI</td> <td>74%</td> <td>7%</td> <td>5%</td> <td>14%</td> </tr> <tr> <td>MC-STD</td> <td>83%</td> <td>5%</td> <td>3%</td> <td>9%</td> </tr> </tbody> </table>			Tecnologia	Silicio	Produz. wafer	Ass. cella	Ass. modulo	PC	54%	12%	9%	25%	MC-SSI	74%	7%	5%	14%	MC-STD	83%	5%	3%	9%
Tecnologia	Silicio	Produz. wafer	Ass. cella	Ass. modulo																		
PC	54%	12%	9%	25%																		
MC-SSI	74%	7%	5%	14%																		
MC-STD	83%	5%	3%	9%																		

Si evidenziano nello schema (Tab.1-6) i risultati dello studio mentre si riportano in Appendice i dettagli per ogni tecnologia.

Come si può vedere l'energia spesa per il MC-STD (che comprende sia l'energia di processo che quella contenuta nei materiali) è 3 volte quella per il PC. Questo è dovuto essenzialmente al procedimento di produzione del silicio monocristallino, che per il metodo tradizionale prevede l'accrescimento dei cristalli col processo Czochralski, processo molto energy-intensive. Il grafico mostra come l'84% dell'energia spesa per costruire questo modulo sia imputabile appunto al silicio stesso.

In conclusione, per un impianto montato sul tetto da 3 kWp a pannelli fissi il tempo di ritorno energetico dipende molto dal tipo di silicio che costituisce i moduli: supponendo uno stesso rendimento elettrico associato al Paese d'installazione e le medesime condizioni di insolazione, un impianto in policristallino consente EBPT di 3 volte inferiori al silicio monocristallino standard, mentre minore è la differenza

2. TEMPO DI RITORNO ENERGETICO

considerando un monocristallino ottenuto con metodi a ridotto consumo energetico, come ad esempio il Multiple Batch Recharge.

2. ANALISI PARAMETRICA

Sulla base dei risultati ottenuti in termini di tempi di ritorno energetico nel precedente studio sul silicio cristallino, si vogliono ora valutare, per le tre tecnologie considerate, quali sono i fattori che influenzano tali risultati e in quale misura.

Si ricorda la formula usata per calcolare l'EPBT dell'impianto connesso alla rete installato sul tetto:

$$EPBT = \frac{E_{\text{impianto}}}{E_{\text{producibile}}} = \frac{E_{\text{impianto}}}{S_a \times \eta_p \times A_p \times PR}$$

dove E_{impianto} = energia totale spesa per costruire l'impianto (kWh);
 $E_{\text{producibile}}$ = energia producibile in un anno di funzionamento dell'impianto;
 S_a = irraggiamento medio annuo sul piano dei moduli (kWh/m²/anno);
 η_p = efficienza dei pannelli;
 A_p = area totale ricoperta dai pannelli (m²);
 PR = performance ratio (coefficiente di prestazione).

Viene analizzato un impianto di potenza di picco di circa 3 kWp.
 Lo studio dei tempi di ritorno si basa sulle seguenti assunzioni (Tab.2-1):

Tab. 2-1: Caratteristiche dell'impianto studiato nell'analisi parametrica

	SILICIO MONOCRISTALLINO	SILICIO POLICRISTALLINO
EFFICIENZA PANNELLI	14 %	13 %
AREA TOTALE PANNELLI	22,4 m ²	24 m ²
IRRAGGIAMENTO MEDIO ANNUO	1700 kWh/m ² /anno	1700 kWh/m ² /anno
PR	80 %	80 %

Nel corso dello studio si verifica come, al variare di ciascuno di questi parametri, si modificano i tempi di ritorno.

Il rendimento globale dell'impianto è dato dal prodotto:

$$\text{Rendimento impianto} = \text{Efficienza pannelli} \times PR$$

Con i valori qui assunti, quindi, l'efficienza del sistema in silicio monocristallino risulta del 11,2 %, quella del policristallino è ridotta a 10,4 %.

Oggetto d'analisi sono i moduli ottenuti tramite i tre diversi processi già illustrati:

- ♦ silicio monocristallino ottenuto tramite la fusione degli scarti del silicio elettronico, con seguente accrescimento dei grani con il metodo Czochralski (processo standard): MC-STD;
- ♦ silicio monocristallino da silicio policristallino ottenuto col processo "Multiple Batch Recharge" a ridotto consumo energetico: MC-MBR;
- ♦ silicio policristallino: PC.

2.1 CONDIZIONI AL CONTORNO

2.1.1 Insolazione

La quantità di energia solare che può essere sfruttata da un dispositivo fotovoltaico dipende dall'irraggiamento del luogo di installazione.

L'energia fornita annualmente dal sole per metro quadro di superficie varia in funzione della stagione e della latitudine, perciò nel valutare l'irraggiamento medio annuo delle varie regioni ci si affida alle mappe degli atlanti solari (Fig.2-1, [44]), che forniscono una stima della quantità di energia solare (misurata in kWh) incidente su un m² di superficie terrestre nell'unità di tempo.

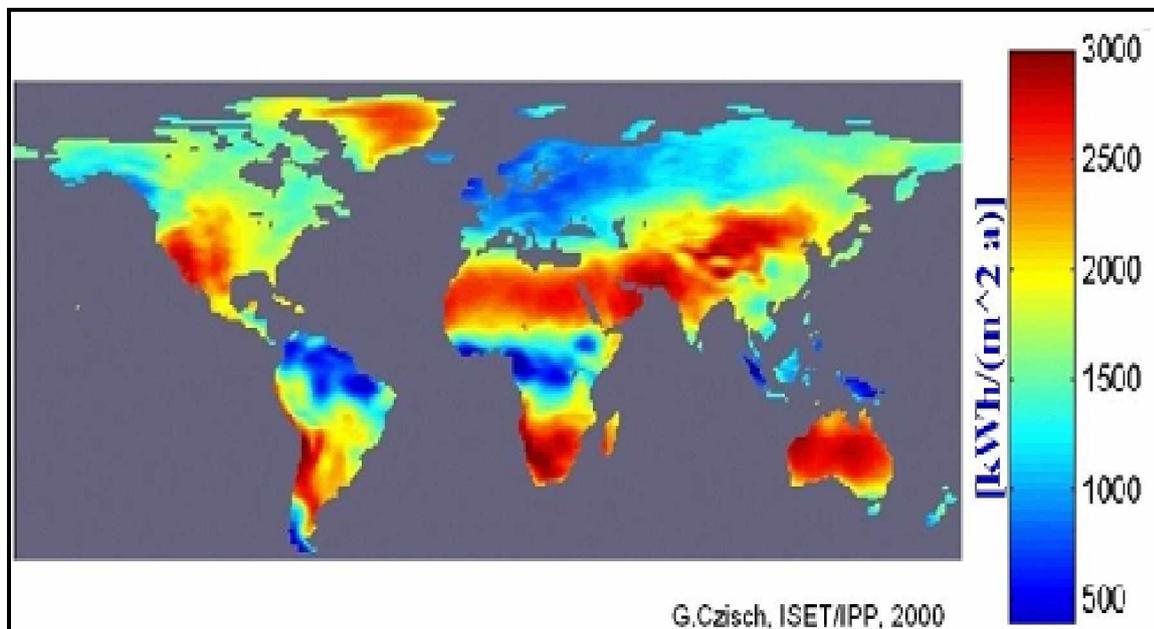


Fig. 2-1: Atlante solare mondiale.

Installazioni in località che ricevono una radiazione utile maggiore, a parità di tecnologia applicata e di efficienza del sistema elettrico nazionale, godono perciò di tempi di ritorno energetico minore.

2. ANALISI PARAMETRICA

Per i tre metodi di produzione si confrontano ora i tempi di ritorno in funzione della radiazione media annua che colpisce un m² di pannello per il caso italiano.

Fissato un rendimento di conversione del 40%, tipico del mix energetico in uso in Italia, si immagina di variare la radiazione solare annua incidente sui pannelli installati sul territorio, per seguire l'andamento della curva del tempo di ritorno. I valori di insolazione si estendono dai 1200 del Nord (si riservano valori più bassi per l'arco alpino) ai 1750 kWh/m²/anno per l'estremo Sud (Fig.2-2, [45]).

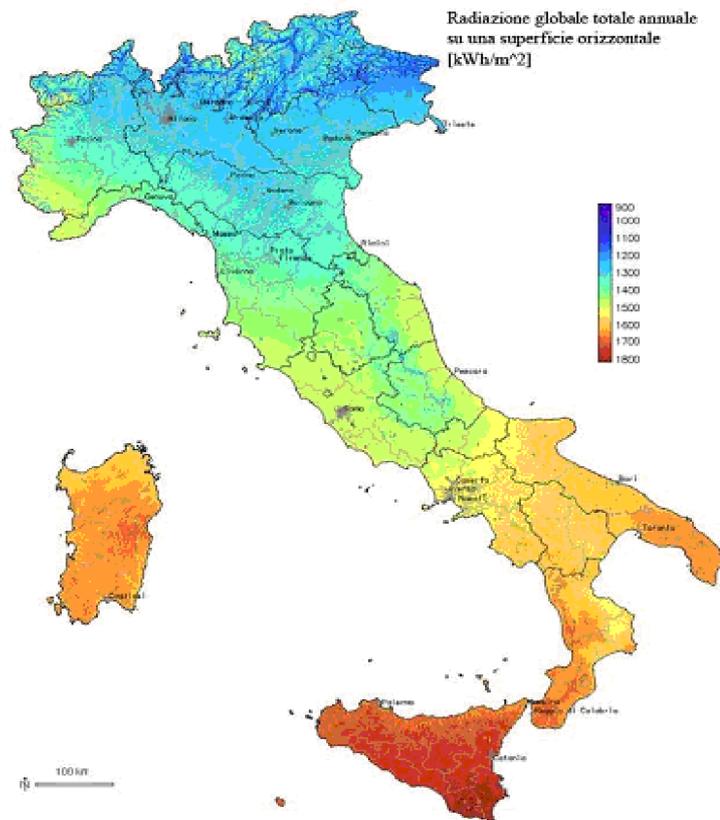


Fig. 2-2: Atlante solare italiano.

L'andamento non lineare delle curve dei tempi di ritorno nell'immagine Fig.2-3 dimostra come anche zone a "media" insolazione riportino risultati relativamente buoni, mentre le zone a "bassa" insolazione siano piuttosto penalizzate dal fattore climatico. Si può quindi vedere come il territorio italiano presenti al suo interno delle notevoli differenze: un impianto installato su un tetto di un edificio del Nord Italia consente tempi di ritorno superiori di oltre un anno e mezzo rispetto ad un impianto collegato alla rete in Sud Italia.

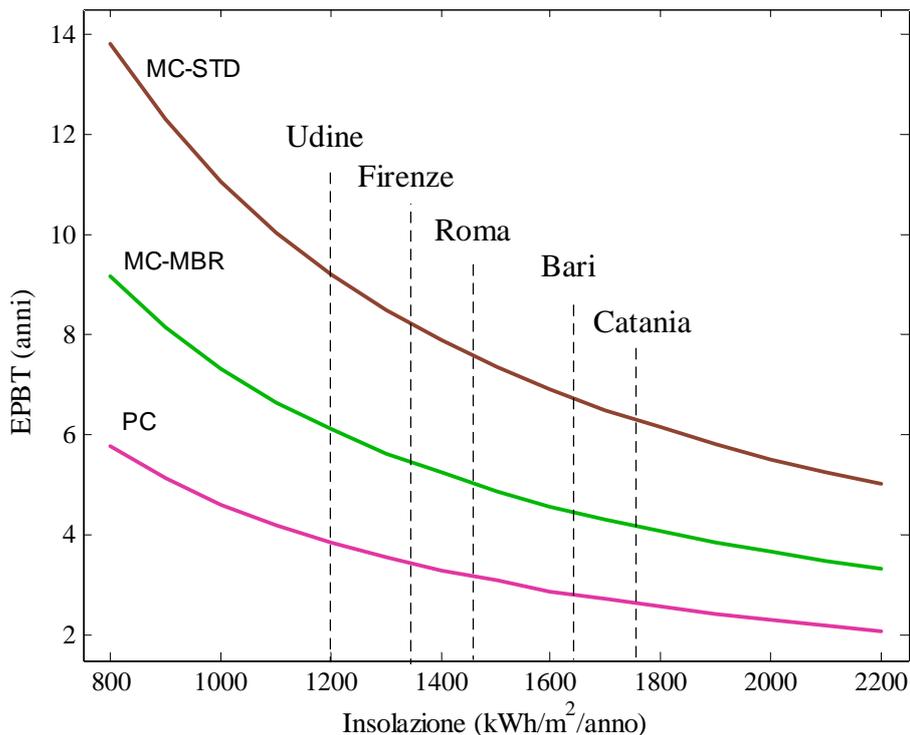


Fig. 2-3: Insolazione - EPBT

La tecnologia basata sul silicio monocristallino standard, come emergerà anche in tutti i grafici successivi, è quella che associa tempi di ritorno maggiori, di quasi 2,5 volte superiori a quelli del silicio policristallino.

2.1.2 Rendimento di conversione elettrica

Come già affermato, in base alle fonti energetiche adottate, ai vari Paesi si associa una diversa efficienza del sistema energetico.

Nel calcolare l'energia necessaria alla produzione dell'impianto fotovoltaico si tiene conto del fatto che per un sistema energetico a bassa efficienza la conversione del fabbisogno energetico in termini di energia primaria (MJ_t) si traduce in un minor fabbisogno energetico in termini di kWh_e . In base a queste considerazioni, quindi, l'energia spesa per la produzione dell'impianto sarà inferiore nei Paesi a minor efficienza energetica, e, come conseguenza diretta, il tempo di ritorno energetico per uno stesso impianto sarà similmente inferiore, a parità di condizioni di illuminazione solare e di tecnologia utilizzata nella produzione.

Si può osservare dal grafico Fig.2-4 come, tenendo presente, ad esempio, l'irraggiamento medio annuo tipico del Sud Europa ($1700 \text{ kWh/m}^2/\text{anno}$) quale zona di installazione, la sede di produzione determini una variazione di anche 5 mesi nei tempi di ritorno, così come succedrebbe se un impianto fosse fabbricato in Svezia (con rendimento del 27%) piuttosto che in Danimarca (46%). Questi due casi rappresentano la minor e maggior efficienza tra i Paesi del Nord America e dell'Europa industrializzata, imputabili essenzialmente per il primo caso ad una produzione quasi totale attraverso l'uso di energia nucleare e idroelettrica e per una

discreta percentuale con biomasse, e per il secondo caso al largo utilizzo di combustibili fossili ed energia eolica.

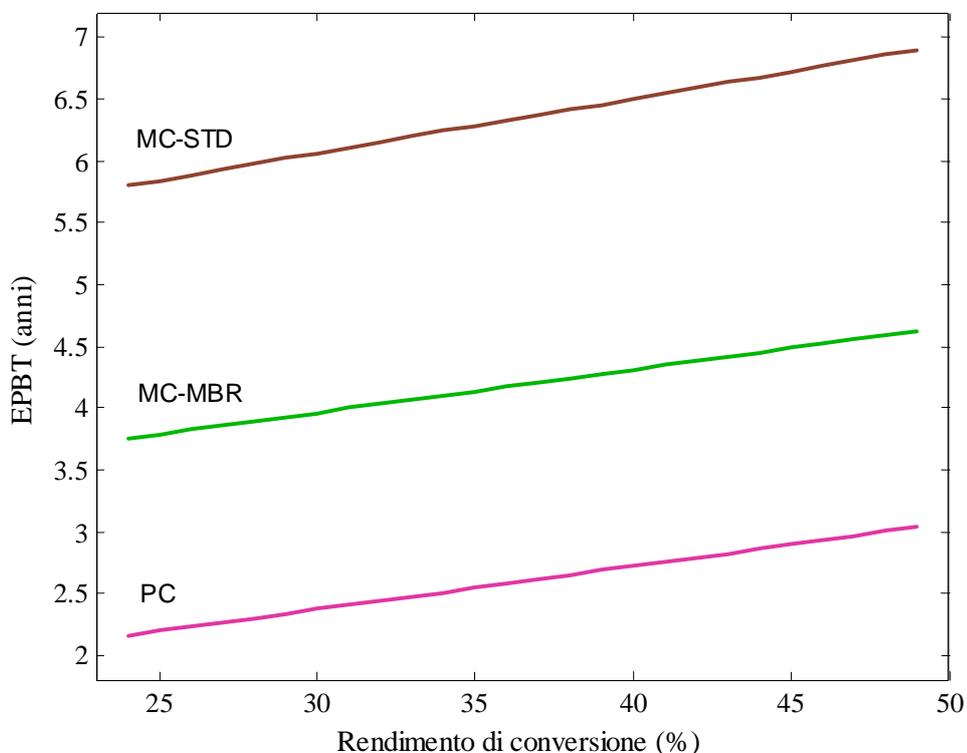


Fig. 2-4: Rendimento di conversione - EPBT

Dal grafico emerge come la relazione (Rendimento elettrico - EPBT) sia lineare per le tre tecnologie. Il η_{el} incide in misura leggermente maggiore andando dal MC-STD, al MC-MBR, al PC, proporzionalmente al fabbisogno di energia primaria nella produzione del tipo di silicio.

In base al sito di produzione dei pannelli quindi il tempo di ritorno può variare di circa 10 mesi per il PC e il MC-MBR, e di circa 14 mesi per il MC-STD.

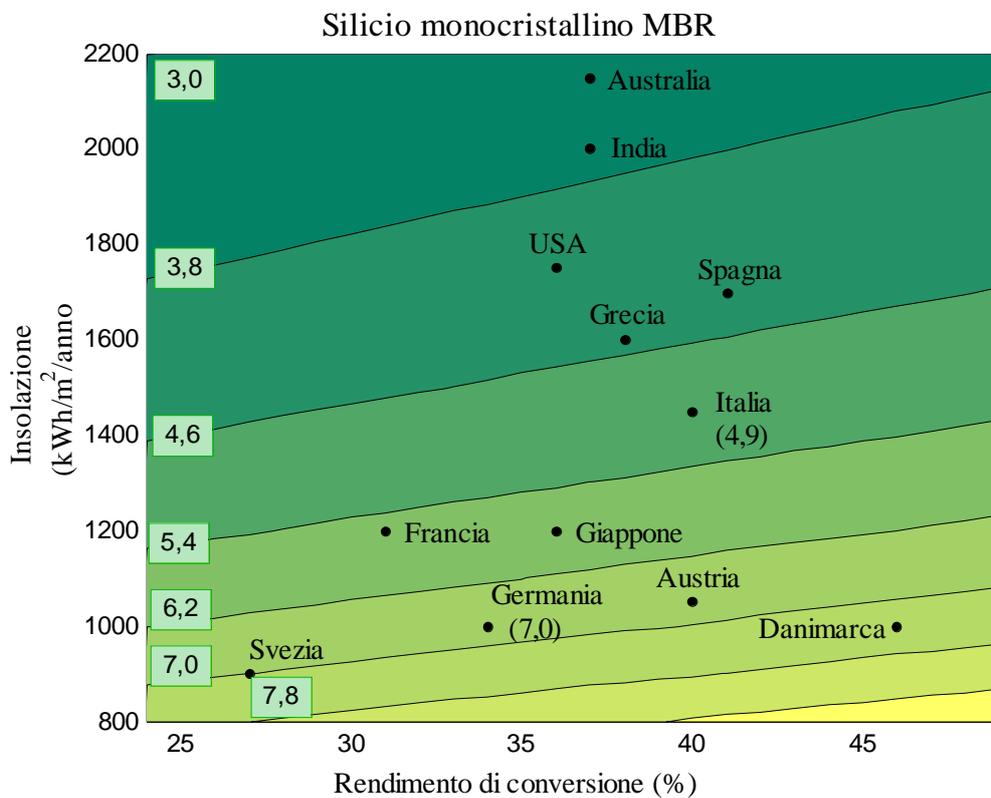
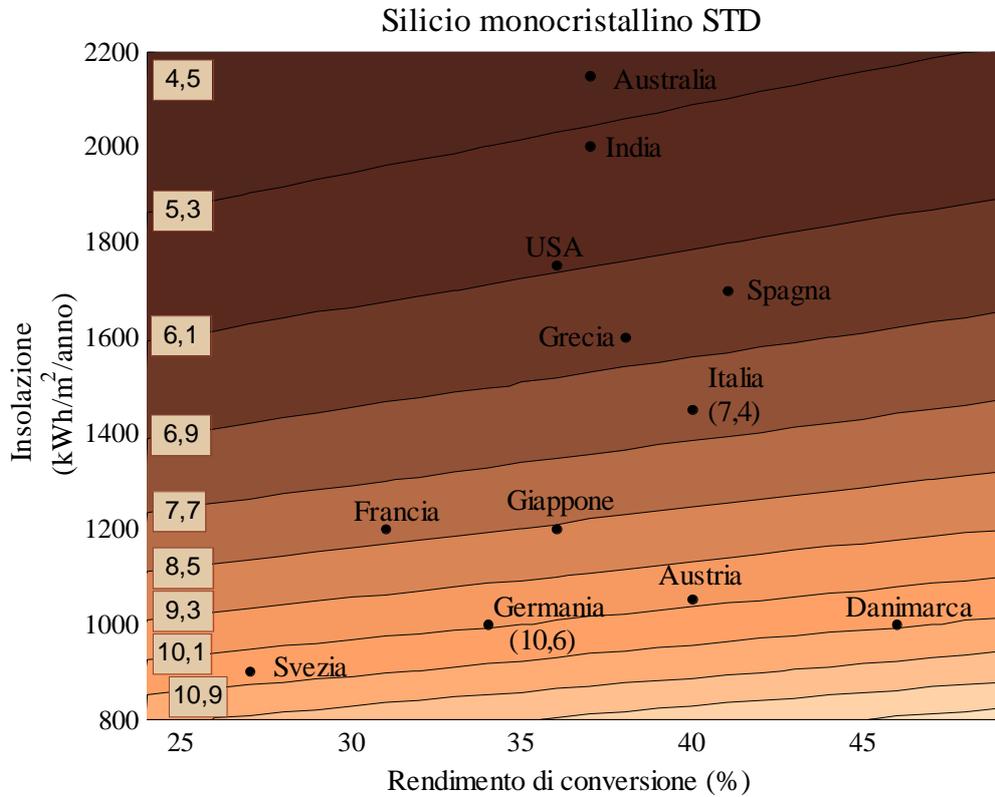
I Paesi che detengono la stragrande maggioranza del mercato di produzione riportano un rendimento di conversione tra loro molto simile: Giappone 36%, Germania 34% e USA 36%. Differenti sarebbero invece gli esempi dei moduli prodotti dalla Photowatt, leader per la produzione di celle e moduli in Francia dove il η_{el} è del 31%, e dalla Isofoton spagnola, per cui il rendimento nazionale è del 41%.

Analizzando le realtà che caratterizzano gli Stati, si possono legare gli aspetti di radiazione media annuale che colpisce il Paese e rendimento elettrico nazionale, per ricavare l'EPBT associato ad ogni Paese.

Sui grafici seguenti (Fig.2-5/2-6/2-7) è possibile collocare e riconoscere Stati che presentano gli stessi valori di tempi di ritorno energetico, rappresentati dalle aree dello stesso colore, per le tre diverse tecnologie di silicio cristallino utilizzabili nella produzione dei pannelli. L'EPBT indicato decresce partendo dall'angolo in basso a destra verso l'angolo in alto a sinistra.

All'Italia è stata fatta corrispondere una radiazione solare annua di 1450 (kWh/m²/anno), media tra i valori di massima e minima radiazione presente (1750-1200).

2. ANALISI PARAMETRICA



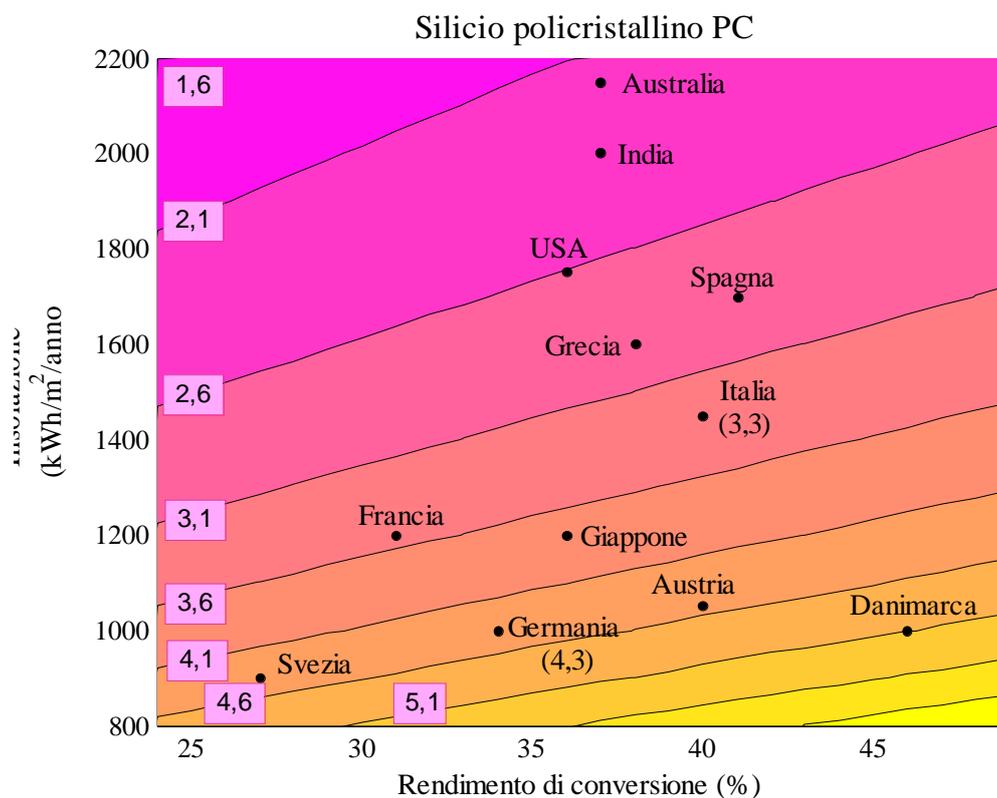


Fig. 2-5/2-6/2-7: Aree che riportano lo stesso EPBT in funzione di rendimento di conversione e insolazione per le tre tecnologie

I grafici riportano i Paesi più rappresentativi a livello europeo e mondiale in quanto a sviluppo tecnologico e condizioni climatiche. Stati che risultano compresi nella fascia alta del grafico arrivano ad avere tempi di ritorno anche di 3 volte inferiori rispetto ai Paesi nella zona bassa, a parità di potenza di impianto installato e di tecnologie di produzione.

Si può vedere con l'EPBT dipenda molto dalle condizioni di irraggiamento presenti: a parità di rendimento di conversione, come nel caso di USA e Giappone, i tempi di ritorno variano mediamente di 2 anni.

2.2 IMPLICAZIONI DELLA TECNOLOGIA

Vengono studiati separatamente le implicazioni della variazione del rendimento dei pannelli e quella del rendimento dei sistemi di potenza.

2.2.1 Efficienza dei moduli

L'elemento tecnico fondamentale che influisce sui tempi di ritorno di un impianto FV, e quindi sulla sua possibile riduzione, è l'efficienza dei pannelli.

I moduli attualmente in commercio, come già accennato, presentano valori di efficienza diversi a seconda dei materiali che li costituiscono:

	silicio monocristallino	silicio policristallino
Efficienza moduli	14-17%	10-14%

2. ANALISI PARAMETRICA

Il rendimento finale dell'impianto, tenendo conto poi delle perdite degli apparati elettrici ed elettronici, si assesta intorno al 10-11%. Un rendimento così basso sia rispetto alle fonti energetiche tradizionali, ma anche rispetto ad altre fonti rinnovabili, è imputabile a diversi motivi:

- ◆ le celle sono sensibili solo a determinate lunghezze d'onda dello spettro solare;
- ◆ parte dell'energia solare viene trasformata in calore che, oltre ad essere dannoso per la cella, ne riduce il rendimento;
- ◆ parte della radiazione viene riflessa dal pannello stesso;
- ◆ i collegamenti elettrici tra le celle introducono una resistenza che dissipa energia.

I miglioramenti di efficienza messi a punto in laboratorio per le celle fotovoltaiche incapsulate nei moduli ne hanno portato il valore al 24,7% nel silicio monocristallino ed al 19,8% in quello policristallino. Sono attualmente in corso d'industrializzazione (ad esempio presso la BP Solar), di modo che sono annunciati sul mercato a breve, moduli fotovoltaici in PC con efficienza pari a 18%. Per gli inizi del 2008 è previsto inoltre il lancio di moduli di nuova generazione in silicio monocristallino fabbricati dalla SunPower, con una potenza nominale di 315W e un'efficienza pari al 19,3%, attualmente la più alta al mondo.

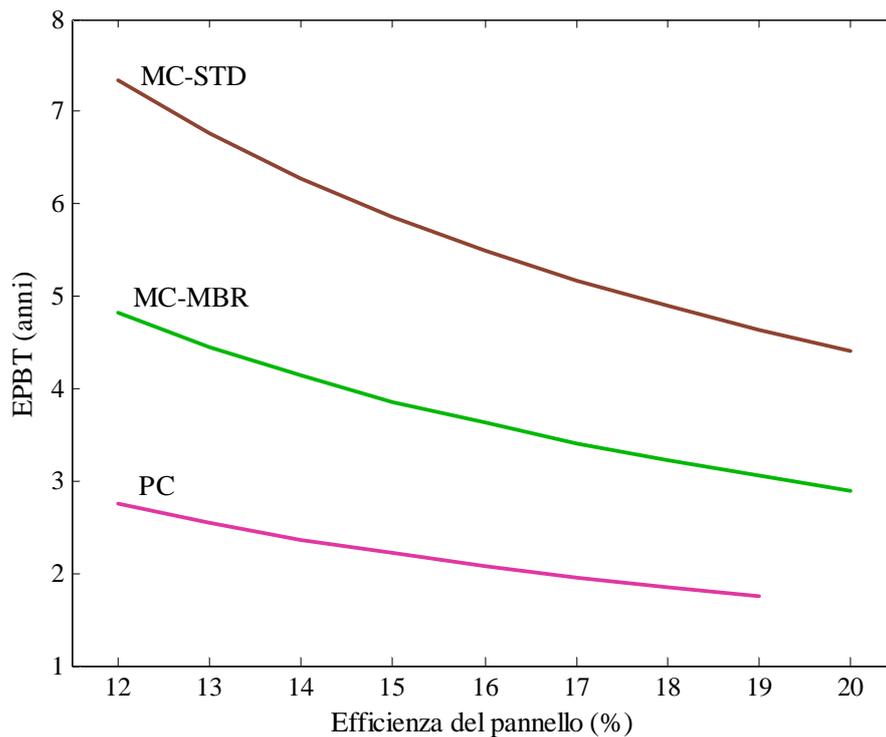


Fig. 2-8: Efficienza del pannello - EPBT

Un incremento di efficienza, ad esempio dal 13 al 17%, porta la stessa riduzione percentuale di EPBT per tutte e tre le tecnologie (24%), che si evidenzia però in misura maggiore per il MC-STD, avendo in termini assoluti valori superiori (Fig.2-8).

La tecnologia basata sul silicio policristallino consente livelli di efficienza, e anche di prospettive di miglioramento, inferiori rispetto al monocristallino, imputabili al materiale di partenza stesso, caratterizzato da una purezza minore.

2.2.2 Coefficiente di prestazione PR

Dipende esclusivamente da fattori tecnologici ed è dato dal prodotto:

$$PR = \eta_{BOS} \times K_{PV}$$

dove η_{BOS} = efficienza della componentistica non fotovoltaica del sistema che dipende dalle perdite dovute ai cablaggi e all'inverter (il suo valore si aggira mediamente intorno a 0,8-0,9)

K_{PV} = fattore di riduzione che tiene conto di fenomeni come il surriscaldamento dei pannelli, la riflessione parziale della radiazione incidente e la formazione di depositi di polvere sui vetri di protezione (si considera convenzionalmente pari a 0,9).

Fissato quindi K_{PV} , l'efficienza d'impianto è influenzata in maniera consistente dai componenti elettrici necessari per il trasferimento dell'energia prodotta dal modulo fotovoltaico all'utenza e, tra questi, il dispositivo che causa la riduzione più consistente della potenza effettivamente utilizzabile all'utenza è l'inverter.

Il seguente grafico (Fig.2-9) illustra come cambiano i tempi di ritorno energetici al variare del coefficiente di prestazione e quindi del progressivo miglioramento delle tecnologie applicate ai dispositivi elettronici. Si assume un'efficienza del sistema elettrico nazionale del 35% (valore dell'UCPTE) e un insolazione media annuale di 1700 kWh/m²/anno.

Un incremento nell'efficienza dei sistemi elettronici ad esempio dal 75% al 90%, a parità delle altre condizioni, consentirebbe una riduzione nei tempi di ritorno del 17%.

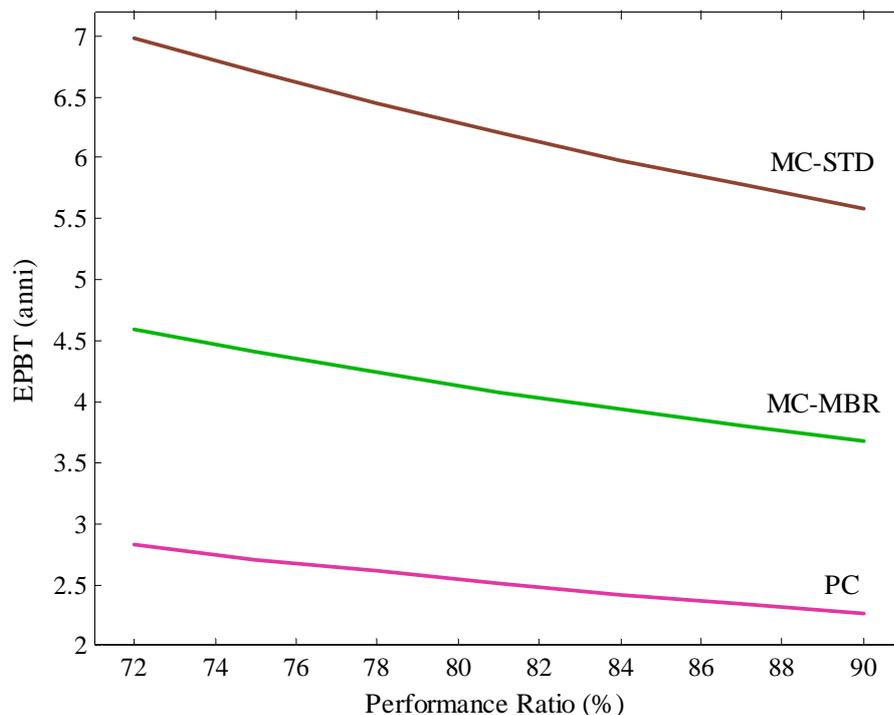


Fig. 2-9: Performance Ratio – EPBT

Un valore di PR dell'80% è attualmente considerato accettabile; alcune cifre negli impianti in commercio riportano un 85-90% ma la verosimilità di tali dati viene messa in dubbio dagli esperti.

2.2.3 Coefficienti energia grigia

Gli EPBT calcolati in questo studio sono basati su coefficienti provenienti da un'unica fonte (il Centre for Building Performance Research, Victoria University of Wellington), scelta in quanto la più completa, per la numerosità di elementi analizzati, e di maggior dettaglio nell'analisi degli elementi valutati.

Con un'analisi di sensitività si vuole definire l'area di variazione delle curve dei tempi di ritorno per le tre tecnologie prese in esame nel caso in cui, nella valutazione dell'energia primaria necessaria alla produzione di un pannello, si prendessero come riferimento coefficienti di embodied energy (EE) provenienti da altre fonti.

Si prendono perciò ora in considerazione i dati ricavati da altre tre diverse fonti. Valutati quali, tra i materiali che costituiscono l'impianto, sono quelli che danno un contributo energetico che incide più significativamente sul fabbisogno finale, per ognuno di questi materiali si sono comparati altri tre valori di energia inglobata. Si sono trovati il valore minimo e il valore massimo tra i quattro valori ottenuti e si è valutata la differenza, rispetto ai precedenti calcoli fondati su dati della Victoria University, trovando limite minimo e limite massimo di variazione per ognuno di questi coefficienti.

È evidente che, a seconda dei valori di energia grigia che si scelgono di adottare e della quantità dei materiali che compaiono nell'impianto, si ottengono risultati diversi in termini di energia necessaria alla produzione dell'impianto e quindi di tempi di ritorno energetico.

Tab. 2-2: Fonti diverse di coefficienti di Embodied Energy

Materiali	VICTORIA UNIVERSITY (MJ/KG)	EDIP DATABASE (MJ/KG)	LAWSON, 1996 (MJ/KG)	DEAM DATABASE (MJ/KG)
Alluminio	202	170	170	207,8
Vetro	16,3	10	12,7	18,4
Rame	97,6	90	100	48,7
Plastica, ABS	111	95	/	112,2
Plastica, Gomma sintetica (EPDM)	110	35	110	70,8
Acciaio	12,3	46	/	16,3

■ Valore massimo
■ Valore minimo

I materiali indicati in Tab.2-2 vengono utilizzati nell'assemblaggio del modulo, nelle strutture di sostegno dell'impianto e nei componenti elettrici. Questi

2. ANALISI PARAMETRICA

componenti negli impianti in polisilicio e monosilicio sono praticamente identici, perciò per le due tecniche l'errore considerato per la quantità di energia primaria necessaria sarà lo stesso (variazione positiva: $+317,8 \text{ MJ/m}^2$, variazione negativa: -342 MJ/m^2).

Il grafico (Fig.2-10) riporta, per le tre diverse tecnologie, il range di oscillazione della curva degli EPBT.

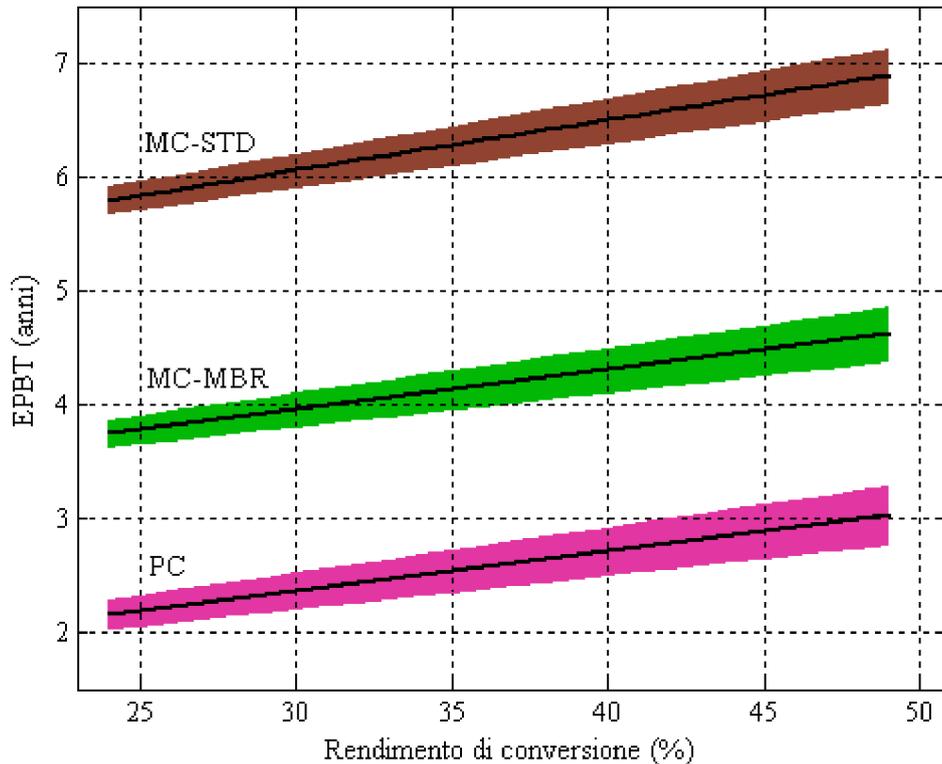


Fig. 2-10: Range di possibile variazione degli EPBT in base alle fonti di coefficienti di EE utilizzate

Per tutti e tre i materiali, in base a quali coefficienti di EE si prendono a riferimento, a valori bassi di rendimento corrisponde un margine di circa 3 mesi di oscillazione, mentre per i valori di rendimento più alti i mesi diventano quasi 6.

3. I COSTI DI UN IMPIANTO FV

3.1 IL MERCATO DEL SILICIO

Il costo del silicio puro incide in modo significativo sul costo del processo di produzione delle celle fotovoltaiche e ciò è dovuto principalmente al fatto che il materiale da usare per le celle deve avere forma cristallina e la realizzazione di questo stato fisico richiede un adeguato grado di purezza.

Avviene così che il costo del silicio, e quindi delle celle, sia in funzione del grado di purezza del materiale; il seguente grafico (Fig.3-1, [46]) mostra la situazione indicativa di tale andamento:

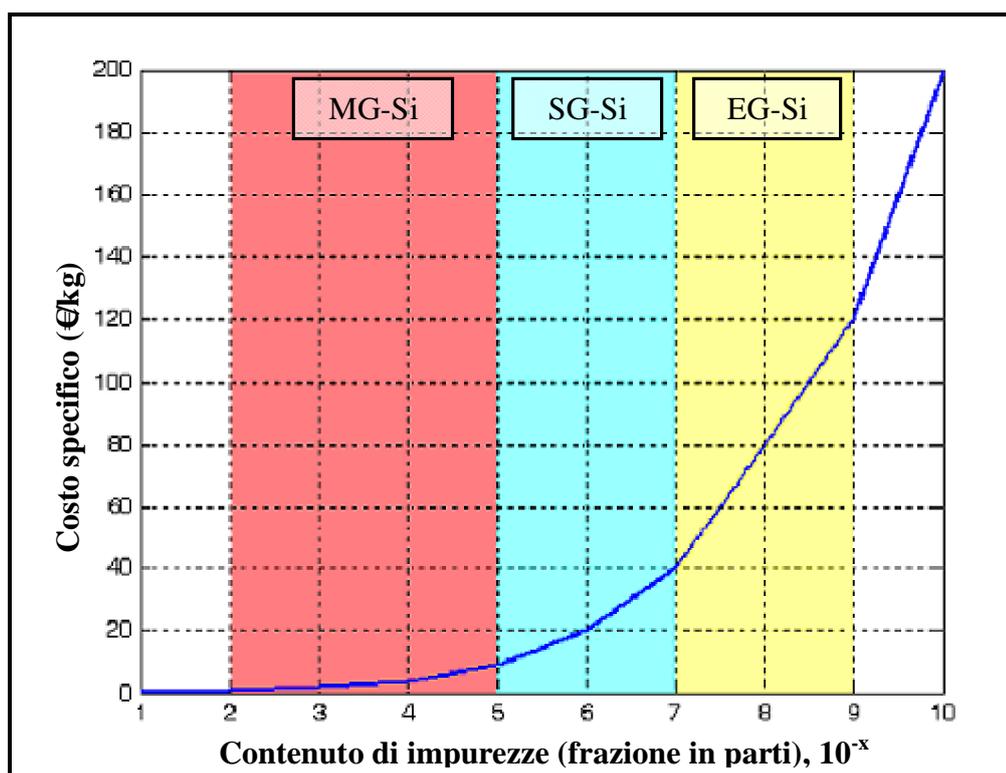


Fig. 3-1: Andamento del costo del silicio in funzione della purezza del suo stato.

La zona compresa fra 120 e 40 €/kg si riferisce ai lingotti di silicio monocristallino ottenuti con il metodo Czochralski. Tale materiale è detto di grado elettronico in quanto è usato per la realizzazione dei componenti elettronici, sia discreti, che integrati nei microcircuiti.

Al di sotto dei 40 €/kg, inizia la zona del silicio a minore purezza che, in linea di principio, potrebbe essere usato per costruire le celle fotovoltaiche, detto pertanto silicio di grado solare. Il limite inferiore di questa zona è oggetto di discussione

perché, quando si sale con la concentrazione d'impurezze al di sopra di una parte su 10^{-5} , l'efficienza delle celle fabbricate con tale materiale diviene tanto bassa da non poter essere più interessante per la conversione fotovoltaica. In ogni caso, al di sopra di una parte su 10^{-4} , tutti concordano nella impossibilità di utilizzo del silicio per le celle fotovoltaiche ad alta efficienza.

La zona a basso costo tra 1 e 4 €/kg si riferisce al silicio di grado metallurgico, così come viene prodotto dalla silice per riduzione con idrogeno in forno elettrico ad arco.

Infine, la parte più bassa della curva si riferisce al materiale siliceo impiegato per la realizzazione delle leghe magnetiche FeSi con cui si fanno i lamierini dei trasformatori e dei motori elettrici.

Si nota in figura che il costo del silicio elettronico subisce un'impennata: questo avviene in corrispondenza della fase di purificazione del silicio col processo Siemens, a causa sia del brusco notevole aumento del consumo energetico in tale fase sia della bassa resa del processo di deposizione che è all'incirca del 37%. La conclusione è che il costo complessivo per il silicio di grado elettronico è intorno ai 100 euro/kg.

Quindi, vista la quantità di silicio impiegata in ogni cella, se usassimo il silicio monocristallino di grado elettronico per produrre la cella precedentemente studiata, avremmo un costo per il solo materiale (già tagliato in fette) pari a circa 2,8 euro/fetta (tenendo presente una quantità di 28 g di silicio per una cella di 243 cm^2). Poiché la cella in questione produce (sotto illuminazione di picco di 1 kW/m^2) una potenza di circa $3,4 \text{ Wp}$ (efficienza 14%), il contributo al costo della potenza fotovoltaica del solo materiale delle celle si aggira intorno a 0,82 euro/W, che corrisponde pressappoco al 36% dell'intero costo di produzione dei moduli fotovoltaici a celle monocristalline (circa a 2,26 euro/W, come si vedrà in seguito).

Attualmente il metodo economicamente più "conveniente" per produrre il silicio adatto alla produzione dei pannelli è quello di scarto dell'industria elettronica: le parti di testa e di coda dei lingotti di silicio Czochralski per uso elettronico vengono scartate perché esse non sono adeguate per la fabbricazione dei microcircuiti. Infatti in tali parti si addensa una concentrazione tale di impurezze e di difetti reticolari da impedirne l'uso. Pertanto, il mercato del silicio puro ha visto l'offerta di questi scarti (detti silicio off grade) ad un costo intorno ai 10-15 euro/kg (dato 2005).

Il fotovoltaico ha approfittato finora di questo materiale seguendo due linee di produzione (Fig.3-2):

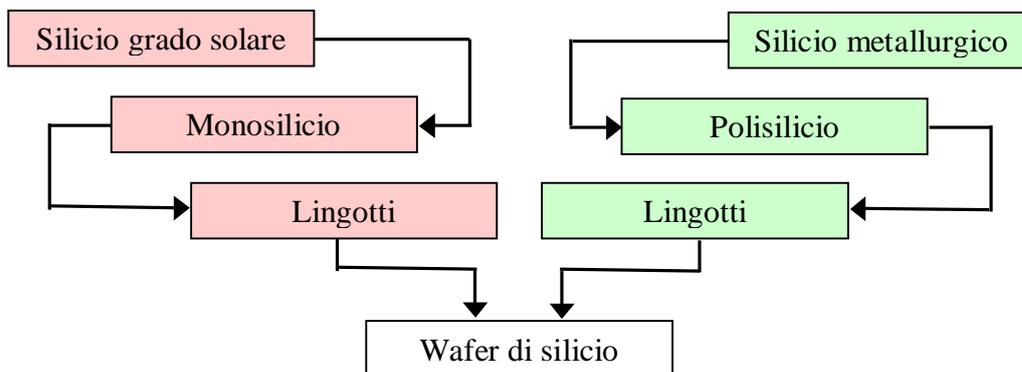


Fig. 3-2: Linee di produzione del wafer: in mc o pc

1) basata sulla nuova fusione degli scarti e la crescita di monocristalli con il metodo Czochralski. I lingotti così ottenuti hanno chiaramente una qualità non adatta alle applicazioni elettroniche, ma più che adeguata per quelle fotovoltaiche. Il costo aggiunto dalla fusione e crescita Czochralski è di circa 40 euro/kg che si vanno ad aggiungere ai 15 euro/kg del costo degli scarti. In totale pertanto si arriva a produrre un materiale di grado solare al costo di circa 55 euro/kg, che è circa la metà di quello del silicio di grado elettronico. Quindi il costo del solo materiale nelle celle si riduce a circa 0,45 euro/W.

Purtroppo però dal punto di vista della spesa energetica le cose non vanno altrettanto bene. Infatti al contenuto energetico degli scarti occorre aggiungere la spesa per la nuova fusione ed accrescimento in lingotto, con il conseguente allungamento del tempo di ritorno dell'energia;

2) basata sul metodo di cristallizzazione per raffreddamento graduale dalla fase liquida del silicio fuso in grandi crogioli di quarzo o di grafite in forno a radiofrequenza (metodo detto del casting del silicio). La solidificazione dà luogo ad un grande lingotto (peso dell'ordine del mezzo quintale) costituito da un insieme di cristalli colonnari adiacenti uno all'altro. Il materiale ottenuto è quindi policristallino con grani grossi, di diametro dell'ordine del cm, che può essere lavorato e tagliato meccanicamente. Con questo materiale nella situazione industriale odierna di produzione in grande serie si realizzano celle aventi efficienza commerciale intorno al 13%.

Il metodo del casting ha una resa temporale in lingotto migliore del Czochralski, la produttività è più alta e quindi il costo è più basso. Se il materiale di partenza è il silicio elettronico off-grade, partendo sempre dal costo degli scarti di circa 15 euro/kg, si riesce con questo metodo ad ottenere il materiale delle celle ad un costo di 45 euro/kg.

L'attrattiva del casting consiste nella possibilità di alimentare il processo con il materiale siliceo prelevato a monte dello stadio di purificazione e deposizione Siemens, ossia il silicio MG. Questa interessante possibilità ha costituito la motivazione delle ricerche promosse dal Programma Fotovoltaico del DOE nel decennio '82-'92 e condotte dalla Union Carbide, che ha brevettato un metodo di deposizione del silicio microcristallino in polvere diverso da quello Siemens. Il risultato di questo programma di ricerca ha portato a mettere a punto un processo industriale in grado di fornire sul mercato silicio microcristallino di grado solare ad un prezzo intorno ai 20 euro/kg. Tuttavia, poiché tale prezzo era leggermente superiore a quello del silicio di scarto dell'elettronica e poiché fino ad oggi il silicio off-grade è stato presente sul mercato in quantità sufficiente ad alimentare la produzione fotovoltaica al costo di 10-15 euro/kg, il silicio di grado solare ha marcato il passo, mantenendosi soltanto a livello sperimentale di piccoli stock senza mai arrivare alla produzione industriale di massa. Negli ultimi anni lo shortage del silicio ha indotto i colossi della produzione del silicio (la statunitense Hemlock, la tedesca Wacker e la giapponese Tokuyama) a promettere per il 2010 nuove linee di produzione del silicio di grado solare direttamente dalla purificazione del MG-Si.

3.2 COSTI DI PRODUZIONE DI UN IMPIANTO

Si vuole studiare quanto le varie fasi di produzione incidano sul costo finale del modulo e poi dell'impianto.

3. I COSTI DI UN IMPIANTO FV

L'analisi si basa su uno studio del 2006 della Lahmeyer International [50], società indipendente tedesca che si occupa di consulenza ingegneristica su tematiche energetiche, il quale riporta le componenti di costo di un sistema FV in valore percentuale, al netto delle tasse.

Come si può vedere da Fig.3-3, sul costo effettivo dell'impianto installato il modulo incide per il 57%.

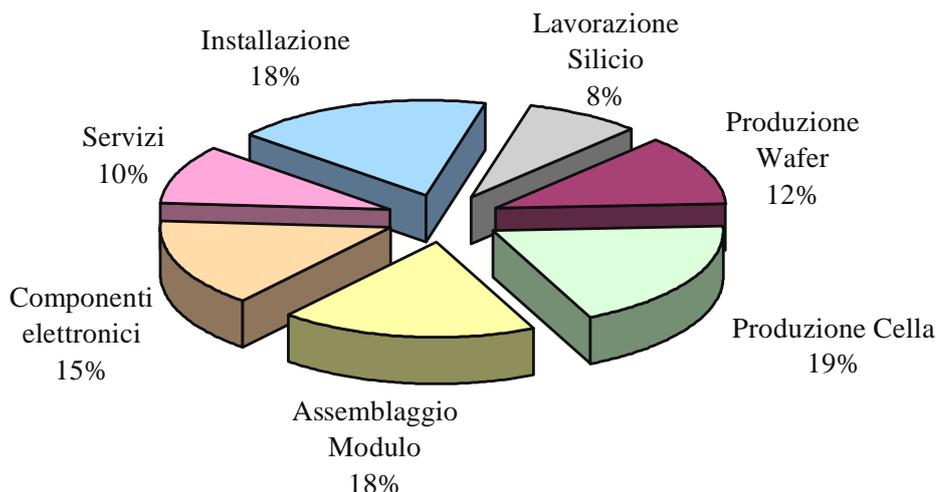


Fig. 3-3: Percentuali di ripartizione del costo dell'impianto sui suoi costituenti nel 2006.

La voce "componenti elettronici" comprende sia i dispositivi di potenza (inverter, contatore) che la strumentazione elettrica (cavi, adattatori).

Tra i servizi vengono compresi quelli di progettazione dell'impianto, la direzione dei lavori e le pratiche di gestione burocratiche.

La voce "installazione" si riferisce alle pratiche di montaggio e trasporto dell'impianto.

Le cifre riportate sono relative ai primi mesi del 2006 (Tab.3-1). Per aggiornare i calcoli al 2007 si deve considerare l'aumento del costo del silicio policristallino, stimato essere del 15%. La percentuale di influenza del silicio diventa quindi dell'9,2% e tutte le cifre vengono riviste di conseguenza.

Tab. 3-1: Percentuali di ripartizione del costo dell'impianto sui suoi costituenti nel 2007.

	Lavoraz. silicio	Prod. wafer	Prod. cella	Ass. modulo	Comp. elettronici	Servizi	Installaz.
2006 (%)	8	12	19	18	15	10	18
2007 (%)	9,2	11,8	18,8	17,8	14,9	9,9	17,8

3. I COSTI DI UN IMPIANTO FV

In base ad una rivelazione da parte della TENESA (PTY) Ltd. [F], società della Repubblica Sudafricana che si occupa solo dell'ultimo anello della catena di produzione e che nel 2006 ha avuto una produzione di moduli per 29 MW, la fase relativa all'assemblaggio del modulo è calcolata in 0,70 €/W e 0,52 €/W nei Paesi ad alto e basso costo del lavoro rispettivamente. Il calcolo comprende, a detta della TENESA, tutte le materie prime eccetto le celle, e tutti i costi generali di produzione.

Fissato ciò, si può risalire, in base alle percentuali sopraindicate, alla stima dei costi di tutti i semilavorati, osservando la struttura del costo finale (Tab.3-2).

Il costo di produzione di cella e modulo è confermato dalla Solwind, azienda russa di che produce celle e moduli in silicio monocristallino [B]. Si afferma che il costo per una cella della potenza di 3,45 Wp sia di 0,68 €/Wp, mentre fissa la cifra per la costituzione del modulo in 0,654 €/Wp.

Si fa una distinzione tra i costi di un pannello prodotto in Paesi a basso oppure alto costo:

Tab. 3-2: Componenti di costo del modulo FV.

Elementi di costo	%	BASSO COSTO DEL LAVORO		ALTO COSTO DEL LAVORO	
		Costo di lavorazione (€/W)	Costo cumulato (€/W)	Costo di lavorazione (€/W)	Costo cumulato (€/W)
SILICIO	9,2	0,27	0,27	0,36	0,36
WAFER	11,8	0,34	0,61	0,46	0,82
CELLA	18,8	0,55	1,16	0,74	1,56
MODULO	17,8	0,52	1,68	0,70	2,26
Tot.	57,4	1,68		2,26	

Nonostante il costo di produzione di una cella in silicio monocristallino sia superiore ad una in policristallino, nel costo di produzione questo costo non viene evidenziato dalle aziende intervistate, probabilmente in quanto tale costo viene spalmato su una produzione di vasta scala e la differenza diventa minima.

Il grafico seguente (Fig.3-4, [47]) mostra l'andamento del costo del modulo dalle prime produzioni nel 1975. La somma della curva ad andamento crescente del costo del silicio negli anni e quella della curva di apprendimento ha comunque portato un andamento di deciso decremento del costo.

Nel 2006 il costo ha avuto un lieve rialzo, passando da 3,70 a 3,84 \$/W, in seguito al frenetico ritmo di crescita della domanda mondiale di silicio.

Costo medio mondiale del modulo FV per Watt 1975-2006

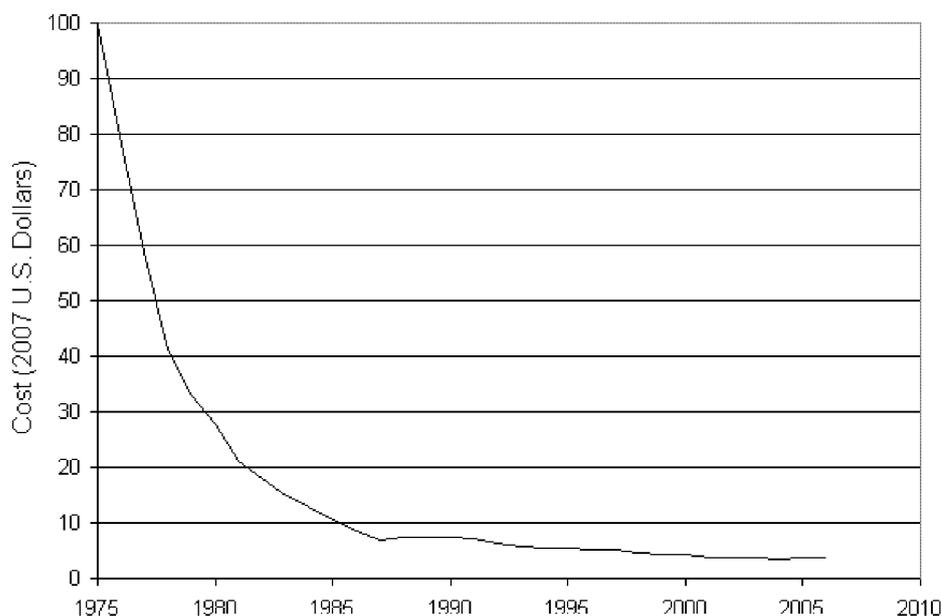


Fig. 3-4: Costo medio mondiale del modulo (\$/W).

Al costo del modulo si sommano i costi delle altre fasi per arrivare all'impianto finale (Tab.3-3):

Tab. 3-3: Componenti di costo dell'impianto escludendo i moduli.

Elementi di costo	%	Costo di produzione (€W)
COMPONENTI ELETTRONICI	14,9	0,58
SERVIZI	9,9	0,39
INSTALLAZIONE	17,8	0,70
Tot.	42,6	1,67

L'attuale totale costo unitario di un impianto ammonta quindi a **3.930 €/kWp** se la zona di produzione dei moduli è ad alto costo del lavoro, mentre scende a 3.350 €/kWp se tali aree sono a basso costo del lavoro.

3.3 SVILUPPO DEL MERCATO FV

Il fotovoltaico a livello mondiale continua a confermarsi il mercato tecnologico con il più elevato tasso di crescita, tanto che ogni due-due anni e mezzo si sta assistendo ad un raddoppio della produzione di celle. Infatti, secondo i dati forniti da Photon International [71], rivista tedesca d'eccellenza per il FV, negli ultimi 2 anni la produzione di celle fotovoltaiche nel mondo è raddoppiata passando

da 1.256 MW a fine 2004 a 2.540 MW nel 2006 (Fig.3-5, [47]). La potenza del 2006 è cresciuta di 720 MW rispetto al 2005 (+40%).

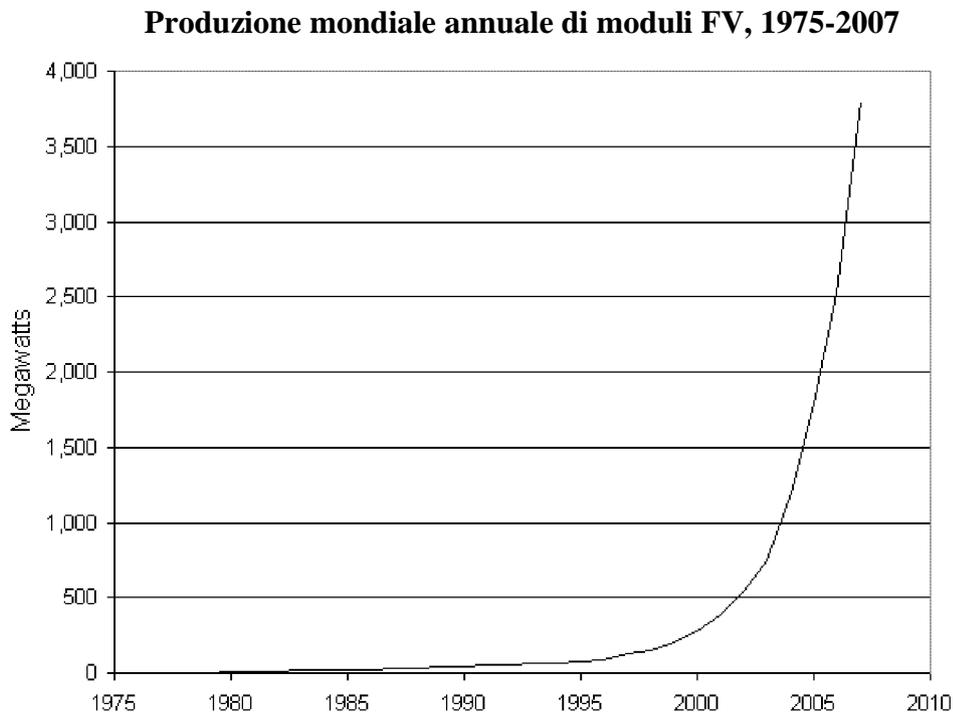


Fig. 3-5: Andamento nel tempo della produzione mondiale di moduli.

Il mercato internazionale sta consolidando la tendenza a polarizzarsi su quattro principali aree: Europa, Stati Uniti, Giappone e Cina.

La produzione mondiale di wafer è dominata da un ristretto numero di aziende: nel 2004 il 42% del mercato era in mano a 4 produttori (due tedeschi, uno giapponese e uno norvegese) che ad oggi stipulano contratti di fornitura esclusivamente a lungo termine (minimo 10 anni). Per questi motivi l'approvvigionamento di wafer è molto vincolato e tutto contribuisce a far salire i prezzi.

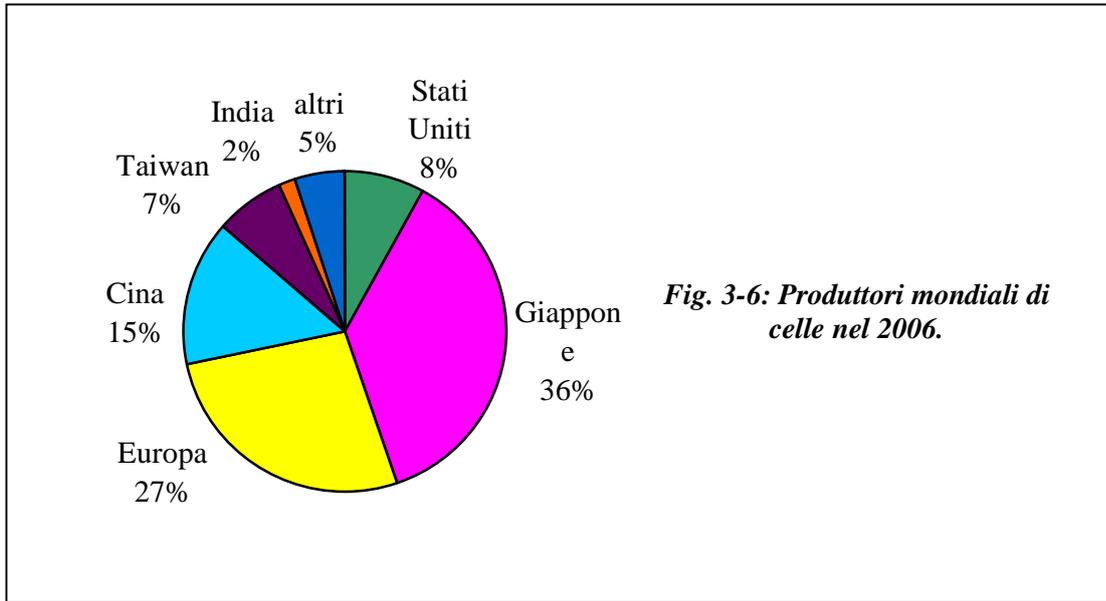
Nel 2005 il Giappone ha largamente confermato il suo ruolo di primo produttore di celle (oltre il 48% della produzione mondiale), perdendo però 2 punti percentuali rispetto all'anno precedente. Delle prime 6 industrie fotovoltaiche mondiali, 4 sono giapponesi (Sharp, Kyocera, Sanyo e Mitsubishi).

Anche l'Unione Europea nel 2005, trainata dal mercato tedesco, ha consolidato la propria quota (oltre il 26%), ma la vera novità è venuta dall'area cinese. Cina e Taiwan hanno quasi triplicato la produzione di celle rispetto al 2004, aggiudicandosi il 12% della quota mondiale e superando così gli USA, fermi al 9% (il resto del mondo divide la restante quota del 5%).

Il 2006 ha visto delle variazioni nelle quote di mercato (Fig.3-6, [71]): in ordine di market share, per una produzione totale di 2.540 MW, vi sono la Sharp che detiene il 17,1% del mercato mondiale, la tedesca Q-cells con il 10%, Kyocera con il 7,1%, la cinese Suntech Power con il 6,3% e in ulteriore espansione nel 2007, poi la Sanyo Electric con il 6,1%, la Mitsubishi Electric con il 4,4%, la Motech di Taiwan

3. I COSTI DI UN IMPIANTO FV

con il 4,0%, e, di seguito, la Schott Solar, la Deutsche Cell e statunitense BP Solar [71].



La recente crescita in Cina è la più sorprendente (Fig.3-7, [47]): dopo aver quasi triplicato la sua produzione nel 2006, con più di 400 aziende FV, la sua quota di mercato è esplosa dall'1% del 2003 ad oltre il 18% nei primi mesi del 2007, e dopo aver superato la Germania, si attesta oggi a diventare il primo produttore mondiale nel 2008.

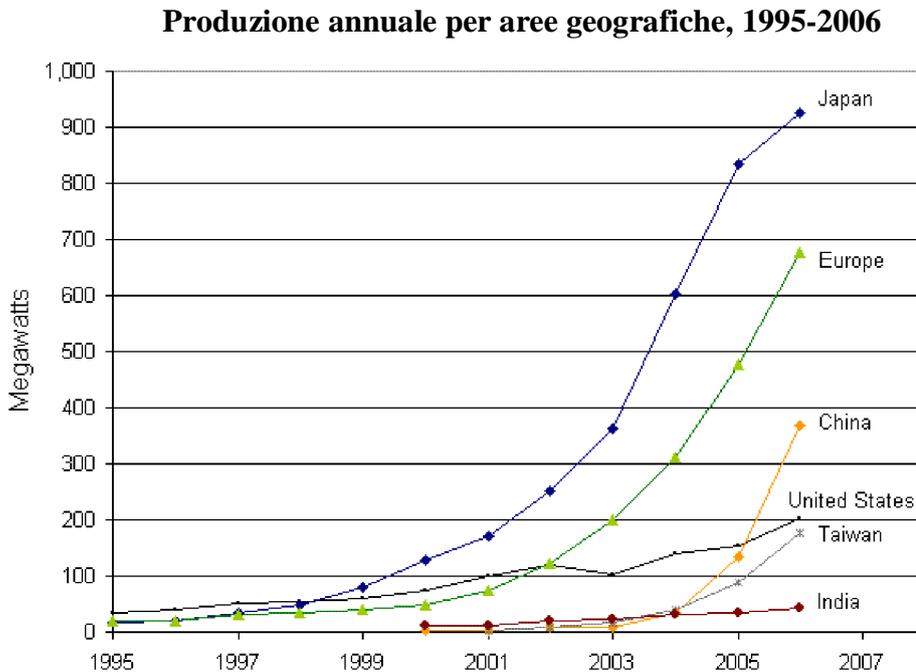


Fig. 3-7: Produzione annuale di celle nei vari Paesi e in Europa.

Nonostante la massiccia produzione, però, i prezzi dei pannelli rimangono troppo alti per i consumatori cinesi, e la Cina, con i suoi 25 MW installati nel 2006, esporta più del 90% della sua produzione, principalmente in Germania (la Shueco tedesca ad esempio si rifornisce dalla Guoei, diventando in questo caso sia produttore che rivenditore) e Spagna.

In Europa particolarmente dinamiche sono le tedesche Q-cells (2° produttore mondiale, che nel 2005 ha più che raddoppiato la propria produzione), Solarworld (che ha acquisito la Shell Solar) e Schott Solar (8° produttore mondiale). Tra le ultime società leader nella produzione dei pannelli fotovoltaici si posiziona la francese Photowatt del gruppo canadese ATS.

Gli Stati Uniti sono scesi dal terzo posto come Paese produttore nel 2005 al quinto posto nel 2007, superati nel 2006 dalla Cina e nel 2007 da Taiwan.

Diversa è la crescita statunitense per il mercato dei film sottili (Fig.3-8, [47]), dove la First Solar nel 2006 ha triplicato la propria produzione del 2005 con 60 MW di thin film di cadmio-telluride; nella prima metà del 2007 è arrivata all'8° posto mantenendo la supremazia come azienda a più rapida crescita mondiale.

**Produzione annuale di film sottili per area geografica
2003-2006**

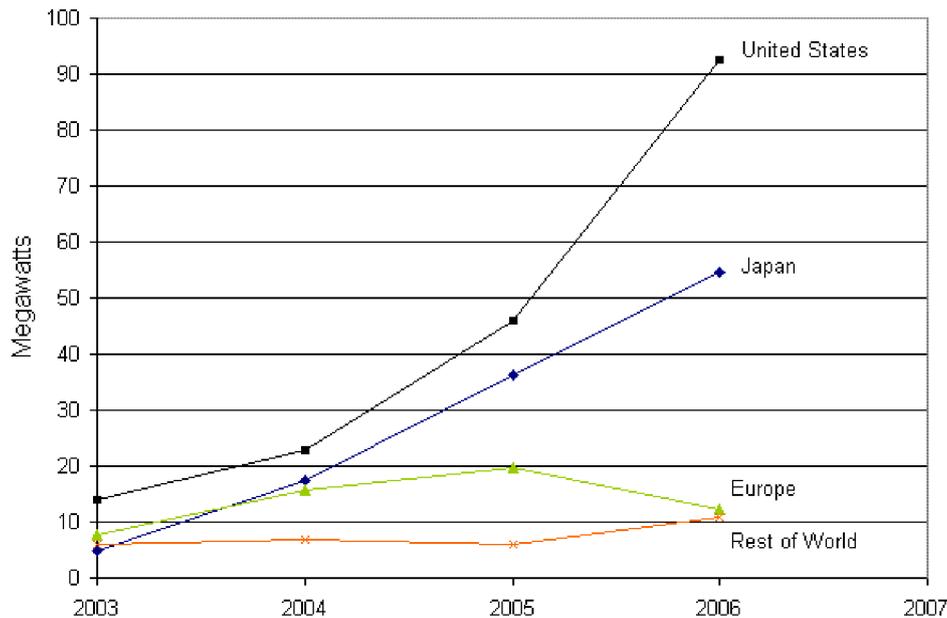


Fig. 3-8: Produzione annuale di film nei vari Paesi e in Europa.

La First Solar riporta nel grafico seguente (Fig.3-9, [48]) i costi di produzione per un modulo in CdTe. Grazie alle economie di scala sostiene di aver ottenuto nel 2007 un costo di 1,40 \$/W, ossia 0,94 €/W, che risultano essere quasi il 60% in meno del costo del pannello in silicio cristallino.

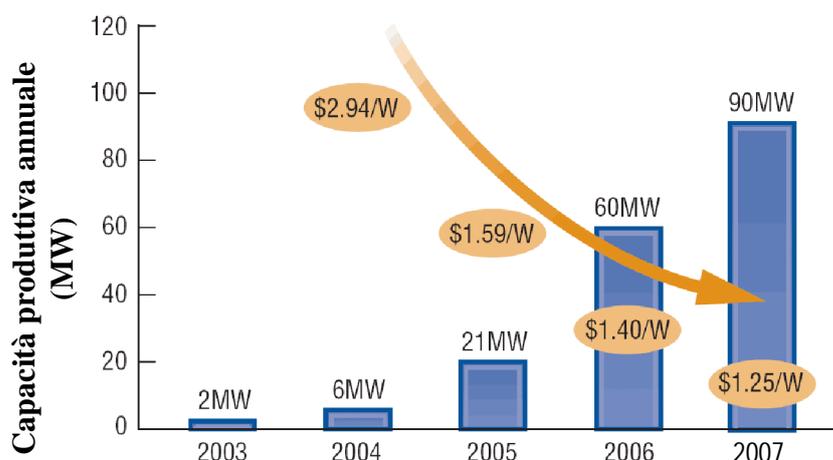


Fig. 3-9: Riduzione del costo di produzione di un modulo in CdTe all'aumentare della capacità produttiva.

Le strategie adottate nel mercato del fotovoltaico sono aggressive e mirano ad erodere quote di mercato, specie in Europa, dove giapponesi e cinesi progettano l'apertura di nuovi impianti di produzione.

A loro volta, in generale, i Paesi europei preferiscono affidarsi a produttori europei o dell'est, non ricercandoli tra quelli americani, i quali infatti si dice tendano a creare una mercato nazionale a sé stante, poco interessato ad espandersi in Europa.

Attualmente in Italia si possono trovare 4 produttori di celle e moduli e alcune aziende di assemblaggio di sistemi FV. Due storici produttori di celle e moduli sono Enitecnologie (di proprietà dell'ENI) e Helios Technology, entrambe con capacità produttiva di 10 MWp/anno. Due altre società emergenti per la produzione di celle sono l'Omniasolar e la Xgroup. Le celle vengono prodotte con wafer importati dal mercato internazionale. Per le aziende di assemblaggio dei moduli, la somma delle capacità produttive per il 2006 ammonta a 25 MWp.

La maggior parte delle società in Italia sono decise ad aumentare la propria capacità produttiva.

Le aziende di assemblaggio che, intravedendo la possibilità di sfruttare l'attuale boom del fotovoltaico, decidono di entrare nel mercato oggi, spesso investendo piccole linee di produzione, vanno però incontro a diverse difficoltà:

- ◆ ottenere la competitività a livello mondiale dei prezzi di vendita, riducendo drasticamente i margini;
- ◆ dover sottostare alle imposizioni dettate dai fornitori di celle, in termini di quantità e prezzi;
- ◆ essere esclusi dal mercato nel momento in cui la tecnologia si evolve.

La tendenza rimane quella di affidarsi ai maggiori competitors mondiali, ora soprattutto cinesi, attraverso le figure dei distributori. In questo modo i vari costituenti della filiera possono assicurarsi però guadagni limitati, lasciando ai produttori i grossi margini.

Diversamente da come avviene in Europa, infatti, in Cina molti produttori sono proprietari di tutta la filiera, dalla produzione del silicio all'assemblaggio dei moduli, consentendo prezzi di vendita ulteriormente ridotti e margini ampi.

Oltre 200 produttori di moduli fotovoltaici sono ubicati in Cina. 48 di queste aziende hanno fatto domanda di certificazione per i propri pannelli, certificato che ne fa aumentare il prezzo finale ma li rende del tutto equivalenti a quelli europei.

I guadagni della maggior parte dei produttori di wafer in Cina sono più alti di quelli dei produttori di celle, e si attestano, secondo il “China Solar Grade Wafer or Ingot Industry Research Report 2007”, sul 30%.

Nonostante la rapida crescita dal 2005 ad oggi della distribuzione di wafer cinesi, a causa del crescente prezzo del polisilicio e della domanda di wafer, il prezzo di vendita è salito di quasi il 10% dal 2005 al 2007 e anche se sempre più investitori decidono di entrare nell'industria del wafer, la produzione non è semplice vista la continua mancanza del polisilicio.

Nel 2006 le esportazioni di wafer in silicio monocristallino dalla Cina sono state più del doppio del policristallino (110 MW contro 280 MW), differenza molto maggiore rispetto alla produzione nel resto del mondo. Il motivo risiede nel fatto che i macchinari di produzione per il monocristallino sono più facilmente reperibili a basso costo in Cina, mentre il forno per la produzione del policristallino può essere acquistata solo oltremare, ad alto costo. È anche questo il motivo per cui vi è una differenza minima tra l'acquisto di un pannello cinese in silicio monocristallino o policristallino.

3.4 PREZZI DI VENDITA DELL'IMPIANTO

Il boom della domanda di sistemi non sta producendo l'atteso calo dei prezzi necessario per arrivare alla competitività con le altre fonti d'energia. Mentre la curva di esperienza nella produzione dei moduli potenzialmente farebbe abbassare i prezzi, questi in realtà tendono a salire o, nel caso migliore, a rimanere stabili. Tra le cause, riveste una particolare importanza il fatto che la quantità disponibile di silicio off grade non riesce più a coprire la domanda dei produttori di celle ed i prezzi di tale materiale si sono portati dai 10-15 euro/kg del 2005 intorno ai 30 euro/kg nel 2007. E' in atto il cosiddetto shortage del silicio fotovoltaico, che era stato tanto temuto negli anni '80.

Ad esempio, in Italia il boom della domanda conseguente all'introduzione del sistema d'incentivazione governativo del Conto Energia sta producendo l'effetto di vedere una vera e propria caccia ai moduli fotovoltaici provenienti dall'estero, perché i costruttori nazionali non riescono a rifornirsi del silicio di grado solare di cui avrebbero bisogno per incrementare la produzione.

Solarbuzz, compagnia di ricerca e consulenza statunitense tra le più importanti nell'ambito dell'energia solare, riporta, da un'indagine che è partita nel 2001 e si aggiorna mensilmente, i prezzi di vendita al cliente finale di un modulo FV [49]. L'analisi comprende aziende di Stati Uniti, Germania, Regno Unito, Sud Africa, Brasile, Messico, Australia, Francia, Svizzera, Grecia, Corea e Canada. Le compagnie mediate investigate sono 90 per un totale di circa 600 prodotti e un numero di prezzi analizzati di circa 1600 unità (Fig.3-10, [49]).

I prezzi di vendita sono quelli al cliente finale, già comprensivi cioè dei margini degli altri anelli della catena di distribuzione, non comprendono le tasse (che vanno dall'8 al 20% del prezzo, con i tassi più alti in Europa) e si riferiscono all'acquisto di un singolo modulo.

Da una prima occhiata all'analisi degli andamenti (numero di aumenti/numero di decrementi) e i range di variazione sembra che l'industria del FV sia rimasta in un periodo di prezzi di vendita piuttosto stabili.

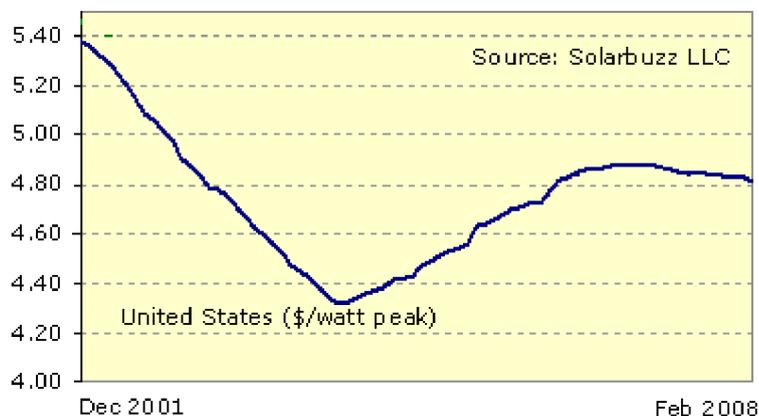


Fig. 3-10: Andamento del prezzo del modulo in US\$/W.

Da osservare è anche il numero totale di variazioni di prezzo: spesso un numero alto è indice di attività al “factory gate”, quando cioè prezzi vengono ricaricati dal produttore dei moduli al momento della vendita al mercato dei distributori. In questo caso il numero di variazioni è piuttosto modesto rispetto agli standard storici.

Nel febbraio 2008 il prezzo medio di vendita di un pannello negli USA è di 4,81 \$/W (3,25 €W). Nella stessa data i prezzi di 196 moduli (dei 600 esaminati) scendono sotto i 4,75 \$/W (3,20 €W), cioè il 12,2% del totale. Il prezzo più basso per un modulo acquistato da un rivenditore USA in PC è di 4,28 \$/W (2,89 €W), per il MC il più basso è 4,35 \$/W (2,94 €W). Il prezzo più basso per un modulo in film sottile acquistato da fornitore europeo è di 2,36 €W.

Da interviste e richieste di preventivi a studi di consulenza e società installatrici risulta che attualmente i prezzi per un impianto chiavi in mano si aggirano sui 5.600-7.000 €/kWp installato.

La Total, società multinazionale francese per l'energia, riporta i prezzi 2007 lungo la catena del valore del modulo fotovoltaico (Tab.3-4, [51]).

Tab. 3-4: Prezzo del modulo nei suoi costituenti.

Elementi	Prezzo commerciale (€W)
SILICIO	0,50
WAFER	1,20
CELLA	2,20
MODULO	3,30

Il prezzo del modulo in silicio cristallino è quello che viene fatto al primo rivenditore, che spesso è un distributore; il prezzo al cliente finale subisce maggiorazioni in base al numero di intermediari che sopraggiungono.

Tali prezzi sono confermati dall'EUREC Agency, agenzia europea indipendente per le energie rinnovabili, in uno studio sul silicio cristallino [52].

Le aziende (italiane) intervistate sul prezzo del modulo [D] e [E] (con comunicazione privata) rivelano che questo varia sensibilmente in base ai volumi d'acquisto, fissando un massimo di 4 €/W per l'acquisto di un singolo modulo. Per alti valori d'acquisto da parte di un distributore nazionale il prezzo medio risultante è di 3,45 €/W, leggermente più alto del prezzo fornito dalla Total, probabilmente a causa di costi energetici superiori in Italia.

La Uflex S.p.a. riporta un prezzo per un modulo in silicio amorfo di 3-3,05 €/W [C].

Il prezzo finale del modulo varia, di cifre anche consistenti (0,80 €/W) a seconda di quanti soggetti arrivano a costituire la catena del valore del prodotto finale. Dal momento della vendita del modulo da parte dell'azienda produttrice, si calcola che ogni intermediario trattenga almeno il 10% del prezzo di acquisto.

Se si pensasse di utilizzare per la costituzione del modulo del silicio ottenuto direttamente dalla purificazione del silicio metallurgico, anziché quello derivante dalla lavorazione degli scarti dell'industria elettronica il costo finale del modulo si abbasserebbe. L'attuale costo di produzione del silicio di grado solare, per società quali Wacker, Hemlock e MEMC, si aggira sui 25-30 \$/kg. La norvegese Elkem, fornitore mondiale di silicio MG, si sta da anni impegnando per la produzione di silicio di grado solare che si aspetta avere un costo di produzione inferiore ai 20 \$/kg. Nel frattempo la statunitense RSI Inc. ha annunciato nella metà del 2007 di essere in grado di produrre polisilicio ad un costo di 7-9 \$/kg, grazie ad uno stabilimento di produzione che assorbe il 10% dei normali costi, a tempi di costruzione dello stabilimento della metà dei tempi standard e a tempi di produzione del silicio di meno della metà rispetto al silicio di grado solare ottenuto da silicio EG. Se anche però i costi di produzione scendessero del 70%, da 0,36 €/W a 0,10 €/W, ipotizzando un margine di guadagno del produttore del 20% (ridotto rispetto all'attuale 35% grazie alla maggior offerta di silicio che sarebbe presente sul mercato), e il prezzo di vendita del silicio scendesse da 0,50 €/W a 0,12 €/W, questo prezzo pesa molto sul prezzo del wafer ma molto meno sul prezzo del modulo. Il pannello verrebbe quindi a costare 2,92 €/W.

Ad oggi diverse società si stanno avvicinando a questa nuova attività, tra cui Solar World, Dow Corning, JFE Steel, la già citata Elkem e altre compagnie più piccole. Tutto questo fermento è nato dal frenetico aumento del prezzo del SG che sta costringendo i produttori ad alzare i prezzi, cosa per cui l'attenzione al silicio MG si rende sensata. Le obiezioni mosse riguardano però, se non il costo, la qualità inferiore del silicio, che porta ad una minor efficienza della cella e la constatazione che la mancanza di silicio sia solo un problema temporaneo; infatti già per il 2008 molti produttori, tra cui REC, Wacker e Joint Solar Silicon, hanno annunciato l'espansione della loro capacità produttiva, con un conseguente abbassamento nei prezzi. Alcuni esperti dicono quindi che se il problema dello shortage fosse così superato non sarebbe più necessario ricorrere a nuovi metodi di produzione.

Fino al 2003 il mercato mondiale era ancora contenuto e riusciva comunque a rifornirsi degli scrap di silicio, non portando il problema di cercare altre risorse; la preoccupazione è nata negli anni successivi, con l'aumentare della produzione, e le

tecnologie per la purificazione diretta del silicio sono state rimesse in discussione. Per un prezzo del modulo 2,92 €/W (è il prezzo che viene fatto al distributore), e quindi un prezzo d'acquisto per l'installatore di 3,2 €/W (contro i 3,63 €/W per il tradizionale polisilicio) rimane attualmente valida la scelta tra l'intraprendere la nuova tecnologia o espandere piuttosto la produzione dei moduli in Paesi a basso costo del lavoro, scelta che, come si vedrà, risulta ancora la più conveniente.

A detta delle società intervistate i prezzi dei moduli in silicio mono e policristallino sono di poco differenti tra loro, risultando il monocristallino superiore di solo 0,05 €/W.

L'intervista ad un'azienda che si occupa esclusivamente di materiale elettrico [A] e i preventivi inviati da una società installatrice [J] hanno consentito di definire un prezzo medio per i dispositivi elettrici ed elettronici.

Da una media ricavata sui preventivi forniti dalle aziende [I],[J] e [K], i prezzi per l'installazione dell'impianto risultano ripartiti nel modo seguente (Tab.3-5):

Tab. 3-5: Prezzo del modulo nei suoi costituenti escluso i moduli.

Elementi	Prezzo commerciale (€/W)
COMPONENTI ELETTRONICI	0,79
SERVIZI	0,50
INSTALLAZIONE	1,02

La società Housing Solar [H] conferma quasi esattamente queste percentuali specificando che la fase di installazione manuale vera e propria ricopre pesa per il 7% sul prezzo finale al cliente.

La voce "servizi" include tutte le operazioni di gestione dei lavori e pratiche di installazione:

- ♦ sopralluogo tecnico e preventivo;
- ♦ pratiche edilizie e comunicazione agli enti preposti;
- ♦ messa in funzione impianto e allacciamento;
- ♦ gestione rapporti con rete elettrica e GSE.

Tutti i prezzi sono da considerarsi IVA esclusa. La Disciplina Fiscale del nuovo Conto Energia approvato il 19 febbraio 2007 sancisce che all'acquisto o alla realizzazione dell'impianto è applicabile l'aliquota agevolata del 10 %. Per tutti i servizi invece forniti dalla società installatrice dell'impianto, montaggio escluso (al 10%), si applica l'aliquota del 20 %.

I prezzi dell'impianto chiavi in mano sono riassunti di seguito (Tab.3-6).

Tab. 3-6: Riepilogo costi e prezzi dell'impianto.

		Prezzo (€/W) (IVA escl.)	IVA	Prezzo finale (€/W)
MODULI		3,60	10 %	3,96
COMPONENTI ELETTRONICI	♦ Inverter	0,49	10 %	0,539
	♦ 2 quadri di protezione (lato CC + lato CA)	0,30	10 %	0,33
	♦ 2 adattatori	0,008	10 %	0,0088
	♦ Cavi elettrici resistenti agli UV	0,014	10 %	0,0154
	♦ Contatore	0,03	10 %	0,033
SERVIZI		0,5	20 %	0,6
INSTALLAZIONE	Trasporto	0,23	20 %	0,276
	Montaggio	0,5	10 %	0,55
	Strutture di supporto	0,32	10 %	0,352
Prezzo totale		5,992		6,664
Prezzo totale impianto da 3 kW		19.993 €		

Per questi prezzi, il costo per il cliente finale di un impianto da 3 kWp installato ammonta a 19.990 €. Sul prezzo di vendita al cliente finale, le percentuali di ripartizione dei vari componenti, evidenziate in figura, riportano un'incidenza del modulo pari al 59% (Fig.3-11):

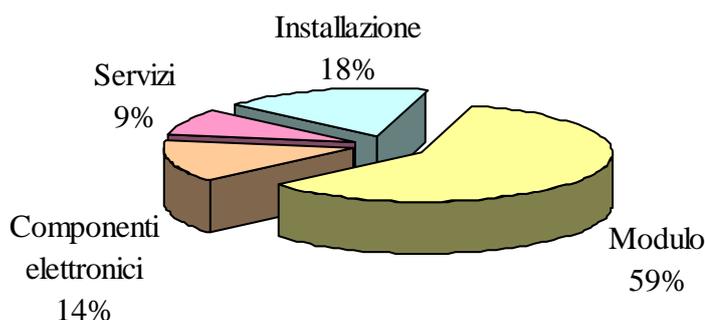


Fig. 3-11: Ripartizione percentuale del prezzo di vendita dell'impianto nei suoi costituenti.

Questa è la situazione che si trova in Italia, in cui la scarsità di aziende produttrici costringe a guardare all'estero per l'acquisto dei pannelli, da dove, sia per comodità nelle transazioni che per ottenere sconti di quantità, vengono importati attraverso dei distributori.

Soprattutto in questi ultimi anni, in moltissimi casi la loro provenienza deriva da Paesi a basso costo del lavoro, di cui in primis, come già detto la Cina. Qui grossi produttori, tra i quali ad esempio Guofei e Trina, producono 300-500 MW/anno di moduli. La vendita in Italia avviene tramite una decina di grossi e medi distributori, ognuno dei quali a loro volta riesce a piazzare 3-5 MW/anno (dato 2007). L'ultimo

3. I COSTI DI UN IMPIANTO FV

passaggio avviene dai distributori ai molto più capillari installatori che vendono al cliente finale.

I produttori cinesi offrono un'ampia gamma di moduli a prezzi competitivi e condizioni di fornitura interessanti, il tutto dopo lunghe trattative che si giocano su anche solo poche unità di centesimi di euro. Mentre il prezzo per un pannello di produzione europea si aggira sui 3,30 €/W, i prezzi correnti partono da circa:

- ♦ 2,52 €/Wp – 2,60 €/Wp per i pannelli in policristallino/monocristallino certificati
- ♦ 2,40 €/Wp – 2,58 €/Wp per i pannelli in policristallino/monocristallino senza certificazione

Un'indagine ad una società italiana distributrice [G] ha rilevato che i prezzi coinvolti nel processo di acquisto da fornitore cinese sono i seguenti:

Rivenditore	Prezzo di vendita (€/W)
Produttore cinese	2,60
Distributore italiano	3,00
Installatore	3,35 - 3,50

I prezzi si intendono comprensivi di IVA. Per un basso volume d'acquisto da parte del distributore italiano il prezzo di vendita fatto dall'installatore che vende un modulo prodotto nei Paesi ad alto costo del lavoro è invece, come già visto, di 3,99 €/W; per un alto volume d'acquisto il prezzo può scendere anche significativamente, fino a 3,60 €/W.

I moduli fotovoltaici, se impiegati in un impianto FV connesso alla rete all'interno dell'Unione Europea, devono obbligatoriamente essere certificati in base alla normativa IEC 61215, che ne determina le caratteristiche sia elettriche che meccaniche.

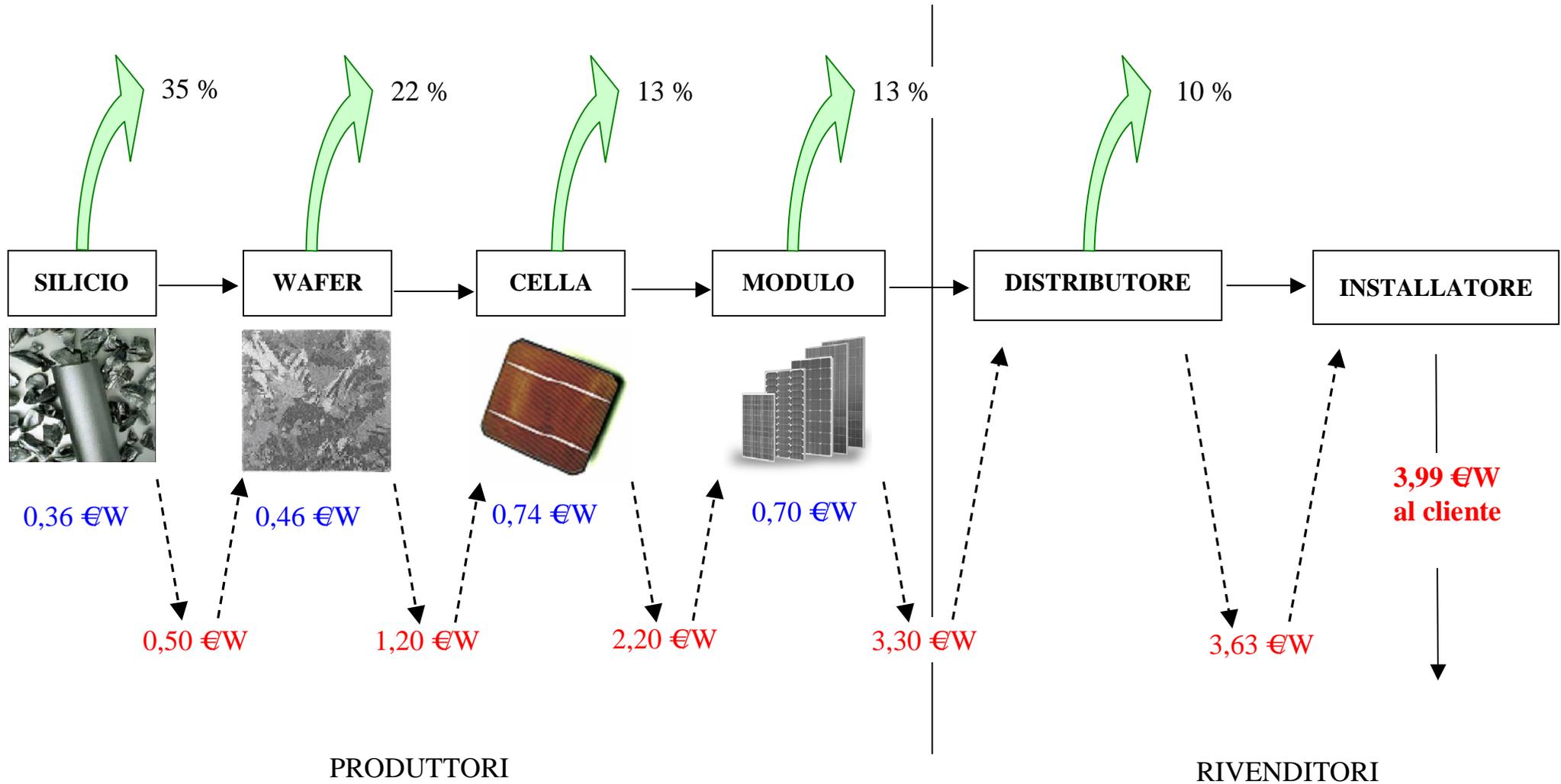
Oltre a questa, le certificazioni proposte sono la tedesca TÜV, la IEC61646 per i film sottili e la UL (standard statunitense per la sicurezza).

Le aziende produttrici di pannelli garantiscono generalmente 2 anni su materiali e assemblaggio dei moduli, 12 anni sul 90% dell'energia minima rilasciata secondo Pmax durante le condizioni standard (STC), 12 anni sull'80% di tale energia.

Lo schema seguente (Fig.3-12) illustra le componenti del costo finale del modulo con i relativi margini di guadagno per ogni anello della catena. Sul lato dei rivenditori i prezzi possono variare in base al numero di soggetti coinvolti (più intermediari per acquisti in realtà extra europee) e ai margini trattenuti.

Le aziende rivenditrici del settore denunciano il fatto che il mercato, per quanto la tecnologia sia nel boom dell'espansione, non è florido e i guadagni non sono entusiasmanti. Questo a causa della continua entrata di nuovi investitori e della limitata offerta dei pannelli a monte, prerogativa di un ristretto numero di produttori che, vista l'esigua disponibilità di silicio, permangono in un mercato chiuso.

Fig. 3-12: Formazione di costi e prezzi del modulo FV lungo la filiera di produzione e distribuzione



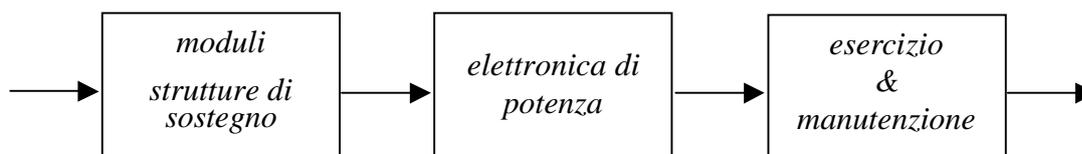
NOTE:
Costo di produzione

Prezzo di vendita / acquisto

 Margine di guadagno

3.5 COSTO DI PRODUZIONE DEL kWh FOTVOLTAICO

Da un punto di vista logico e al fine dell'analisi dei costi un sistema di generazione fotovoltaico connesso alla rete elettrica può essere rappresentato dal seguente schema a blocchi:



L' International Energy Agency (IEA), l'agenzia della "Organization for Economic Cooperation and Development" (OECD), che si occupa delle problematiche energetiche dei Paesi industriali aderenti a questo organismo, nel 1991 ha emanato una guida completa, raccomandata a tutti i Paesi dell'OECD, per calcolare il costo del kWh, in modo da fornire un metro di misura per effettuare il confronto tra le diverse fonti energetiche.

Si utilizza ora questa guida, rielaborata da Domenico Coiante, ricercatore e direttore del Settore fonti rinnovabili dell'Enea, e adattata per le fonti rinnovabili in [26].

Si vuole calcolare il costo del kWh, prodotto da un impianto FV da 3 kWh montato sul tetto, e immesso nella rete, che risulta definito come:

$$C_{\text{kWh}} = (\text{Spesa annuale sostenuta per l'impianto}) / (\text{Energia annuale prodotta})$$

Per determinare la voce di spesa annuale occorre contabilizzare tutti i costi sostenuti per la realizzazione dell'impianto. Tali costi vengono classificati in due voci a seconda della loro proporzionalità o all'area dei moduli (primo e terzo blocco della figura) o alla potenza elettrica totale dell'impianto (secondo blocco).

La spesa annuale sostenuta è costituita dall'investimento iniziale per l'impianto e dalle spese sostenute nel tempo di esercizio.

Nel caso delle fonti rinnovabili si tiene presente che non vi sono costi per il combustibile e che le spese per il ripristino del sito, che si riduce ad una copertura, vengono considerate trascurabili.

1. Spesa per la realizzazione fisica dell'impianto

§ Costi "area related"

Se si indica con C_m il costo specifico dei moduli in €/m², la spesa totale per i moduli sarà pari a $(C_m A)$. Analogamente la spesa per le strutture di sostegno sarà data da $(C_{st} A)$, dove C_{st} rappresenta i costi unitari in €/m².

$$\text{Costi "area related"} = (C_m + C_{st})$$

§ Costi “power related”

La spesa sostenuta per tutte le apparecchiature elettroniche dovrà essere dimensionata sulla potenza istantanea massima producibile da campo fotovoltaico durante l’arco dell’anno. Se indichiamo con P_{\max} tale potenza e con C_p il costo unitario (in €/kW) delle apparecchiature elettroniche, il costo totale sarà:

$$\text{Costi “power related”} = C_p P_{\max}$$

Poiché l’intensità massima della radiazione solare è quella che si raggiunge a mezzogiorno di un giorno estivo limpido, cioè quella cosiddetta di picco $I_p = 1$ kW/m², si avrà la produzione della massima potenza di picco in corrispondenza di questo evento e quindi:

$$\text{Costi “power related”} = C_p \eta_1 I_p A$$

dove η_1 rappresenta il rendimento del campo, che tiene conto del rendimento dei moduli, diminuito da un fattore di riduzione K_V associato alle perdite per aumento della temperatura e ombreggiamento, convenzionalmente pari a 0,9.

§ Costi indiretti

Generalmente la realizzazione di un impianto, di qualsiasi taglia, richiede un periodo di tempo durante il quale si pagano le quote di preammortamento del capitale preso in prestito, premi vari di assicurazione del cantiere, maggiorazioni impreviste di costo di alcune voci e così via. L’insieme di tali costi viene contabilizzato, nella guida fornita dall’IEA, considerando un coefficiente riassuntivo $B \geq 1$, che va a moltiplicare la somma degli altri costi di capitale.

Il periodo di costruzione di un impianto fotovoltaico a pannelli piani fissi su tetto però è ridotto ad, al più, qualche giorno e in tale breve lasso di tempo il rischio di grossi imprevisti può essere considerato basso, per cui il fattore dei costi indiretti viene assunto uguale all’unità. La spesa stimata per le parti di ricambio da usare per la manutenzione programmata può essere considerata come una frazione, K_R , dell’investimento iniziale, riportando tali costi, differiti nel tempo, nell’attualizzazione presente.

In definitiva il costo totale d’impianto, al momento dell’entrata in esercizio, sarà dato dalla somma dei costi “area e power related”, maggiorata dei costi indiretti e di quelli per i ricambi:

$$C_I = (B + K_R) [(C_m + C_{st}) A + C_p \eta_1 I_p A]$$

2. Spesa finanziaria annuale

Si considera come onere finanziario totale il cosiddetto “Fixed Charge Rate”, FCR, ossia il fattore finanziario totale, comprensivo del coefficiente Q_N di annualità dell’investimento, degli oneri delle tasse dirette e dei recuperi per il deprezzamento degli impianti.

Indicando con “r” il tasso di interesse reale applicato al capitale investito nella realizzazione dell’impianto e con N il numero di rate annuali della restituzione del capitale, supposto che essa avvenga a valore costante per l’intera vita operativa dell’impianto, fissata in 20 anni, il coefficiente di annualità, Q_N , sarà dato da:

3. I COSTI DI UN IMPIANTO FV

$$Q_N = \frac{r}{1 - \frac{1}{(1+r)^N}}$$

Q_N esprime il valore della rata come frazione del capitale che deve essere restituito ciascun anno per N anni.

Si aggiungono poi gli alti oneri finanziari connessi alle tasse dirette e si recupera la quota consentita di deprezzamento dell'impianto. Infatti è riconosciuta dalla legge (D.M. del 31/12/1988 modificato dal D.M. del 28/03/1996) una certa quota annuale di deprezzamento per le strutture e per gli impianti (in questo caso fissata nel 10%) e questa quota può essere detratta dall'imponibile dell'anno ai fini della tassazione diretta. Usualmente si impone che, a partire dall'anno zero di avvio dell'impianto e fino ad un massimo di "d" anni, possa essere detratta una somma costante pari a D euro nell'anno zero. Tale somma viene generalmente posta in relazione con l'investimento totale effettuato, considerando che, per un deprezzamento lineare:

$$D = \frac{b}{d} I$$

il cui valore nell'anno j sarà:

$$D_j = \frac{b/d}{I(1+h)^j}$$

dove "b" è la frazione del valore dell'impianto ammessa al deprezzamento, "h" è il tasso di inflazione e "I" l'investimento totale per l'impianto.

Indicando con "T" il rateo delle tasse dirette e con " Q_d " il fattore di annualità riferito all'interesse reale con cui viene attualizzato il valore recuperato nei "d" anni del deprezzamento, il FCR si esprime come:

$$FCR = Q_N \frac{1 - \frac{T(b/d)}{1-T}}{1-T}$$

con Q_d calcolato come $Q_d = Q_N = r / [1 - (1+r)^{-N}]$, dove $N=10$.

FCR ha il significato della percentuale che va a moltiplicare l'investimento totale per ottenere le spese annuali finanziarie ricorrenti associate a sostenere il progetto. Tali spese tengono quindi conto degli oneri di interesse, del deprezzamento e delle tasse.

Si considera poi che il valore recuperato dall'impianto a fine vita operativa possa compensare le spese per lo smantellamento ed il ripristino del sito, dando così una componente nulla al costo del kWh.

La spesa totale annuale (STA) sarà ottenuta aggiungendo anche la voce dei costi annuali di esercizio e manutenzione:

$$STA = (FCR)(B + K_R) [(C_m + C_{st})A + C_p \eta_1 I_p A] + C_{E\&M}$$

3. L'energia annuale erogata

L'energia annuale prodotta trasmessa alla rete elettrica sarà data da:

$$E_a = \eta_1 \eta_{BOS} A S_a$$

dove S_a rappresenta l'irraggiamento medio annuo per unità di superficie dei moduli, η_{BOS} il rendimento delle apparecchiature elettroniche ed E_a risulta espresso direttamente in kWh. Il prodotto $\eta_{BOS} * K_v$ verrà chiamato PR (Performance ratio).

Occorre tener conto anche dei periodi di tempo in cui l'impianto è improduttivo a causa delle riparazioni di eventuali guasti, introducendo il cosiddetto fattore di disponibilità dell'impianto, $F_d \leq 1$, che misura il rapporto tra il tempo totale di fermo-impianto e le 8760 ore presenti in un anno.

In definitiva l'energia annuale prodotta di cui tener conto si ridurrà a:

$$E_a P = F_d E_a = \eta_1 \eta_{BOS} A S_a F_d.$$

Per un impianto fotovoltaico a pannelli piani fissi il costo del kWh prodotto può essere riassunto quindi in forma parametrica secondo la seguente espressione:

$$C_{kWh} = \frac{(FCR)(B + K_R) [(C_m + C_{st}) + C_p * \eta_1 * I_p] + C_{E\&M}}{(\eta_1 * \eta_{BOS} * S_a * F_d)}$$

dove l'espressione a numeratore rappresenta la spesa annuale sostenuta e quella a denominatore l'energia totale netta erogata dall'impianto nel corso dell'anno per unità di area dei moduli.

3.5.1 Parametri in gioco e stima del costo del kWh

Dei parametri che compaiono nella formula alcuni sono strettamente legati al singolo impianto, altri si possono considerare fissi per il calcolo nel caso di impianti a pannelli piani installati in località del Nord Italia dal momento dell'entrata in vigore del nuovo Conto Energia nel 19 febbraio 2007.

La seguente tabella (Tab.3-7) riporta i valori attribuiti ai coefficienti utilizzati per il calcolo, specificati dalle note riportate affianco. Inserendo tali valori si ottiene la seguente espressione parametrica:

$$C_{kWh} = \frac{9,29 * 10^{-5} * (C_m + C_{st})}{\eta_{mod}} + \frac{1,01 * 10^{-3} C_{E\&M}}{\eta_{mod}} + 8,45 * 10^{-5} C_p$$

Il costo finale del kWh è formato da tre contributi: Energy System, esercizio e Balance of System.

Si può vedere che tanto più alta è l'efficienza dei moduli, tanto più basso sarà il costo del kWh, perché η_{mod} va a tagliare due voci di costo.

A parità delle altre condizioni, il costo del kWh dipende direttamente dal rapporto tra il costo dei moduli e la loro efficienza.

3. I COSTI DI UN IMPIANTO FV

Tab. 3-7: Attribuzione dei valori ai parametri del costo del kWh.

FCR	0,085	Il rateo di interesse T per la realizzazione dell'impianto è pari al 10% (in base a quanto sancito dalla Disciplina Fiscale del 19/07/2007 del Conto Energia), la frazione di impianto b ammessa al deprezzamento in $d = 10$ anni ($Q_{10} = 0,13$) è pari al 50%.
Q_N	0,08	Calcolato con $r = 5\%$ e $N = 20$ anni
$B+K_R$	1,08	Il fattore dei costi indiretti viene assunto uguale all'unità e la spesa per i ricambi è posta pari al 8% dell'investimento, pensando di cambiare l'inverter dopo circa 10 anni
F_D	0,95	In base alle statistiche sugli impianti già attivi la frequenza e l'entità degli interventi di manutenzione risultano particolarmente bassi. Gli interventi di manutenzione straordinaria riguardano perlopiù le apparecchiature elettroniche.
S_a	1300	Valore tipico per il Nord Italia; in kWh/m ² /anno
η_{mod}	13-14%	A seconda del tipo di silicio utilizzato
C_m	473 €/m ²	Si assume uguale per MC e PC
C_{st}	42 €/m ²	
$C_{E\&M}$	4,1 €/m ²	Per un valore medio di 23 m ² Costi annuali: 0,5% del costo complessivo d'impianto
C_p	870 €/kW	
η_{BOS}	0,88	
PR	0,8	Dato da $\eta_{BOS} * K_v$

Inserendo anche i valori specifici per questi impianti si ottiene il costo finale del kWh, mantenendo la distinzione tra silicio pc e mc (Tab.3-8).

Tab. 3-8: Costo del kWh in base ai parametri stabiliti.

Contributi di costo	POLICRISTALLINO	MONOCRISTALLINO	$S_a = 1300$ $C_m = 473$ $\eta_{mod} = 13-14\%$
Energy System	0,371	0,345	
Esercizio	0,032	0,029	
Balance of System	0,074		
Costo kWh FV	0,48	0,45	

Questi costi tengono conto, come già osservato, dei prezzi di tutti i componenti dell'impianto comprensivi di imposta sul valore aggiunto, del

3. I COSTI DI UN IMPIANTO FV

deprezzamento degli impianti e di un tasso di interesse medio sull'eventuale prestito richiesto alle banche per finanziare l'acquisto.

Variando alcuni dei parametri considerati si può vedere come il costo del kWh possa cambiare (Tab.3-9/3-10):

- 1) si considera di installare l'impianto in zone climatiche differenti, con livelli di insolazione media annua maggiore o minore di quella finora considerata (1700 e 1000 kWh/m²/anno rispettivamente)

Tab. 3-9/ 3-10: Costo del kWh in variazione dell'insolazione.

Contributi di costo	POLICRISTALLINO	MONOCRISTALLINO	$S_a = 1700$ $C_m = 473$ $\eta_{mod} = 13-14\%$
Energy system	0,284	0,264	
Esercizio	0,024	0,023	
Balance of system	0,057		
Costo kWh FV	0,37	0,34	

Contributi di costo	POLICRISTALLINO	MONOCRISTALLINO	$S_a = 1000$ $C_m = 473$ $\eta_{mod} = 13-14\%$
Energy system	0,483	0,448	
Esercizio	0,041	0,038	
Balance of system	0,096		
Costo kWh FV	0,62	0,58	

Il risultato è evidentemente molto legato all'insolazione. Il primo caso si riferisce alla condizione ad esempio del Sud Italia, mentre il secondo può rappresentare la Germania.

- 2) Si ipotizza un decremento del prezzo dei moduli, pensando di acquistarli non da produttori europei ma da Paesi a basso costo del lavoro (Tab.3-11). Come precedentemente affermato, infatti, da un prezzo di vendita di 2,60 €/W al distributore italiano, il pannello può arrivare al cliente finale per 3,35 €/W.

Tab. 3-11: Costo del kWh in variazione del prezzo dei moduli.

Contributi di costo	POLICRISTALLINO	MONOCRISTALLINO	$S_a = 1300$ $C_m = 426$ $\eta_{mod} = 13-14\%$
Energy system	0,337	0,313	
Esercizio	0,032	0,029	
Balance of system	0,074		
Costo kWh FV	0,44	0,42	

3. I COSTI DI UN IMPIANTO FV

Una riduzione simile si potrebbe avere nel caso di automatizzazione dei processi produttivi o anche di effetti marcati delle curve di apprendimento, una volta ottenuta una stabilità economica dei prezzi del silicio (anche se la cosa oggi potrebbe sembrare difficile).

- 3) Ci si augura infine in un miglioramento tecnologico che porti ad un aumento del rendimento dei moduli di 2 punti percentuali sia per il MC che per il PC (Tab.3-12).

Tab. 3-12: Costo del kWh in variazione dell'efficienza dei moduli.

Contributi di costo	POLICRISTALLINO	MONOCRISTALLINO	$S_a = 1300$ $C_m = 473$ $\eta_{mod} = 16-17\%$
Energy system	0,302	0,284	
Esercizio	0,0258	0,02425	
Balance of system	0,074		
Costo kWh FV	0,40	0,38	

Quest'ipotesi farebbe ottenere dei discreti miglioramenti nel costo del kWh e le prospettive in questo senso possono far ben sperare.

Si può quindi affermare che il costo dell'energia elettrica da fotovoltaico in Italia assuma un valore medio di **0,40 €/W**.

3.6 CONFRONTO COL PREZZO DEL kWh IMMESSO IN RETE

Il costo finale dell'energia elettrica prodotto dalle centrali termoelettriche varia da 0,037 €/kWh per l'utilizzo del carbone, a 0,045 €/kWh se si utilizza metano, a 0,080 €/kWh se si brucia olio combustibile (calcolato per un prezzo al barile di 60\$).

In base a quest'ultimo valore si può valutare la competitività delle altre fonti energetiche, confronto dal quale risulta che il costo del kWh FV è ancora molto distante dalla concorrenzialità, e lo è per un fattore medio di 5.

Sul costo totale del kWh FV incide in modo preponderante (circa il 76%) la spesa per i moduli, da cui emerge che l'abbassamento del costo dell'energia dipende in primo luogo dall'abbattimento del costo di produzione degli stessi e soltanto in misura minore dalla riduzione degli altri costi.

D'altra parte però il costo dell'energia, e quindi il costo dei moduli, C_m , dipende dal prezzo del petrolio, "p", a causa dell'effetto che tale prezzo ha sul costo dell'energia e del lavoro impiegati nella produzione. Pertanto si potrebbe considerare C_m come una funzione sia del volume di mercato, sia del prezzo del petrolio. Cioè:

$$C_m = f(V, p)$$

Se il prezzo del petrolio rimane stabile nel tempo il costo dei moduli segue la legge di apprendimento classica in funzione del volume del mercato, mentre se è presente una crescita del prezzo del petrolio l'effetto di apprendimento viene rallentato.

Pertanto, da un lato, più alto è il tasso di crescita del prezzo del petrolio, più la competitività si allontana e se il prezzo del petrolio dovesse continuare a crescere senza stabilizzarsi, la possibilità di ottenerla in tempi ragionevoli dipenderebbe dalla pendenza della curva di apprendimento. Dall'altro lato però il petrolio influisce in maniera diretta sul costo del kWh prodotto dalla centrale termoelettrica, diminuendo il gap di costo tra le due fonti.

3.6.1 Costi esterni

I costi esterni, meglio conosciuti come esternalità, sono i costi che ricadono sulla collettività che però non sono sostenuti da chi li ha generati. Spesso i costi ambientali sono "esterni" perché, anche se sono costi reali per la popolazione, i responsabili di tale inquinamento non li prendono in considerazione al momento di prendere delle decisioni. Per questo motivo nella maggior parte dei casi i danni causati non sono integrati nel sistema di determinazione dei prezzi. Pensiero diffuso è che la politica dovrebbe mirare a garantire che i prezzi riflettano i costi totali di un'attività, incorporando i costi dei danni causati usando tasse, sussidi o altri strumenti economici.

L'ExternE, un progetto di ricerca per la Commissione Europea, ha l'obiettivo di studiare e valutare tali costi per le maggiori attività economiche, tra cui anche la produzione dell'energia elettrica con l'utilizzo delle diverse fonti.

Le esternalità valutate per la produzione del kWh elettrico nei Paesi della Comunità Europea con le tecnologie esistenti sono espresse in c€/kWh e riassunte in tabella (Tab.3-13, [54],[55],[27]):

Tab. 3-13: Stima dei costi esterni secondo tre diverse fonti di informazione.

Carbone	Olio combustibile	Gas naturale	Nucleare	Biomassa	Idroelettrico	Eolico	FV
5,4	5,7	1,8	0,4	1,4	0,4	0,1	0,6
3,6	4,2	1,1	0,4	1,7	0,2	0,2	0,1
	5,5	1,6				0,5	0,2

I procedimenti usati per il calcolo prevedono di calcolare le diverse emissioni, verificare le variazioni nelle concentrazioni degli inquinanti, constatare gli impatti su vari recettori (umani, piante, animali) e monetizzare tali impatti.

Le categorie di valutazione che rientrano nel progetto sono la salute umana, i danni agli edifici, il riscaldamento globale, gli impatti visivi e gli ecosistemi.

Se si pensa quindi di considerare il costo al kWh (sopra calcolato) tenendo presente anche i costi esterni, tenendo presente quelli forniti dall'ExternE, in quanto più recenti e completi. Dai calcoli forniti in Tab.3-14 la distanza del FV dalla competitività con l'olio combustibile risulta così ridotta da un fattore 5, precedentemente calcolato, ad un fattore 3.

Tab. 3-14: Confronto del costo del kWh per le varie fonti energetiche se si comprendono i costi esterni.

	Costo del kWh (€/kWh)	Costo esterno (€/kWh)	Costo totale (€/kWh)
carbone	0,037	0,054	0,091
metano	0,045	0,018	0,063
olio combustibile	0,080	0,057	0,143
FV	0,400	0,006	0,406

3.7 TEMPI DI RITORNO ECONOMICO DI UN IMPIANTO

Il Mercato Elettrico è l'incontro tra l'offerta di energia elettrica da parte dei produttori e la domanda rappresentata dai consumatori e dai grossisti che acquistano energia per le loro necessità o per venderla ad altri utilizzatori. È il luogo dove si forma il prezzo dell'energia valido per tutta la Nazione. La gestione del mercato elettrico è affidata al GME, il quale organizza e gestisce la cosiddetta borsa elettrica, una "piazza virtuale", avviata nell'aprile 2004, in cui ogni giorno produttori e acquirenti si incontrano per vendere e comprare energia. Il prezzo medio di acquisto dell'energia al 1 marzo 2008 è fissato in 0,076 €/kWh [59].

Per gli impianti parzialmente integrati con potenza ≤ 3 kW l'incentivo corrisposto dal GSE secondo il Decreto del Conto Energia del 2007 ammonta a 0,44 €/per l'acquisto di ogni kWh prodotto (comprendendo sia i kWh immessi in rete che quelli autoconsumati). Per un potenza >3 kW l'incentivo scende a 0,42 €/kWh.

Per un impianto fino a 20 kW si possono stipulare due tipi di contratto:

1. vendita di energia:
 - a) si vende tutta l'energia prodotta
 - b) si consuma una parte di energia e si vende l'energia eccedente

Se l'energia viene consumata, vale circa 0,12-0,18 €/kWh (prezzo altrimenti da pagare al distributore). Se viene immessa in rete vale 0,070-0,095 €/kWh (prezzo si aggiunge all'incentivo che viene corrisposto dal GSE)
2. scambio sul posto: non si vende l'energia prodotta ma si consuma tutta al massimo in 3 anni; in questo caso la rete funziona da serbatoio: l'energia è immessa in rete quando non serve e viene prelevata dalla rete quando l'energia prodotta non è sufficiente.

Se l'energia viene consumata, vale circa 0,12-0,18 €/kWh. Se è immessa in rete e non più prelevata entro i 3 anni viene perduta.

Il valore dell'energia in relazione ai tipi di contratto è così schematizzata (Fig.3-13):

3. I COSTI DI UN IMPIANTO FV

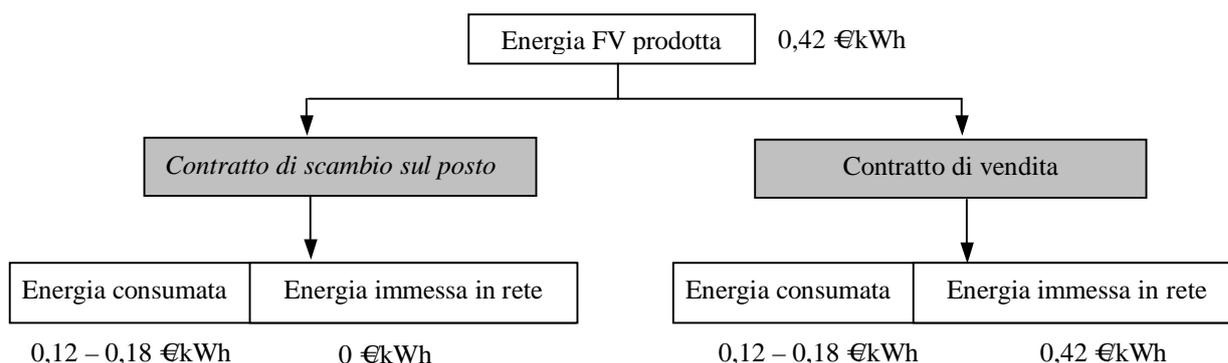


Fig. 3-13: Valore dell'energia FV in base ai tipi di contratto stipulati.

Per un impianto da 3,14 kWp in silicio monocristallino, come quello considerato in questo studio, si trovano i seguenti valori:

Ipotesi:

- ♦ impianto parzialmente integrato;
- ♦ regime di scambio sul posto;
- ♦ nessun premio di maggiorazione degli incentivi;
- ♦ abitazione civile nel Nord Italia;
- ♦ consumo tipico annuo di 4500 kWh/anno;
- ♦ producibilità annua di 3.014 kWh/anno (per un'insolazione di 1200 kWh/m²/anno e un PR dell'80%);
- ♦ costo chiavi in mano dell'impianto: 6,66 €/W (IVA inclusa);
- ♦ incentivo di 0,42 €/kWh per l'energia prodotta
- ♦ costo medio dell'energia per le famiglie di 0,18 €/kWh.

Segue il calcolo del tempo di ritorno, semplice ed attualizzato (Tab.3-15):

Tab. 3-15: Calcolo del tempo di ritorno per un impianto FV.

Costo impianto	- 20.912 €
Ricavo annuale dalla vendita dei kWh FV	+ 1.266 €
Risparmio sul costo evitato dell'energia	+ 543 €
Vantaggio economico totale annuale	+ 1.809 €
Tempo di ritorno semplice dell'impianto	11,6 anni
Tempo di ritorno attualizzato dell'impianto	15,2 anni

3. I COSTI DI UN IMPIANTO FV

Il tempo di ritorno attualizzato è calcolato con la formula di attualizzazione dei flussi di cassa: $FCA_t = \frac{FC_t}{(1+i)^t}$, per un tempo di vita dell'impianto di 20 anni e un tasso di attualizzazione i pari al 3,5% (Fig.3-14).

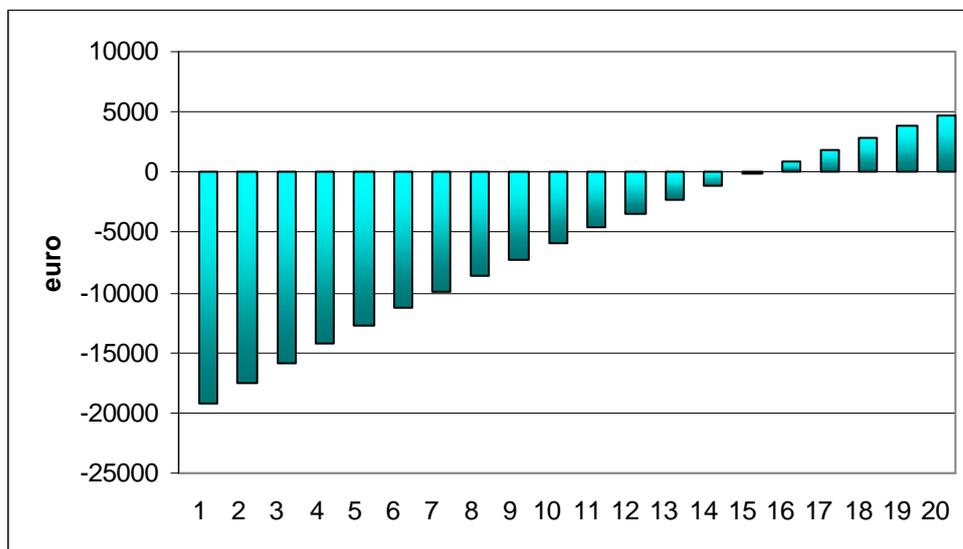


Fig. 3-14: Flussi di cassa attualizzati e tempo di ritorno attualizzato.

Il fotovoltaico è considerato un investimento sicuro, pulito e redditizio seppure con tempi di rientro piuttosto lunghi.

Gli istituti di credito dimostrano di credere in questo investimento agevolando la concessione dei prestiti per le installazioni dopo aver preso visione della documentazione inviata al GSE. Se l'operatore economico anticipa la spesa iniziale dei 20mila euro, il guadagno annuale per il privato si ripartisce tra la rata di restituzione e il margine netto.

4. EMISSIONI EVITATE

Se nel precedente capitolo si è valutata la sostenibilità energetica di un impianto fotovoltaico installato sul tetto, per completare l'analisi LCA, si passa ora a valutare se esso sia anche ambientalmente sostenibile in termini di emissioni rilasciate in aria.

L'impiego di fonti rinnovabili viene infatti considerato un importante strumento nell'ambito della produzione di energia elettrica, in virtù delle migliori ricadute ambientali rispetto ai comuni sistemi di generazione basati su combustibili fossili. È consuetudine che una nuova installazione venga valutata con dati relativi all'entità di emissioni di CO₂ evitate nell'arco della prevista vita utile. Tuttavia, nella maggior parte dei casi queste cifre sono determinate al lordo dei contributi di energia ed emissioni necessarie per la produzione dell'impianto stesso.

Gli impianti fotovoltaici, non producendo alcuna emissione chimica, termica o acustica, dato che la produzione di energia elettrica ha luogo direttamente a partire dall'irraggiamento solare, senza parti in movimento o consumo di combustibile, non presentano effettivamente impatti ambientali nella fase di esercizio. Una centrale tradizionale che impiega combustibili fossili produce invece gas inquinanti, tra cui in primo piano l'anidride carbonica, principale responsabile dell'effetto serra, il monossido di carbonio (CO), gli ossidi di carbonio (NO_x), responsabili delle piogge acide, e anidride solforosa (SO₂). Attualmente, per produrre un kWh elettrico con il mix di combustibili utilizzato in Italia, viene bruciato l'equivalente di circa 2,5 kWh di combustibili di origine fossile, con l'emissione di circa 593 g di CO₂, 1,4 g di SO₂ e 1,9 g di NO_x.

È nella fase di produzione di wafer e celle, in cui vengono usati degli acidi (quali cloridrico e acetico) e dei gas (elio e argon) che possono inquinare aria e acqua, che si presentano i maggiori impatti.

Alcuni tipi di rifiuti di produzione, inoltre, possono essere destinati a sistemi di trattamento (come l'acciaio, i crogioli in quarzo e gli acidi per le produzioni delle celle) o recupero energetico (come gli sfridi di taglio di EVA e Tedlar che possono essere inviati all'incenerimento). Altri tipi di rifiuti non sono recuperabili, come ad esempio le celle che si rompono durante le lavorazioni.

Pensando ad uno smaltimento dell'impianto al termine della vita utile, non esistono ad oggi dati sufficienti su come e in che percentuale sia possibile il riciclo, a causa della troppa recente applicazione di questa tecnologia.

Le emissioni in acqua consistono sostanzialmente in cloruri (per il 99%), che vengono prodotti quasi esclusivamente nel processo Siemens di purificazione del silicio metallurgico in Si-EG.

L'emissione in aria prevalente (per il 93%) è rappresentata dalla CO₂, prodotta essenzialmente dal processo di produzione del Si-MG. Unico altro inquinante rilevante è l'argon (quasi il 7%), mentre sono praticamente nulle emissioni di polveri o SO₂ [72].

Questo capitolo si propone di valutare l'impatto in termini di emissioni di CO₂ comprendendo tutti i costi ambientali connessi alle operazioni di estrazione del silicio, di lavorazione della celle e di assemblaggio dei moduli. Si terrà conto di tutte le fasi andando a calcolare le emissioni sulla quantità di energia complessivamente impiegata per l'impianto, precedentemente studiata in questo lavoro.

4.1 ENERGIA RISPARMIATA

Si vogliono analizzare le tre tecnologie analizzate per studiare l'EPBT anche in termini di energia primaria risparmiata nell'arco della vita utile degli impianti, prendendo come riferimento lo studio sugli impianti da 3kWp precedentemente proposto.

Anche se le stesse aziende produttrici dei pannelli stanno progressivamente estendendo la garanzia a 25 anni, cautelativamente si suppone per questi calcoli una vita utile di 20 anni.

Dopo aver "ripagato", in un periodo di tempo che è stato precedentemente calcolato come EPBT, il consumo energetico sostenuto nella sua produzione, per il rimanente tempo di funzionamento l'impianto produce una quantità di energia che, per soddisfare le richieste dell'utenza, dovrebbe essere altrimenti prodotta dai tradizionali sistemi energetici, con i relativi rendimenti di conversione. Si può quindi parlare di effettiva energia primaria risparmiata, espressa in termini di GJt, con conseguente risparmio nella produzione di CO₂.

$\text{Energia primaria globalmente risparmiata} = (\text{Vita utile} - \text{EPBT}) * \text{Energia annualmente producibile}$
--

Allo stesso modo si può pensare all'energia globalmente risparmiata come la differenza tra l'energia primaria che si sarebbe spesa utilizzando fonti energetiche convenzionali (per produrre tanta energia elettrica quanta l'impianto ne produce nella sua vita utile) e l'energia consumata in fase di produzione dell'impianto.

Alla base dei ragionamenti ci sono i dati sui fabbisogni di energia primaria per la costruzione e installazione di ogni impianto trovato col precedente studio; per ottenerli sono stati ridotti a energia primaria tutti i flussi energetici che contribuiscono al risultato finale, convertendo in MJ_t le espressioni presenti in forma di energia elettrica, tenendo conto del rendimento di conversione.

Si prendono ora in esame le tre tipologie di impianto e per ognuna si calcola l'energia risparmiata nell'intera vita utile al variare delle condizioni esterne.

Aumentando ad esempio la radiazione solare annua del sito di installazione, appare chiaro come l'energia prodotta dall'impianto nei 20 anni considerati aumenti, e cresca quindi la quantità di energia risparmiata (Fig.4-1).

Il risparmio di energia primaria (GJ_t) è stato calcolato tenendo conto, in questo caso, di un rendimento elettrico del 35%.

Essendo l'energia risparmiata funzione diretta dell'energia annualmente producibile, essa cresce linearmente all'aumentare della radiazione solare. Il PC si conferma perciò, a parità di potenza installata, il materiale energeticamente più conveniente.

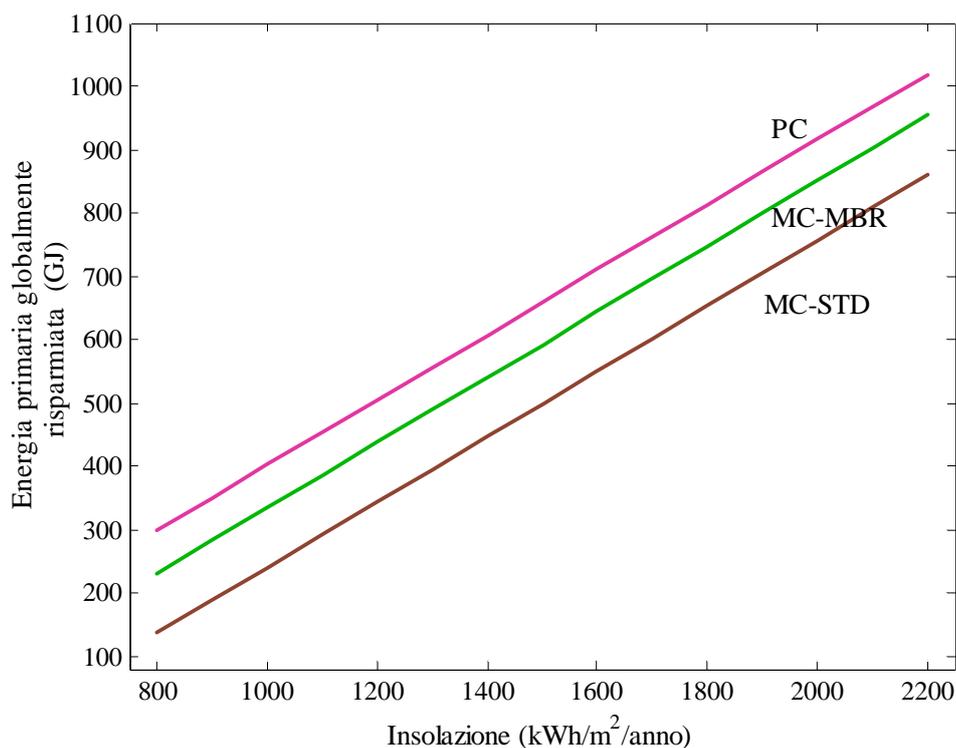


Fig. 4-1: Insolazione – Energia risparmiata nella vita utile per impianto

È utile vedere, come già precedentemente fatto per i tempi di ritorno energetico, in che misura l'energia risparmiata nell'utilizzo di un impianto fotovoltaico vari a seconda del sistema energetico nazionale considerato (Fig.4-2). Il rendimento elettrico medio di un Paese riflette infatti la scelta del mix di risorse energetiche utilizzate.

Il range di variazione delle curve tiene conto delle, seppur minime, variazioni dei risultati nel caso si scegliesse di adottare una fonte differente, da quella qui utilizzata, per la scelta dei coefficienti di energia grigia dei materiali.

Dal grafico appare evidente come il η_{el} della zona di produzione dell'impianto influisca in maniera piuttosto pesante sui risultati.

Questo succede perché l'energia producibile dall'impianto è calcolata in termini di energia primaria che verrebbe altrimenti spesa per la stessa quantità di energia elettrica ottenibile dai pannelli, perciò un η_{el} inferiore indica che tale energia è stata ottenuta con un dispendio superiore di energia primaria. Questo dispendio viene evitato dall'installazione dei pannelli, in misura tanto maggiore quanto minore è il rendimento di conversione altrimenti utilizzato.

Inoltre l'uso di un basso rendimento elettrico è legato a tempi di ritorno (calcolati pensando di aver consumato la quantità di energia elettrica derivante dalla conversione dell'energia primaria dei materiali utilizzati secondo il η_{el}) inferiori e hanno perciò un tempo più lungo per produrre energia utile, evitando così maggiori quantità di combustibili fossili impiegati.

4. EMISSIONI EVITATE

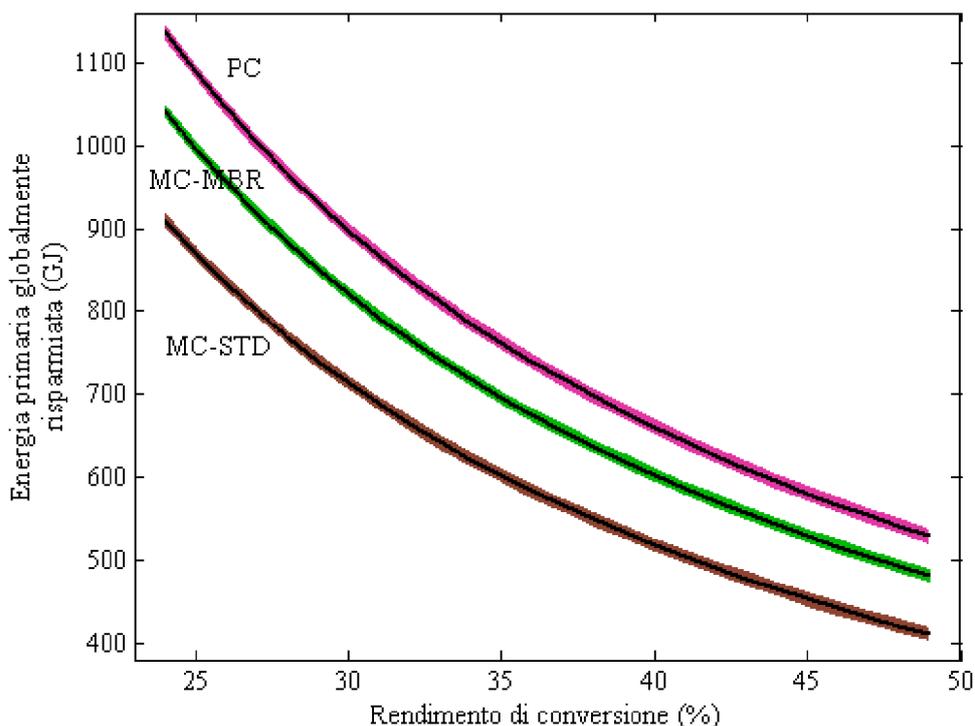
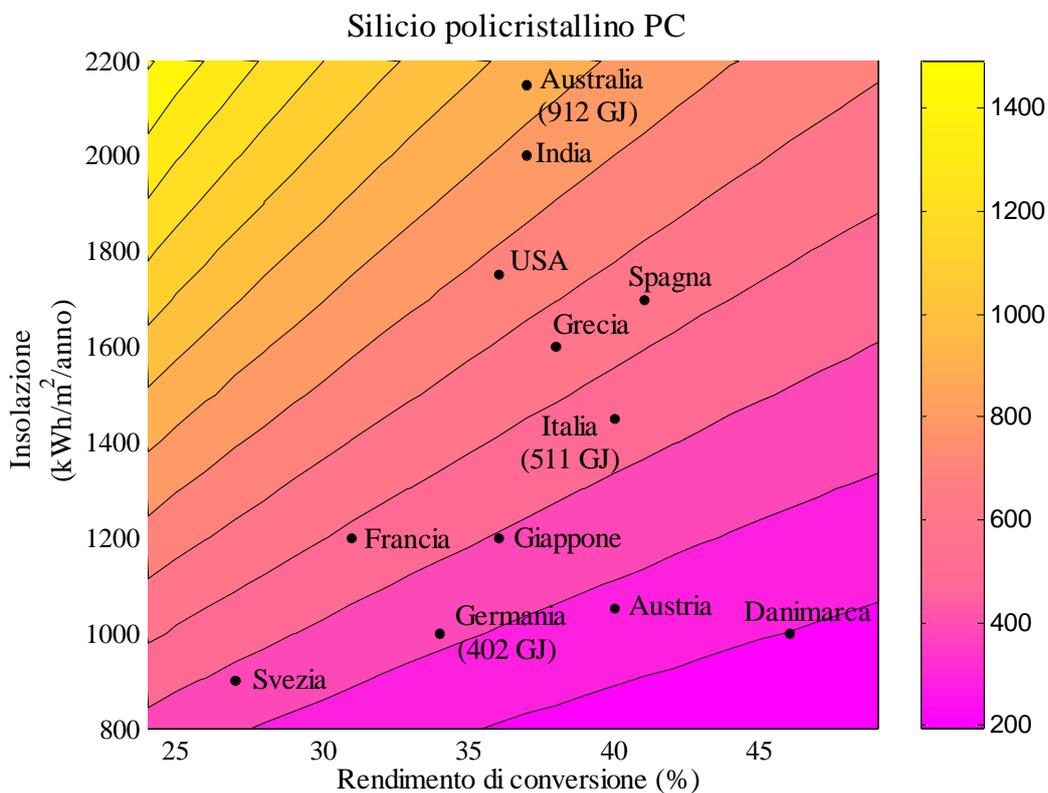


Fig. 4-2: Rendimento di conversione – Energia risparmiata nella vita utile per impianto.

Come già visto per l'EPBT, a coppie diverse dei parametri (rendimento elettrico medio - insolazione) sono associati valori diversi di energia globalmente risparmiata. È possibile ricavare, per ognuna delle tre tecnologie analizzate, un grafico di isolinee lungo le quali il valore di energia risparmiata rimane costante. Conoscendo il binomio di valori corrispondente, si possono collocare graficamente i vari Paesi (Fig.4-3/4-4/4-5):



4. EMISSIONI EVITATE

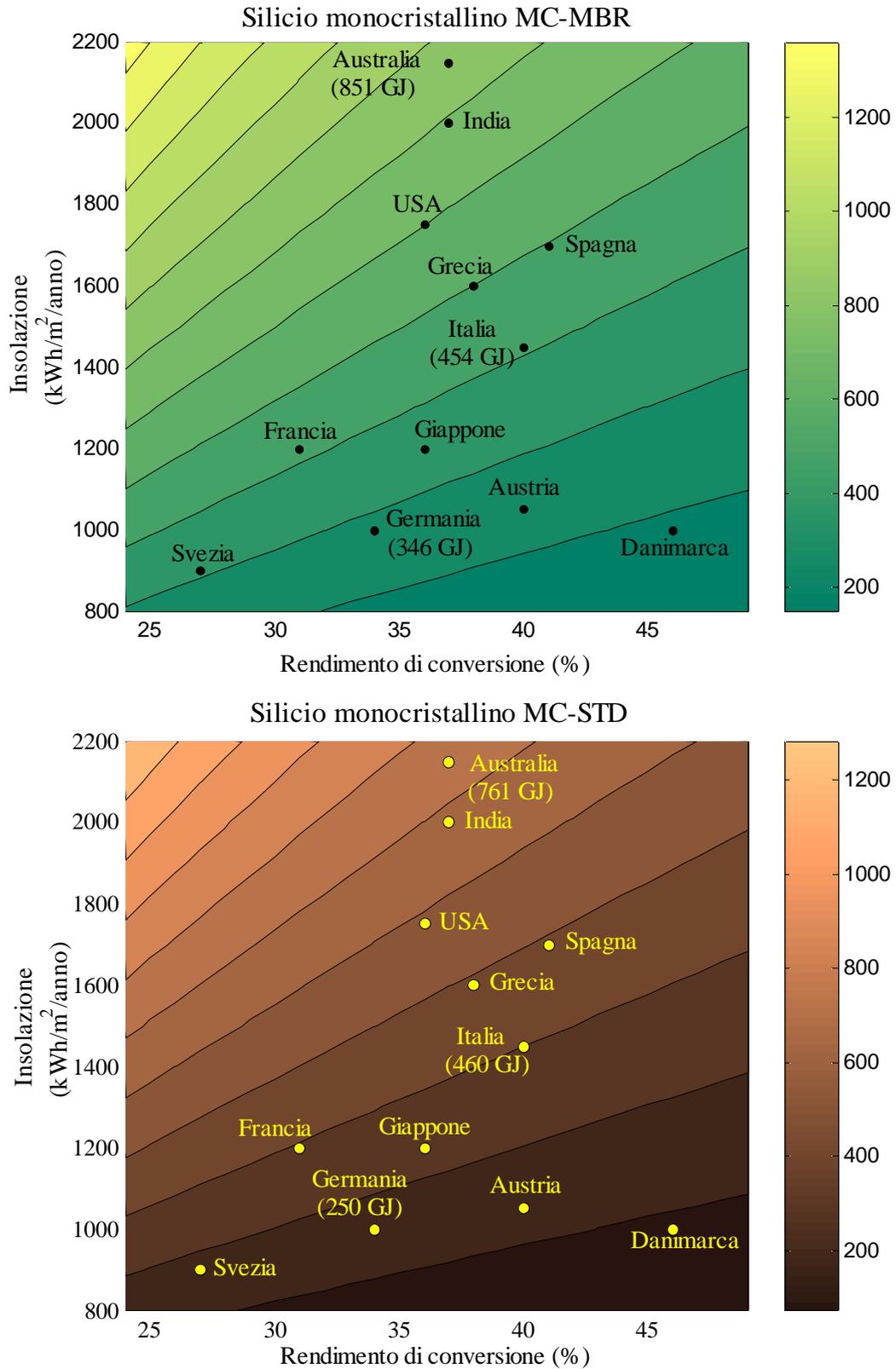


Fig. 4-3/4-4/4-5: Aree che riportano la stessa energia risparmiata per un impianto da 3 kW in funzione di rendimento di conversione e insolazione per le tre tecnologie

4. EMISSIONI EVITATE

Anche qui i Paesi più favoriti dal risparmio di energia primaria sono quelli a maggiore insolazione, a parità di η_{el} , e, a parità di condizioni di illuminazione, quelli a minor rendimento di conversione.

Finora si è valutata l'energia risparmiata con l'installazione di un impianto della potenza di 3 kWp. Si vuole ora vedere l'andamento dell'energia risparmiata per superficie unitaria (m^2) di impianto, per le tre tecnologie, e provarne l'effettiva convenienza nell'arco di vita utile.

L'energia producibile è infatti direttamente dipendente dall'efficienza della tecnologia impiegata: si vuole verificare che il materiale di un impianto che gode di un EPBT minore (in quanto l'energia spesa per produrlo è inferiore), non consenta anche energie producibili tanto minori da renderlo complessivamente meno conveniente di altre alternative presenti.

Si ricorda che l'impianto in silicio monocristallino considerato occupa $22,4 m^2$ di superficie, il policristallino $24 m^2$.

Si rappresenta la dipendenza dell'energia producibile per superficie unitaria dall'insolazione solare (Fig.4-6).

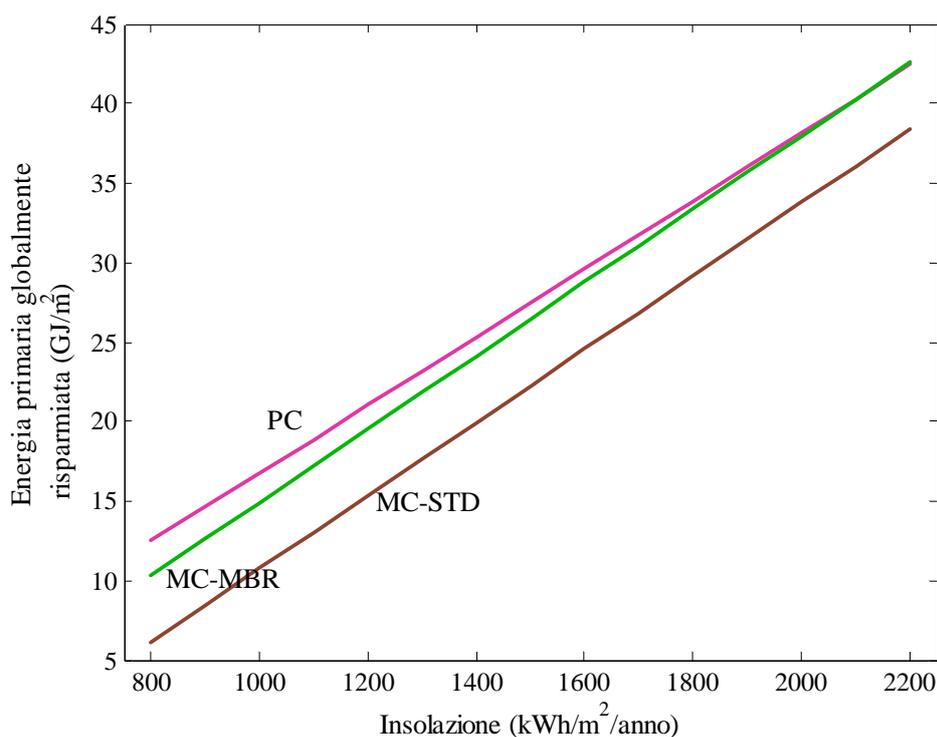


Fig. 4-6: Insolazione – Energia risparmiata nella vita utile per m^2 impianto.

Si può vedere come, per alti valori di insolazione, la tecnologia del monocristallino MBR consenta risultati equivalenti alla tecnologia basata sul policristallino, nonostante i tempi di ritorno siano, come già visto, superiori di 1 anno e 3 mesi per il MC-MBR. Questo succede grazie ad un punto percentuale in più del monocristallino nell'efficienza dei pannelli (14%), che consente un'energia annualmente producibile superiore al policristallino.

4. EMISSIONI EVITATE

Anche il MC-STD, più aumenta la radiazione solare, più si avvicina al PC, diminuendo la distanza tra le due tecnologie ma rimanendo comunque con prestazioni inferiori, a causa dell'elevato tempo di ritorno energetico.

Se si passa a valutare il risparmio di energia per m^2 di impianto all'aumentare del rendimento elettrico, fissata un'insolazione di $1700 \text{ kWh}/m^2/\text{anno}$, si nota come la differenza tra MC-MBR e PC sia minima e i range di tolleranza si sovrappongano, mentre il MC-STD rimane ad un passo di distanza (Fig.4-7).

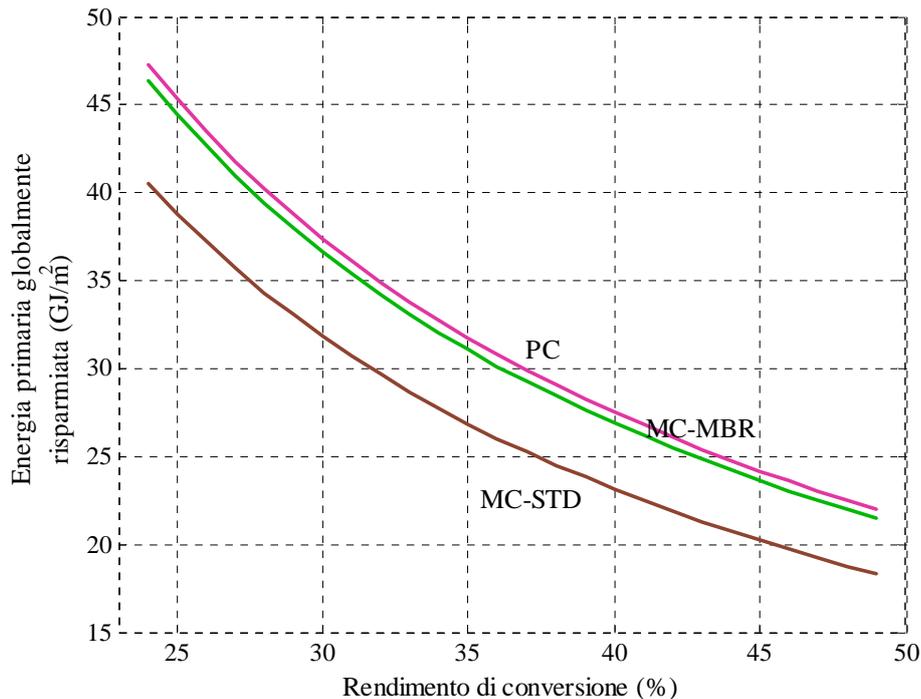


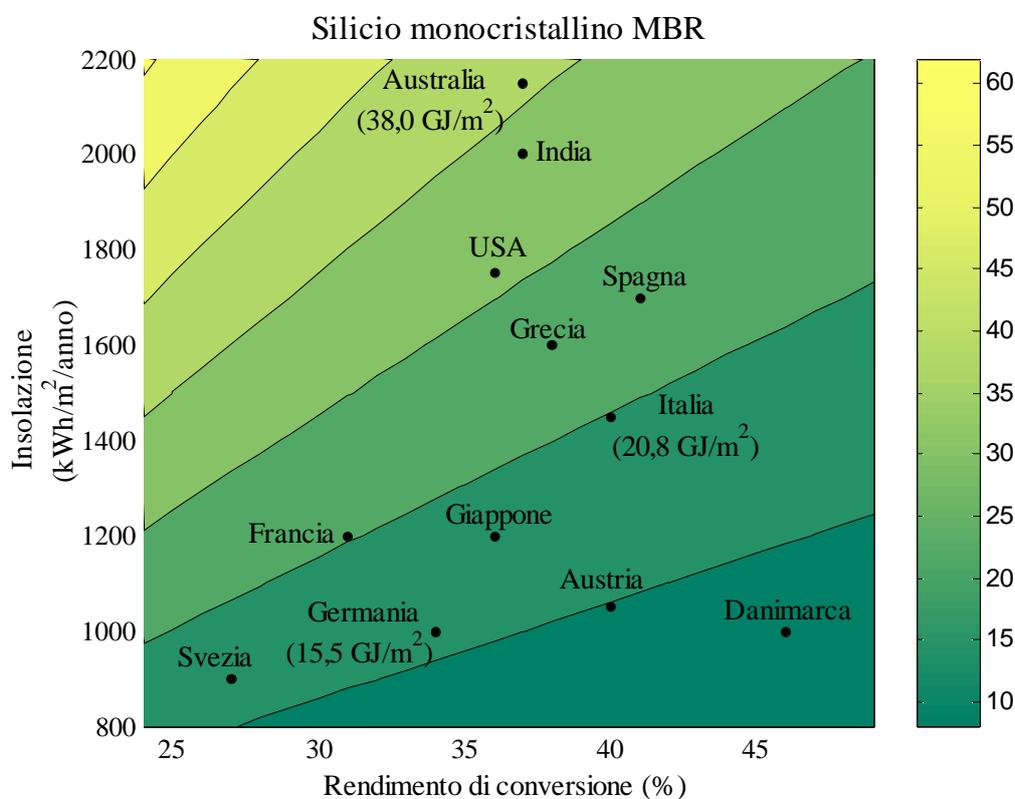
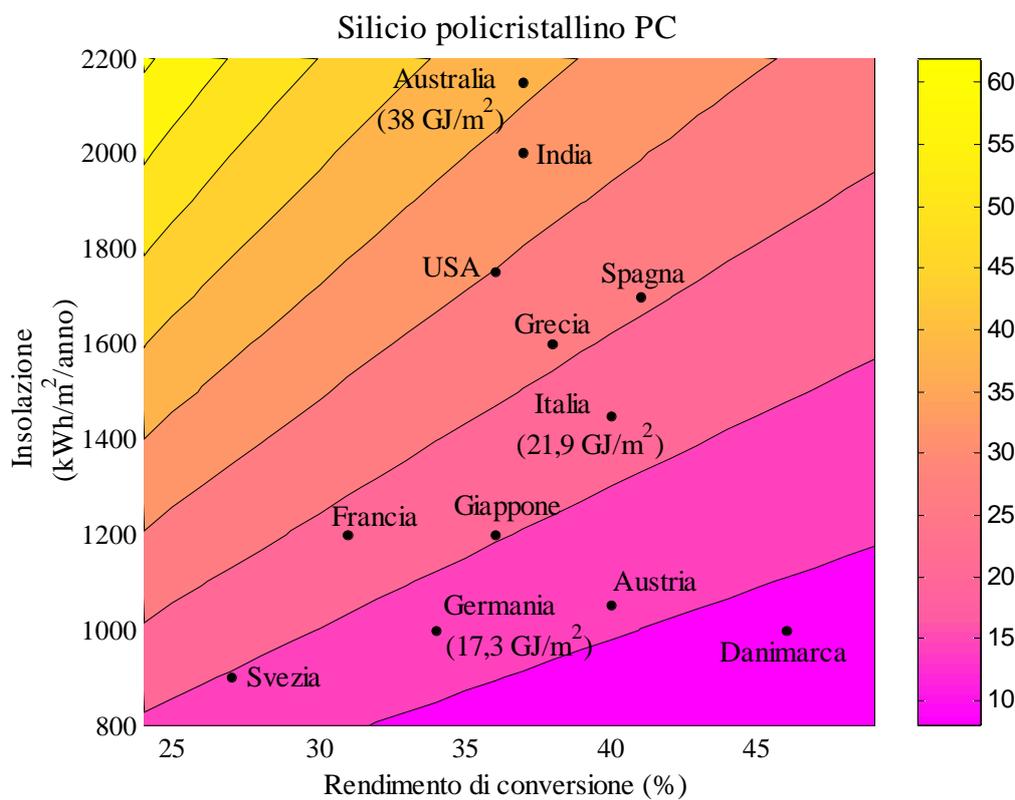
Fig. 4-7: Rendimento di conversione – Energia risparmiata nella vita utile per m^2 di impianto.

Come già fatto per l'energia totalmente risparmiata dall'impianto, si traccia ora, per ognuna delle tre tecnologie analizzate, un grafico di isoaree all'interno delle quali il valore di energia risparmiata per m^2 di impianto rimane costante (Fig.4-8/4-9/4-10).

Si può verificare, spostandosi sulle aree, come, per il caso del Nord Italia, con insolazione di $1200 \text{ kWh}/m^2/\text{anno}$, l'installazione sulla copertura di un edificio di un m^2 di pannello consentirebbe un risparmio di:

- ♦ $18 \text{ GJ}/m^2$ se fosse in PC
- ♦ $16 \text{ GJ}/m^2$ se fosse in MC-MBR
- ♦ $10 \text{ GJ}/m^2$ se fosse in MC-STD.

4. EMISSIONI EVITATE



4. EMISSIONI EVITATE

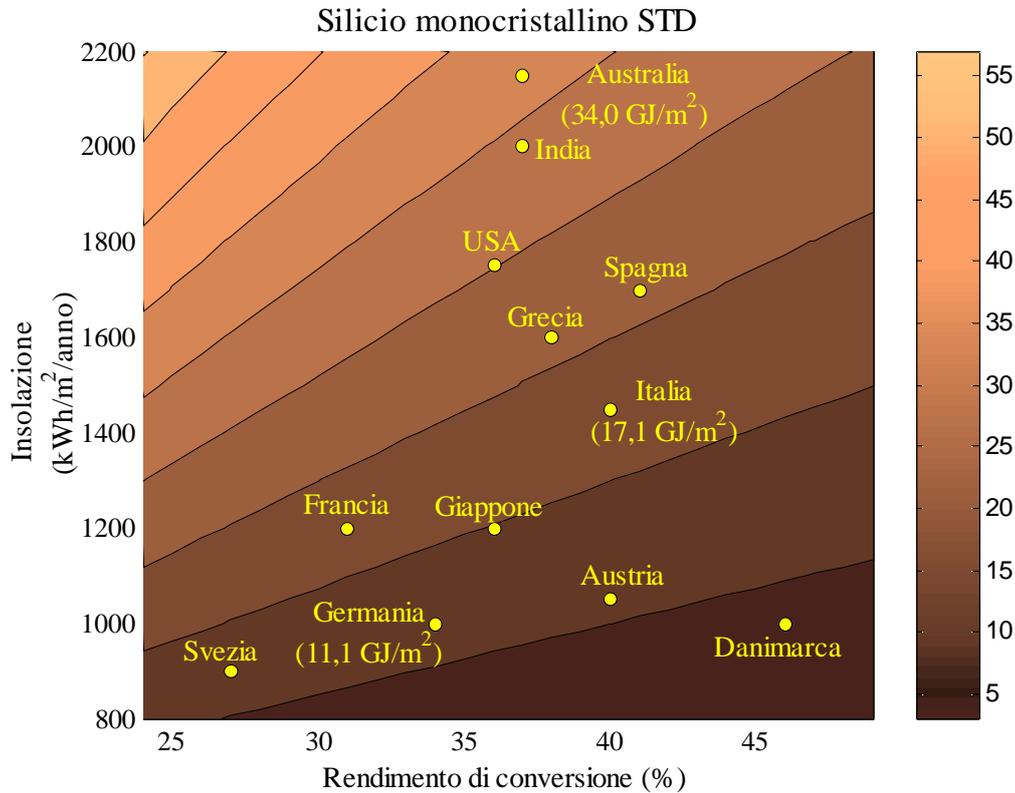


Fig. 4-8/4-9/4-10: Aree che riportano la stessa energia risparmiata per m² di impianto in funzione di rendimento di conversione e insolazione per le tre tecnologie

4.2 CO₂ RISPARMIATA

Gli impianti fotovoltaici presentano notevoli vantaggi di carattere ambientale, legati principalmente alla riduzione delle emissioni inquinanti in atmosfera ma, mentre la fase di esercizio dell'impianto non comporta emissioni nocive, le fasi di produzione e installazione dei pannelli sono fonte di inquinamento per l'ambiente. Particolarmente impattante risulta la fase di purificazione del silicio, che comporta la produzione di materiali pericolosi per la salute umana, e quella di drogaggio, che implica l'emissione in atmosfera, anche se in quantità minima, di composti tossici.

Si vuole quindi fare un bilancio delle emissioni di CO₂ evitate con l'installazione di un impianto di 3 kWp in silicio cristallino, tenendo conto delle quantità emesse nelle fasi che precedono la messa in funzione.

$$\text{CO}_2 \text{ globalmente evitata} = \Phi(\text{energia primaria globalmente risparmiata})$$

Due sono le variabili che influenzano i risultati:

1. il rendimento medio di conversione η_{el} ;
2. l'insolazione media annua.

4. EMISSIONI EVITATE

Il rendimento di conversione incide sul fabbisogno di energia primaria necessaria alla produzione dell'impianto e quindi sull'energia globalmente risparmiata con l'impianto. Di conseguenza, un η_{el} più alto fa corrispondere una quantità di CO₂ risparmiata minore.

Dall'altro lato, dall'insolazione dipende direttamente l'energia annualmente producibile dall'impianto.

Facendo quindi una mappa di valori di queste due variabili, in base ai valori già trovati per il calcolo dell'EPBT, si trovano i valori di CO₂ globalmente risparmiata per ogni Paese.

L'emissione di CO₂ è diversa a seconda della risorsa energetica utilizzata. A questo proposito si assumono le ipotesi esposte in Tab.4-1 [53].

Le emissioni riguardano l'intero ciclo di vita, comprendendo sia l'effettivo processo diretto di combustione (per le fonti termoelettriche), sia i processi indiretti di estrazione, trasporto ecc. (per tutte le fonti).

Tab. 4-1: Emissioni legate al ciclo di vita delle varie fonti energetiche.

Fonte energetica	Emissioni durante l'intero ciclo di vita (g CO ₂ eq/kWh)
Carbone	975
Olio combustibile	742
Gas naturale	608
Biomasse	45
Rifiuti	540
Geotermico	15
Nucleare	28
Idroelettrico	11
Solare	53
Eolico	29

In base al mix energetico utilizzato, si può definire per ogni Paese un fattore medio di emissione, espresso anch'esso in g CO₂/kWh prodotto. Nazioni ad alto utilizzo di carbone arrivano ad avere un fattore di emissione di 4-5 volte superiore a nazioni, come Svezia e Francia, ad elevato uso di rinnovabili e nucleare. Per questo, a parità di energia risparmiata per impianto FV installato, la quantità di emissioni, e quindi di CO₂ risparmiata può risultare molto differente.

Si riportano tali valori per i Paesi analizzati (Tab.4-2):

4. EMISSIONI EVITATE

Tab. 4-2: Caratterizzazione dei vari Paesi in base a fattore di emissione e rendimento medio di conversione.

Paesi	Fattore di emissione unitario F_{CO_2}	Rendimento medio di conversione
Italia	593 g CO ₂ /kWh	0,40
Svezia	46 g CO ₂ /kWh	0,27
Australia	852 g CO ₂ /kWh	0,37
Austria	269 g CO ₂ /kWh	0,40
Danimarca	505 g CO ₂ /kWh	0,46
Germania	615 g CO ₂ /kWh	0,34
Grecia	759 g CO ₂ /kWh	0,38
Spagna	473 g CO ₂ /kWh	0,41
Giappone	549 g CO ₂ /kWh	0,36
Francia	130 g CO ₂ /kWh	0,31
India	756 g CO ₂ /kWh	0,37
Usa	667 g CO ₂ /kWh	0,36

A partire dai valori di energia risparmiata con l'installazione dei tre tipi impianto precedentemente calcolati, supponendo che tale energia verrebbe altrimenti prodotta dal sistema elettrico nazionale con il rendimento elettrico η_{el} e con un'emissione F_{CO_2} per ogni MJ di energia primaria trasformato, si calcola per ogni Paese la quantità di CO₂ risparmiata nell'arco di vita utile dell'impianto, supposta di 20 anni (Fig.4-11).

L'energia risparmiata con un tipo di impianto è funzione dell'energia producibile con tale impianto, e questa è direttamente legata all'insolazione del luogo di installazione. Ne deriva che, se si considerasse per tutti i Paesi uno stesso fattore medio di emissione e uno stesso rendimento di conversione, per quelli ad alto valore di radiazione solare ricevuta si assocerebbero quantità di CO₂ risparmiate maggiori rispetto ad altri con insolazione minore.

Anche il rendimento di conversione influisce però sui risultati: per un η_{el} più basso si associa un'energia risparmiata superiore, a parità di insolazione annua e F_{CO_2} , così che la CO₂ evitata è maggiore. È il caso ad esempio di Danimarca e Germania: stessa insolazione (1000 kWh/m²/anno), fattori di emissione non troppo diversi, ma molto differenti i rendimenti di conversione.

Notevole è il caso dell'Australia: η_{el} nella media tra i valori considerati ma un elevato fattore di emissione, dovuto ad un 80% dell'energia elettrica nazionale prodotta utilizzando carbone, e un altissimo valore di insolazione. Stessa situazione viene riportata dall'India, tranne che per emissioni e insolazione lievemente minori. In questi due Paesi una politica volta all'installazione di grande potenze di impianti fotovoltaico porterebbe grandi benefici in termini ambientali.

L'Italia si trova nella fascia di risparmio medio-alta a livello europeo. Si ricorda che il valore di insolazione associato è di 1450 kWh/m²/anno, valore intermedio tra i 1700 del Sud e i 1200 del Nord.

4. EMISSIONI EVITATE

Svezia e Francia, godendo già di un ridottissimo fattore di emissione, non avrebbero un grosso guadagno, perlomeno in fatto di CO₂, nell'installazione estesa a livello nazionale di impianti fotovoltaici.

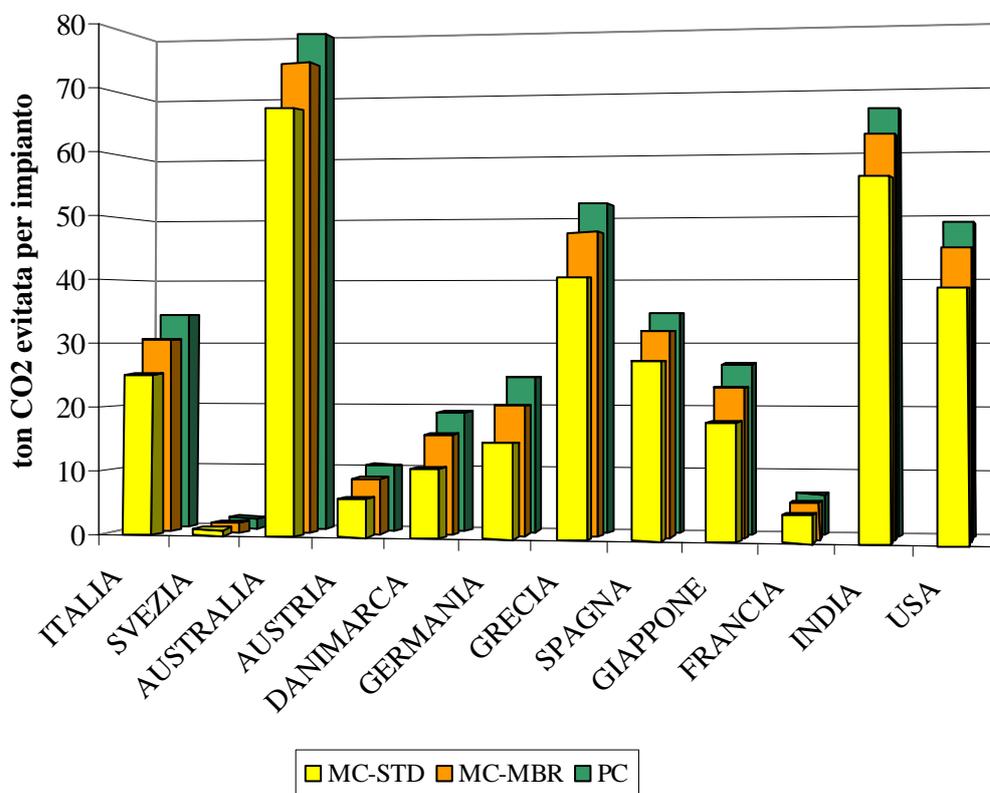


Fig. 4-11: Tonnellate di CO₂ evitata con l'installazione di un impianto da 3 kW dopo 20 anni di vita utile.

Dal grafico si conferma come il silicio policristallino, a parità di potenza di impianto, sia il materiale meno energivoro, e quindi dia più alto risparmio di CO₂, seguito a breve distanza dal monocristallino con tecnica MBR. Questa lieve differenza tra le due tipologie evidenzia come l'ottenimento di benefici maggiori dipenda più dai fattori esterni che non dalla tecnologia utilizzata nei pannelli, allo stato odierno della tecnologia.

4.2.1 CO₂ prodotta rispetto al sistema nazionale

Si vuole ora fare un confronto tra le emissioni prodotte dal mix energetico in uso nelle varie Nazioni e le emissioni che produrrebbero i tre tipi di impianti considerati installati nelle stesse Nazioni, per produrre la stessa quantità di energia elettrica, pari all'energia producibile dagli impianti nell'arco di vita utile.

Da dati precedentemente ricavati, si calcola l'energia elettrica spesa per la produzione degli impianti in ogni Paese, e la conseguente quantità di CO₂ emessa nella produzione, tenendo conto del F_{CO₂} tipico del Paese. Si stima poi l'energia producibile nei 20 anni di vita garantita dei pannelli (kWh).

4. EMISSIONI EVITATE

$$\text{CO}_2 \text{ emessa per kWh prodotto} = \frac{\text{CO}_2 \text{ emessa in fase di produzione}}{\text{kWh prodotti in fase di utilizzo}}$$

Si confronta questa quantità con i valori di CO₂/kWh tipici dei mix energetici utilizzati, e ne deriva il grafico Fig.4-12.

La quantità di CO₂ emessa in fase di produzione dipende dal rendimento medio di conversione, che influenza l'energia elettrica complessivamente spesa, dal fattore di emissione tipico e dall'energia producibile. Questo spiega perché ad esempio, con poca differenza tra gli FCO₂ ma con una grande differenza nell'insolazione media annua, sia ecologicamente più conveniente installare un impianto in Spagna piuttosto che in Danimarca. Le stesse considerazioni si possono fare su India e USA, che differiscono sensibilmente solo per la radiazione solare ricevuta.

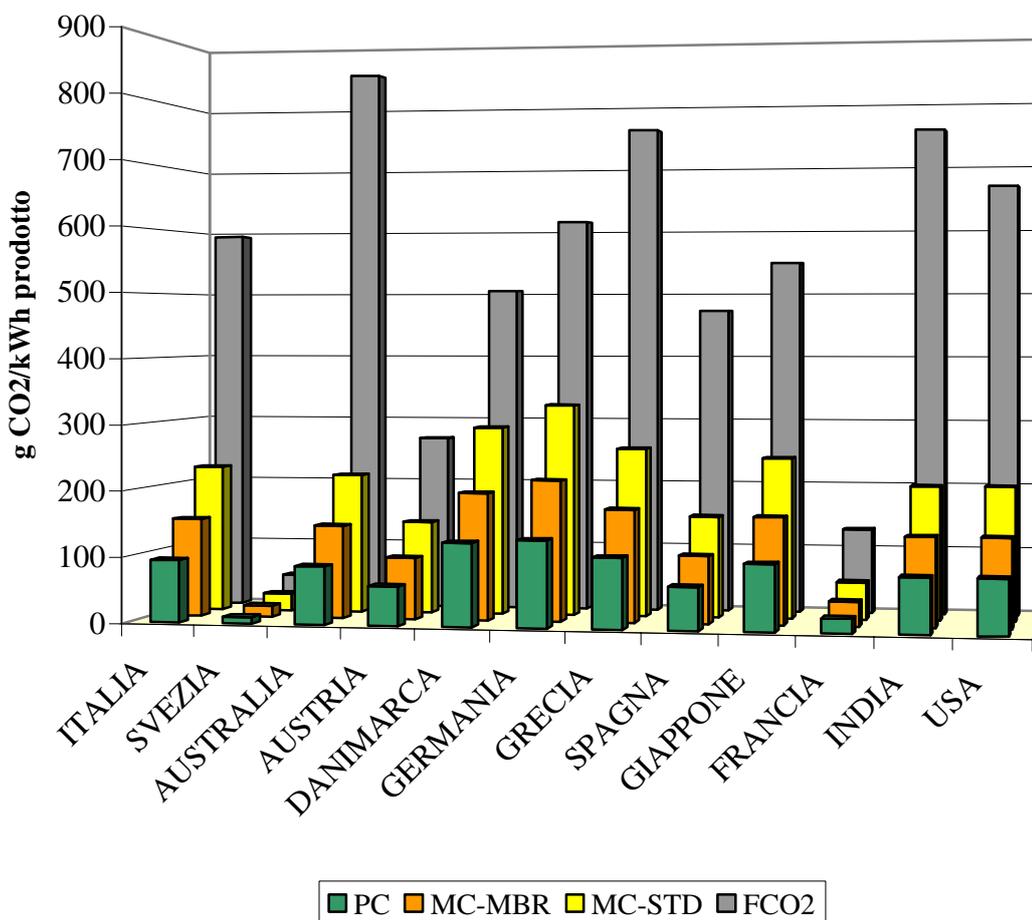


Fig. 4-12: CO₂ emessa per kWh prodotto da ogni impianto, rapportata a quella emessa dal sistema elettrico che il Paese utilizza.

4. EMISSIONI EVITATE

La Svezia e la Francia, dati i loro bassissimi fattori di emissione, non trarrebbero grandi vantaggi dall'installazione di impianti FV. L'Australia invece è la Nazione che avrebbe i maggiori benefici rispetto al suo sistema energetico attuale: la pur molto elevata energia annualmente prodotta non è sufficiente ad abbassare un valore di emissione reso così alto da un F_{CO_2} che supera di anche di molto la media europea.

La Germania nonostante un F_{CO_2} medio-alto, si posizione su una fascia di vantaggio di CO_2 medio-bassa, penalizzata da una bassa insolazione.

Nell'analisi si suppone che ogni impianto venga prodotto nel Paese stesso in cui viene installato, ipotizzando che ogni Nazione sviluppi una capacità produttiva sufficiente. In caso contrario le valutazioni dovrebbero basarsi sull'energia spesa e sull' F_{CO_2} del Paese effettivo di produzione.

L'analisi puntuale di queste tecnologie riporta una media delle emissioni per il silicio cristallino nel caso italiano di 150 g di CO_2/kWh . I dati che si trovano in letteratura in linea di massima si avvicinano a questi risultati, e ciò è più facilmente riscontrabile nei casi in cui sia stato preso in esame proprio il caso italiano (Tab.4-3).

Tab. 4-3: Valori riportati dalla letteratura per le emissioni di CO_2 per il silicio cristallino.

	Autore	EPBT impianto	g CO_2/kWh prodotto	
			Dal mix elettrico	Dall'impianto
Silicio monocristallino	Blakers, Weber (2000)	9,4	980	250
	Nawaz, Tiwari (2004)	10,8	980 carbone	50 usando carbone
	Alsema, Mariska, de Wild-Scholten (2006)	2,7	1000 carbone 400 ciclo combinato	45
Silicio policristallino	Alsema, Nieuwlaar (2000)	3,2	1000 carbone 400 ciclo combinato 570 mix UCPTE	60 usando mix UCPTE
	Battisti, Corrado (2003)	2,7	800 mix italiano	190
	Alsema, Mariska de Wild-Scholten (2006)	2,2	1000 carbone 400 ciclo combinato	37
	Fthenakis, Alsema, de Wild-Scholten (2006)	1,9	400 ciclo combinato 110 eolico	37
	Raugei, Bargigli, Ulgiati (2006)	5,5	450 mix UCPTE	170 usando mix UCPTE

4. EMISSIONI EVITATE

Gli autori si basano su assunzioni diverse in fatto di mix energetico utilizzato per produrre l'impianto (spesso non specificato), motivo per cui possono riscontrare differenze consistenti sia nell'energia impiegata nella produzione, sia nei fattori di emissione di tali mix. L'energia producibile dagli impianti è invece sostanzialmente la stessa, avendo uniformato i risultati secondo un'insolazione media annuale di 1700 kWh/m²/anno, valore per il quale ha più senso confrontare tali dati con quelli emersi dal presente studio.

C'è anche da osservare che molti dei dati dalla letteratura sono attribuibili ad un unico autore, cosa che limita i termini dell'accostamento dei valori.

Per un confronto più ampio si ritiene utile riportare i valori relativi alle emissioni di CO₂ citati in letteratura per le tecnologie a film sottili, per quanto non siano qui direttamente analizzate (Tab.4-4).

Nonostante i dati risalgano ormai a qualche anno fa e non siano molto coerenti tra loro, tutti riportano valori nettamente inferiori rispetto alle emissioni associate al silicio cristallino. Il motivo è la ridotta presenza di materiale attivo che costituisce il pannello (sia esso silicio o altro materiale) che consente di diminuire drasticamente l'energia impiegata per produrre i pannelli.

Oltre alla CO₂ emessa, per i thin-film si devono considerare altri tipi di impatto ambientale: dal momento della dismissione dell'impianto infatti sembrano emettere sostanze tossiche, soprattutto il CdTe. Causa l'innovatività della tecnologia non ci sono ancora però stati casi di smaltimento di impianti a conferma o smentita di tali sospetti.

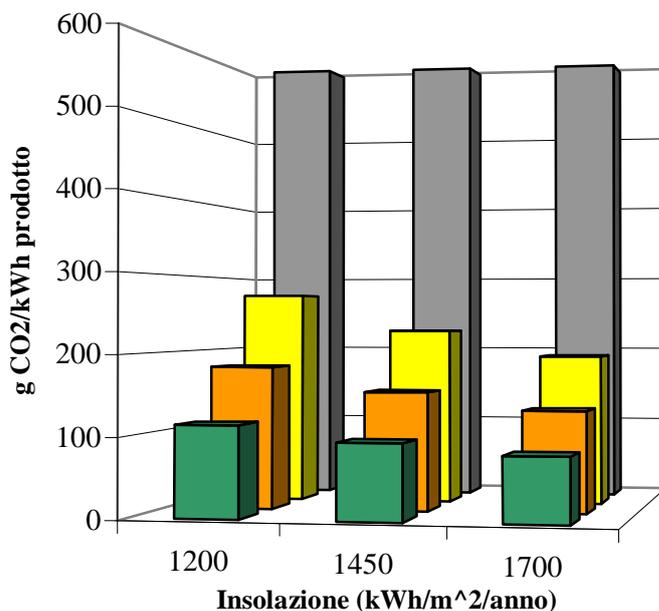
Tab. 4-4: Valori riportati dalla letteratura per le emissioni di CO₂ per i film sottili.

	Autore		EPBT impianto	g CO ₂ /kWh prodotto	
				Dal mix elettrico	Dall'impianto
Silicio amorfo	Alsema, Nieuwlaar (2000)		2,6	1000 carbone 400 ciclo combinato 570 mix UCPTe	50 mix UCPTe
	Kato, Hibinofi (2001)		1,4		12
Thin-film	Kato, Hibinofi (2001)	CdTe	1,2		11
	Raugei, Bargigli, Ulgiati (2006)	CdTe	1,5	450 mix UCPTe	48
		CIS	2,8	450 mix UCPTe	95

Finora i valori riportati nei grafici per l'Italia sono relativi ad un dato medio di insolazione, assunta di 1450 kWh/m²/anno. L'immagine seguente (Fig.4-13) dimostra come tali valori si modifichino se si considerano pannelli installati al Nord o Sud Italia.

Il grafico dimostra come spostandosi da Nord a Sud si possa avere fino al 30% in meno di CO₂ emessa per kWh prodotto.

4. EMISSIONI EVITATE



	1200	1450	1700
■ PC	114	95	81
■ MC-MBR	181	150	128
■ MC-STD	273	226	193
■ FCO2	593	593	593

Fig. 4-13: CO₂ emessa per kWh prodotto in Italia a diversi livelli di insolazione.

Si verifica ora, per le tre tecnologie analizzate, quanta CO₂ sia possibile risparmiare con 1 m² di pannello nei 20 anni di vita utile, tenendo presente l'insolazione media italiana di 1450 kWh/m²/anno (Fig.4-14).

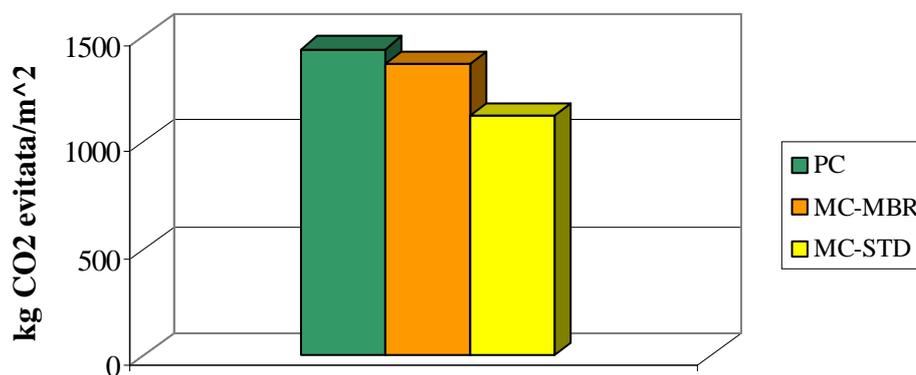


Fig. 4-14: CO₂ evitata per m² di impianto installato in Italia.

Si può vedere come PC e MC-MBR siano molto più vicini di quando venivano considerate le tecnologie applicate a tutto l'impianto di 3 kW. Questo sempre in

virtù della miglior efficienza del silicio monocristallino rispetto al policristallino: il maggior quantitativo di energia spesa nella produzione del monocristallino di tipo MBR è quasi totalmente compensato dalla maggior energia che consente di produrre.

4.2.2 Implicazioni del FV esteso alla superficie italiana

Se si pensasse a questo punto di estendere la superficie di pannellatura installata a più tetti, le quantità di CO₂ risparmiata (per produrre la quantità di energia prodotta in un anno di esercizio di un impianto FV) rispetto all'uso delle tradizionali centrali termoelettriche, aumenterebbero proporzionalmente.

Pensando di voler ricoprire quanta più superficie italiana possibile (indicata con "SUP.") per ridurre al minimo le emissioni di CO₂, si traccia il grafico (Fig.4-15) dell'andamento della quantità R_{CO2} in funzione della superficie ricoperta dai pannelli, dove:

$$R_{CO_2} = \frac{(\text{CO}_2 \text{ emessa in assenza dei pannelli} - \text{CO}_2 \text{ evitata grazie ai pannelli})}{\text{CO}_2 \text{ emessa in assenza dei pannelli}}$$

Aumentando tale superficie, aumenta la CO₂ evitata, fino ad azzerare l'R_{CO2} per una superficie di poco superiore ai 2500 km² che, rispetto alla superficie italiana totale (301.277 km²), rappresentano lo 0,83 %.

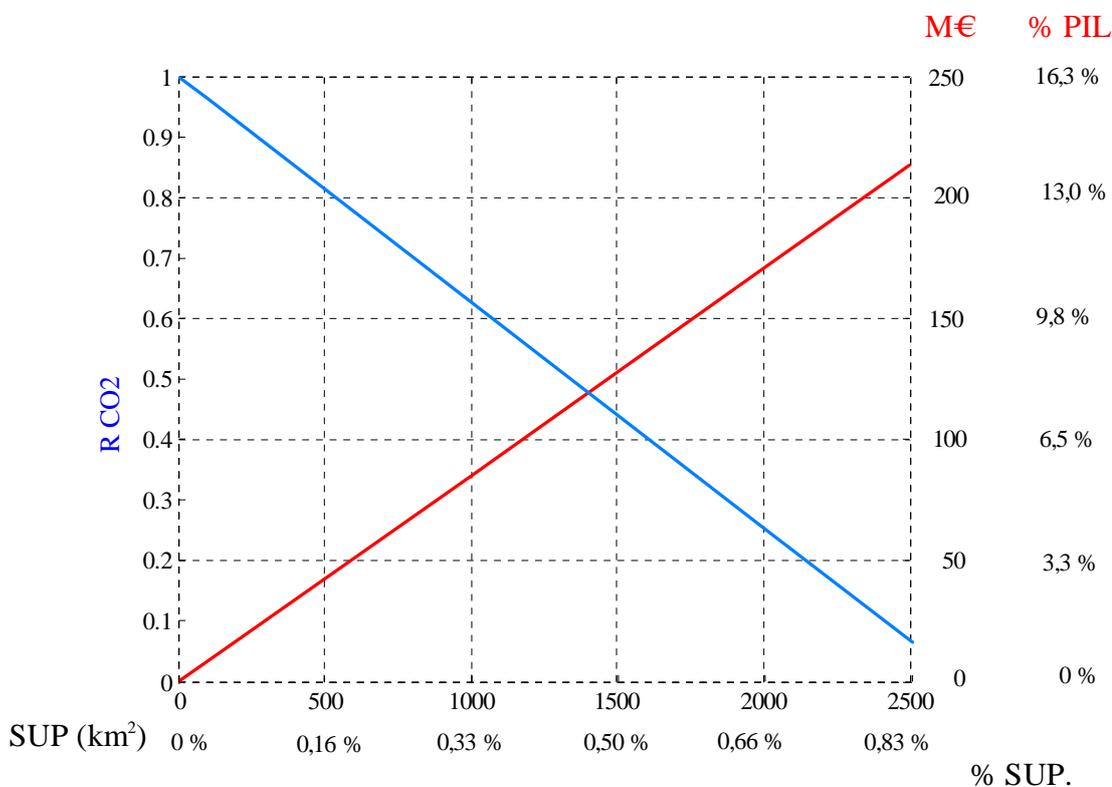


Fig. 4-15: Andamento dell'R_{CO2} e del costo annuo per la comunità in funzione della quantità di superficie rivestita da pannelli in Italia.

4. EMISSIONI EVITATE

La CO₂ emessa è calcolata in base al F_{CO2} italiano per la produzione italiana lorda di energia elettrica che nel 2006 è stata di 314 TWh.

Per una superficie di 2500 km² la producibilità annua è di 390 TWh; per coprire il fabbisogno elettrico italiano annuo basterebbero 2012 km².

Sullo stesso grafico si calcola come crescerebbero i costi per la comunità, in miliardi di euro (M€), se si decidesse di espandere la superficie da ricoprire.

Il costo che la comunità è costretta a sostenere per ogni kWh prodotto da un m² di impianto FV è esprimibile come:

$$\text{Costo del kWh per la comunità} = (\text{INC} + \text{GMANC} - \text{GRIV})$$

dove INC = incentivo corrisposto dal GSE secondo i termini del Conto Energia

GMANC = guadagno perso dalla mancata vendita di quel kWh al proprietario dell'impianto

GRIV = guadagno dalla rivendita del kWh FV immesso in rete, acquistato al prezzo stabilito dal Mercato Elettrico.

Per un impianto di 3 kW installato sul tetto di un'utenza domestica in regime di scambio sul posto l'incentivo è stabilito in 0,44 €/kWh.

Il prezzo medio del kWh per le famiglie all'inizio del 2008 è di 0,18 €

Il prezzo di acquisto dell'energia al 1 marzo 2008 è fissato in 0,076 €/kWh dalla borsa elettrica.

Ne risulta che:

$$\text{Costo per la comunità} = (0,44 + 0,18 - 0,076) = 0,544 \text{ €/kWh}$$

Estendendo l'energia prodotta dai pannelli aumenta linearmente tale costo.

Per osservare l'incidenza sull'economia italiana di un'estensione a livello nazionale degli impianti si fa un confronto col Prodotto Interno Lordo registrato dall'Istat per il 2007, che è stato di 1535,5 miliardi di euro, esprimendo quindi il costo per la comunità in funzione del PIL (% PIL). Si vede che se si decidesse di soddisfare tutto il fabbisogno elettrico nazionale coi pannelli FV, servirebbe una manovra finanziaria pari a circa l'11% del PIL.

Uno studio della Commissione Europea ha rilevato che in Italia la superficie di tetti e coperture disponibili (con orientamento verso sud, est o ovest) è di 370 km², indicando così la massima superficie attualmente ipotizzabile.

Il grafico seguente (Fig.4-16) riporta un ingrandimento relativo di una situazione italiana in cui si pensa di poter pannellare tutte le coperture disponibili con piccoli impianti da 3 kW l'uno. Oltre al decremento dell'R_{CO2} si vuole attestare a quanto ammonterebbe la spesa per finanziare l'installazione di tali superfici: secondo il Conto Energia attualmente il vigore, il GSE dovrebbe retribuire gli incentivi previsti (0,44 €/kWh) durante i 20 anni di vita utile degli impianti.

4. EMISSIONI EVITATE

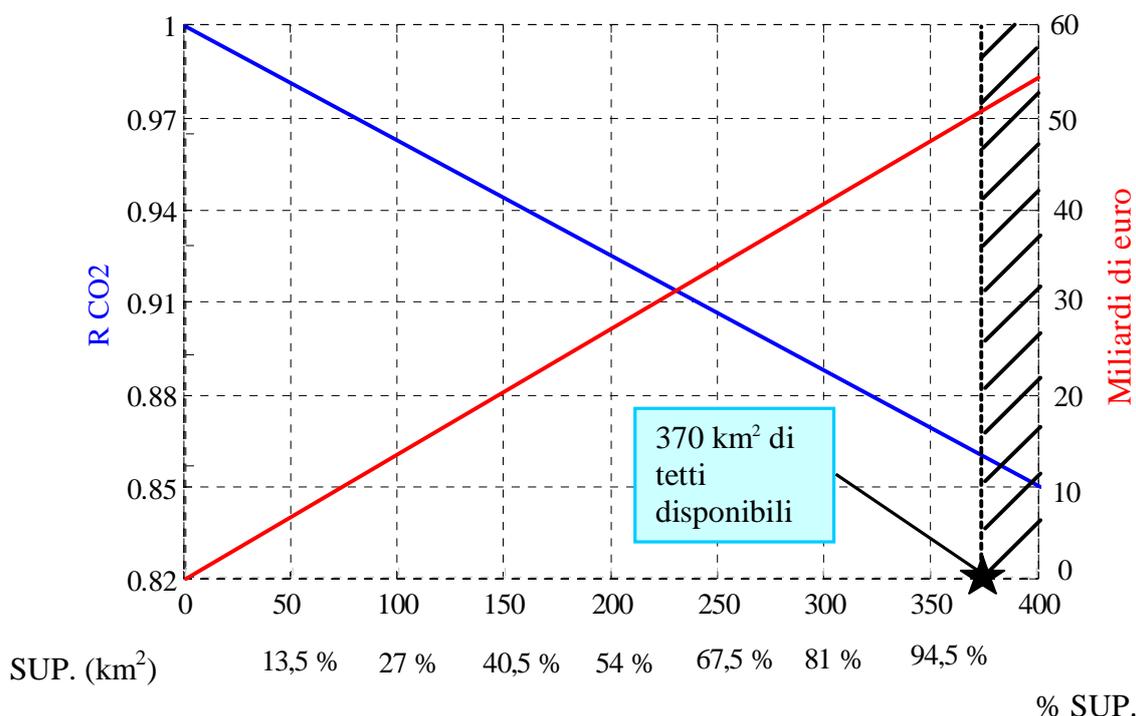


Fig. 4-16: Ingrandimento della miglior situazione attualmente ipotizzabile in Italia.

La potenza installata degli impianti fotovoltaici incentivati dal Conto Energia ha raggiunto, al marzo 2008, oltre 83 MW su tutto il territorio nazionale [58]. Tale potenza si riferisce a 8.030 impianti entrati in esercizio (tra Vecchio e Nuovo Conto energia) da quando è attivo il meccanismo di incentivazione dell'energia prodotta da fotovoltaico gestito dal GSE. Rispetto alla massima superficie ipotizzabile siamo solo allo 0,2%, totalizzando circa 700.000 m² di pannelli.

Il Gestore dei Servizi Elettrici ha riconosciuto, da quando è attivo il Conto Energia, 15 milioni di euro in incentivi.

Al km² l'installazione dei pannelli incentivati per i 20 anni previsti viene a costare 1,37 miliardi di €

Se si arrivasse a coprire di pannelli tutta l'area dei 370 km², immaginando che in tutti gli orientamenti i pannelli ricevano la stessa insolazione, si avrebbe una producibilità annua (tenuto conto del valore medio di 1450 kWh/m²/anno) di 58 TWh l'anno. Se avessi prodotto quest'energia elettrica con le fonti tradizionali (0,593 kg CO₂/kWh) avrei emesso 34*10⁶ tonnellate di CO₂. Con l'installazione dei pannelli se ne risparmierebbero invece 25,3*10⁶ (per un fattore di emissione di 0,15 kg CO₂/kWh), che corrisponde ad un risparmio globale del 74% in CO₂.

Considerando poi la produzione di energia elettrica nazionale annuale, le emissioni di CO₂ ammontano a 1,85*10⁸ tonnellate di CO₂, che, ricoprendo i 370 km², potrebbero essere ridotte del 13,8%.

4.2.3 Tempi di ritorno della CO₂

Si vuole calcolare in quanto tempo la CO₂ prodotta nella costruzione di un impianto da 3 kW verrà pareggiata dal risparmio che questo consentirà una volta messo in funzione (Tab.4-5).

Si prende in esame una situazione che offre un'insolazione media annua di 1700 kWh/m²/anno e ha un rendimento medio di conversione del 37%. Si suppone che le emissioni di CO₂ ammontino a 0,45 kg CO₂/kWh prodotto da un sistema energetico misto.

Tab. 4-5 : Tempi di ritorno della CO₂ per i diversi tipi di silicio.

	PC	MC-MBR	MC-STD
Energia annualmente producibile (kWh)	4243,2	4264,96	4264,96
CO ₂ annualmente evitata (kg)	1909,44	1919,23	1919,23
CO ₂ emessa nella produzione (kg)	4993,65	8070,3	12223,8
CO ₂ PBT (anni)	2,62	4,20	6,37

Nel rimanente tempo di funzionamento l'impianto non produce CO₂ e si parla quindi di puro risparmio.

4.3 CONFRONTO TRA FONTI RINNOVABILI

Si vuole ora fare un confronto su costo del kWh prodotto, tempi di ritorno economici, CO₂ evitata, tra le varie fonti di energia rinnovabile una volte incentivata dal piano attualmente previsto.

Con la Finanziaria 2008, insieme alla Legge 29 novembre 2007, n. 222, viene riformato il regime di incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili.

Per impianti di potenza oltre 1 MW, rimane il regime dei "Certificati Verdi", concessi per 15 anni contro i 12 previsti, prima della Finanziaria 2008, dal Decreto Bersani per gli impianti entrati in esercizio dal 1/4/99 al 31/12/07.

Con il nuovo regime, gli impianti a fonte rinnovabile entrati in esercizio dal 2008 a seguito di nuova costruzione, rifacimento o potenziamento, avranno diritto ad un Certificato Verde, consistente in una somma pari al prodotto della produzione netta di energia elettrica da fonti rinnovabili moltiplicata per un coefficiente diverso da fonte a fonte.

Per i sistemi di potenza elettrica fino a 1 MW, invece, viene introdotta la possibilità, in alternativa ai CV, di scegliere l'incentivazione in "conto energia", come per il fotovoltaico, che prevede tariffe fisse, differenziate per fonte, corrisposte per 15 anni.

La differenza con gli incentivi per il fotovoltaico è che questi non vengono assegnati in base a tutta l'energia elettrica prodotta ma valgono soltanto per quella che viene immessa in rete (non per quella autoconsumata).

4. EMISSIONI EVITATE

Ogni 3 anni potranno essere rivisti, con Decreto Ministeriale, il coefficiente moltiplicativo e la tariffa fissa.

Si riportano in Tab.4-6 le quantità e le soglie di incentivazione previste dalla Finanziaria 2008.

Tab. 4-6: Incentivi previsti dalla Finanziaria 2008 per le fonti di energia rinnovabile.
Nota: N.A. sta a significare che per tale taglia d'impianto non è ammesso lo scambio sul posto.

Fonte/Tecnologia	Taglia	Tariffa incentivante (€/kWh)	Coefficiente CV
Eolico	< 200 kW	0,30	1,0
	> 200 kW	N.A.	1,0
Idraulica	< 1 MW	0,22	1,0
	> 1 MW	N.A.	1,0
Biomasse da scarti	> 1 MW	N.A.	1,1
Biomasse da oli vegetali	> 1 MW	N.A.	1,1

Si deve poi tener presente che gli impianti fino a 20 kW sono considerati destinati alla produzione per autoconsumo di energia, mentre quelle di potenza superiore sono considerati Officine Elettriche (decreto 504 del 1995) per la produzione industriale di energia e sono soggette a un apposito regime normativo e fiscale, con l'obbligo di apertura di Partita Iva.

Si distinguono due possibili applicazioni delle fonti energetiche:

1. uso "domestico": potenze installate molto ridotte (da 1 a 5 kW). In questo caso gli impianti non beneficeranno di eventuali economie per volumi d'acquisto e in alcuni casi la producibilità sarà penalizzata dalla bassa taglia dell'impianto.
 Si tiene presente come forma di incentivazione la tariffa onnicomprensiva per kWh prodotto.
 Per il calcolo del tempo di ritorno si considera un impianto da 3 kW di potenza e un autoconsumo dell'energia prodotta pari a 4000 kWh/anno.
2. impianti di media potenza, di alcuni MW. I costi degli impianti saranno ridotti (in misura diversa a seconda dell'impianto) grazie agli alti volumi d'acquisto.
 Per il calcolo del tempo di ritorno si considera un impianto da 3 MW di potenza e che l'energia elettrica prodotta venga interamente venduta alla rete.
 La forma di incentivazione prevista è quella basata sui Certificati Verdi.

In base alla Legge n. 244 del 24 dicembre 2007 [36] i certificati verdi emessi dal GSE sono collocati sul mercato ad un prezzo pari alla differenza tra il valore di riferimento, fissato in 180 euro per MWh elettrico, e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'AEEG registrato nell'anno precedente. Quest'ultimo nel 2007 è stato di 67,12 €/MWh. Il valore attuale per il 2008 del CV risulta quindi di 112,88 €/MWh [58].

4. EMISSIONI EVITATE

Il valore complessivo ricavato per kWh è dato dalla somma del valore del CV, moltiplicato per il coefficiente relativo alle diverse tecnologie, e dell'attuale prezzo di vendita sul mercato elettrico dell'energia, al 1 marzo 2008 pari a 0,076 €/kWh [59].

Eolico

Il costo per installare un sistema completo decresce in funzione della potenza installata: il costo di un sistema installato "chiavi in mano" è di circa 1.000 €/kW per impianti sopra i 100 kW (macroeolico), per macchine di potenza compresa tra 10 e 20 kW (minieolico) varia dai 2.000-2.500 €/kW e per macchine di taglia più piccola (<20 kW, microeolico) esso può raggiungere i 4.000-5.000 €/kW installato [66].

La producibilità di un impianto eolico è fortemente influenzata dalla velocità del vento che investe le pale. Da un atlante eolico si può vedere come per l'Italia le zone ventose siano ristrette al centro-sud e sulle isole. Per queste zone la velocità media del vento (c) a 25 m dal suolo è di 5-6 m/s [67].

Per una $c = 5$ m/s, plausibilmente presente ad un'altezza di pochi metri dal suolo in un sito mediamente ventoso, la potenza specifica ricavabile dall'aerogeneratore è di 19 W/m² di area del rotore [68]. Se si pensasse di costruire un impianto da 1 kW solamente l'area spazzata dalle pale dovrebbe essere di 53 m², per un diametro quindi di 8,2 m. Per installare una potenza di 3 kW si potrebbe pensare di dividere tale potenza in 2 aerogeneratori del diametro di 10 m, che però dovrebbero essere distanziati di circa 3 volte il loro diametro per evitare interferenze [62], per uno spazio complessivamente occupato in lunghezza di 50 m.

Nello stesso sito ad un'altezza superiore (50 m), tipica per un impianto macroeolico, si può trovare una $c = 6$ m/s, con una potenza specifica di 33 W/m² di area del rotore. La producibilità per 1 kW di un impianto microeolico esposto mediamente alla corrente ventosa di 2000 h/anno risulta di circa 2000 kWh/kW.

Un aerogeneratore di media potenza (per potenze che vanno da 100 a 800 kW e diametri da 20 a 60 m) viene impiantato al suolo con delle fondamenta in cemento che, per un'altezza della torre di 70 m; ogni torre presenta uno scavo di fondazione circolare con diametro di 25 m e profondità di 5 m. Considerato che questa profondità produce un influsso praticamente nullo a livello di superficie, si può affermare che l'area di ingombro per una macchina di media potenza sia ristretta alla pura occupazione del suolo, cioè ad un'area pari ad un quadrato con lato di circa 5 m. Nel caso in questione si immagina di innalzare un parco eolico da 3 MW costituito da 4 turbine da 750 kW, che vanno ad occupare uno spazio di circa 625 m² l'una, per un totale di 2500 m².

Per un aerogeneratore di piccola potenza, adatto ad un uso domestico con potenze di pochi kW, invece, l'altezza della torre è di 10-12 m, con fondamenta di circa 5x5 m² ad una profondità molto più ridotta. Si ritiene ragionevole considerare quale area di ingombro per queste macchine la stessa area delle fondamenta, che potrebbero in parte ostacolare la crescita di piante o l'installazione di altre costruzioni.

Per l'eolico il regime di scambio sul posto è applicabile solo ad impianti di taglia inferiore ai 200 kW [36].

Viene fissata una vita utile di 20 anni per il minieolico e di 25 per il macroeolico.

Biomasse

Nel caso delle biomasse, il coefficiente moltiplicativo applicabile all'energia prodotta ai fini dell'ottenimento dei CV vale 1,1 se le biomasse di alimentazione sono derivati da prodotti agricoli, di allevamento e forestali da "filiera corta", se cioè i prodotti sono ottenuti entro un raggio di 70 chilometri dall'impianto che li utilizza per produrre energia elettrica [36].

Se, invece, si utilizzano per la produzione di energia elettrica biomasse non all'interno di filiere corte, il coefficiente moltiplicativo scende drasticamente a 1,1.

Generalmente gli impianti a biomasse non sono alla portata delle famiglie in senso stretto, perciò questo studio si limita ad impianti di taglia medio-grande, distinguendo due tipi di combustibile utilizzato: uno è realizzato con biomassa vegetale costituita da scarti della potatura, scarti dell'industria del legno e scarti delle lavorazioni agro-industriali; l'altro è realizzato con oli vegetali.

Quale costo del combustibile si sono posti, per il primo caso, 8 €/t, che tengono conto dei costi di trasporto, e per il secondo caso 60 €/t. Per gli oli vegetali si è considerata una resa in semi di 2 tonnellate/ettaro.

Quale energia specifica del combustibile si sono considerato 700 kWh/kg per le biomasse da scarto e 565 kWh/kg nel caso degli oli [69].

Viene considerata una vita utile di 15 anni per entrambi gli impianti.

In questo studio, che esamina per le biomasse impianti da 3 MW, viene considerata solo la situazione in assenza di filiera corta, che sarebbe difficile mantenere viste le quantità di combustibile richieste dagli impianti.

Si fa notare che l'uso di oli vegetali non modificati chimicamente, usati per la produzione elettrica, non prevede l'applicazione di accise.

Idroelettrico

Gli impianti idroelettrici si differenziano in base alla potenza nominale della centrale in:

- ♦ Micro Impianti: potenza < 100 kW;
- ♦ Mini Impianti: potenza compresa tra i 100 ed i 1000 kW;
- ♦ Piccoli Impianti: potenza compresa tra 1 e 10 MW;
- ♦ Grandi Impianti: potenza > 10 MW (in Italia si considerano grandi impianti quelli con potenza superiore a 3 MW).

Attualmente in Italia la grande produzione idroelettrica, considerato il notevole sfruttamento delle risorse operato in questo settore, non sembra proponibile per nuove realizzazioni. Buone prospettive di sviluppo ci sono ancora per il micro-idro. Viene qui considerato solo il caso di un impianto di piccole dimensioni, che può essere installato anche in presenza di portate limitate e salti di pochi metri. I costi di investimento variano, in funzione delle opere civili necessarie, tra i 1.500 e i 2.000 euro/kW [70], considerando che per un impianto fino ai 3-4 kW i costi di progettazione e per le opere idrauliche sono ridotte e quelli per opere civili praticamente nulli.

La vita utile di questi impianti è generalmente molto alta ma prudenzialmente vengono presi a riferimento 25 anni.

Fotovoltaico

Mentre le caratteristiche dei piccoli impianti da 3 kW sono state ampiamente descritte nel corso di questo studio, diverso è l'approccio per gli impianti di grande taglia.

Si è considerato che l'impianto di 3 MW venisse posato a terra, rientrando così nella categoria degli impianti non integrati e ricevendo per questo un incentivo più basso. Per gli impianti a terra l'area occupata per kW è circa il doppio di quelli montati sulle coperture in quanto è necessario lasciare libero uno spazio tra le stringhe di moduli per evitare il reciproco ombreggiamento.

Nonostante si possano meglio ripartire i costi di installazione e dei vari servizi di allacciamento alla rete, gli sconti sul costo dell'impianto da 3 MW rispetto a quello di 3 kW non sono molto consistenti, sia per il fatto che è il costo del modulo ad incidere molto sul prezzo, sia perché nell'impianto a terra si devono considerare le strutture di sostegno in acciaio ed il costo del terreno.

In Tab.4-7 vengono sinteticamente riportati i dati tecnici relativi agli impianti considerati e i risultati in termini di costo del kWh prodotto. In funzione dell'incentivo previsto per ogni tecnologia dalla Finanziaria 2008 vengono poi calcolati i diversi tempi di ritorno economico.

Tab.4-7: Comparazione di vari parametri di riferimento associati alle varie tecnologie e costo del kWh prodotto

Tecnologia	Costo impianto (€/kW)	Dim. impianto (kW)	Producibilità annua (kWh/kW)	Incentivo (€/kWh)	Durata incentivo (anni)	Area occupata (m²/kW)	Area totale (m²)	EPBT (anni)	Tempo ritorno (anni)	Costo kWh (€/kWh)	ton CO2 evitata nella vita utile
MINI Eolico	4.000	3	2000	0,30	15	25	75	1	9,1	0,26	68
MACRO Eolico	1.000	3000	2000	0,19	15	1	3000	0,8	2,6	0,07	86104
Biomasse da scarti	2.500	3000	6500	0,20	15	1000	3 milioni	3	2,0	0,10	127199
Biomasse da bio olio	2.500	3000	7500	0,20	15	66372	199 milioni	5	2,2	0,29	111188
MICRO idro	2.000	3	3700	0,22	15	4	12	0,25	2,6	0,20	196
MINI FV	6.500	3	1050	0,44	20	8	24	3,5	9,3	0,45	40
GRANDE FV	5.800	3000	1050	0,36	20	16	48000	3,5	15,3	0,39	40161

4. EMISSIONI EVITATE

Con uno sguardo alla Fig. 4-17, balza immediatamente all'occhio come, a parità di taglia d'impianto, tra i micro-impianti il costo al kWh per il FV sia superiore a quello prodotto con le altre tecnologie, nonostante gli incentivi corrisposti siano superiori; questo a causa degli alti costi di investimento iniziale e della bassa efficienza del sistema FV. La CO₂ che consente di risparmiare è più bassa rispetto agli altri sistemi, a causa dell'elevato costo energetico necessario alla sua produzione.

La massima quantità di CO₂ evitata si ottiene con il micro-idroelettrico, che ha anche un EPBT bassissimo.

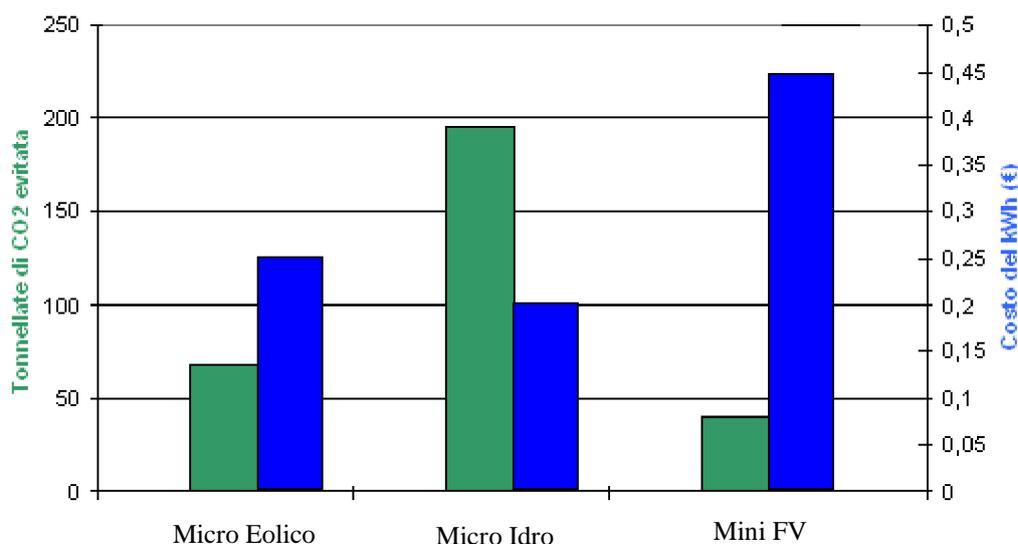


Fig. 4-17: CO₂ evitata e costo del kWh per i micro impianti.

Si può quindi concludere che per le applicazioni di piccola scala il micro-idro, in presenza delle condizioni di salto e portata richieste, si rivelerebbe la soluzione più conveniente sotto tutti gli aspetti. I numeri per il FV e il micro-eolico sono simili: il FV risulta più comodo perché va a ricoprire superfici che rimarrebbero comunque inutilizzate; l'eolico, oltre a richiedere un esborso iniziale minore, risulta molto conveniente nei siti ad elevata velocità del vento.

Anche per applicazioni su larga scala la Fig. 4-18 illustra come il FV sia offra la soluzione meno favorevole per entrambi gli aspetti.

Malgrado l'elevata producibilità, invece, è relativamente alto anche il prezzo del kWh da bio-olio, imputabile all'alto costo del combustibile stesso, che viene coltivato con l'impiego di fertilizzanti ed energia dei macchinari. Per questa tecnica si evidenzia infatti anche un elevato tempo di ritorno energetico.

I bio-oli inoltre sono convenienti in termini di costi ma necessitano di enormi spazi per le coltivazioni; le biomasse da scarti invece trovano un miglior compromesso tra costi e sfruttamento delle risorse.

4. EMISSIONI EVITATE

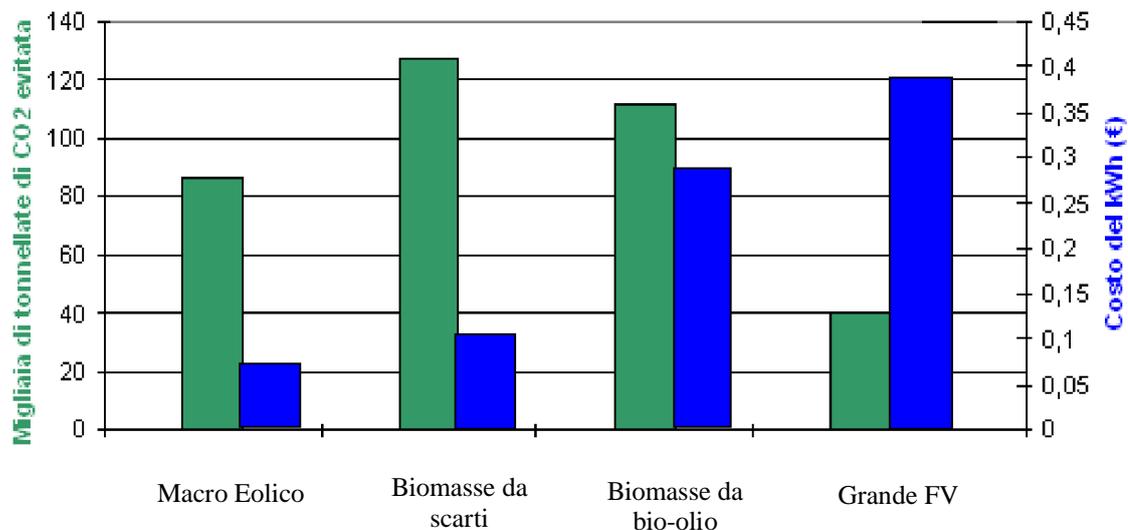


Fig. 4-18: CO₂ evitata e costo del kWh per gli impianti su grande scala.

Per le applicazioni sul larga scala l'eolico diventa la miglior scelta in quanto i costi d'impianto si riducono notevolmente e le superfici occupate sono minime; per contro il sito è vincolato a presentare una corrente ventosa sufficiente.

5. FOTOVOLTAICO ED INCENTIVAZIONI PER LE ENERGIE RINNOVABILI IN EUROPA

Il quadro politico europeo si è dimostrato sensibile alla ricerca di nuove fonti energetiche dal 1997, quando la Commissione Europea ha adottato il “Libro Bianco per una strategia e un piano di azione della Comunità” [31]: le FER (fonti di energia rinnovabile) nel 1996 provvedevano al 6% del consumo energetico totale dell’Unione e l’obiettivo era quello di raddoppiare questo dato entro il 2010.

A livello italiano, nel 1999 il CIPE ha dato corso e attuazione a tale documento, con il “Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili”, in cui si individuavano per ciascuna fonte gli obiettivi quantitativi di diffusione nel 2008-2012.

Circa 3 anni dopo, nel 2000, l’UE pubblica il Libro Verde sull’energia, in cui si manifesta la preoccupazione per la sicurezza degli approvvigionamenti energetici suggerendo, tra l’altro, una politica energetica basata sulla diversificazione delle fonti.

Nel 2001 la Direttiva 2001/77/ CE del Parlamento Europeo promuove la produzione dell’energia elettrica da FER sulla produzione elettrica totale [32]: in Europa dovrebbe salire dal 14% al 22%, fissando un obiettivo diverso per ogni Stato membro della Comunità (che in Italia è del 25%) in funzione delle risorse possedute e dagli usi energetici, lasciando comunque ad ogni Paese la libertà almeno fino al 2005 di scegliere misure ed incentivi in proposito.

Concreto è stato anche l’impegno preso all’interno del Protocollo di Kyoto, adottato già nel 1998 ma entrato in vigore solo nel 2005, per cui l’Europa si è impegnata a ridurre complessivamente dell’8%, nel periodo 2008-2012, le sue emissioni di CO₂ rispetto ai livelli del 1990.

Il 10 gennaio 2007 la Commissione ha adottato un pacchetto legislativo su energia e cambiamenti climatici, invitando il Consiglio e il Parlamento Europeo ad approvare un impegno unilaterale dell’UE a ridurre di almeno il 20% le emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990 entro il 2020 e un obiettivo vincolante per l’UE del 20% di energia da FER entro il 2020. Si tratta di un obiettivo molto ambizioso se paragonato all’attuale 7,5% del contributo sul totale del consumo energetico, che dovrebbe essere affiancato da un contestuale miglioramento delle politiche a sostegno delle rinnovabili.

Oggi l’Europa (UE) è il primo produttore mondiale di energia elettrica da nuove FER, escluso il grande idroelettrico, con una potenza installata a fine 2005 di 61 GW, pari ad oltre un terzo del totale mondiale di 180 GW e di quasi tre volte la potenza installata degli Stati Uniti (Fig.5-1, [61]). Questo primato deriva da un impegno dell’UE che dura dagli anni ’80 e che ha visto alcuni Stati membri, in particolare la Germania, assumere un ruolo di leadership mondiale.

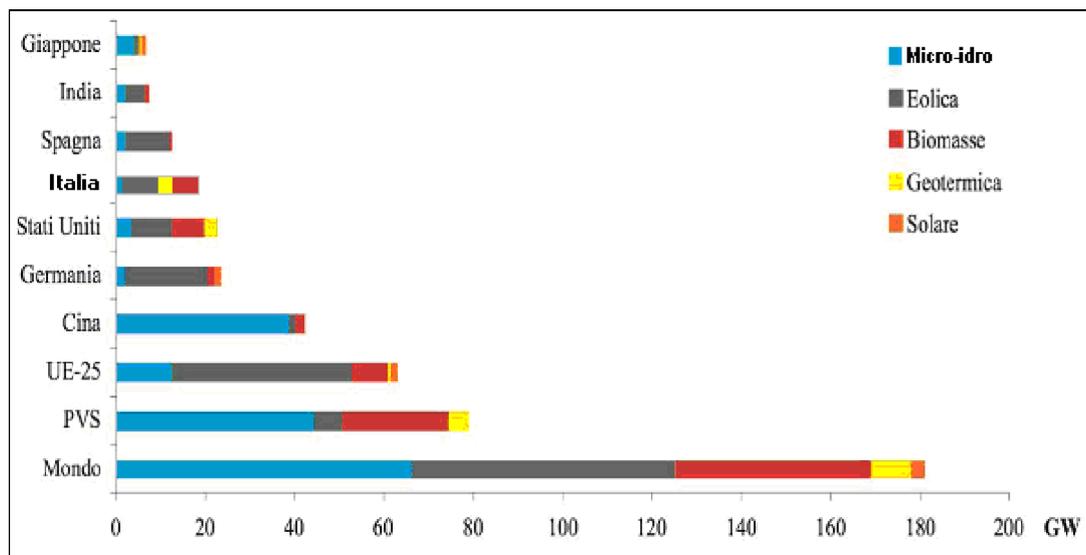


Fig. 5.1: Potenza elettrica da rinnovabili complessiva (GW) installata al 2005, in aree selezionate.

Questo capitolo si propone di valutare, all'interno di questo contesto, l'importanza e la fiducia, misurata anche in termini di gli incentivi messi a disposizione, che la Comunità Europea e alcuni Paesi di peso mondiale per il settore attribuiscono allo sviluppo del fotovoltaico quale fonte di energia rinnovabile.

5.1 IL FOTOVOLTAICO IN EUROPA

Le condizioni del mercato del FV in Europa sono sostanzialmente diverse per ogni singolo Paese. Questo è imputabile a differenze nelle politiche energetiche e nei programmi di sostegno pubblico alle energie rinnovabili e specialmente al FV, così come anche al differente grado di liberalizzazione del mercato elettrico.

Sin dalla fine degli anni '70 l'Unione Europea ha promosso attività di ricerca e sviluppo nel fotovoltaico allo scopo di rendere tale opzione una reale risorsa energetica e un'opportunità di crescita socio economica. Visti i risultati ottenuti nell'arco di oltre 20 anni, il Consiglio Europeo ha promosso nel 2003 l'istituzione di una Piattaforma Tecnologica Europea di settore che mira a mobilitare tutti gli attori verso una Vision europea di lungo termine, assicurando il mantenimento da parte dell'Europa di una leadership industriale.

L'Europa si dichiara infatti interessata a coinvolgere i fiduciari nella formulazione di programmi di ricerca per stabilire una stretta connessione e coordinamento tra industria, ricerca e mercato, e contribuire ad un rapido sviluppo del PV europeo a livello mondiale per la produzione sostenibile di elettricità.

I governi sono però solitamente le istituzioni principali coinvolte nella ricerca per il FV a livello nazionale; le attività vengono per lo più svolte da enti pubblici di ricerca e università e in parte cofinanziate dai Programmi Quadro della UE ma c'è poca coordinazione per la R&S a livello europeo.

La Comunità Europea ha sostenuto, all'interno del 6° Programma Quadro, progetti FV sul medio/lungo termine (tra cui rientrano il Cristal Clear sulle

tecnologie al silicio cristallino e il Full Spectrum sulla terza generazione del FV) per 35 milioni di euro.

Le attività di ricerca a livello nazionale sono organizzate in due modi possibili:

- ♦ per la maggior parte degli Stati sono incluse in un sotto-programma del piano per le FER e l'adesione al FV tra le rinnovabili è differente a seconda del Paese; in alcuni (ad esempio Austria e Danimarca), il FV rappresenta una parte minore, mentre in altri, come in Svezia, Svizzera e Francia, rappresenta una delle aree di priorità.
- ♦ si collocano all'interno di programmi di sviluppo tecnologico più generali. In Grecia, ad esempio, le azioni in campo FV sono finanziate come programmi di ricerca "orizzontali" che coprono uno spettro più ampio delle priorità di ricerca, come il "Programma per la promozione della ricerca industriale". Questo è anche il caso del Portogallo, dove le ricerche sono finanziate o dalla Fondazione per la Scienza e la Tecnologia o dal programma di investimento del Ministero dell'Economia.

In Europa è presente un impegno di ricerca e sviluppo nel settore FV ma, anche se tra gli Stati membri si può osservare uno scambio di *know-how*, l'implementazione di una legislazione di supporto rimane largamente eterogenea e spesso poco efficace.

La mancanza di target nel settore nella legislazione europea conduce al rischio che il mercato FV rimanga ristretto ad un basso numero di Paesi.

La Commissione Europea potrebbe richiedere agli Stati Membri, specialmente nel contesto di adempiere alla direttiva 2001/77/EC a livello di legislazione nazionale, di rimuovere le barriere al FV e che il FV sia sufficientemente promosso.

Dal 2003 il FV in Europa è uno dei settori a più rapido sviluppo, essendo passato da un mercato di nicchia ad applicazioni più vaste con la conseguente creazione di un mercato con un numero sempre crescente di attori e competizione. L'impegno politico all'interno dei vari Stati ha consentito la creazione di un'industria che ha raggiunto una posizione importante a livello mondiale in un breve lasso di tempo. Il target definito nel Libro Bianco Europeo per le Energie Rinnovabili del 1997 è di 3 GW di capacità FV installata entro il 2010 [31].

C'è però da dire che il mercato europeo continua a presentare un forte sbilanciamento, con praticamente solo una Nazione che presenta un forte sviluppo del mercato domestico e solo pochi altri Paesi (Spagna, Italia, Grecia, Francia) che hanno recentemente intrapreso il cammino per lo sviluppo implementando quadri politici attrattivi. In tutti gli altri Membri il mercato e l'industria sono ancora ad uno stadio primitivo o si sono addirittura fermati.

Come illustra il grafico Fig.5-2 [34], la capacità installata nell'Unione Europea durante gli anni 2005 e 2006, relativa agli impianti connessi alla rete, è totalmente concentrata sulla Germania, mentre a poche altre nazioni rimane da spartirsi pochi punti percentuali. I Paesi appartenenti all' UE-25 non citati hanno una potenza installata che rasenta lo zero.

Dal 2005 al 2006 si nota un aumento della potenza complessiva installata e un lieve miglioramento nella distribuzione degli impianti tra i Paesi.

Le prime stime annunciano una capacità aggiuntiva per il 2007 di 1245,7 MWp, che rende possibile raggiungere la capacità totale di 3418,5 MWp, superando così di già gli obiettivi per il 2010. Le applicazioni connesse alla rete continuano a rappresentare la grande maggioranza delle installazioni, con un 99,4% nel 2006.

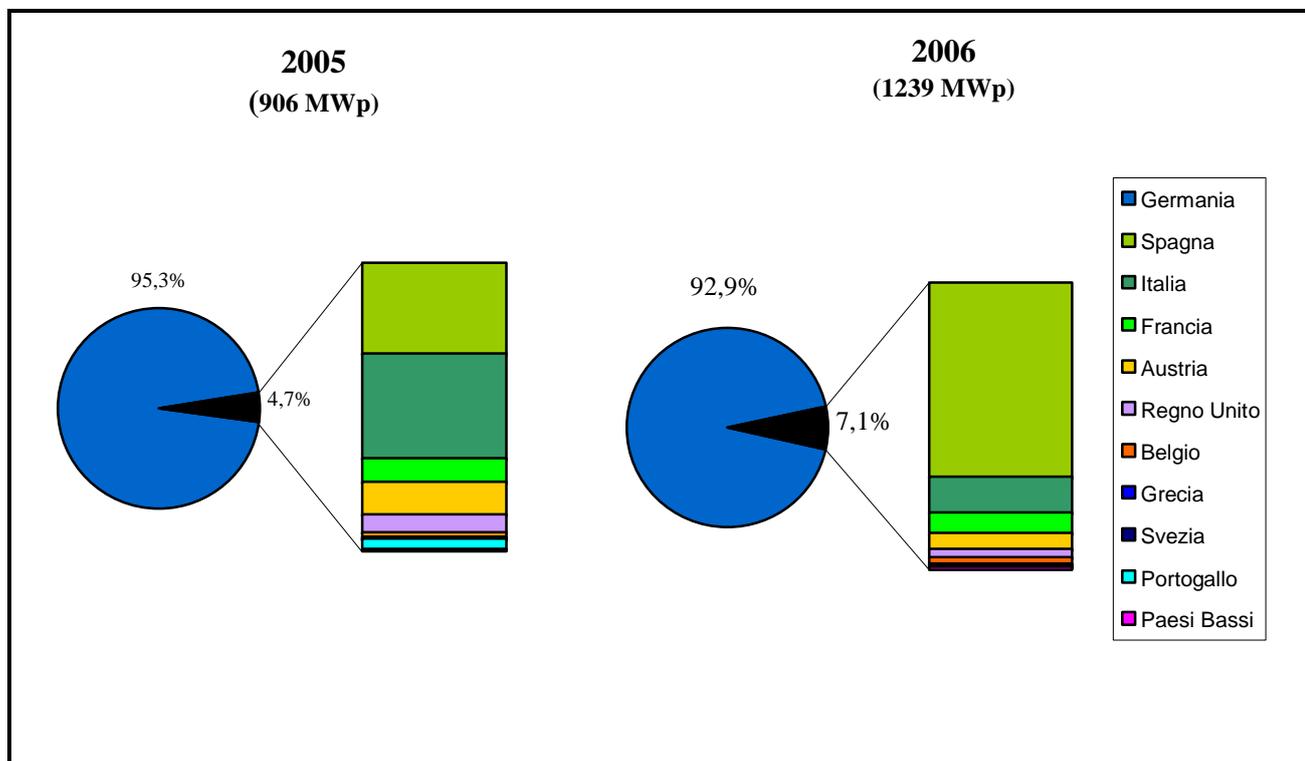


Fig. 5-2: Capacità annualmente installata in Europa.

La potenza fotovoltaica pro capite cresce da 4,7 Wp nel 2005 a 7,4 Wp nel 2006. La media però nasconde una grande varietà di valori: mentre in Germania questo è di 37 Wp/abitante, in Italia è solo 1 Wp/abitante (7° posto in UE in questa classifica).

Secondo l'analisi di EurObservER (Tab.5-1, [34]) la potenza fotovoltaica totale presente nell'UE oggi sarebbe in grado di soddisfare il fabbisogno elettrico di 110.000 abitazione (senza contare il riscaldamento elettrico).

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 al 2010). L'aspetto che però va valutato è che, oltre alla Germania, non sono ancora decollati mercati importanti come quello spagnolo, italiano e francese.

Da sola la Germania ha quasi il 90% del mercato (3.063 MW), mentre gli altri paesi hanno una potenza installata che va da pochi kWp a poche decine di MWp.

Nel 2006 i 60 MW in Spagna hanno duplicato le installazioni già presenti nel 2005, e il mercato per il 2007 prevede di espandersi fino a 200-280 MW, grazie anche a progetti di grossa taglia da 10-20 MW l'uno. La ragione di questa espansione è dovuta all'approvazione nel 2005 del "Plan de Energias Renovables en Espana", attivo fino al 2010.

L'Italia è al terzo posto per potenza installata con circa 58 MWp, con solo un moderato aumento nel 2006 ma col Decreto del Conto Energia del 2007 i target nazionali sono stati spostati a 3.000 MW per il 2016.

Tab. 5-1 : Potenza totale cumulata (MWp) nell'UE.

	2005		2006	
	Installati nel 2005	Totale	Installati nel 2006	Totale
Germania	866,00	1910,00	1153,00	3063,00
Spagna	14,50	57,60	60,50	118,10
Italia	15,60	46,30	11,60	57,90
Francia	5,33	50,78	6,41	51,23
Austria	4,84	26,27	5,00	32,69
Regno Unito	2,71	24,02	2,75	29,02
Belgio	0,80	23,56	2,10	23,60
Grecia	0,90	10,88	1,25	13,63
Svezia	0,37	5,44	0,65	6,69
Cipro	n.a.	4,24	0,52	4,89
Portogallo	0,29	2,06	0,48	4,16
Paesi Bassi	1,70	4,00	0,45	4,07
Irlanda	0,20	2,99	n.a.	3,47
Rep Ceca	0,11	2,65	0,24	2,88
Danimarca	0,36	0,46	0,23	0,98
Slovenia	0,08	0,53	0,18	0,77
Polonia	0,08	0,32	0,11	0,43
Finlandia	0,30	0,18	0,06	0,36
Lussemburgo	0,04	0,30	0,04	0,30
Ungheria	0,02	0,16	n.a.	0,16
Malta	0,01	0,06	0,03	0,06
Lituania	0,00	0,02	0,02	0,05
Estonia	0,00	0,02	0,01	0,04
Slovacchia	0,00	0,00	0,00	0,01
Lettonia	0,00	0,01	0,00	0,01
Total UE	914,24	2172,83	1 245,654	3418,48
NOTA: i dati del 2006 sono una prima stima				

In Francia il nuovo programma *feed-in tariff* è entrato in vigore nel 2006, presentando una potenza installata piuttosto scarsa finora.

Alla luce dei possibili sviluppi in altri mercati che stanno ormai partendo, grazie all'entrata in vigore di specifici incentivi in conto energia (Spagna, Italia, Grecia e Portogallo), l'EPIA, l'associazione europea del settore, ha determinato due scenari di crescita per la fine del 2010. Lo scenario pessimistico (nessun incremento degli attuali incentivi) dovrebbe poter portare la potenza installata in Europa a 7.900 MWp circa. Lo scenario ottimistico (introduzione, continuazione e rafforzamento dei

meccanismi di incentivazione) potrebbe portare la potenza totale installata a 9.900 MWp. EurObserver prevede una installazione al 2010 di 8.700 MWp circa, se verranno confermate le ipotesi di crescita costante intorno al Gigawatt della Germania e di accelerazione delle installazioni del mercato spagnolo, italiano e francese.

Per ottenere la crescita di un mercato più distribuito e ottenere un vantaggio comune sia in termini di leadership industriale che di benefici ambientali, l'Europa dovrebbe quindi focalizzarsi sulle seguenti aree di priorità:

- ◆ stabilire effettive politiche pubbliche per la R&S in cui sia incluso un sufficiente budget che rifletta il potenziale della tecnologia fotovoltaica, con un coordinamento d'azione sia tra il pubblico e l'industria, sia tra gli Stati appartenenti;
- ◆ sviluppare un mercato guidato da meccanismi di supporto efficaci e con regolamenti chiaramente definiti, con l'obiettivo generale di condurre il FV a un mercato capace di auto-sostenersi, con prezzi dell'elettricità competitivi anche a livello globale;
- ◆ promuovere nuovi meccanismi finanziari adatto ai bisogni specifici degli investitori (investimenti di piccola scala, tempi di ritorno lunghi), che coinvolgano sia fonti pubbliche che private;
- ◆ far crescere una consapevolezza tra gli investitori di un'implementazione semplice del FV.

5.2 IL FOTOVOLTAICO NEL MONDO

Il mercato del solare FV nel 2007 ha continuato a crescere, sia nella capacità installata che nella produzione, nonostante lo *shortage* del silicio in atto in tutto il mondo.

A livello mondiale continua a confermarsi il mercato tecnologico con il più elevato tasso di crescita, tanto che ogni due-due anni e mezzo si sta assistendo ad un raddoppio della produzione di celle. Infatti, secondo i dati forniti da Photon International, negli ultimi 2 anni la produzione di celle fotovoltaiche nel mondo è raddoppiata passando da 1.256 MW a fine 2004 a 2.540 MW nel 2006. La potenza del 2006 è cresciuta di 720 MW rispetto al 2005 (+40%).

Il 2006 è stato un anno significativo per l'entrata di un nuovo attore nel mercato globale, la Cina. Approvata la legge nazionale sulle energie rinnovabili nel febbraio 2005, il Governo cinese fissò per il 2020 il target del 10% per la quota di energia prodotta da rinnovabili, un impegno notevole considerato l'attuale 1%. La legge diventò effettiva nel gennaio 2006 ma non c'erano particolari attenzioni rivolte al fotovoltaico. Oggi la domanda domestica di FV non si avvicina neanche lontanamente a seguire il ritmo rapidissimamente crescente della produzione cinese, la quale rimane perciò esclusivamente orientata all'esportazione.

Dopo la Germania, il Giappone rappresenta il secondo protagonista nel panorama mondiale. Gli obiettivi da raggiungere sono stati fissati per 4,8 GWp installati (circa 38 WP/abitante), da confrontare con i 3 GWp dell'Unione Europea. Vista la consuetudine giapponese di far seguire ad un annuncio pubblico come questo anche un effettivo impegno, si è portati a credere che la pressione morale per rispettare l'obiettivo nei tempi prefissati sia più forte che negli altri Paesi, dove i ritardi sarebbero più accettabili.

Mentre la crescita in Giappone è un po' rallentata nel 2006, probabilmente a causa della scadenza del programma di incentivazione, il mercato degli Stati Uniti, che hanno perso ormai da anni la leadership nella produzione, è cresciuto nel 2006 del 33% rispetto al 2005, trainato dal programma californiano "Million Roof Initiative" e da altre iniziative da parte dei singoli Stati.

Le nuove installazioni a livello mondiale nel 2006 sono state di 1.744 MW, come evidenziato dal grafico a lato (Fig.5-3), secondo le stime aggiornate di Solarbuzz [49], registrando una crescita del 19%. Gli Stati Uniti contribuiscono solo per l'8% (140 MW), mentre la Germania conduce il mercato mondiale con 960 MW nel 2006.

Come si può vedere dal grafico dell'andamento delle installazioni nel tempo, tutti i Paesi/Regioni hanno mantenuto un ritmo crescente, accentuato in maniera maggiore nel caso tedesco.

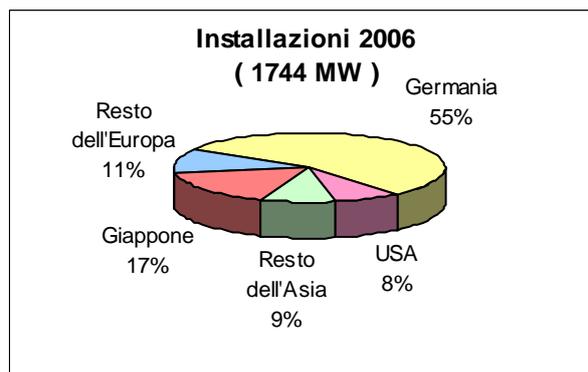


Fig.5-3: Installazioni a livello mondiale nel 2006

La solida predominanza della Germania nel mercato delle installazioni è rafforzato nella Fig. 5-4 [46] in cui si vede che dal 2003 in poi la crescita del mercato ha avuto un andamento costante e ben superiore a quello del Giappone.

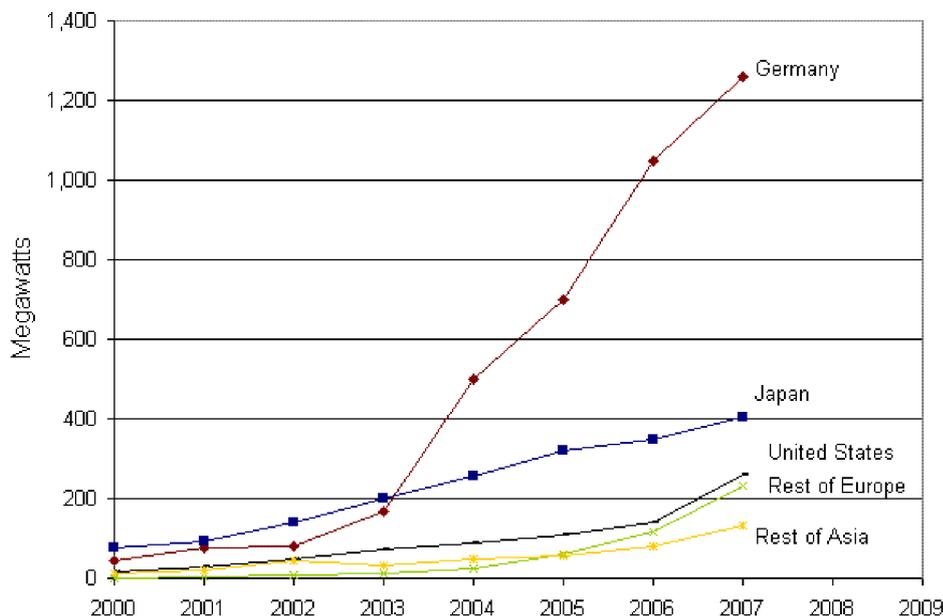


Fig. 5-4: Installazioni annuali FV per aree geografiche dal 2000 al 2007.

L'aumento deciso della capacità totale installata negli ultimi anni è evidenziato dalla curva del grafico in Fig. 5-5. Il 2000, con l'inizio del programma di incentivazione tedesco, è stato il punto di partenza per un ritmo di crescita mondiale in continuo aumento.

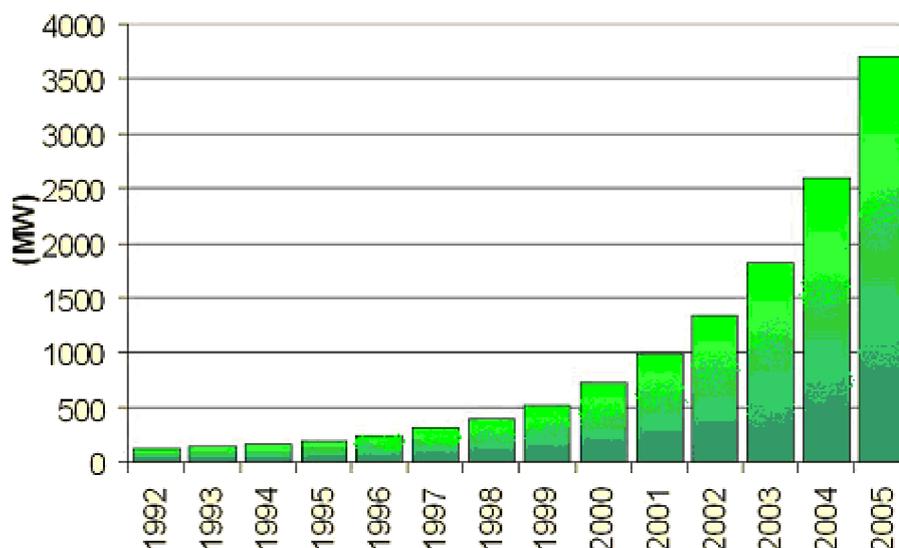


Fig. 5-5: Capacità cumulata installata nel mondo.

Tra i più grandi impianti fotovoltaici costruiti al mondo, un posto di primo piano è occupato dalla Spagna, con impianti molto recenti (Tab.5-2, [61]).

Tab. 5-2: I più grandi impianti al mondo.

	Potenza	Posizione	Descrizione	Costruzione
1	23 MW	Spain, Hoya de Los Vincentes (Murcia)	Parque Solar	Luzentia, 2008
2	20 MW	Spain, Beneixama (Alicante)	Solarpark Beneixama	City Solar AG Accener S.L., 2007
3	14,7 MW (40 MW pianificati)	Germany, Brandis	Solarpark Waldpolenz	juwi GmbH 2007-2008
4	14 MW	USA, Nellis, NV	Nellis Air Force Base, 70000 moduli	SunPower Corp., 2007
5	13,8 MW	Spain, Salamanca	Planta Solar de Salamanca 70000 moduli Kyocera	Avanzalia Solar, S.L. Kyocera Corp. 2007
6	12,7 MW	Spain, Lobosillo (Murcia)	Solarpark Lobosillo, Murcia	Ecostream, 2007
53	3,3 MW	Italia, Serre	Centrale di Serre Persano Centro di ricerca ENEL 60000 moduli, 90% pc e 10% mc.	ENEL, 1995

L'impianto italiano di Serre (Salerno), che negli anni '90 rientrava tra i più grandi al mondo, ricopre oggi solo il 53° posto.

5.3 SITUAZIONE ITALIANA

Il nostro Paese si trova in una situazione energetica particolarmente delicata: non ha infatti sufficienti fonti energetiche fossili o alternative (nucleare e rinnovabili) e l'attuale declino produttivo genera un forte indebitamento nei confronti dei Paesi esteri, motivo per cui si impone l'aumento della produzione di beni esportabili e dell'utilizzo delle fonti energetiche nazionali. È quindi opportuno intervenire con una strategia basata su un sistema energetico sostenibile dal punto di vista ambientale ed economico, promuovendo il ricorso alle fonti rinnovabili.

Per far fronte ai costi esterni associati alle fonti energetiche tradizionali il governo italiano ha introdotto nel 1999 una tassazione sulle emissioni di anidride carbonica, chiamata appunto "carbon tax", che grava sui combustibili fossili in relazione al quantitativo di carbonio emesso durante la combustione. La finalità del tributo è quella di imputare direttamente ai consumatori di tali combustibili i costi esterni associati alle emissioni che il mercato non riesce a comprendere nel prezzo dei prodotti maggiormente inquinanti.

La prima formulazione organica della politica degli incentivi in materia energetica in Italia, è rappresentata dalle due leggi del 1991. La prima di queste liberalizzava l'autoproduzione dell'energia elettrica abolendo la maggior parte dei vincoli precedentemente vigenti e consentendo la cessione all'ENEL della eccedenze di produzione ad un prezzo fissato. L'altra incentivava la costruzione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili attraverso specifici contributi. Entrambe le leggi hanno riscosso un successo limitato dovuto alla scarsa capacità dell'ENEL di accettare le domande e agli scarsi fondi messi a disposizione, rappresentando comunque il primo strumento per stimolare le iniziative rivolte all'uso energetico delle fonti rinnovabili.

In Italia si constata tutt'oggi un utilizzo modesto dell'energia solare rispetto a paesi confinanti, pur avendo delle condizioni di irraggiamento spesso anche migliori; ciò è dovuto ad un circolo vizioso fra la bassa convenienza economica, diffidenza verso tecnologie non ancora ben consolidate e scarsa sensibilità culturale.

L'Italia è coinvolta da tutti gli aspetti dello sviluppo dell'energia fotovoltaica fin dai primi anni '80, periodo in cui l'ENEL ha avviato intense attività di ricerca e sviluppo per una riduzione dei costi dei sistemi, curando la messa in funzione di impianti per il servizio elettrico. Grazie a ricerche su materiali e attività e analisi sulle centrali, alla fine del 1994 il nostro Paese era il primo in Europa in quanto a potenza FV installata con 14,1 MWp. Nonostante questo, durante la seconda metà degli anni 90, la concomitanza col forte supporto fornito dal Governo tedesco al proprio settore del solare, assieme alla privatizzazione dell'azienda elettrica italiana e al succedersi dei governi, risultò in un rapido incremento della capacità tedesca e in una crescita solo modesta in Italia (incremento di 52 MWp e di solo 3 MWp rispettivamente, tra la fine del '95 e la fine del '99). Inoltre anche l'esportazione di moduli decrebbe. Alla fine del '99 la capacità installata in Italia era ferma a 18,5 MWp.

La centrale di 3,3 MWp di Serre (Salerno), attiva dal 1994, era la più grande centrale europea connessa alla rete.

5.3.1 TETTI FOTOVOLTAICI

Nel 1998 il Governo originariamente lanciò il programma di 5 anni “10.000 tetti fotovoltaici” che prevedeva la concessione di contributi in “conto capitale” erogati dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del territorio a soggetti pubblici e privati, finalizzato alla realizzazione nel periodo 2000-2002, di impianti fotovoltaici di piccola potenza, da 1 a 50 kWp, collegati alla rete elettrica di distribuzione in bassa tensione e integrati/installati nelle strutture edilizie.

Seguirono però dei ritardi nello start up ed il programma fu attivato nel 2001, con il Decreto “Programma Tetti fotovoltaico” del 16 marzo, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale.

Per ogni impianto realizzato il contributo era pari al 75% (IVA esclusa) del costo massimo ammissibile, quest'ultimo calcolato anno per anno in funzione dei prezzi di mercato e degli obiettivi del programma stesso. Per la realizzazione degli impianti di potenza compresa tra 1 e 5 kWp il costo massimo riconosciuto dal programma era fissato a 8.000 €/kWp installato. Per gli impianti di potenza superiore, fino a 20 kW, il costo massimo scendeva gradualmente da 8.000 a 7.250 €/kWp installato. La gestione del Programma di incentivazione è stata interamente affidata alle Regioni che ne hanno svolto le funzioni amministrative.

L'energia elettrica prodotta poteva essere autoconsumata e/o ceduta alla rete pubblica facendo ricorso a contratti di “Net metering” (fatturazione, su base annua, dell'energia consumata meno quella prodotta) o attraverso l'adozione di un opportuno prezzo di cessione. Il programma prevedeva un'implementazione in due fasi: si attendeva nella prima fase l'installazione di 10.000 sistemi per un totale di 50 MWp e, a seconda dei risultati ottenuti, in una seconda fase altri 40.000 sistemi per un totale di 200 MWp. La gestione operativa del programma era a cura dell'ENEA.

Conclusa con successo la prima fase (anni 2001-2002), col finanziamento di oltre 2000 impianti, nel 2002 seguì un rifinanziamento del programma, per dare possibilità di finanziamento anche ai progetti che erano stati esclusi in precedenza dal programma per esaurimento dei fondi disponibili.

Il programma, che si è chiuso nel marzo 2003, ha avuto il merito di diffondere la conoscenza della tecnologia, farne intuire l'enorme potenziale di integrazione negli ambienti urbani e accrescere le competenze professionali specifiche del settore; tuttavia il meccanismo di concessione dei contributi basato su bandi regionali ha dimostrato la sua inadeguatezza nel raggiungere i trend di crescita di altri Paesi, considerato che ogni regione impostava i bandi in maniera autonoma, generando un senso di disorientamento negli operatori. Il mercato stesso inoltre è stato costretto a sottostare a un ritmo sincopato alternando momenti di frenetica attività, nei periodi di apertura dei bandi, a tempi di stasi nell'attesa delle graduatorie.

Le caratteristiche degli impianti ammessi ad agevolazioni, infine, sono state limitanti e al termine del programma i livelli di finanziamento in molti casi si sono abbassati oltre la soglia di convenienza economica degli investimenti.

Per questi ed altri motivi il programma “Tetti” non è riuscito a centrare tutti i risultati sperati; la potenza installata complessivamente in Italia alla fine del 2004 si attestava sui 30 MWp [39] contro i 15 del 2001.

Nel corso del 2004 in Italia si sono installati circa 4 MWp contro i quasi 400 della Germania e soprattutto il numero di aziende attive nel settore rimane modesto. Al termine del programma gli operatori del fotovoltaico richiedevano un nuovo meccanismo incentivante che permettesse di creare migliori condizioni di sviluppo,

parametri certi di remunerazione degli investimenti e regole uniche a livello nazionale. Lo strumento più adatto è sembrato essere il cosiddetto “conto energia”, lo stesso che ha permesso alla Germania di divenire in pochi anni il primo mercato del mondo per il fotovoltaico.

5.3.2 IL VECCHIO CONTO ENERGIA – DM 28 Luglio 2005

Per finanziamento in conto energia si intende una modalità di erogazione del contributo per ogni kWh prodotto e consiste nel riconoscimento di un prezzo di vendita agevolato, per un certo numero prefissato di anni, dell’energia prodotta dagli impianti; in altre parole consiste in una vera e propria tariffa incentivante per la cessione dell’energia (“feed-in tariff”). Il pagamento dell’incentivo ricade sull’acquirente dell’energia. Questa soluzione consente, a differenza dei contributi in conto capitale, una maggiore continuità del mercato, che non rimane in attesa di bandi, e rappresenta un incentivo a costruire impianti ad elevato rendimento e a lunga durata. Inoltre garantisce un’adeguata remunerazione a investimenti altrimenti non sostenibili e rappresenta nel panorama europeo una delle modalità più diffuse per il sostegno alle fonti rinnovabili d’energia.

Con quasi un anno di ritardo rispetto a quanto previsto dal D.Lgs. 387/03, il finanziamento in conto energia per impianti fotovoltaici viene introdotto in Italia dal Decreto del 28 Luglio 2005 e codificato dalla Delibera 188/05 dell’AEEG (l’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas) che identifica nel GRTN (ora chiamato GSE, Gestore dei Servizi Elettrici) il soggetto responsabile della gestione del finanziamento.

Il Conto Energia ha introdotto un’innovazione fondamentale: passare dai contributi a fondo perduto versati in un’unica soluzione (del Programma Tetti Fotovoltaici), ad un contributo graduale nel tempo e commisurato all’effettiva produzione di energia elettrica fotovoltaica da parte dell’impianto solare.

Venivano finanziati impianti di taglia compresa tra 1 e 1.000 kWp entrati in esercizio dopo il 30 settembre 2005 suddividendo le potenze installabili in 3 scaglioni cui spettano tariffe incentivanti diverse e diversi meccanismi di ammissione all’incentivo:

Tab. 5-3: Tariffe incentivanti fissate dal DM 28 Luglio 2005.

Taglia dell’impianto	Tariffa corrisposta
tra 1 e 20 kWp	0,445 €/kWh
tra 20 e 50 kWp	0,460 €/kWh
tra 50 e 1.000 kWp	0,490 €/kWh (valore massimo soggetto a gara)

È prevista una decurtazione del 5% l’anno per gli impianti realizzati dopo il 2006. Dopo 20 anni termina il regime incentivante e rimane solo il regime Acquirente unico.

Tra le caratteristiche del meccanismo introdotto dal decreto vi era l’ammissione al finanziamento degli impianti realizzati al suolo, l’assenza di incentivi particolari

(come invece avveniva in Germania) per impianti integrati nelle strutture edilizie e l'esclusione degli impianti che utilizzavano i film sottili.

L'aspetto che fin da subito ha sollevato perplessità tra gli operatori del settore è l'introduzione di un tetto di potenza incentivabile dal programma: venne stabilito infatti che potevano essere ammessi al finanziamento solo 100 MWp complessivi, di cui 60 MWp per impianti al di sotto dei 50 kWp, che venivano ordinati trimestralmente in base all'ordine d'arrivo delle domande, e 40 MWp per impianti al di sopra di tale taglia che invece venivano ordinati a seconda della tariffa incentivante richiesta. Già dalla primissima scadenza trimestrale apparve evidente che le soglie limite introdotte erano inadeguate, dato che in soli 12 giorni arrivarono al GRTN domande per più di 88 MWp e alla successiva scadenza di dicembre entrambe le quote erano ampiamente superate.

Altri limiti furono la difficoltà nell'accesso alle tariffe tramite domande e graduatorie e procedure burocratiche complesse, fattori che hanno rappresentato un forte ostacolo allo sviluppo del fotovoltaico nella prima fase (2005-2006), pur registrando dei primi risultati.

5.3.3 Il DM 6 Febbraio 2006

Ad arginare la situazione intervenne il DM del 6 Febbraio 2006 che attuava alcune modifiche molto importanti come l'introduzione di una maggiorazione del 10% della tariffa per gli impianti integrati e l'ammissione all'incentivo degli impianti che utilizzano film sottili. Manca però di riparare quella che sembra una grave "falla" del sistema italiano di conto energia per il fotovoltaico: il tetto di potenza incentivabile.

Il nuovo decreto infatti sposta a 500 MWp complessivi la potenza finanziabile dal programma e a 1.000 MWp l'obiettivo per il nostro Paese al 2015, fissando anche dei limiti annuali di potenza finanziabile (60 MWp per gli impianti al di sotto dei 50 kWp e 25 MWp per gli impianti al di sopra). Il decreto fissa inoltre 4 mesi all'anno in cui potranno essere inoltrate le domande. Già nel primo giorno di marzo 2006, primo giorno utile per l'invio delle nuove domande, il direttore del GRTN dichiara siano arrivate domande per più di 80 MWp.

5.3.4 IL NUOVO CONTO ENERGIA – DM 19 febbraio 2007

Il nuovo Decreto è stato approvato il 19 febbraio 2007 da parte del Ministro del Sviluppo Economico Pierluigi Bersani e del Ministro dell'Ambiente del governo di centro-sinistra Alfonso Pecoraro Scanio e pubblicato nella Gazzetta Ufficiale. Consiste in un meccanismo totalmente nuovo che cambia sensibilmente il meccanismo di incentivazione introdotto con il Decreto 28 luglio 2005 e successive modificazioni, approvato dal governo di centro-destra. Il nuovo conto energia rappresenta una svolta storica per lo sviluppo del settore del solare in Italia, introducendo semplificazioni e migliorie che hanno permesso un vero rilancio del settore.

Tra le principali novità del nuovo Decreto vi sono l'eliminazione delle graduatorie e del tetto massimo della potenza installata. È previsto soltanto un tetto di potenza complessiva installata pari a 1200 MW, raggiunto il quale i soggetti privati avranno ancora ulteriori quattordici mesi di tempo per installare gli impianti, mentre per gli Enti Pubblici tale termine è esteso a ventiquattro mesi. È stato fissato infatti un obiettivo di 3000 MW di fotovoltaico da installare entro il 2016, dei quali

1200 MW incentivabili da subito e il resto sulla base di un provvedimento da definire successivamente. Al momento dell'avvio del Conto Energia in Italia erano installati circa 50 MW. Gli impianti dovranno essere almeno di 1 kWp di potenza, mentre assoluta libertà è lasciata per la potenza massima installabile. L'ammontare degli incentivi per kWh di energia prodotta varia in funzione di dove è installato l'impianto e del livello di integrazione negli edifici o nelle superfici su cui è installato.

Per impianti fotovoltaici “non integrati” si intendono quelli i cui moduli sono installati:

- a) a terra;
- b) in modo non complanare alle superfici su cui sono fissati.

Per impianti fotovoltaici “parzialmente integrati” si intende quando i moduli sono installati:

- a) su tetti piani e terrazze di edifici e fabbricati;
- b) in modo complanare alle superfici di edifici su cui sono fissati.

Per impianti fotovoltaici “integrati” si intende quando i moduli hanno le seguenti funzioni:

- a) sostituiscono i rivestimenti di tetti, coperture, facciate avendo la stessa inclinazione e funzionalità architettonica;
- b) sostituiscono la parte trasparente e semitrasparente di facciate e lucernari, garantendo l'illuminamento naturale degli ambienti interni dell'edificio;
- c) i moduli e i relativi sistemi di supporto costituiscono la struttura di copertura di pensiline, pergole e tettoie.

Gli impianti installati sul tetto, tipicamente fissati alla copertura tramite un telaio in alluminio, analizzati in questa trattazione sono quelli parzialmente integrati. Se tali impianti andassero propriamente a sostituire le tegole del tetto rientrerebbero nella terza categoria.

Nella pagina seguente si trova uno schema che riassume le tipologie di impianto e le relative tariffe di incentivazione, riportando anche quali tipi di premi vengono concessi.

Tab. 5-4: Nuovo Conto Energia, agevolazioni e termini di applicazione

		Taglia d'impianto									
		Imp. non integrati			Imp. parzialmente integrati			Imp. integrati architettonicamente			
NOTE	Potenza installata	1-3 kWp	3-20 kWp	> 20 kWp	1-3 kWp	3-20 kWp	> 20 kWp	1-3 kWp	3-20 kWp	> 20 kWp	
			a scelta: scambio sul posto o cessione in rete		cessione in rete	a scelta: scambio sul posto o cessione in rete		cessione in rete	a scelta: scambio sul posto o cessione in rete		cessione in rete
		Tariffa incentivante	€kWh	0,40	0,38	0,36	0,44	0,42	0,40	0,49	0,46
		Energia avente diritto all'incentivo	Solo su energia autoconsumata se scambio sul posto - altrimenti su tutta la produzione		Tutta la produzione	Solo su energia autoconsumata se scambio sul posto - altrimenti su tutta la produzione		Tutta la produzione	Solo su energia autoconsumata se scambio sul posto - altrimenti su tutta la produzione		Tutta la produzione
Premi non cumulabili tra loro	Premio Autoproduttore (70% energia prodotta consumata)			+ 5 %							
	Premio per scuola pubblica e struttura sanitaria		+ 5 %								
	Premio per impianti integrati architettonicamente in strutt. edilizie di destinazione agricola in sostituzione di coperture in amianto								+ 5 %		
	Premio per enti pubblici locali con popolaz. inferiore a 5.000 abitanti		+ 5 %								
Tariffe per impianti entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2008	Remunerazione energia elettrica prodotta dall'impianto	Modalità	Scambio sul posto per impianti fino a 20 kWp: 0,15 – 0,20 €/kWh								
			Per cessione dell'energia alla rete: 0,070 – 0,095 €/kWh								
	Totale remunerazione valida per 20 anni	Scambio sul posto (€/kWh)	0,55 – 0,60	0,53 – 0,58		0,59 – 0,64	0,57 – 0,62		0,64 – 0,69	0,61 – 0,66	
	Cessione in rete (€/kWh)	0,47 – 0,495	0,45 – 0,475	0,43 – 0,455	0,51 – 0,535	0,49 – 0,515	0,47 – 0,495	0,56 – 0,585	0,53 – 0,55	0,51 – 0,535	
	Durata incentivo	costante in moneta corrente in tutto il periodo dei 20 anni									
	Degressione annuale della tariffa incentivante per nuovi impianti	Per impianti entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2008 e fino al 31 dicembre 2010 le tariffe subiscono una decurtazione del 2% per ogni anno a partire dal 2008									

5.3.5 Misure incentivanti

L'utente può inoltrare una richiesta di connessione in rete alla Società Elettrica di Distribuzione locale (gestori di rete: Enel, ACEA, ecc.), con allegato il progetto preliminare dell'impianto e l'eventuale opzione per lo scambio sul posto per gli impianti fino a 20 kW, e poi procedere direttamente alla realizzazione dell'impianto, senza attendere nessuna autorizzazione.

Rispetto all'ente locale gli impianti fotovoltaici godono di un regime di autorizzazione semplificato che si traduce nella necessità della sola DIA (Dichiarazione di Inizio Attività) da presentare al Comune come per qualsiasi intervento di manutenzione straordinaria, a meno di ubicazione in aree protette. Solo gli impianti di potenza superiore a 20 kW, non integrati e non parzialmente integrati, sono considerati "industriali" e pertanto soggetti alle verifiche ambientali (DPR 12/4/1996 e s.m.). Nei casi in cui la DIA non sia sufficiente occorre comunque un unico provvedimento autorizzativo. Non appena l'impianto è stato ultimato si deve trasmettere al gestore di rete la comunicazione di fine lavori.

Se l'impianto ha una potenza compresa tra 1 e 20 kWp l'utente può scegliere tra due modalità di incentivo:

1) Scambio sul posto (Net metering)

Il GSE, oltre a comprare l'energia prodotta dall'impianto, già soggetta alla tariffa incentivante, permette di utilizzare la stessa energia per il proprio fabbisogno, risparmiando circa 0,18 €/kWh utilizzato. Quindi il totale dell'incentivo è dato dalla somma della tariffa incentivante pagata dal GSE e dal risparmio dovuto al fatto che non si acquista più quell'energia l'energia dalla rete. In pratica: più energia viene prodotta dall'utente, maggiore sarà il ricavo economico oltre al risparmio della bolletta.

L'energia prodotta in eccesso non è remunerata ma rimane disponibile per il suo utilizzo fino ad un massimo di 3 anni. In caso non venisse utilizzata verrebbe "regalata" al gestore di rete, motivo per cui è sconsigliato sovradimensionare l'impianto.

È il meccanismo più conveniente nel caso di impianti installati su abitazioni o edifici in cui si possa avere il consumo immediato dell'energia prodotta, o per chi utilizza l'energia la notte, quando l'impianto non produce.

2) Vendita

L'energia incentivata e remunerata dal GSE è tutta quella prodotta dall'impianto.

L'energia può essere:

- a. immessa tutta o in parte nella rete del distributore locale (venduta);
- b. utilizzata tutta o in parte per proprio consumo (solo nei momenti di produttività dei pannelli, per esempio non di notte) e l'eccesso di energia non consumata viene venduta al distributore locale per circa 8 c€/kWh prodotta. La remunerazione dipende dal tipo di contratto di vendita (generalmente l'energia sarà ritirata dall'impresa distributrice al prezzo amministrato garantito, oggi pari a circa 0,096 euro/kWh).

Quindi il totale dell'incentivo è dato dalla somma della tariffa incentivante pagata dal GSE e dalla vendita dell'energia alla rete.

Se l'impianto fotovoltaico non produce l'intero fabbisogno energetico richiesto dall'utenza, questa lo assorbe normalmente dalla rete elettrica al costo per kWh

stabilito nel contratto di fornitura (mediamente 18 c€/kWh). Altrimenti se l'utente, in base allo scambio sul posto, ha accumulato del "credito in energia" questo può essere consumato.

5.3.6 Confronto Vecchio-Nuovo Conto Energia

Si analizzano le differenze tra i due decreti, considerando che, essendo rimasti immutati i meccanismi di cessione dell'energia alla rete (scambio sul posto per gli impianti sotto i 20 kW e Decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 per gli impianti sopra i 20 kW) e le relative tariffe elettriche, il parametro che determina la diversa convenienza economica dell'investimento è il valore della tariffa incentivante. Come si può vedere dalla tabella successiva (Tab.5-5) valida per gli impianti parzialmente integrati, il nuovo decreto presenta una maggiore graduazione delle tariffe incentivanti.

Tab. 5-5: Confronto tariffe Nuovo e Vecchio Conto Energia.

Potenza dell'impianto (kW)	NUOVO C.E. (c€/kWh)	VECCHIO C.E. (c€/kWh) *
1-3	44	44,5
3-20	42	44,5
> 20	40	46 fino a 50 kW, 49 con gara tra 50 kW e 1 MW

*dal 2007 ridotte del 5%

Come evidenziato, le tariffe del nuovo conto energia sono inferiori alle precedenti per tutte le fasce di potenza.

Anche nei casi che coinvolgono gli impianti non integrati, le nuove tariffe sono inferiori alle precedenti, pur considerando l'aumento del 5% della tariffa per gli impianti di potenza superiore a 3 kW, condizionato all'autoconsumo di almeno il 70% dell'energia prodotta ed inteso a favorire le situazioni in cui l'installazione su edifici non sia possibile e tuttavia il soggetto responsabile sia in grado di utilizzare direttamente l'energia prodotta.

Gli unici impianti che accedono ad un'incentivazione decisamente più elevata che nel vecchio conto energia sono quelli integrati architettonicamente. Per la valutazione dell'effettiva convenienza economica bisognerebbe però valutare anche i maggiori costi costruttivi (dal 10 al 15 % in più) e le problematiche funzionali e strutturali di non facile soluzione connesse alla realizzazione di questo tipo d'interventi.

In merito al confronto si possono fare alcune considerazioni:

- 1) Agli impianti costruiti al suolo sono associate tariffe nettamente inferiori a quelle precedenti. Il nuovo decreto, infatti, attribuisce esplicitamente al vecchio decreto "un eccessivo squilibrio a favore della realizzazione di grandi impianti installati a terra". Si potrebbe però osservare che gli impianti di grossa taglia, dell'ordine di qualche MW, sono quelli che forse consentirebbero di accrescere più rapidamente la potenza installata (come succede oggi in Spagna), e quindi raggiungere le economie di scala necessarie per l'indispensabile riduzione dei prezzi del mercato fotovoltaico. Questo obiettivo viene ostacolato dal nuovo

decreto, considerando che tali impianti possono essere realizzati principalmente a terra, anche utilizzando terreni marginali, improduttivi o degradati come le discariche. La riduzione di potenza installata che si determinerà, potrà trovare delle difficoltà nell'essere compensata dall'auspicabile crescita delle installazioni di impianti integrati negli edifici, per loro natura di potenza media o piccola.

- 2) In prospettiva futura, il quadro tariffario del nuovo decreto appare meno negativo del precedente perché la decurtazione annuale delle tariffe è del 2% invece che del 5%, ma, d'altro canto, bisogna considerare che il nuovo decreto, come quello precedente, non prevede l'adeguamento annuale al costo della vita delle tariffe incentivanti concesse ad ogni impianto, durante i vent'anni di applicazione, ma solo all'andamento dei prezzi dei prodotti energetici e dei componenti per gli impianti fotovoltaici ed eventualmente solo dal 2010. Quest'aspetto potrebbe far percepire l'investimento come rischioso rispetto all'andamento dell'inflazione.
- 3) Sia il nuovo decreto che il vecchio prevedono la possibilità di cumulare alle tariffe incentivanti anche contributi in conto capitale fino al 20% per la realizzazione degli impianti.

5.3.7 Disciplina fiscale

L'Agenzia delle Entrate ha emanato in data 19/7/2007 la Circolare n.46/E concernente la "Disciplina fiscale degli incentivi per gli impianti fotovoltaici". Si premette che, ove l'impianto sia in parte utilizzato per fini privati o comunque estranei all'esercizio di impresa, non sia ammessa in detrazione l'IVA corrispondente alla quota imputabile a tali utilizzi.

Per quanto concerne il trattamento fiscale della tariffa incentivante occorre sottolineare che l'Amministrazione finanziaria ha chiarito che la stessa non è mai soggetta ad IVA, in quanto la tariffa incentivante si configura come un contributo a fondo perduto, mentre, ai fini dell'imposizione diretta, le somme corrisposte a titolo di tariffa incentivante assumono rilevanza qualora l'impianto venga utilizzato nell'ambito di una attività di impresa.

L'Amministrazione finanziaria ha opportunamente distinto la disciplina fiscale a seconda se il soggetto percettore sia:

- A. persona fisica, ente non commerciale o condominio che produce ed utilizza in tutto o in parte l'energia prodotta, destinando l'eventuale eccedenza allo "scambio sul posto" o alla vendita. In questo caso, dal punto di vista tributario, la tariffa incentivante percepita dal responsabile dell'impianto non assume alcuna rilevanza, sia ai fini IVA, in assenza dei presupposti soggettivi ed oggettivi del tributo, sia ai fini delle imposte dirette, configurando un contributo a fondo perduto.

Per gli impianti di potenza ≤ 20 kW, destinati a far fronte agli usi domestici dell'abitazione o sede dell'utente, la vendita dell'energia in esubero non realizza attività commerciale e pertanto la tariffa corrisposta non assume rilevanza né ai fini delle imposte dirette né ai fini della ritenuta del 4%.

Per gli impianti di potenza > 20 kW, ai quali, si ricorda, non è applicabile la disciplina dello scambio sul posto, l'energia prodotta in eccesso e venduta realizza l'esercizio di impresa commerciale indipendentemente dalla destinazione dell'impianto ai bisogni energetici dell'abitazione o della sede dell'ente.

- B. persona fisica ed associazione professionale che realizza un impianto fotovoltaico nell'ambito di una attività commerciale. Per tali soggetti la tariffa incentivante costituisce sempre un contributo in conto esercizio fiscalmente rilevante. In tale circostanza infatti l'impianto realizzato viene ad assumere la qualifica di bene strumentale e quale bene relativo all'impresa (al pari di un qualsiasi altro bene) parteciperà alla determinazione del reddito d'impresa.
- C. persona fisica che svolge un'attività di lavoro autonomo, o associazione professionale, che produce e utilizza in tutto o in parte l'energia fotovoltaica nell'ambito della propria attività di lavoro autonomo. In questo caso i contributi, corrisposti a titolo di tariffa incentivante per l'energia fotovoltaico prodotta e consumata direttamente dal professionista, non possono essere considerati rilevanti nella determinazione del reddito di lavoro autonomo.

5.3.8 Mercato FV

Attualmente, il settore FV in Italia vede la presenza dei seguenti operatori:

- a) 8 società nazionali produttrici di componenti e apparecchiature (moduli FV, inverter, regolatori di tensione, quadri elettrici, ecc.)
- b) 15 distributori di apparecchiature e componenti prodotti all'estero
- c) 20 società dedicate alla sistemistica (progettazione e installazione di impianti complessi)

Il fatturato delle filiera imprenditoriale in Italia nel 2007 può essere stimato in circa 48 milioni di euro, 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 e 145 milioni in Austria.

In Fig.5-6 si evidenziano i risultati ottenuti all'interno dei programma a favore del FV che si sono succeduti in Italia.

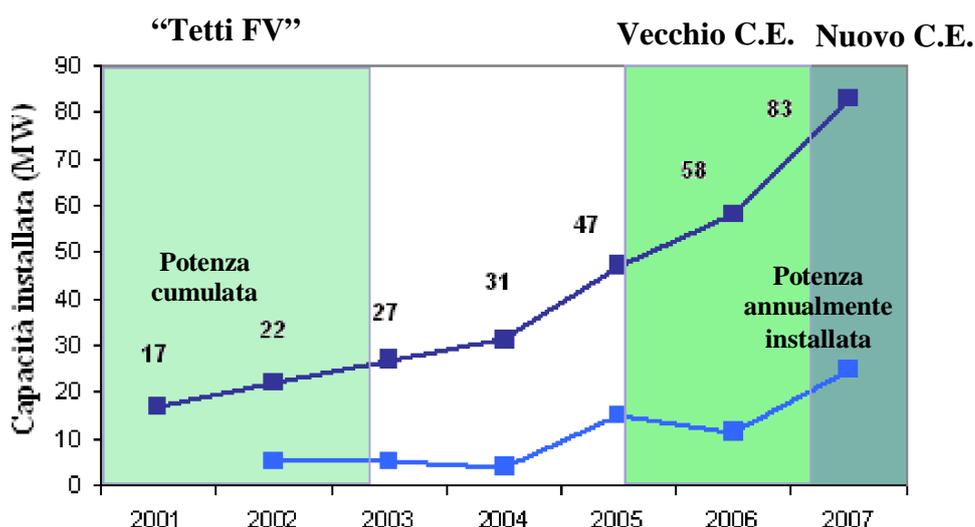


Fig.5-6: Capacità annualmente installata e cumulata in Italia all'interno dei vari Programmi.

All'inizio del 2008 la capacità installata in Italia è quantificata in 83 MW. Si attendono ora i risultati dei primi mesi di installazioni grazie al Nuovo Conto Energia per verificare la raggiungibilità del target dei 3.000 MW nel 2016.

Secondo i dati dell'osservatorio ONEFA [66] il contributo più ampio alla diffusione del FV potrebbe arrivare dal settore residenziale con una produzione di 43.160 GWh, seguito da quello industriale con 23.100 GWh. Al settore agricolo vengono attribuite le potenzialità più limitate.

5.4 GERMANIA

Il modello tedesco sembra rappresentare l'esempio da imitare sotto ogni punto di vista. Quello che colpisce di più è l'aspetto normativo tedesco e la reale volontà politica di realizzare uno sviluppo delle energie sostenibili.

La legge tedesca sulle fonti rinnovabili nasce nel lontano 1991 e oggi conta un settore con oltre 230.000 lavoratori occupati. Le normative tedesche hanno sostenuto lo sviluppo del nuovo mercato soprattutto mediante il riconoscimento di tariffe incentivanti ai produttori di energia. Grazie a questa lungimiranza politica oggi la Germania è il paese leader mondiale nell'esportazione delle tecnologie ad energia rinnovabile.

5.4.1 L'INTERESSE PER L'AMBIENTE

L'ambientalismo in Germania emerse sotto forma di movimenti sociali tra gli anni '60 e i primi '70 e crebbe fino a diventare il punto di forza nelle politiche della corrente principale della metà degli anni '80, dopo che i gruppi ambientalisti locali riunirono le forze per creare un partito verde nazionale. Il *Green Party* emerse nel periodo delle crescenti disillusioni verso i tre maggiori partiti in Germania che totalizzavano il 99% dell'elettorato nella metà degli anni '70.

Grandi tematiche ambientali quali la distruzione della Foresta Nera a causa delle piogge acide e gli inquinamenti chimici del Reno negli anni '70, erano i punti forti della causa Verde, così come il disastro di Chernobyl nel 1986. Il Partito Verde emerse come reale alternativa ai tradizionali, cosa che gli consentì di giocare un ruolo importante nei problemi ambientali nell'agenda politica domestica degli anni '80-'90.

Nel 1998 il Green Party raggiunse un nuovo apice di supporto, prendendo voti sufficienti a partecipare alla coalizione nazionale dominante con il Partito Democratico Socialista. La durata di questa coalizione Rosso-Verde testimonia l'importanza e la centralità delle tematiche ambientali nella consapevolezza della politica tedesca.

I rappresentanti del Partito Verde in Parlamento furono forti promotori di una legislazione di protezione ambientale, conservazione energetica e sviluppo delle energie rinnovabili. Tra le iniziative promosse dai Verdi rientrano i maggiori atti in favore delle rinnovabili, tra cui il StrEG, l'EEG e il Programma per i 100.000 tetti solari.

Due problemi in particolare evidenziano l'importanza delle politiche ambientali in Germania e la loro relazione stretta con gli sviluppi della politica energetica. Il primo è la dismissione del nucleare. Un'azione preventiva di politica energetica del governo Rosso-Verde fu un'iniziativa per la completa progressiva

dismissione della potenza nucleare entro il 2020. Dopo anni di negoziazione in Parlamento, la proposta fu approvata nell'aprile 2002. La Germania adesso affronta la sfida di sostituire un terzo della fornitura elettrica con altre fonti.

Il secondo problema è il controllo delle emissioni. La sfida incombente dello smantellamento del nucleare è accompagnata dall'ambizioso target di riduzione delle emissioni di gas serra adottato dal Governo nel contesto dell'impegno dell'Unione Europea per il Protocollo di Kyoto, per cui la Germania ha accettato una riduzione del 21% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2012.

L'adozione di target ambiziosi e i tempi per la dismissione del nucleare e per la riduzione delle emissioni vincolano strettamente le scelte energetiche delle Germania. Il rimpiazzo del nucleare con le anche più pulite alternative a combustibili fossili, come le turbine a gas naturale, risulterebbe in un netto aumento delle emissioni di CO₂. Rimangono così due opzioni: riduzione dei consumi unita ad efficienza tecnologica per ridurre i fabbisogni energetici, e fonti di energia rinnovabile che cambiano il profilo dell'approvvigionamento energetico.

5.4.2 L'IMPEGNO PER LE ENERGIE RINNOVABILI

La sponsorizzazione del governo per le energie rinnovabili fu scatenata inizialmente dalle crisi energetiche del 1973-74 e del 1979-80 che impattarono duramente sull'economia tedesca, come nella maggior parte dei Paesi industrializzati; le rinnovabili furono promosse come mezzi per alleviare i rischi associati alla dipendenza dai combustibili fossili. Infatti, mentre il livello europeo di dipendenza dalle importazioni energetiche era cresciuto fino al 50%, in Germania questo era balzato al 62% e continuava a crescere.

Nei primi anni '90 le preoccupazioni ambientali divennero il principale fattore di traino per le rinnovabili: nel 1991 fu adottata una Electricity Feed Law (StrEG) che obbligava gli enti pubblici ad acquistare energia proveniente da rinnovabili su una base annuale di prezzo fissa, basata sul ricavo medio per kWh degli enti.

La Germania entrò con slancio nei propositi del Protocollo di Kyoto il cui progetto partì nel 1998. Per ridurre le proprie emissioni inquinanti lo sviluppo delle tecnologie per le risorse rinnovabili fu visto come la via principale da intraprendere, affidandosi ad una combinazione di quattro strumenti politici per la loro promozione:

- ◆ investimenti diretti in R&S;
- ◆ incentivi diretti;
- ◆ prestiti promossi dal Governo;
- ◆ incentivi per le feed-in tariffs.

L'elezione della coalizione governativa Rosso-Verde nel 1998 portò delle ulteriori politiche a sostegno delle rinnovabili, ad esempio con l'Ecological Tax Reform (ETR) che penalizzava l'uso dei combustibili fossili. La stessa coalizione introdusse anche il Programma dei 100.000 tetti FV (HTDP) nel gennaio 1999.

Il seguito della StrEG fu il Renewable Energy Sources Act (EEG), adottato nell'aprile 2000. Il suo proposito era quello di facilitare uno sviluppo sostenibile per l'approvvigionamento energetico, nell'interesse di proteggere l'ambiente e di ottenere un sostanziale aumento nel margine di contribuzione delle risorse rinnovabili sulla produzione energetica totale, con l'obiettivo di raddoppiare questa cifra entro il 2010 per un minimo del 12,5%, in linea con gli obiettivi posti

dall'Unione Europea. Diversamente dalla StrEG, il sistema di remunerazione era basato su una feed-in tariff fissa durante un periodo di tempo prefissato.

Nel giugno 2004, alla Conferenza di Bonn sulle rinnovabili, il Cancelliere Schröder dichiarò che le fonti di energia fossile erano limitate e che il loro prezzo cresceva rapidamente; si dovevano sfruttare le rinnovabili per poter congiungere il vantaggio dei benefici sul clima globale e quello dell'evitare il rischio di guerre per i combustibili fossili. Il FV giocava un ruolo importante in tutti gli scenari di energia sostenibile. Il processo per la costituzione di un mercato FV e per la riduzione dei costi avrebbe impiegato anche decenni ma secondo Schröder si doveva iniziare per produrre energia elettrica nel tempo dovuto, in quantità sufficienti e a costi accettabili.

Il Renewable Energy Sources Act (EEG) venne così rivisto e il suo emendamento entrò in vigore dall'1 agosto 2004 [35]. Il suo scopo principale era quello di estendere la quota di energie rinnovabili sull'approvvigionamento elettrico totale da almeno il 12,5% entro il 2010 ad almeno il 20% entro il 2020.

Rispetto al testo originale differisce in vari punti, apportando chiarimenti o introducendo nuovi provvedimenti. Il sistema di base comunque rimase invariato, così come la priorità della generazione elettrica dalle risorse rinnovabili e l'obbligo per gli enti di acquistare tale elettricità. L'emendamento prevede per tutte le fonti rinnovabili una maggior differenziazione delle tariffe, le quali vengono ora assegnate secondo un sistema che premia gli impianti a più alta efficienza. Le tariffe differenziate si sono rivelate una leva importante per orientare lo sviluppo dei mercati senza alcun intervento diretto dello Stato; anche per questo programma gli incentivi applicati sulle tariffe ai produttori di energia sono coperti dal prelievo in bolletta senza pesare sui conti dello Stato.

Diversi articoli rinforzavano la protezione verso il cliente e miravano ad aumentare la trasparenza. Uno di questi provvedimenti prevedeva un registro pubblico per gli impianti di produzione di elettricità da energie rinnovabili.

L'Atto impone due obblighi agli operatori della rete:

1. immettere in rete l'energia prodotta dalle energie rinnovabili come priorità;
2. pagare l'elettricità prodotta da questi impianti delle tariffe minime fissate per legge.

5.4.3 PROBLEMI ATTUALI ALLO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI

Anche se l'energia rinnovabile è cresciuta rapidamente in Germania, ci sono tre principali freni alla sua continua espansione.

Uno dei più significativi ostacoli politici è l'opposizione dell'industria del carbone. Il Partito Social Democratico tedesco, attualmente presente nella coalizione al governo anche se non alla maggioranza, è storicamente il punto di riferimento per minatori e altre organizzazioni di lavoratori influenti nel partito. Ad esempio, per l'emendamento del 2004 che voleva innalzare la quota di rinnovabili sulla produzione elettrica totale al 12,5% entro il 2010, fu sollevato un vigoroso dibattito; l'emendamento passò nonostante la forte resistenza all'aumento degli incentivi di alcuni esponenti del partito, ma il Cancelliere Schroeder in compenso promise 17 miliardi di euro in incentivi federali per l'industria del carbone tra il 2006 e il 2012. Questi incentivi estenderanno la durata di diverse meno competitive miniere tedesche e rallenteranno il tasso di disoccupazione tra gli operai del carbone.

Anche la politica di approvvigionamento per il gas, soprattutto nei regolamenti sui contratti di fornitura nel lungo termine, rappresenta un problema per lo sviluppo delle rinnovabili. Molti dei più cospicui contratti di fornitura non si estinguono prima del 2011 e alcuni persino nel 2030 e, vincolando le società di generazione elettrica ad acquistare specifiche quantità di gas per l'intera durata del contratto, possono ostacolare l'accesso dei produttori di energia rinnovabile nel mercato dell'elettricità negli anni a venire.

Inoltre, i venditori di energia hanno imparato a trarre profitto dai regolamenti dell'EEG. Infatti, dal momento che eolico e solare producono potenza principalmente durante il giorno, i venditori solitamente acquistano l'energia durante il giorno alla tariffa stabilita e la rivendono ai consumatori e prezzi persino superiori, specialmente durante le ore di picco. L'elettricità da fonti convenzionali è acquistabile in maggiori quantità durante la notte, quando domanda e tariffe sono significativamente più basse.

5.4.4 IMPLICAZIONI DELLE POLITICHE PER LE RINNOVABILI

1. IMPIEGO DELLE TECNOLOGIE PER L'ENERGIA RINNOVABILE E DELLE EMISSIONI

Tra il 1990 e il 2003, la quota di energia rinnovabile nel mix energetico per la produzione elettrica crebbe da meno del 3% a quasi il 9%. Nello stesso periodo, il consumo netto di energia crebbe di circa il 5%, mentre le emissioni di CO₂ derivanti dalla produzione elettrica calò circa del 13%.

Diversi fattori contribuirono alla riduzione delle emissioni, tra cui vi furono la dismissione di molte obsolete e inefficienti centrali a carbone nelle Germania dell'Est e il loro rimpiazzamento con delle più efficienti turbine a gas. Similmente, miglioramenti nell'efficienza degli usi finali in tutti i settori economici facilitò una notevole riduzione nell'intensità energetica, anche se il consumo di potenza generale crebbe costantemente. Tuttavia leggi come l'EEG giocarono un ruolo centrale nello spingere l'impiego di sistemi a energia rinnovabile.

2. POLITICHE PER LE RINNOVABILI E PROGRESSO TECNOLOGICO

Con ritmo crescente il Governo ha spostato la propria attenzione dai programmi di ricerca istituiti dai primi anni '90 e devoluto un maggior numero di risorse ai programmi di incentivazione (Tab.5-6).

Mentre questo spostamento verso le nuove applicazioni ha dato luogo ad una rapida crescita delle industrie per le rinnovabili e allo sviluppo commerciale di molte esistenti tecnologie per le energie rinnovabili, a farne le spese sono stati i programmi di R&S di lungo termine. Nel 2003 le spese del governo per il condizionamento del mercato e per gli incentivi superarono le spese totali per la R&S energetica di più del 200%.

Il volume dei fondi stanziati per la R&S delle energie rinnovabili nel 2003 fu di 67 milioni di euro e di 66 milioni nel 2004. La quota specifica per il settore del FV fu di 27 milioni di euro.

Recenti analisi suggeriscono che la distribuzione dei fondi tra ricerca, sviluppo e attività in Germania variano significativamente all'interno del portfolio di tecnologie per le rinnovabili.

Tab. 5-6: Spese stimate per il condizionamento del mercato in Germania e l'impiego delle rinnovabili nei programmi governativi per le energie rinnovabili fino al 2003.

POLITICA	Milioni di EURO
EEG	1.225
Condizionamento del mercato per la promozione dell'uso delle rinnovabili	190
Programma 100.000 tetti solari	69
ERP, Programma di conservazione energetica ed ambientale	119
DtA, Programma ambientale	46
Incentivi abitazioni	22
TOTALE	1.671

Mentre l'evoluzione dell'approccio tedesco dimostra una chiara tendenza verso le attività di diffusione nel mercato delle tecnologie, c'è poca evidenza sulle implicazioni sul progresso tecnologico di questa attenzione esclusiva. Alcuni osservano che una politica di questo tipo possa sradicare le fondamenta per un futuro progresso tecnologico. La valutazione dell'efficacia delle rinnovabili su tale progresso porta ad un confronto tra l'impiego delle tecnologie e le politiche di R&S.

3. ESPORTAZIONI DI TECNOLOGIA PER L'ENERGIA RINNOVABILE

Le industrie tedesche per l'energia rinnovabile e i politici stanno lavorando per espandere nel mercato mondiale le proprie tecnologie. Dal momento che la produzione domestica e l'impiego di sistemi eolici e solari sono cresciuti notevolmente nell'ultimo decennio, i mercati di esportazione possono offrire la miglior opportunità per proseguire la crescita quando il mercato domestico non offra più siti attrattivi per nuove installazioni.

L'industria per le rinnovabili costituisce già un importante e florida fonte di nuovi impieghi all'interno della Germania. I posti di lavoro direttamente collegati alle rinnovabili aumentarono da poche migliaia dei primi anni '90 ad una stima di 50.000 nel 1998. Tra il 1998 e il 2002 questo numero più che raddoppiò fino a circa 120.000. Quasi metà di tutti i posti sono relativi al mercato dell'eolico. I mercati di esportazione diventeranno particolarmente importanti per la durezza di queste posizioni, quando il mercato domestico si avvicinerà ad un livello di saturazione.

Le esportazioni contano attualmente per il 20%, per la produzione eolica e il 10% per il solare FV. Quale esportatore di energie rinnovabili, la Germania lascia indietro altri Paesi industrializzati come Danimarca e Stati Uniti.

Mentre anche la produzione di tecnologie per biomasse, biocombustibili e celle a combustibile è attiva sul mercato mondiale, le iniziative di esportazione patrocinate dal governo sono concentrate principalmente su eolico e FV.

Per la maggior parte, comunque, la crescita dei mercati di esportazione della tecnologia per l'energia rinnovabile dipende da fattori che vanno oltre il controllo della politica o dell'industria tedesca. Ad esempio, la ratifica del Protocollo di Kyoto nell'Unione Europea contribuisce significativamente ad aumentare le opportunità di

esportazione dei produttori tedeschi, che erano ben posizionati a catturare una larga porzione del mercato europeo non appena Kyoto venne adottato. Ad ogni modo gli obiettivi che i Paesi all'interno dell'UE si sono posti diventano i maggiori determinanti per il potenziale di esportazione di lungo termine.

4. BENEFICI SOCIALI

Assicurando gli investimenti privati nel settore delle energie rinnovabili con accordi di lungo periodo, la normativa ha fatto scaturire quella scintilla fatta di acquisti-produzione-occupazione. Il nascente mercato ha generato importanti risvolti occupazionali ed un crescente giro di affari in Germania proveniente dal settore delle rinnovabili, pari nel 2006 a 22.000 milioni di euro. Considerando soltanto questo aspetto, le entrate fiscali generate dall'incremento del giro d'affari hanno compensato i costi per lo Stato; se si aggiunge, poi, anche il risparmio nella spesa pubblica per effetto della maggiore occupazione nel settore delle rinnovabili, l'analisi costi-benefici migliorerebbe ulteriormente.

5.4.5 I PROGRAMMI PER IL FOTOVOLTAICO

Il Programma dei 100.000 tetti FV (HTDP) venne introdotto nel gennaio 1999, preceduto nel 1990 dal meno ambizioso "1.000 Roofs Program" a sostegno del FV. Il nuovo programma si proponeva di incrementare la generazione da solare FV con l'installazione di 100.000 sistemi, per un totale di 300 MW_p, incentivando l'installazione di impianti di 3 o più kW_p di capacità. I prestiti per i sistemi FV venivano concessi con interesse pari allo 0% dall' "Istituto di Credito per la Ricostruzione" tedesco (KfW) su richiesta dell'investitore tramite la propria banca.

Con un impegno in prestiti per 1,7 bilioni di euro, HTDP favorì un aumento di capacità da 12 MW nel 1998 a 360 MW nel 2003. Il programma era ideato per sollevare la competitività dei produttori tedeschi e farli entrare nel mercato mondiale. I caratteri innovativi del programma furono questi:

- ♦ il totale volume finanziario che risultava molto alto se comparato alla dimensione del mercato del 1998 di circa 12 MW_p;
- ♦ era previsto un adeguamento annuale verso l'alto del budget a disposizione per i prestiti, così da rendere possibile una crescita del mercato;
- ♦ l'uso delle strutture bancarie esistenti testimoniava un'amministrazione efficiente,;
- ♦ il pagamento degli incentivi era distribuito lungo tutto il periodo di pagamento delle installazioni, così che il budget annuale necessario agli incentivi potesse essere più basso.

I fondi per gli incentivi venivano prelevati da tutti gli 80 milioni di consumatori con un lieve aumento dei costi in bolletta (0,025 €/kWh).

Nel 2000 entrò in vigore l'EEG, che riguardo al FV intendeva far crescere l'attrattività per gli impianti con delle forme di supporto economico. I sistemi di incentivo adottati erano i seguenti:

- ♦ 0,51 €/kWh immesso in rete
- ♦ incentivazione per 20 anni
- ♦ sistemi FV installati nel 2002 ricevevano 0,481 €/kWh
- ♦ sistemi FV installati nel 2003 ricevevano 0,457 €/kWh (il 5% in meno rispetto all'anno precedente)

- ♦ il tetto di capacità installabile era di 350 MWp.

In seguito all'EEG l'HTDP subì delle modifiche nel maggio 2000:

1. l'interesse sui prestiti fu aumentato all'1,9%
2. fu fissato l'ammontare dei prestiti massimo di 6.900 €/kWp per i primi 5 kWp e di 3.450 €/kWp per ogni kWp eccedente

Vennero fissati degli obiettivi per lo sviluppo del mercato: 50 MWp per il 2000, 65 MWp per il 2001, 80 MWp per il 2002 e 95 MWp per il 2003.

Nel 2003 si concluse con successo il Programma 100.000 tetti FV, con l'installazione di 346 MW di capacità tra il 1999 e il 2003 e una crescita annua del mercato da 12 MWp a più di 150 MWp; i prezzi si ridussero di più del 20%.

L'industria già presente venne ampliata, con la costituzione di nuova capacità produttiva per tutti gli step di produzione (dal silicio, al modulo, ai moduli a film sottili, agli inverter e ad ogni componente del BOS).

Nel panorama internazionale la Germania si posizionava seconda, dietro al Giappone, in quanto a capacità installata.

La tariffa corrisposta grazie all'EEG dal 2004 (Tab.5-7) dipende sia dalla fonte energetica, che dalla taglia dell'impianto che anche dalla data di avvio dell'impianto: quanto più tardi viene avviato, tanto più bassa sarà la tariffa (decremento del 5%). L'atto fissa l'erogazione delle tariffe per il FV per un periodo di 20 anni, un rapporto duraturo fondamentale per garantire una sicurezza degli investimenti e favorire la concessione di finanziamenti privati con interessi più bassi (l'istituto tedesco KfW fissa un 4,7%) e rapidi piani di ammortamento.

Tab. 5-7: Piano di incentivazione in vigore dall'EEG tedesco del 2004.

Feed-in tariff per kWh	< 30 kWp	30 kWp – 100 kWp	> 100 kWp
Impianto sul tetto	0,574 €	0,546 €	0,540 €
Integrato in facciata	+ 0,05 €		
A terra	0,457 €(senza limiti di taglia)		

Vengono quindi privilegiati gli impianti integrati con potenze contenute. I costi vengono spalmati su tutti i consumatori elettrici, che si vedono aumentare la bolletta in media solo dello 0,5 % circa 0,05 centesimi di euro in più per ogni kWh, 14 centesimi di euro al mese nel 2006.

Nella produzione di elettricità il fotovoltaico contava nel 2007 per il parco tedesco delle rinnovabili solo per un 2,7%.

Anche se il contributo del fotovoltaico al consumo totale di elettricità nel 2006 ha raggiunto un mero 0,3%, le installazioni FV stanno continuando a crescere sui tetti tedeschi. Il grafico seguente mostra come nel 2006, secondo l'Epia, la capacità installata abbia raggiunto in Germania i 2600 MWp, quasi sette volte la capacità del 2003 (Fig.5-7, [56]).

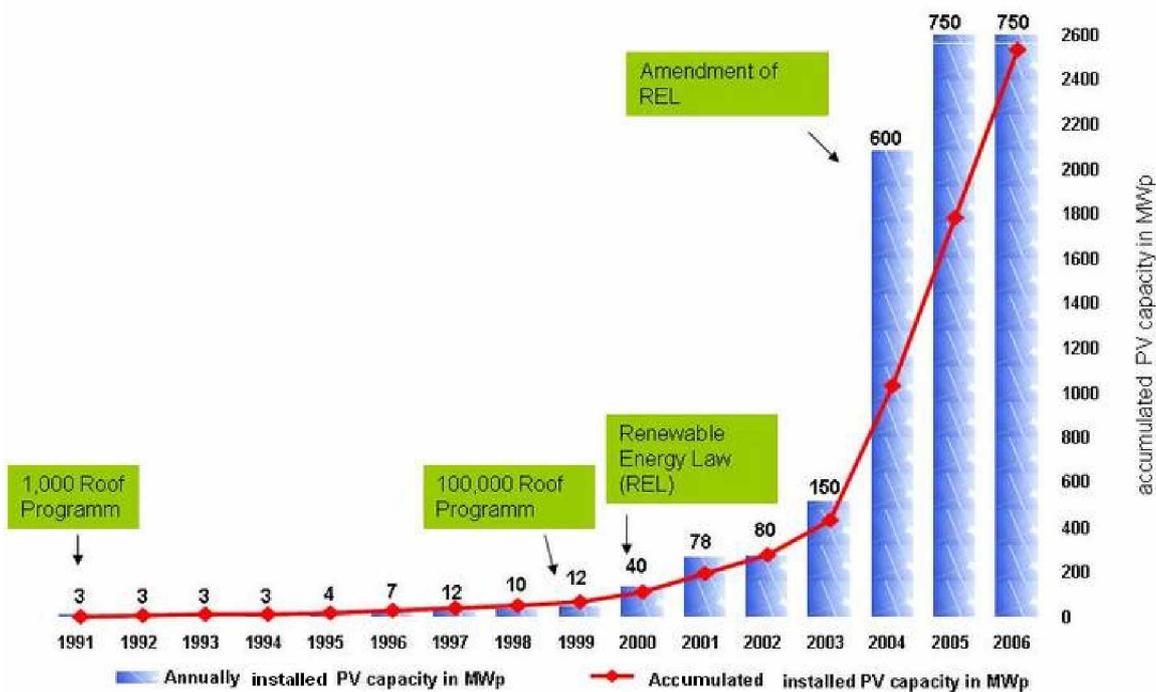
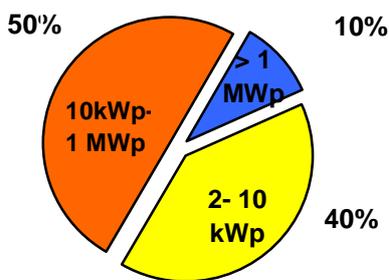


Fig. 5-7: Capacità installata e cumulata in Germania.

Dei 300.000 impianti FV già installati il 98% è connesso alla rete. Di questi il 50% rappresenta abitazioni per più famiglie, edifici pubblici e commerciali, fattorie; il 40% è costituito da impianti più piccoli, da 2 a 10 kWp, installati solitamente su abitazioni private; il rimanente 10% è rappresentato da grandi impianti montati a terra (Fig.5-8).



I costi medi di investimento per kWp di un impianto si aggirano sui 4.800 €. Con un'insolazione media annuale di 900 kWh/kWp/anno e un'entrata annua per il rimborso dei kWh prodotti di 443 €/anno (ad una tariffa di 0,492 €/kWh), si può approssimare il tempo di ritorno dell'investimento in 10,8 anni.

Fig. 5-8: Caratterizzazione capacità attualmente installata in Germania.

5.4.6 RAGIONI DEL SUCCESSO DEL FV

Le principali ragioni del successo dei programmi di incentivazione e del conseguente primato mondiale del mercato tedesco si possono riassumere così:

- ♦ la continuità e la sicurezza che hanno dato alle installazioni fotovoltaiche residenziali: non c'è stato nessun tipo di stop and go e gli investimenti hanno potuto essere pianificati con estrema sicurezza;
- ♦ il funzionamento del conto energia è oggi:
 - accessibile da tutti gli impianti collocati alla rete elettrica nazionale

- ogni kWh solare prodotto viene acquistato dall'azienda elettrica locale a un prezzo fisso per 20 anni;
- la tariffa offre una cifra interessante;
- la burocrazia è semplice;
- non ci sono limiti alle installazioni annuali;
- ♦ tutte le banche offrono dei mutui a tassi agevolati per l'acquisto dei moduli fotovoltaico;
- ♦ installare un impianto costa mediamente tra il 5 e il 10% meno che in Italia, grazie all'economia di scala;
- ♦ numerosi investitori del settore, anche stranieri, sono stati attirati dalla stretta collaborazione esistente tra società del settore fotovoltaico, fornitori, università e istituti di ricerca; inoltre la Germania dispone anche di manodopera qualificata, pronta ad aiutare a raggiungere il successo per chi fa investimenti nel settore fotovoltaico;
- ♦ una forte politica verde presente dagli anni '70 che ha fatto crescere una grande consapevolezza ambientale;
- ♦ un recente piano di sviluppo delle esportazioni ed espansione a livello mondiale.

Un punto di debolezza può essere individuato nell'attuale riduzione annuale del 5 % sulle tariffe incentivanti rispetto al 2004, che difficilmente verrà compensata dall'attesa riduzione del prezzo dei moduli, che invece negli ultimi 2 anni è stato addirittura in leggero aumento.

5.5 SPAGNA

Il 2006 può essere considerato come un periodo di transizione in cui l'effervescenza dell'attività sviluppata sotto il Royal Decree del 2004 è stata controbilanciata da un annuncio nella legge 7/2006 di un nuovo Royal Decree che avrebbe dovuto determinare un nuovo schema per il feed-in tariff. Ad ogni modo lo schema applicato dal 2007 sta funzionando bene e l'industria è in un periodo molto positivo. Infatti il mercato fotovoltaico spagnolo ha superato le attese raggiungendo con tre anni di anticipo la potenza posta come obiettivo dal governo spagnolo che aveva fissato una potenza installata pari a 400 MW entro un orizzonte temporale di cinque anni, dal 2005 al 2010. L'obiettivo è stato quasi raggiunto all' 85% nel mese di settembre 2007, confermando un vero e proprio boom per il "conto energia" spagnolo.

5.5.1 Politiche per il FV

La Delibera Reale 436/2004 rivedeva la precedente Delibera Reale del 1998 ed era disegnata per calarsi nel quadro generale esistente a supporto delle energie rinnovabili.

Secondo la sezione del Decreto riguardante il FV, capacità <100 kWp potevano ricevere una tariffa fissa pari al 575% della tariffa di riferimento (ossia 0,41 €/kWh nel 2004), mentre capacità >100 kWp potevano ricevere una tariffa fissa del 300% della tariffa di riferimento (0,21 €/kWh nel 2004). Queste tariffe rimanevano effettive per i primi 25 anni, dopo i quali venivano ridotte a 460% e 240% della tariffa di riferimento per capacità < 100 kWp e >100 kWp rispettivamente.

La Tariffa Media di Riferimento è denominata TMR, ed è costituita dal prezzo medio dell'energia per un consumatore spagnolo medio. La TMR viene stabilita dal governo ogni anno. All'inizio del 2006 la TMR fu incrementata del 4,8 % rispetto al 2005, passando a 0,076588 €/kWh e aumentando così della stessa percentuale la tariffa del kWh immesso in rete dalle installazioni FV, per un valore totale di 0,44 €/kWh prodotto da impianti minori di 100 kWp. Questa tariffa era congelata finché non fosse diventato attivo il nuovo Royal Decree.

Non era presente un incentivo diretto alle installazioni connesse alla rete, in quanto lo schema della feed-in tariff era sufficiente a consentire il ritorno degli investimenti.

Le novità del decreto sono state lo stabilire una tariffa garantita e lo spostare il limite di potenza degli impianti a 100 kW, innalzando i 5 kW del precedente decreto che abolivano metà dei progetti.

Con il RD 436 furono avviati migliaia di progetti. La capacità installata e connessa alla rete ha raggiunto i 76 MW nel dicembre 2006, totalizzando in un solo anno la capacità installata durante i precedenti 10 anni ed è previsto che nel 2007 la capacità installata raddoppi quella installata nel 2006. La capacità cumulata al 2006 ha raggiunto i 136 MWp.

Il RD 436/2004 venne rivisto dal Royal Decree 661/2007 in quale si garantisce un'alta feed-in tariff per l'energia generata da FV per un periodo di 25 anni. Questo progetto è stato sviluppato per generare un ritorno sugli investimenti di oltre il 10%, con la missione di esplorare le opportunità di investimento da parte degli investitori.

Solarbuzz [48] stima la nuova capacità installata nel 2007 addirittura di 200-280 MW, tenendo conto dei più di 200 MW di progetti avanzati, contro i 204-235 MW stimati per gli USA, consentendo così alla Spagna di guadagnarsi il terzo posto mondiale. Questo vorrebbe anche dire una crescita del 400% rispetto al 2006.

Come si può vedere in Fig.5-9 [39], nel 2004 il mercato ha subito una buona spinta dal RD e il mercato ha continuato a mantenere un ritmo di crescita di quasi il 300% l'anno.

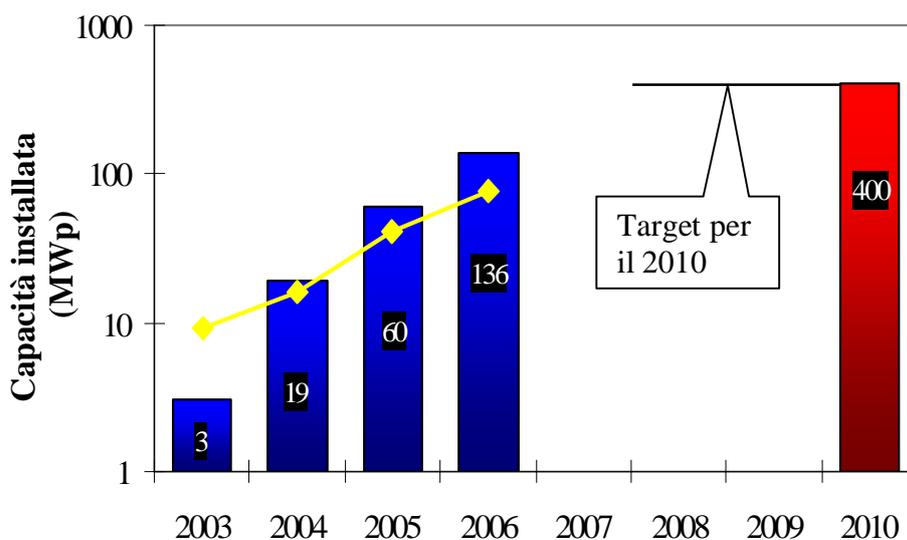


Fig.5-9: Capacità annualmente installata e cumulata e target del PER spagnolo per il 2010.

Questa crescita ha consentito un continuo abbassamento di costi e prezzi della maggior parte dei componenti, tranne che per i moduli, che hanno subito un aumento dei prezzi nel 2006, in primis a causa di un disallineamento tra la domanda e la capacità industriale, ma anche, da un punto di vista più ampio, per le problematiche legate alla carenza di silicio.

Dal 2007 gli incentivi basati sul RD 661 prevedono (Tab.5-8):

Tab.5-8: Tariffe incentivanti spagnole determinate dal RD 661/2007.

	< 100 kWp		> 100 kWp, < 10 MWp	> 10 MWp	
	€/kWh	% della TMR	€/kWh	€/kWh	% della TMR
Per i primi 25 anni	0,44	575 %	0,4145	0,23	300 %
Dopo i 25 anni	0,3523	460 %	0,332	0,18	240 %

Si attende che le tariffe subiscano degli aggiustamenti da una revisione prevista per il 2009.

L'obiettivo del nuovo "Piano delle Energie Rinnovabili (PER)", approvato nell'agosto 2005, è una capacità FV installata di 400 MW per il 2010. Secondo il direttore commerciale della Isofoton questo traguardo verrà raggiunto già nel 2008.

Ad ogni modo, l'attuale ritmo di crescita del mercato e le previsioni di installazioni per il 2007 portano a concludere che questo target diventerà un ostacolo alla crescita. Fino ad oggi infatti un aspetto su cui il RD 661 ha fallito è il non eliminare questo tetto di capacità, che limita formalmente anche la potenza incentivata. La speranza per la Spagna è un emendamento che corregga questo problema.

A questo proposito il dipartimento per l'industria del governo spagnolo ha proposto alla Commissione Nazionale per l'energia di incrementare il target a 1200 MW e contemporaneamente ridurre le tariffe incentivate per chi installa pannelli solari fotovoltaici. Si tratta però per ora solo di voci che stanno spingendo i progettisti spagnoli ad affrettare il collaudo degli impianti solari per beneficiare delle attuali tariffe incentivate. Il ribasso della tariffa incentivata sarà probabilmente del 10-25%. Secondo gli osservatori questo non frenerà il mercato solare spagnolo, destinato a crescere anche grazie alle economie di scala e ad economie di gruppo sorte in questi ultimi anni.

5.5.2 Mercato del FV

Fino al 2005 la Spagna era stata un mercato di impianti prevalentemente da 20 kWp, mentre oggi si sviluppano moltissimi impianti da 100 kWp. Come previsto, infatti, uno dei maggiori effetti del nuovo quadro normativo è stato l'aumento di siti di produzione di media taglia. Si prevede che il nuovo Royal Decree continuerà a stimolare quelli di taglia maggiore e che la dimensione media sarà compresa tra 2 e 5 MW.

Il mercato è attualmente costituito dal 62% da impianti connessi alla rete e per il 38% da impianti isolati. In Spagna, a differenza che in Germania, gli impianti sono perlopiù realizzati a terra.

Fino al 2004 il FV non aveva costruito su di sé una forte immagine nell'opinione pubblica, nonostante il mercato si stesse progressivamente allargando; dopo l'attuazione del Royal Decree invece le condizioni attrattive del mercato hanno totalmente cambiato questa percezione che oggi è molto favorevole.

La pubblicazione della Delibera Reale del 2004 ha dato una spinta decisiva al mercato, tanto che improvvisamente le condizioni di investimento erano tra le migliori in Europa e cominciavano ad attrarre gli investitori nazionali ed esteri. Il mercato nel 2005 era al livello di quello della Germania nel 2000.

La Spagna è un Paese federale, perciò lo sviluppo del mercato è molto differente all'interno del territorio, a seconda delle politiche regionali e degli schemi di supporto. In futuro probabilmente le condizioni naturali (irraggiamento solare) saranno il principale fattore trainante.

La Spagna è sempre stata attiva su due fronti per quel che riguarda l'energia FV già da prima dell'impulso dato dal RD 436: l'installazione di sistemi FV sul lato della domanda e la produzione di celle e moduli sul lato dell'offerta.

Attualmente il mercato fotovoltaico della Spagna è secondo soltanto a quello tedesco, leader indiscusso in Europa nella produzione e nella commercializzazione dei pannelli solari FV.

5.5.3 Punti di forza e debolezza

Punti di forza:

- ◆ Eccellenti condizioni, sia naturali che di incentivo;
- ◆ Strategia specifica per il FV molto consistente con obiettivi definiti e pieno impegno a livello federale e regionale;
- ◆ Grande impulso anche per le grosse potenze;
- ◆ Non vengono penalizzati gli impianti a terra.

Punti di debolezza:

- ◆ È ancora presente il tetto di 400 MW di potenza incentivabile per il 2010;
- ◆ A livello regionale permangono delle procedure burocratiche per la richiesta delle concessioni.

5.6 FRANCIA

Gli anni 2005 e 2006 in Francia furono segnati da un certo numero di eventi che contribuirono allo sfruttamento delle fonti di energia rinnovabile. Il Parlamento francese fece passare l'Atto per la Pianificazione Energetica che stabilisce le linee guida per la politica mentre il governo implementava nuove misure fiscali e finanziarie. L'atto, approvato nel luglio 2005, è incentrato sulla gestione energetica assieme allo sviluppo delle bio-risorse e al ricorso all'energia solare termica e fotovoltaico.

Le nuove misure fiscali si propongono di promuovere l'uso da parte di privati cittadini di materiali per la generazione energetica basata sulle fonti rinnovabili.

Nel 2006 uscì un decreto a rinforzo delle misure incentivanti previste per il FV dal sistema di feed-in tariff già attivo nel 2005.

Parallelamente alle misure fiscali il Ministero in carica creò la National Research Agency (ANR) mentre il Ministero per l'Industria istituiva l'Industrial Innovation Agency. Entrambe le agenzie di ricerca facevano rientrare il FV nelle proprie priorità d'azione.

L'immagine del FV in Francia è piuttosto buona e accettata, nonostante rimanga dietro quella di altre fonti rinnovabili in uso, come eolico e biomasse.

5.6.1 Politiche per il FV

Il mercato FV nazionale iniziò nei primi anni '80 con i piccoli sistemi isolati per l'elettrificazione delle aree rurali; ancora oggi questi sistemi vengono utilizzati per i dipartimenti oltremare. Il mercato degli impianti connessi alla rete iniziò nei primi anni '90 principalmente con progetti di ricerca e prese il via nel 2002-2004 con l'introduzione di un sistema feed-in tariff assieme a schemi di incentivo degli investimenti sia a livello federale che regionale.

Attualmente l'Agenzia per la Gestione dell'Ambiente e dell'Energia (ADEME) è la manifestazione pubblica che il governo francese ha messo in azione una politica nazionale per lo sviluppo sostenibile. Uno dei suoi campi d'intervento riguarda la gestione energetica, che include l'efficienza energetica e l'uso di fonti rinnovabili tra le quali il solare FV.

Il Programma per l'Elettricità Fotovoltaica dell'ADEME agisce su cinque campi d'azione:

- ♦ R&S per componenti e sistemi FV;
- ♦ Installazione di sistemi sul campo (spesso in collaborazione con i consigli regionali);
- ♦ Formazione attraverso la ricerca e formazione di personale specializzato;
- ♦ Divulgazione dell'informazione con guide tecniche, rapporti di status, dispense per il pubblico;
- ♦ Collaborazioni internazionali con agenzie simili per progetti specifici.

Queste azioni sono guidate dalla politica per la regolamentazione dei mercati implementata con il Ministero dell'industria. ADEME sta finanziando progetti di ricerca e sviluppo tecnologico intrapresi dagli industriali del settore FV assieme ai laboratori pubblici. L'obiettivo è di tagliare i costi di produzione delle celle e dei moduli.

I due primi poli di attività dell'ADEME sono la R&S e gli incentivi del mercato.

Per quanto riguarda la R&S, nel 2005-2006, l'ANR selezionò 20 progetti che andavano dal settore del silicio cristallino a quello dei film sottili. Altri progetti si concentravano anche su studi su sistemi e componenti FV.

Per quanto riguarda l'implementazione FV, all'inizio del 2006 entrò in vigore il Finance Act, stabilendo nuovi sussidi finanziari disegnati per individui privati che installano un impianto sul tetto della propria abitazione. Per loro la misura fiscale consiste nella possibilità di dedurre dalle tasse il 50% del costo del sistema (escludendo i costi d'installazione) e allo stesso tempo un'IVA agevolata al 5,5% sugli stessi costi. Alcuni consigli regionali continuano tuttavia a distribuire incentivi in varie forme.

L'ADEME insiste sulla qualità dell'integrazione architettonica dei moduli nell'edificio quando si tratti di un edificio nuovo e richiede che venga implementata una forte politica di gestione energetica.

L'aumento del feed-in tariff prese avvio col decreto del luglio 2006, costituendo il più grande evento per gli attori dell'industria FV in quell'anno. Gli incentivi vengono corrisposti per 20 anni e le tariffe sono soggette ad adeguamento in base all'inflazione (Tab.5-9):

Tab.5-9: Feed-in tariff francese attivo dal luglio 2006.

	Francia continentale	Dipartimenti oltremare e Corsica
Tariffa base	0,30 €/kWh	0,40 €/kWh
Premio di integrazione negli edifici	0,25 €/kWh	0,15 €/kWh
Feed-in BIPV	0,55 €/kWh	0,55 €/kWh

Nel 2005 la tariffa nella Francia continentale era di 0,14 €/kWh, un livello chiaramente insufficiente ad assicurare la profittabilità di questo tipo di investimento. La tariffa nel 2006 fu quadruplicata per il FV integrato negli edifici (BIPV) fino a 0,55 €/kWh, dando un forte impulso agli impianti integrati; fino ad ora questo segmento di applicazioni era stato debolmente sviluppato in Europa.

La strategia sviluppata dalle autorità francesi con questa tariffa per dare impulso all'integrazione mira, nel lungo termine, a far diventare il FV un materiale di costruzione comune anche per le società edilizie.

5.6.2 Mercato FV

L'industria FV francese è costituita da pochi motivati attori presenti fin dagli anni '80, tra cui spicca la Photowatt International, specializzata nella produzione di lingotti in silicio policristallino, wafer, celle e moduli, che nel 2006 ha incrementato la propria capacità fino agli attuali 60 MW.

Secondo l'IEA [40] la potenza installata in Francia nel 2006 è stata di 14 MW, la maggior parte dei quali connessi alla rete, con un grosso aumento rispetto al 2005 (7 MW), mentre la capacità totale installata al 2006 era di 47 MW, per una produzione annuale di energia elettrica di 47 GWh (Fig.5-10).

I target da raggiungere sono solo indicativi, non vincolanti, e si aspira ad un'installazione annua di 50 MWp per il 2010, con una capacità installata di 120 MW per il 2010.

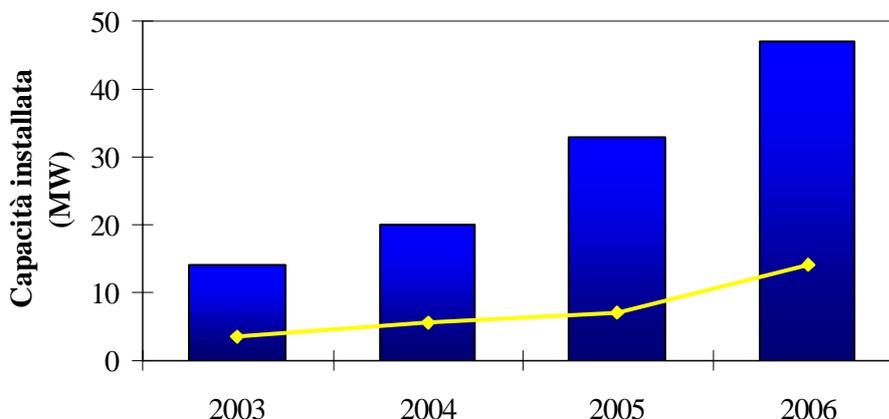


Fig. 5-10: Capacità annualmente installata e cumulata in Francia.

Il progetto più importante è quello del dicembre 2006 di 1 MW di capacità installata nell'isola di Réunion, il quale dovrebbe consentire 1,3 GWh/anno di elettricità per l'indipendenza dell'isola.

Il tema dell'indipendenza energetica nei dipartimenti oltremare è diventato una priorità per le autorità locali e il FV, associato ad una riduzione della domanda energetica, è la soluzione preferita.

Circa il 60% del parco di installazioni FV è connesso alla rete ed è attualmente concentrato in tre dipartimenti oltremare (Réunion, Martinique e Guadaloupe).

Ci sono oggi diverse installazioni nell'ordine dei 100 kW ma la grande maggioranza dei nuovi sistemi nascono in ambiente urbano e sugli edifici.

5.7 GRECIA

Il futuro del fotovoltaico in Grecia sembra molto promettente, almeno attestando alle proiezioni dell'EPIA dell'aprile 2007 [56].

Dagli anni '80 la Grecia ha visto un discreto numero di installazioni di impianti isolati, soprattutto per costituire un'offerta di elettricità nelle isole. Le recenti spinte al FV è stata la Legge 3468 sulle rinnovabili, effettiva dal giugno 2006. questa legge stabilisce delle generose tariffe incentivanti per i sistemi connessi alla rete, oltre ai sussidi agli investimenti fino al 60% dei costi sostenuti.

Con questi incentivi il governo prevede che la capacità installata crescerà fino a 700 MWp entro il 2020, di cui 500 MW connessi alla rete; così, con un'attuale capacità installata di 6 MW il mercato dovrà crescere del 40% l'anno per raggiungere gli obiettivi.

5.7.1 Politiche e mercato FV

Tra le buone ragioni per abbracciare la tecnologia FV vi sono:

- ♦ il recente aumento delle emissioni di CO₂ nel Paese (che si è impegnato per un riduzione del 25% nel programma per il Protocollo di Kyoto);
- ♦ l'eccellente grado di irraggiamento solare;

- ♦ un consolidato settore solare termico, che ha già sollevato l'impegno pubblico e la familiarità alle applicazioni solari;
- ♦ la necessità di una misura per soddisfare il picco della domanda energetica estiva nelle ore di punta.

Le tariffe stabilite nella metà del 2006 dipendono dall'area di installazione dell'impianto e dalla sua taglia. Attualmente le tariffe valide sono quelle riportate in Tab.5-10:

Tab. 5-10: Tariffe incentivanti per il grid-connected in Grecia.

Taglia dell'impianto	Grecia continentale connessa alla rete
< = 100 kW	0,45 €/kWh
> 100 kW	0,40 €/kWh

Le tariffe sono garantite per 20 anni e aggiustate annualmente in base all'inflazione e/o ad aumenti nei prezzi di vendita dell'elettricità.

Le tariffe, accompagnate dalla possibilità di combinarle con concessioni d'investimento tra il 30 e il 40% per coprire i costi d'installazione, consentono tempi di ritorno dell'investimento molto interessanti, per alcuni tipi d'impianto anche inferiori a quelli ottenibili in Spagna.

Inoltre il 20% del costo totale di un sistema FV domestico è detraibile dalle tasse, consentendo così ai consumatori un risparmio fino a 500 € per sistema.

Ad un anno dall'entrata in vigore delle tariffe però l'industria è ancora in una fase di start up. La principale ragione è che la Grecia non ha mai avuto solide basi industriali né tanto meno una produzione FV sviluppata; si crede però che riuscirà presto a mettersi al passo con il lato della domanda.

Altre barriere sono la mancanza di chiarezza sulle misure di supporto e i limiti legislativi nel settore delle costruzioni. Inoltre i sistemi domestici sono svantaggiati dal momento che le tariffe incentivanti si applicano solo a società.

Il governo dovrebbe mantenere stabile il prezzo del kWh nel periodo di contratto, per ridurre il timore del rischio degli investitori. Deve inoltre semplificare i processi di rilascio delle licenze per i sistemi connessi alla rete.

5.8 GIAPPONE

I programmi di ricerca e sviluppo a lungo termine del Giappone, così come le misure per la realizzazione del mercato che iniziarono nel 1994 col "70.000 roofs program", hanno assicurato al Giappone la posizione di leader mondiale in campo fotovoltaico. Anche se la sua quota di mercato sta attualmente diminuendo per l'aumento di capacità di Cina ed Europa, continua a mantenere il primato in quanto ad offerta produttiva. Sul lato della domanda invece la Germania ha superato il Giappone, che però continua a mantenere un'ottima seconda posizione.

Pur essendo povero in risorse energetiche e dipendente in larga misura dalle importazioni dall'estero di fonti fossili, il Giappone ha iniziato a svincolarsi sempre più dal petrolio sin dal primo shock petrolifero del 1973, puntando in maniera decisa sull'uso di energia disponibile localmente e sull'innovazione tecnologica per una maggiore efficienza; l'impulso governativo al fotovoltaico venne dato con il Programma nazionale di ricerca e sviluppo che ha portato il Paese a diventare leader nel settore fotovoltaico ed ha contribuito a creare una capacità industriale di primo piano.

5.8.1 L'IMPEGNO PER LE ENERGIE RINNOVABILI

Nato nel 1974, il "Sunshine Program" è un programma a lungo termine che aveva l'obiettivo di favorire lo sviluppo di sufficienti fonti alternative per soddisfare una considerevole parte dei fabbisogni energetici del Giappone entro l'anno 2000.

Nel 1993 il programma fu modificato dal "New Sunshine Program" che voleva armonizzare gli elementi chiave della politica energetica giapponese, i cui principi sono riassunti nelle 3E:

1. sicurezza nell'approvvigionamento di **Energia** (alternativa al petrolio);
2. efficienza **Economica** (nei meccanismi di mercato);
3. armonia con l'ambiente - **Environment** (riducendo le emissioni di CO₂ in linea con i target di Kyoto).

Nel 1997 entrò in vigore la "New Energy Law" per introdurre ed espandere le tecnologie rinnovabili, provvedendo alle misure di supporto finanziario e definendo le responsabilità di ciascun settore (i governi nazionale e locali, i consumatori e i fornitori di energia e i produttori di sistemi energetici) nell'avanzamento nell'uso della nuova energia.

Le ragioni e le necessità dell'introdurre nuove risorse energetiche in Giappone sono differenti da quelle per l'Europa. Gli obiettivi fondamentali del Giappone per l'introduzione di "nuova energia" come fonte nazionale vennero esposti appunto nel New Sunshine Program. In Giappone con "nuova energia" si intendono oltre che le biomasse, il solare termico, l'eolico e il solare FV, anche le celle a combustibile, l'uso innovativo dei combustibili fossili (ad esempio con la cogenerazione) e l'energia da combustibile riciclato (come i rifiuti).

Questo programma ebbe molto successo e subì una riorganizzazione nel 2000.

Il primo punto indicato dalla riorganizzazione era di far decrescere di quasi il 100% la dipendenza dalle importazioni di petrolio, che costituivano circa il 53% del consumo di energia primaria in Giappone. Dopo la prima crisi del petrolio questo diventò fondamentale anche in Europa, non però con la stessa importanza, considerato che l'Europa poteva ancora sfruttare il petrolio del Mare del Nord e le riserve di gas.

Il secondo motivo per accelerare l'introduzione delle nuove energie era l'impegno del Giappone sotto il Protocollo di Kyoto di ridurre le proprie emissioni del 6% dal 2008 al 2012 rispetto ai livelli del 1990. Si intendeva raggiungere il target con l'introduzione di nuove energie, col risparmio nei consumi e con l'incremento del nucleare. Questi propositi sembravano incontrare il consenso nazionale, ma negli ultimi anni si manifestò un'opposizione verso il nucleare per timori sulla sicurezza. Nel marzo 2002 vennero introdotte quindi delle nuove linee guida, secondo cui, per la prima volta, il Giappone avrebbe dovuto introdurre una tassa sull'inquinamento;

venivano inoltre indicati 45 nuovi approcci per ridurre le emissioni, includendo l'ulteriore sviluppo delle rinnovabili. Si ambisce ad ottenere 2 del 6 punti percentuali di riduzione attraverso lo sviluppo di tecnologie innovative e l'impegno delle popolazione.

Una terza ragione per introdurre le nuove energie riguarda il mercato internazionale: rispetto a quella europea la politica giapponese non ha solo il vantaggio di essere più *market-oriented*, ma ha l'esplicito scopo di stabilire un prospero mercato, come indicato dalle linee guida. La politica di lungo termine stabilita a questo proposito costituisce un grande vantaggio per l'industria, la quale può pianificare la propria politica con lungo anticipo. Fino a poco tempo fa in Europa questo impegno di lungo termine mancava in tutti i programmi sia a livello europeo che a livello nazionale.

Sotto la "Renewables Portfolio Standard (RPS) Law" stabilita nel 2002, che obbligava i fornitori di energia all'uso di una certa percentuale di energia rinnovabile, la quantità di uso obbligatoria venne aumentata ogni anno. L'obiettivo fissato nel 2003 era quello di arrivare alla produzione di 12,2 TWh da energie rinnovabili per il 2010.

Nel 2004 vennero dichiarate tre *vision* per l'anno 2030: "Fornitura energetica e Prospettiva di domanda per il 2030", "Vision per il business della nuova energia" e "PV Roadmap verso il 2030 (PV2030)", rivelandosi questa una mappa per lo sviluppo tecnologico del sistema FV e l'impegno per una diffusione su larga scala sul lungo termine che prevede diversi progetti di R&S.

Nel 2005 il Governo vagliò il piano di raggiungimento dei target del Protocollo di Kyoto per il 2010.

Nel 2006 il METI decretò la "Nuova Strategia Energetica Nazionale", in cui il piano di innovazione energetica, che include anche la promozione dei sistemi FV, è uno dei maggiori pilastri.

5.8.2 POLITICHE PER IL FOTOVOLTAICO

Nel "Sunshine Program" del 1974 il FV rientrava come uno dei punti di maggiore forza della riforma energetica giapponese. I principali obiettivi riguardo la tecnologia fotovoltaica erano quelli di proseguire nello sviluppo della produzione di materiali e celle e di stimolare l'espansione del mercato.

La valutazione delle attività di ricerca e sviluppo sulla generazione di potenza FV all'interno del programma si teneva ogni quattro anni da parte del Comitato per la Politica Tecnologica, che misurava i risultati e definiva nuovi target per il periodo successivo. L'ultima valutazione, la terza, è relativa al periodo 1989-1992. Così come nei precedenti periodi, le priorità vennero assegnate alle due seguenti aree di R&S:

1. lo sviluppo delle tecnologie di produzione delle celle solari;
2. lo sviluppo delle tecnologia per i sistemi FV.

Grazie anche all'aumento dei fondi progressivamente stanziati a favore del FV tra le energie rinnovabili, la R&S sotto il programma "Sunshine" mostrò forti miglioramenti e, dal momento che durante i periodi precedenti entrambe le priorità furono soddisfatte dai livelli raggiunti, si ritenne necessario per il futuro promuovere la formulazione di obiettivi concreti mirati alla riduzione dei costi e all'introduzione a largo raggio delle tecnologie.

All'interno del New Sunshine Program del 1993 venne introdotto il sistema del net metering che ebbe un grande successo nonostante il sussidio fosse comunque relativamente basso.

I nuovi target per il 1996 prevedevano di realizzare, attraverso sviluppi tecnologici, costi di generazione di energia FV che entro l'anno 2000 fossero competitivi con l'attuale prezzo pagato per l'elettricità dalle famiglie giapponesi. Nel 1992 il minimo costo per l'energia FV era di 40 yen/kWh (0,33 €/kWh) ad una produzione di 100 MWp/anno.

Il primo programma per stimolare l'implementazione del FV fu chiamato "Programma di Sostegno per i sistemi FV residenziali", attivo dal 1994 al 1996. Nel 1994 il Ministero del Commercio Internazionale e dell'Industria (MITI, diventato METI nel 2000) lanciò questo programma secondo cui ogni casa privata che installasse un impianto era obbligata a riportare i dati di performance e attività alla NEF (New Energy Foundation, ente che amministrava il programma fotovoltaico giapponese per impianti con taglie inferiori a 10 kWp) per tre anni. Il budget per il 1994 ammontava a 20 milioni di dollari. Il programma si riferiva a sistemi con i seguenti requisiti:

- ♦ il sistema FV doveva essere installato sulla residenza del proprietario;
- ♦ i sussidi coprivano il costo dei moduli, del BOS, della distribuzione e dell'installazione;
- ♦ il massimo incentivo previsto era del 50% del costo del sistema o di 9.000 \$/kWp, con un massimo di 5 kWp.

Nel 1995 il programma giapponese rese possibili 1,9 MWp di installazioni, grazie a questi sussidi. L'anno seguente la potenza installata era cresciuta a 3,6 MWp, grazie soprattutto ad una grande promozione attuata attraverso tutti i media.

Nel 1997 il programma fu rinominato "Programma di Diffusione dei sistemi FV residenziali" per diffondere il mercato iniziale degli impianti FV. Un massiccio incremento dei fondi (più che raddoppiati) consentì in quell'anno di giungere a 6,6 MWp, per registrare un vero e proprio boom nel '98, con 21 MWp. Nel 2000 l'energia prodotta da tetti fotovoltaici aveva superato un totale di 40 MWp installati. L'incentivo non consisteva più nel risarcimento del 50% dei costi d'impianto ma nella retribuzione di una somma fissata per kW installato.

Il programma voleva focalizzarsi sia sulla R&S sia sulla produzione di massa. Così facendo nel 2000 la produzione eccedeva la domanda giapponese interna, per occupare la posizione di leader mondiale per quota di mercato.

Con un progressivo decremento dei fondi a disposizione, come indicato in Fig.5-11, il programma terminò nel 2005. Durante i 12 anni (1994-2005) furono installati 253.754 impianti, per un totale di 1200 MW.

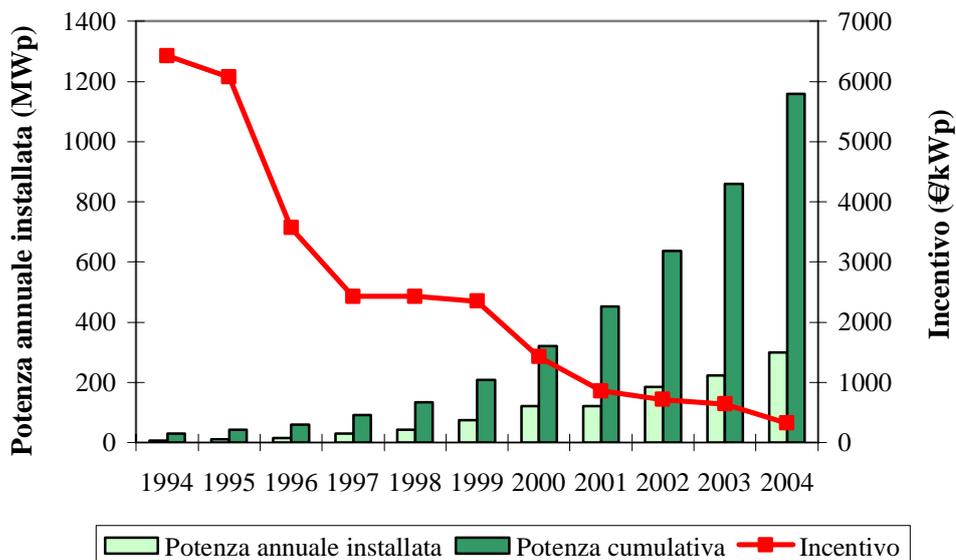


Fig.5-11: Potenza installata in Giappone e andamento degli incentivi.

Nota: usato 1 € = 140 ¥, conversione media

All'interno della riorganizzazione del 2000 del New Sunshine Program, tra le altre cose, vennero tracciate le linee direttrici del "New PV Technology Programme" chiamato "Advanced PV Generation" (APVG). All'inizio dell'APVG vennero mosse diverse critiche lamentando che gli obiettivi pianificati erano troppo alti. Ad ogni modo, il target fissato di 400 MW di potenza FV installata per il 2000 fu raggiunto con un solo anno di ritardo.

In aggiunta all'incentivo fisso per kW installato, un'altra forma di incentivo è il "net metering".

Il prezzo medio per l'elettricità nel 2004 era di 24 ¥/kWh (0,17 €/kWh) per uso residenziale e 10-12 ¥/kWh per uso industriale.

Il Governo Giapponese ha istituito ricerca e sviluppo, misure di diffusione e ha introdotto una legislazione per ottenere il target di 4,8 GW in potenza FV per il 2010.

L'impianto residenziale medio in Giappone nel 2003 era di 3,8 kWp e costava mediamente 4.857 €/kWp che, paragonato al 1998, rivela una riduzione nel prezzo di più del 35% (Fig.5-12). I vari costituenti dell'impianto (moduli, BOS, installazione) si ridussero nel tempo della stessa percentuale.

Sempre nel 2003 il settore residenziale assorbì l'89,9% della produzione giapponese.

Nonostante il decremento degli incentivi nel 2003 il numero di impianti realizzati crebbe annualmente fino al 2004.

Nel 2004 la Germania diventò leader mondiale per la capacità FV installata con 360 MW in quell'anno; il METI provò a passare da una strategia *market-pull* a *market-push*, riuscendo ad aumentare le esportazioni e a confermare la leadership di produttore.

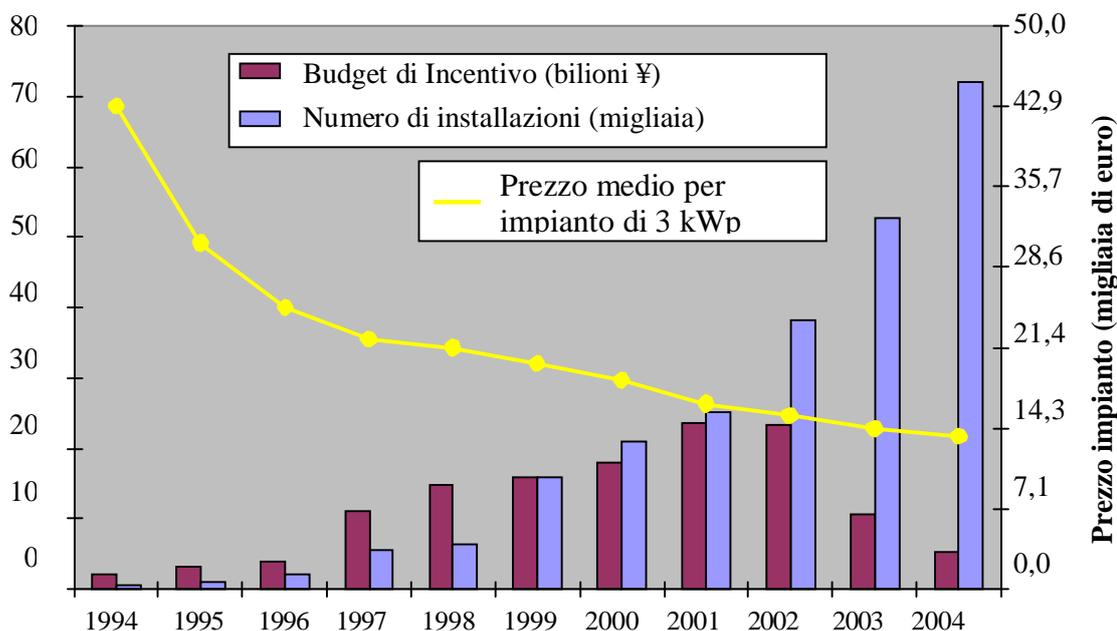


Fig. 5-12: Andamento del numero di installazioni rispetto all'incentivo concesso e riduzione del prezzo medio di acquisto per impianto da 3 kW.

Nota: usato 1€ = 140¥, conversione media

Alla fine dell'anno fiscale 2006, 1617 MW dei totali 1709 MW installati, erano su edifici residenziali. L'80% delle installazioni residenziali è stato fatto su edifici esistenti, il 20% su abitazioni nuove.

5.8.3 ALTRI TIPI DI INCENTIVO

Oltre ai sussidi nazionali, gestiti dalla NEF, alcuni governi locali aggiunsero fondi fino a coprire un massimo di 40% dei costi delle installazioni. Quali misure per l'introduzione del sistema FV, il Governo ha infatti continuamente implementato programmi di supporto per municipalità locali e imprese private.

§ PROGETTO PER PROMUOVERE L'INTRODUZIONE LOCALE DELLE NUOVE ENERGIE

L'impulso a lavorare attivamente sulle tematiche ambientali si è espanso anno per anno tra i governi locali e le municipalità giapponesi, i quali hanno iniziato a fissare target propri nel volume di introduzione delle nuove energie, seguendo gli obiettivi nazionali di 4,8 GW. Inoltre le autorità locali hanno fatto partire i propri programmi di diffusione FV. Nel 2006 oltre 300 governi locali continuavano a provvedere coi propri incentivi o con programmi di prestito agevolati anche se il programma di supporto nazionale si era concluso.

Ad esempio, il progetto di promozione per l'introduzione di nuove energie a livello locale favorisce i residenti sostenendo i progetti regionali sviluppati dagli organi pubblici. Gli incentivi sono concessi ad organizzazioni pubbliche e istituzioni no-profit che introducono l'uso di fonti rinnovabili per la generazione di potenza. Rientrano nel programma sistemi FV con potenza uguale o superiore a 10 kW. I destinatari dell'incentivo possono ricevere o metà del costo dell'installazione o 3.300

€kW. Dal 1998 al 2004 vennero finanziati 398 sistemi ad energia rinnovabile, 216 dei quali FV. Nel 2005 i sistemi FV furono 33 e 35 nel 2006.

§ *PROGETTO PER IL SOSTEGNO DI NUOVI OPERATORI ENERGETICI*

Mira ad accelerare l'introduzione di nuove energie sostenendo gli imprenditori industriali privati che intraprendono un nuovo business generando potenza con fonti rinnovabili. L'incentivo consta in un terzo dell'installazione e la capacità dei sistemi PV ammessi è di 50 kW e oltre. Tra il 1998 e il 2004 furono installati 9 impianti FV, per 745 kW in totale; tra il 2005 e il 2006 la potenza installata è stata di 187 kW.

5.8.4 PUNTI DI FORZA RISPETTO ALL'EUROPA

Diverse sono le condizioni, economiche e politiche, che hanno permesso al Giappone di guadagnare posizioni davanti a tutti i Paesi europei e di primeggiare nel mercato del FV:

- ◆ gli investimenti per gli impianti sono inferiori grazie alle economie di scala e a tecnologie *high-level*;
- ◆ il mercato giapponese degli edifici residenziali ha approfittato del mercato del FV, risultando in un 95% delle installazioni domestiche prodotte dall'industria locale;
- ◆ nel 2001 il rapporto ¥/€ cominciò a diminuire, fino al 40% in tre anni;
- ◆ i prezzi dell'elettricità in Giappone sono più alti che nella media europea (anche 0,20 €/kWh per i privati), così che il FV è risultato in una buona alternativa alla spesa sui consumi;
- ◆ sono stati erogati contributi a fondo perduto;
- ◆ l'accettazione di nuove tecnologie è maggiore in Giappone che in Europa;
- ◆ il popolo giapponese ha uno storico interesse per la natura e l'ecologia;
- ◆ la contiguità della tecnologia del fotovoltaico con quella dei semi-conduttori, alla base dell'Information Technology in cui ancora una volta il Giappone è leader ;
- ◆ gli interessi sui prestiti sono relativamente bassi.

Si può affermare che, dal punto di vista industriale, i giapponesi sono molto precisi, puntano all'alta qualità e agli alti volumi, fattori che giocano a loro vantaggio. Per contro, in Giappone i costi del lavoro sono superiori e non ci sono risorse energetiche naturali.

5.8.5 RAGIONI CHE CONTRIBUIRONO ALLO SVILUPPO DELLE INSTALLAZIONI

Per il Giappone l'essere diventato potenza mondiale oggi al secondo posto come numero di installazioni nazionali è stato determinato da vari fattori:

- 1) un numero crescente di clienti focalizzano la propria attenzione sull'efficienza economica così come sull'impatto ambientale;
- 2) la necessità di rinnovare costantemente il parco edilizio del paese (le abitazioni tradizionali giapponesi sono fatte di legno) unita all'opportunità di apportare le innovazioni tecnologiche che vengono viste come fattori importanti per migliorare la qualità della vita;

- 3) la presenza di molte municipalità che offrivano incentivi addizionali è cresciuta molto;
- 4) sempre più municipalità adottarono sistemi FV su edifici pubblici;
- 5) il mercato per le abitazioni che usavano elettricità come unica fonte di energia è aumentato e i sistemi FV vennero adottati come sistema di generazione;
- 6) diversi impresari edili svilupparono le abitazioni a “zero-energia”. Queste case combinano l’installazione FV, l’efficienza energetica e una struttura di costruzione isolante per mantenere la temperatura interna;
- 7) il tema FV non rimase gestito a livello puramente statale: sempre più costruttori di celle e impresari edili promossero i sistemi FV attraverso pubblicità su TV commerciali;
- 8) il FV venne usato come “merce di scambio”, assieme alle altre rinnovabili, per convincere lo stato a non costruire centrali nucleari e termoelettriche che avrebbero causato riduzione del valore degli immobili in prossimità delle centrali.

Attualmente in Giappone il numero di impianti integrati è molto ridotto rispetto al totale delle installazioni; questo è spiegabile alla luce del fatto che chi investe in FV ha piacere di “esibirlo” per dimostrare il proprio impegno ambientale.

5.8.6 ATTUALE SITUAZIONE E PROSPETTIVE FUTURE

All’interno delle *vision* dichiarate nel 2004 per l’anno 2030 la “PV Roadmap toward 2030 (PV2030)” è un programma di ricerca e sviluppo articolato in tre principali obiettivi, tutti finalizzati all’ottenimento della competitività con i costi di produzione elettrica convenzionale: al 2010 la competitività con le utenze domestiche (0,17 €/kWh), al 2020 per le utenze commerciali (0,10 €/kWh) e al 2030 per quelle industriali (0,05 €/kWh).

Il governo del Giappone stabilì nel 2006 la “Nuova Strategia Energetica Nazionale” per promuovere e confermare la transizione tra il corrente contesto di fornitura energetica e consentire così la sicurezza. Si impone il raggiungimento di molti target entro il 2030 e menzionano esplicitamente alcune misure per il FV:

1. promozione strategica degli sviluppi tecnologici quali forza trainante per la competitività: promozione per abbassare i costi e per creare un ambiente adatto alla connessione in rete dei sistemi;
2. accelerazione della creazione della domanda: creare un numero di misure di supporto oltre ai sussidi;
3. realizzazione della competitività per rendere il FV un’industria sostenibile: creare degli standard, far crescere la consapevolezza del FV, favorire la cooperazione internazionale.

Questi punti chiave sono orientati all’industria e al mercato e mirano a creare un nuovo business energetico indipendente e sostenibile.

Il budget del Governo per il 2007 è aumentato del 4% rispetto al 2006; il budget del METI per il FV è aumentato del 31% per l’investimento in programmi di ricerca.

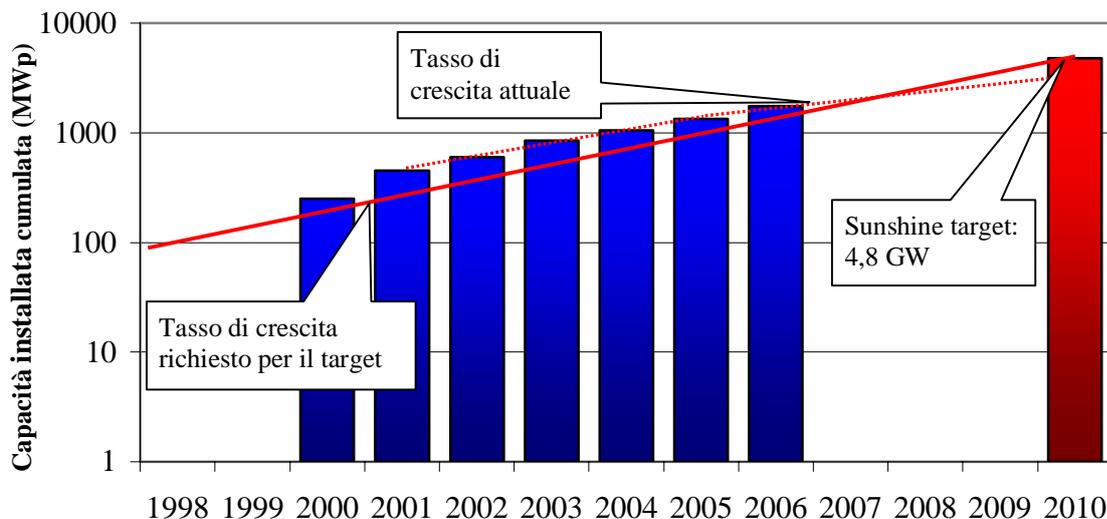


Fig. 5-12: Target del Programma Sunshine e andamenti correnti in Giappone.

Per raggiungere il target di 4,8 GW nel 2010 il mercato dovrebbe crescere significativamente (Fig.5-12). Invece nel 2006 si è registrato un rallentamento rispetto al 2005 e se il ritmo di crescita rimanesse di questa costante si potrebbero installare per il 2010 solo 3,2 GW. Con la fine di agosto 2007 infatti sono terminati gli incentivi e il Giappone sta sperimentando, per la prima volta, il sostegno del FV senza supporto nazionale, anche se comunque l'incentivo nel 2005 era già molto basso (125 €/kW).

Nel settembre 2007 la Camera di Commercio di Osaka chiese in proposito un ripristino delle sovvenzioni.

Nel giugno 2006 venne annunciata la nuova visione sul "Futuro del FV in Giappone", una rivisitazione della vision del 2002, dove però sono rivisti gli obiettivi per l'espansione sui mercati esteri, incrementata alla luce della progressiva saturazione del mercato interno. Per il 2010 ci si aspetta che il mercato domestico assorba 1,18 GW e venga esportato 1 GW. Per il 2030 al mercato domestico sono destinati 7,55 GW e alle esportazioni 5GW. Per il 2010 si attende una riduzione dei costi dei sistemi residenziali a 1.852 €/kWp e a 2.346 per quelli ad uso pubblico e industriale.

Per i prossimi anni ci si aspetta che il mercato domestico sia dominato dal settore residenziale mentre possono essere sviluppati altri segmenti di mercato nell'area delle applicazioni per i trasporti o l'agricoltura ma con piccole quantità. Nel 2006 la potenza totale installata in pannelli fotovoltaici era già di 1744 MW per una produzione annua superiore a 2.600.000 MWh.

5.9 STATI UNITI

Il 2007 negli Stati Uniti d'America è stato un anno d'oro per le energie rinnovabili, in particolare per quanto riguarda l'eolico e la produzione di etanolo.

Nel 2006 gli USA erano il terzo più ampio mercato per il FV con circa 140 MW di installazioni di cui 101,5 MW connessi alla rete, e un totale di potenza cumulata installata di 610 MW, di cui 343 riferiti a impianti connessi alla rete. California e New Jersey accoglievano più dell'85% del mercato. La produzione è cresciuta del 31% fino a 201 MW nel 2006, principalmente guidata dalla quota di mercato dei film sottili (54%).

La politica federale è stata dominata da uno scarso slancio verso le rinnovabili lasciando ai singoli Stati le iniziative di incentivo allo sviluppo, ma sembra che nell'ultimo anno le politiche ambientaliste (più che gli interessi di governo) stiano esercitando pressioni vincenti per il distacco dalle fonti fossili tradizionali.

5.9.1 APPROCCIO ALLE RINNOVABILI

Fin dall'inizio del suo mandato, nel 2001, la politica ambientale di George Bush è stata largamente criticata dagli ambientalisti, secondo i quali la sua politica agevola le richieste dell'industria di diminuire le protezioni ambientali.

Gli Stati Uniti, sotto la presidenza di Bush, hanno deciso di non ratificare il Protocollo di Kyoto del 1998. Gli USA sono però tra i firmatari della Convenzione Quadro sul Cambiamento Climatico delle Nazioni Unite, l'organizzazione che ha convocato il meeting di Kyoto. Il Console agli Affari Pubblici riporta che gli obiettivi fissati dal Protocollo di Kyoto si ritenevano incompatibili con la crescita economica e che gli USA ritengono che la crescita economica sia il modo migliore per risolvere i problemi internazionali.

I tre attuali obiettivi principali della politica americana sul clima sono:

- ♦ introdurre nuove tecnologie per la produzione e l'utilizzo di energia in grado di indebolire il legame tra crescita economica ed emissione di gas serra;
- ♦ migliorare gli strumenti scientifici necessari a rispondere in modo più efficace ai problemi del cambiamento climatico;
- ♦ ottenere la cooperazione di altre nazioni per far fronte all'intero spettro di questioni legate al cambiamento climatico.

Gli Stati Uniti hanno stanziato quasi 29 miliardi di dollari di fondi per studi scientifici collegati al clima, tecnologia, assistenza a livello internazionale e incentivi.

A livello statale il maggior stimolo allo sviluppo di nuova capacità per le energie rinnovabili è stato dato dai meccanismi del Renewable Portfolio Standard (RPS), una politica regolatoria che richiede un aumento di produzione da fonti rinnovabili.

Nel febbraio 2003 già 13 Stati avevano implementato un proprio RPS. Il più ambizioso negli USA fu decretato in California nel 2002, richiedendo che le tre maggiori aziende di servizi partecipate incrementassero il proprio uso di energia rinnovabile per la produzione di elettricità del 20% entro il 2017.

Arizona, Connecticut, Maine, Massachusetts, Nevada, New Jersey, New Mexico e Texas decretarono il RPS come parte del proprio impegno a ristrutturare il proprio sistema elettrico.

La *Union of Concerned Scientists* prevede che il RPS nazionale e i fondi per l'energia rinnovabile possano portare a 25.900 MW di nuova capacità produttiva da rinnovabile per il 2017, raddoppiando i livelli del 1997 (escludendo l'idroelettrico).

La maggior parte di queste capacità sarà dovuta all'eolico, ma il FV è sempre più visto come un'opzione da sfruttare.

L'obiettivo dichiarato dal Presidente Bush a partire dal 2002 è la riduzione delle emissioni di gas serra del 18% entro il 2012. A questo proposito la Clean Air Interstate Rule è la norma più recente sull'inquinamento: venne adottata dall'EPA nel 2005 per ridurre ulteriormente il biossido di zolfo e gli ossidi di azoto emessi dalle centrali elettriche.

Nel 2005 un lungo dibattito sulla politica energetica si era concluso con l'approvazione di una legge, l'Energy Policy Act, che aveva l'obiettivo dichiarato di garantire un'offerta di energia sicura, accessibile ed affidabile. La legge interveniva sul processo di ristrutturazione in corso nel settore elettrico (il modello di settore elettrico prevalente nei diversi stati, per la maggior parte del '900, era infatti caratterizzato da un sistema di monopoli locali che ponevano significative barriere allo scambio di energia tra gli Stati) e sull'offerta delle fonti di energia.

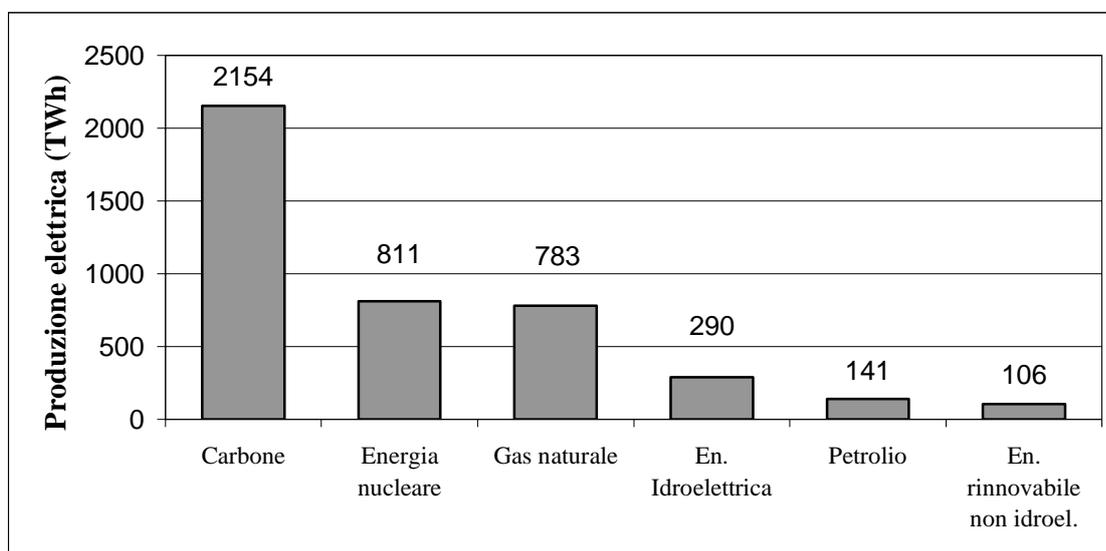


Fig. 5-13: Produzione totale netta di elettricità per fonti negli USA nel 2005.

La struttura produttiva e le risorse esistenti nel Paese nel 2005, unitamente all'aumento del prezzo del gas ed al lento sviluppo di nuove tecnologie, portarono i legislatori a confermare, innanzitutto, il ruolo dominante del carbone e dell'energia nucleare (Fig.5-13, [39]) con una serie di interventi che garantiscono un rinnovato sviluppo a tali fonti combustibili.

L'obiezione mossa a questo Atto è, quindi, che le norme contenute, che erano destinate ad influenzare direttamente il funzionamento del settore elettrico, si rivelano innovative della prassi regolatoria e del ruolo delle istituzioni federali, mentre le disposizioni e gli incentivi relativi alle fonti di energia, evidenziano piuttosto l'intenzione di mantenere la composizione attuale delle fonti di energia. Infatti, benché venga affrontato tra i primi articoli, la legge non sembra prestare particolare attenzione allo sviluppo delle energie rinnovabili. Gli incentivi previsti consistono, essenzialmente, nel richiedere al governo federale di acquistare una percentuale annua e crescente (a partire dal 3%) di elettricità prodotta da fonti

rinnovabili, di proseguire con il progetto di installazione negli edifici pubblici di sistemi ad energia solare e di finanziare un programma di commercializzazione di questi ultimi per la produzione di elettricità. Qualche attenzione è quindi rivolta all'energia fotovoltaica mentre quella eolica è quasi del tutto trascurata. La fonte rinnovabile a cui viene dato maggiore rilievo è quella idrica.

Non si prevede inoltre alcun impegno per l'adozione di un protocollo per le energie rinnovabili in linea o analogo a quello di Kyoto.

Nel gennaio 2007, nel suo discorso sullo Stato dell'Unione, il Presidente ha annunciato un piano per la riduzione del 20% nei consumi di petrolio nei prossimi 10 anni in modo da bloccare l'aumento dell'anidride carbonica. Gli USA si dichiarano effettivamente in grado di realizzare questi risultati, essendo già leader nella produzione di biocombustibili, aumentando contestualmente gli standard del rapporto carburante/chilometri di tutte le auto e gli autocarri venduti negli Stati Uniti. Nello stesso discorso si parla anche di energia eolica e solare ma non si fissa alcun obiettivo da raggiungere.

Nell'agosto 2007 il Congresso USA sembra fare un passo importante verso il cambiamento della politica energetica degli Stati Uniti: la Camera dei Rappresentanti ha infatti approvato due misure in piena controtendenza rispetto alla linea della Casa Bianca. Il primo provvedimento, passato con 221 voti contro 189, impone tasse per 16 miliardi di dollari ai produttori di petrolio, abolendo le agevolazioni fiscali per le compagnie petrolifere. Il secondo provvedimento sposta tutta una serie di finanziamenti a favore della cosiddetta "energia pulita" per la produzione di biocombustibili, energia eolica, e altre fonti di energia rinnovabile. Questo è da considerarsi un colpo alla politica di Bush da sempre favorevole alle "big oil companies". La Casa Bianca ha comunque minacciato di apporre il veto alla legge, che ora dovrà passare al Senato, in quanto, sostiene, colpisce in maniera sleale l'industria petrolifera.

5.9.2 PROGRAMMA NAZIONALE FV

A causa della situazione politica negli USA, non ci sono oggi incentivi uniformi per l'implementazione del FV oltre al portfolio di rinnovabili promosso a livello statale e a pochi tagli delle tasse federali.

L'iniziativa firmata nel giugno 1997 dal Presidente Clinton di "Un Milione di Tetti Solari" comprendeva iniziative sia per il solare termico che per quello FV. Il Department of Energy (DOE) avrebbe collaborato con l'industria edile, l'industria del solare, governi statali e locali e organizzazioni non governative, supportando le misure per la rimozione delle barriere di mercato e per lo sviluppo di programmi di promozione locale, senza averne comunque un ruolo diretto.

L'iniziativa tralasciava un budget dedicato, ossia non prevedeva sussidi per l'installazione dei sistemi, ma fissava degli obiettivi per il 2010:

1. ridurre le emissioni in atmosfera;
2. creare posti di lavoro specializzati (70.000 per il 2010);
3. mantenere l'industria solare americana a livelli competitivi.

Nella cornice delle iniziative locali e statali, dal 1997 sono stati installati 150.000 sistemi.

Per affrontare la sfida di espandere i mercati FV, l'industria ha sviluppato una roadmap come guida nel 2001, poi aggiornata nel 2004. Nella nuova revisione l'industria mostrava due scenari: il primo, "Business as Usual" e il più ambizioso

scenario “Roadmap”, dove i target vengono aumentati se paragonati al 2001. Nello scenario Roadmap il FV dovrebbe provvedere a metà di tutta la nuova generazione elettrica degli USA per il 2025 e produrre circa 7% dell’elettricità nazionale, comparato all’1% nel caso BAU. Nei successivi 20 anni l’industria FV si aspetta più di 260.000 persone impiegate (contro le 59.000 del caso BAU).

Per ottenere questi obiettivi l’industria sosteneva che dovesse essere recuperata la leadership di mercato e dovesse essere mantenuta la proprietà tecnologica.

I principi erano:

1) recuperare la leadership di mercato

- ♦ creare incentivi: implementare crediti d’imposta per installazioni residenziali e commerciali che aumentino l’attuale supporto statale e federale. I primi 10 kWp devono ricevere un credito del 50% limitato a 3 \$/W, gli ulteriori kWp potevano ricevere il 30% di credito d’imposta limitato a 2 \$/W. Diminuendo del 5% l’anno il tetto limite si incoraggerà un deciso declino nei prezzi e si faciliterà la transizione ad un mercato senza crediti d’imposta.
- ♦ Stabilire un net metering uniforme per dare semplicità e facilità d’accesso alla rete.
- ♦ Supportare gli impegni statali e locali per la potenza solare pianificando incentivi federali per livellare i supporti esistenti ed incoraggiare gli altri stati ad adottare le politiche solari che aprano nuovi mercati ed aumentino i volumi di vendita.
- ♦ Aumentare il budget per la R&S del DOE di 250 milioni di \$ per il 2010.

2) Mantenere la proprietà della tecnologia: il fondamento di una tecnologia di successo è un’eccellente R&S. La maggior parte della ricerca federale per le energie rinnovabili viene coordinata dal National Renewable Energy Laboratory (NREL).

- ♦ Aumentare gli investimenti in R&S a 250 milioni di \$ per il 2010.
- ♦ Consentire agli USA di possedere le tecnologie della nuova generazione del solare.
- ♦ Continuare a sviluppare programmi tra industria, università e laboratori nazionali.

Rispetto allo scenario del 2001, la revisione del 2004 sottolinea l’importanza del mercato domestico per sviluppare l’industria locale nel lungo termine, in contrasto con le precedenti assunzioni che l’industria potesse dipendere per il 70% dalle esportazioni. Il mercato domestico negli USA era poco presente, e questo può essere uno dei motivi che l’hanno portato a perdere la posizione di dominio mantenuta per molti anni e lo colloca solo al terzo posto dietro Giappone e Germania.

Dal 2003 al 2007 fu attivo il Progetto per la Tecnologia del DOE con la missione di migliorare i costi, l’integrazione e le prestazioni del solare, rendendo le tecnologie e i sistemi un’opzione accettata per la produzione energetica attraverso associazioni pubblico-private e riducendo le emissioni in aria dimettendo i sistemi ad energia fossile.

Dopo anni di stallo politico e negoziazioni sul supporto delle energie rinnovabili, le cose cominciarono a muoversi nel 2005. Il più grande passo avanti fu raggiunto quando nel luglio 2005 passò in Senato il programma energetico Solar American Iniziative (SAI) che fu firmato dal Presidente Bush. I meccanismi di supporto del Programma, entrato in vigore nel 2006, sono:

- ♦ aumento dal 10% al 30% per due anni (fino al 2008) del credito energetico destinato al solare;
- ♦ il credito d'imposta è limitato a 2000 \$ per i sistemi avviati durante il 2006-2007.

L'industria del FV fu capace di promuovere l'estensione di questi incentivi fino al 2008 e gli sforzi sono tuttora mirati ad estenderli ad un altro anno.

L'obiettivo di breve termine dell'Iniziativa Solare Americana (SIA) era di ridurre i costi dell'elettricità da FV fino a 0,18 \$/kWh; come obiettivi di lungo termine invece:

- ♦ per il 2015
 - i costi dell'energia solari dovranno diventare competitivi con quelli dei combustibili fossili, quando il residenziale dovrà infatti pagare 0,08-0,10 \$/kWh;
 - ridurre i costi dei sistemi del 50-60% tra il 2005 e il 2015, da 5,50-8,50 \$/W a 2,25-3,50 \$/W;
 - il FV provvederà per 5-10 GW di capacità di generazione elettrica, abbastanza da soddisfare 1-2 milioni di abitazioni;
 - l'industria crescerà da 1 a 10 bilioni di \$ l'anno, creando 30.000 nuovi posti di lavoro.
- ♦ per il 2030
 - il FV provvederà a circa 70-100 GW di capacità di generazione elettrica;
 - i sistemi FV provvederanno a circa il 40% di tutta la nuova capacità elettrica;
 - l'industria crescerà da 10 a 30 bilioni di \$ l'anno, creando 80.000 nuovi posti di lavoro.

Per ottenere tali obiettivi viene data enfasi a programmi di R&S ad alto rischio, che l'industria non è in grado di sostenere autonomamente.

Per facilitare la crescita del mercato, la SAI si focalizza nell'eliminare le barriere non tecniche alla commercializzazione del FV, sviluppando appropriati standard e programmi di certificazione.

La seconda pietra posta per il FV dal governo americano fu l'approvazione finale nell'agosto 2006 del californiano "Piano per un milione di tetti solari", chiamato anche Senate Bill 1 (SB1), da parte del Senato della California e firmato dal Governatore Schwarzenegger. Si tratta del più grande programma per il FV della storia degli USA nel più ampio mercato della nazione. Il Governo si aspetta che il programma porti ad 1.000.000 di impianti con almeno una capacità FV di 3 GW entro il 2017.

5.9.2.1 Programma californiano

Già nel gennaio 2006, la Commissione per gli Affari Pubblici rese effettiva la parte più consistente del piano SB 1 creando la decennale "Iniziativa Solare californiana" da 2,9 bilioni di \$ (2,32 bilioni di €) che adotta incentivi basati sulle prestazioni dei sistemi. L'obiettivo per l'Iniziativa Solare è di aumentare la capacità installata in California a 3 GW per il 2017.

Dall'1 gennaio 2007 vengono previste due modalità di incentivazione:

- ♦ i sistemi solari più grandi di 100 kWp ricevono mensilmente per i primi cinque anni 0,39 \$/kWh prodotto nel caso di edifici residenziali, e 0,26 \$/kWh per quelli commerciali.
- ♦ i sistemi più piccoli di 100 kWp (il residenziale e il piccolo commerciale) vedono degli incentivi basati sulla prestazione futura stimata per ogni sistema ed ammontano a 2,50 \$/W.

Tariffe leggermente superiori sono previste per strutture governative ed enti no-profit.

Oltre a questi, comunque, sono previsti degli altri incentivi a livello nazionale, locale e di utility.

La sola California nel 2006 deteneva da sola circa il 70% del mercato del fotovoltaico Usa collegato alla rete ed ormai si candida come principale rivale della Germania per la leadership mondiale in questo settore. Alla fine del 2006 disponeva di 200 MW di potenza solare installata.

Lo SB1 innalza il tetto del net metering dallo 0,5% al 2,5% della domanda di picco consentendo di rientrare nel programma di net metering a circa 500.000 nuovi installatori di sistemi. I sistemi solari diventano così del 25% più economici, aspetto importante soprattutto visto che il prezzo di un sistema nel 2006 era di 7.426 €/kW, superiore a Germania, Italia e Spagna.

5.9.3 SUPPORTO FV

Diverse politiche e programmi statali e federali sono stati adottati per incoraggiare lo sviluppo dei mercati per il FV e delle altre tecnologie rinnovabili. Questo consiste sia in mandati legislativi diretti, sia in incentivi finanziari che consistono principalmente in finanziamenti pubblici (come i crediti d'imposta). In entrambi i casi, questi programmi danno un grosso supporto allo sviluppo del mercato FV.

Tra i tipi di incentivo, i rimborsi d'investimento sono i più comunemente usati (almeno 33 Stati prevedono questi programmi). Uno dei database più completi sui differenti schemi di supporto negli USA (DSIRE) è mantenuto dal Solar Centre of the State University della Nord Carolina e comprende informazioni sugli incentivi che promuovono l'energia rinnovabile a livello statale, locale, di utility e federale.

In aggiunta ai già menzionati incentivi statali e federali infatti, anche i governi locali usano diversi di questi stessi incentivi per incoraggiare l'investimento in FV e nelle altre rinnovabili. La principale differenza è, comunque, che i programmi locali tendono ad essere più fatti su misura per le condizioni e gli interessi locali. In genere dove c'è supporto statale per le rinnovabili c'è anche un supporto del governo locale.

Nonostante il credito d'imposta federale correntemente disponibile, non vi è negli USA un programma coordinato per lo sviluppo dei mercati FV.

Esiste la forma del net-metering, che consente ai proprietari dei sistemi di vendere l'energia all'azienda di servizi locale. Nel novembre 2002, 36 Stati avevano già implementato misure per il net metering dell'elettricità prodotta da FV.

La mancanza negli USA di standard per infrastrutture di vendita e marketing, così come di installazione e manutenzione dei sistemi e di standard consistenti per il net metering da Stato a Stato, crea barriere che ostacolano la crescita dei mercati FV.

5.9.4 MERCATO FV

Il 2003 fu il primo anno di crescita ininterrotta dopo quasi due decenni che le esportazioni di celle FV USA calarono di quasi il 15%.

Grazie alle crescenti misure di supporto a livello regionale e nazionale, il mercato degli impianti connessi alla rete sta crescendo con tassi del 28 %, ma molto deve ancora essere fatto per raggiungere gli obiettivi dell'iniziativa del "milione di tetti" per il 2010 (Fig.5-14):

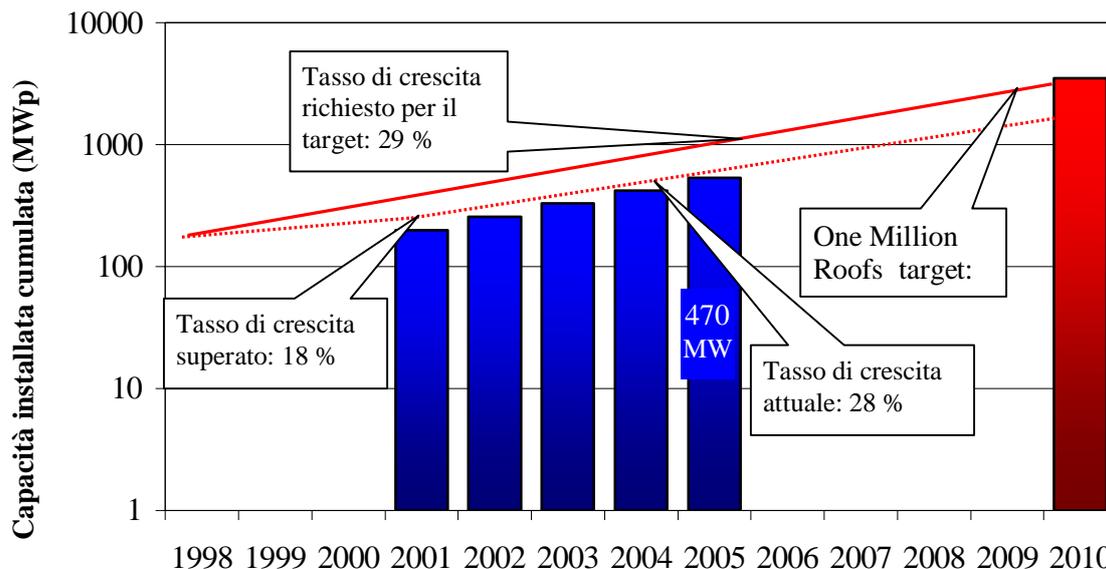


Fig. 5-14: Target del Programma One Million Roofs e andamenti correnti negli USA.

La capacità installata nel 2006 ammonta a 610 MWp e con l'attuale andamento si potrebbe, al 2010, ottenere una capacità installata di solo 1,5 GWp. Attualmente non c'è un unico mercato per il FV negli Stati Uniti, ma un insieme di mercati regionali e applicazioni speciali per le quali il FV offre la soluzione più efficace in termini di costo.

Nel 2007 il mercato può essere classificato in quattro categorie (Fig. 5-15), per le quali, a seconda dei prezzi locali dell'elettricità e degli incentivi presenti, si può dare un prezzo limite per watt installato affinché la produzione di elettricità con un sistema FV sia competitiva

Anche se la maggior parte degli Stati si trovano nelle ultime due categorie, bisogna notare che un quarto della popolazione vive negli Stati migliori in quanto al mercato, i quali appartengono anche agli Stati con maggiori potenzialità di sviluppo. California, Connecticut, Nevada, Hawaii, Delaware, Colorado, New York, New Jersey, Texas fanno parte di questa prima fascia [33].

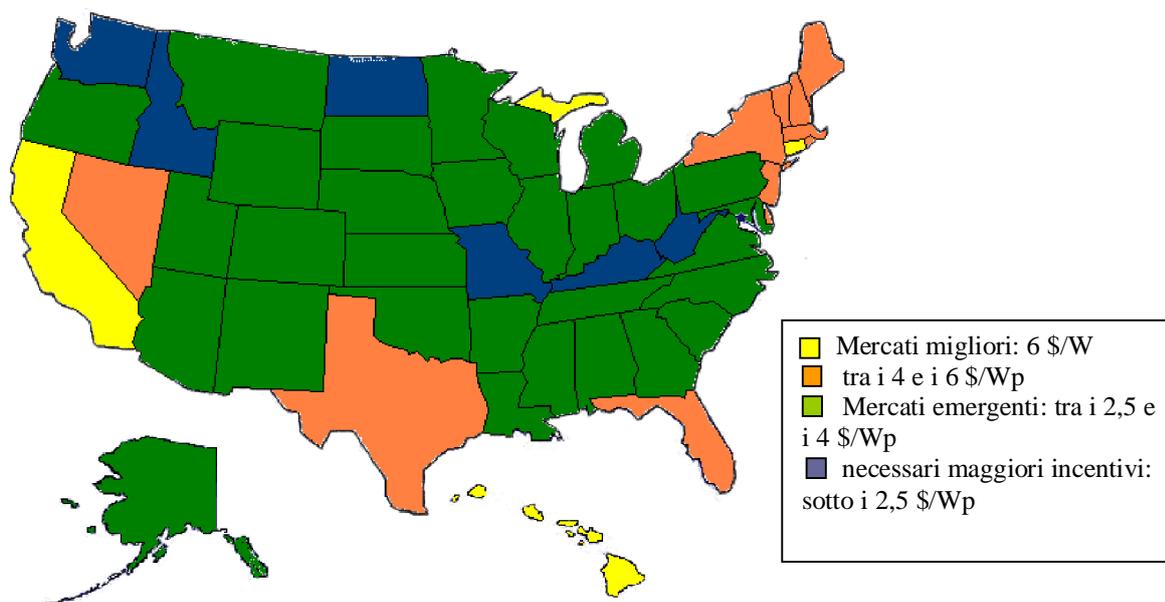


Fig.5-15: Suddivisione del mercato USA in funzione del prezzo per watt installato a indicare il limite di convenienza.

Nel luglio 2007, 27 Stati e il Distretto delle Columbia avevano un proprio Renewable Portfolio Standards e, ad eccezione del Minnesota, tutti includono il FV. Il Colorado presenta nel proprio RPS un target specifico per il solare. Un'altra importante misura per il FV è l'accesso alla rete: nell'agosto 2007, 42 Stati avevano già implementato misure per il net-metering dell'elettricità prodotta da FV.

5.9.5 PUNTI DI FORZA E DEBOLEZZA

Diversi sono i fattori che hanno permesso agli Stati Uniti di rappresentare oggi la terza potenza mondiale nella produzione e installazione di sistemi FV, ma molti sono anche i freni ad uno sviluppo che, anche solo per dimensioni potenziali del mercato nazionale e per condizioni di irraggiamento di molti Stati, potrebbe essere molto più forte se supportato da una politica ad hoc.

Punti di forza:

- ◆ grande aumento dei capitali di rischio da parte dell'industria per gli investimenti sulle energie rinnovabili, con un notevole incremento degli investimenti nell'energia solare nel 2007. Gli investimenti in capitali di rischio nelle energie rinnovabili negli USA rappresentano circa il 60% del totale mondiale nel 2006;
- ◆ grande collaborazione, promossa a livello del DOE, tra governi locali, università, laboratori nazionali e industria;
- ◆ lo sviluppo industriale ha creato migliaia di posti di lavoro nel FV.

Punti di debolezza:

- ◆ la politica di Bush si è solo da poco aperta alle energie rinnovabili, sviluppando comunque obiettivi concreti solo per biocarburanti e riservando uno spazio ristretto al FV, risultando in un sostegno a livello federale per le rinnovabili spesso inconsistente;

- ◆ lo sviluppo delle energie rinnovabili negli USA è demandato alle iniziative dei singoli Stati dell'Unione, non esistendo un preciso piano d'azione a livello federale;
- ◆ secondo la SEPA (Solar Electricity Power Association) politiche e supporto federale dovrebbero essere più omogenee per sostenere e unire assieme le diverse attività degli Stati e locali;
- ◆ servono più progetti di educazione e dimostrazione per mostrare al pubblico i vantaggi e le possibilità dei sistemi FV. In generale il governo federale dovrebbe dare maggiore informazione al pubblico, così come avviene ora in California;
- ◆ solo negli ultimi anni si mira ad espandere il mercato domestico, mentre fino a poco tempo fa la produzione era destinata per la maggior parte alle esportazioni.

5.10 COMPARAZIONE DELLE POLITICHE FV INTERNAZIONALI

Si vuole ora confrontare qual è la situazione dei Paesi in termini di capacità installata e di prospettive per il futuro.

Come già anticipato, nel 2001 la Direttiva 2001/77/ CE [32] ha fissato che la produzione elettrica da fonti rinnovabili in Europa dovrà essere del 22% entro il 2010, obiettivo che si differenzia poi tra i vari Stati. Giappone e Stati Uniti non hanno fissato un vero obiettivo, limitandosi a promettere di aumentare le risorse destinate alle rinnovabili.

Al 2005 gli Stati si erano avvicinati in misura diversa all'obiettivo fissato, come riportato dalla Fig.5-16.

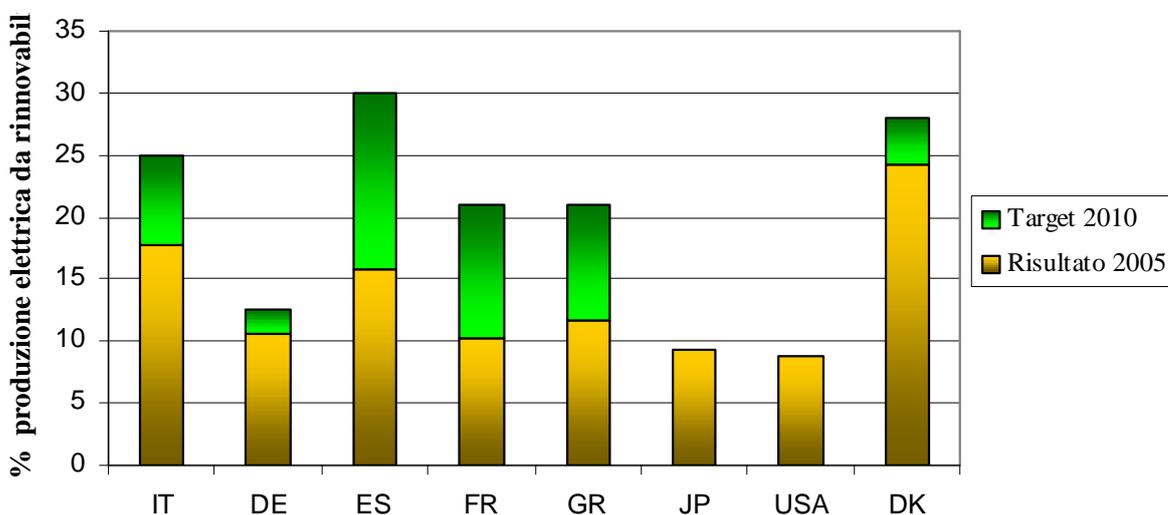


Fig. 5-16: Obiettivi di produzione elettrica da fonti rinnovabili rispetto alla produzione totale e risultati ottenuti fino al 2005.

All'interno del proprio programma per le rinnovabili ogni Paese è stato mosso da politiche diverse (Fig.5-17), favorendo alcuni l'eolico (come Spagna, Danimarca e Germania), altri l'idroelettrico (come Italia e Francia).

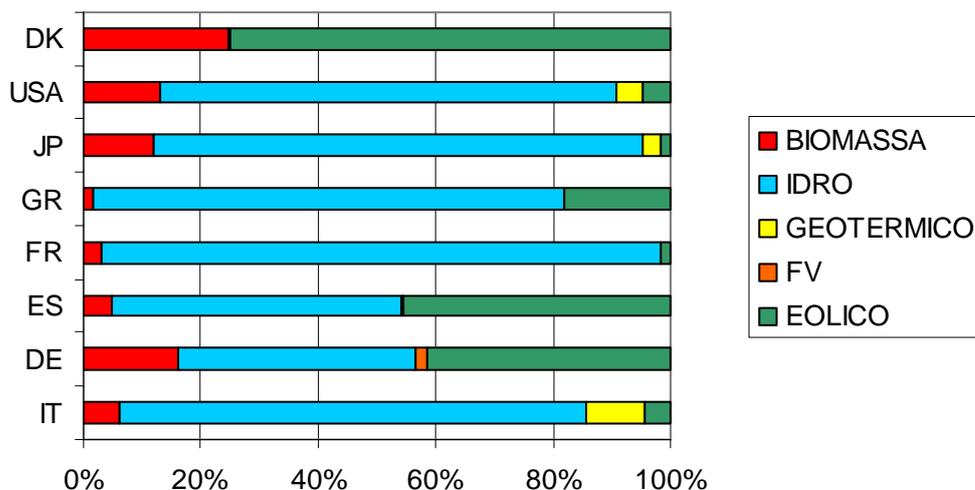


Fig.5-17: Ripartizione percentuale delle fonti rinnovabili per la produzione elettrica sul parco totale delle rinnovabili nel 2005.

Il solare FV nel 2005 raggiungeva, all'interno della produzione da rinnovabili, una percentuale di adesione bassissima in tutti i Paesi, tranne in Germania, dove comunque non superava il 2%, come illustrato nel grafico seguente (Fig.5-18). Nel 2006, e soprattutto nel 2007, tali valori sono tutti cresciuti, a partire dalla Germania che ha toccato il 2,7% nel 2007.

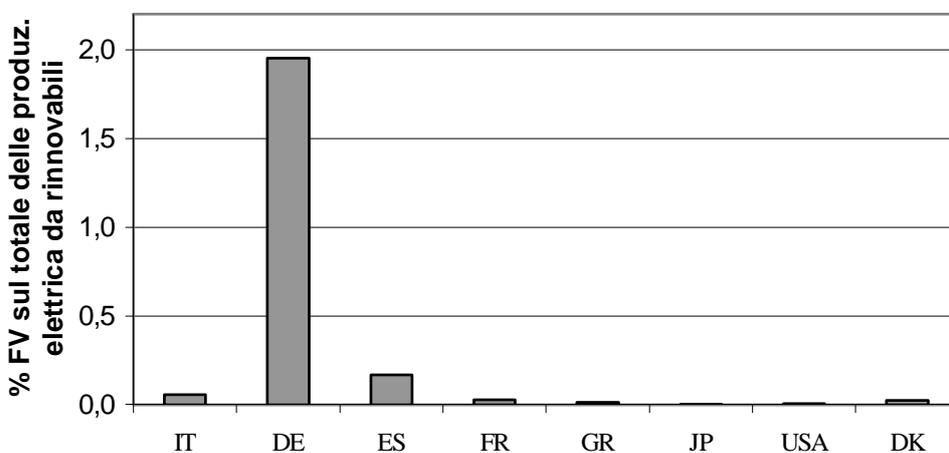


Fig.5-18: Peso percentuale del solare FV sul totale di fonti rinnovabili per la produzione elettrica nel 2005.

Si noti come il Giappone, nonostante gli 1,7 GW installati, sia dietro a molti Paesi europei, considerando comunque che la sua produzione elettrica nel 2005 è stata quasi il doppio di quella tedesca e oltre 3,5 volte quella italiana. Le politiche in favore del fotovoltaico si sono mosse con diverse variazioni tra gli Stati, stabilendo obiettivi più o meno ambiziosi di medio o lungo termine. La Fig.5-19 evidenzia gli obiettivi in termini di produzione elettrica da fonti rinnovabili (TWh) per il 2010 e in che misura questi dovranno essere soddisfatti dall'energia FV.

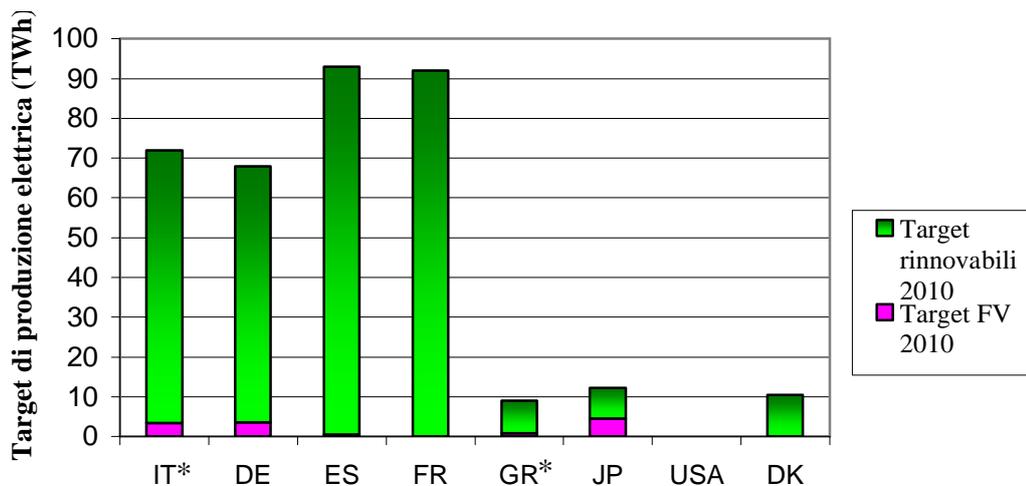


Fig. 5-19: Confronto tra obiettivi di produzione elettrica da rinnovabili e FV per il 2010.
*Nota *: il target italiano si riferisce al 2016, mentre quello greco al 2020.*

Si può notare come il Giappone si dimostri ambizioso in termini di installazioni di nuovi sistemi, ma molto meno per quanto riguarda le rinnovabili sul totale della produzione. L'Italia ha un obiettivo molto consistente, ma c'è da dire che tale obiettivo si riferisce al 2016. Al contrario la "promettente" Grecia ha fissato il suo debole obiettivo addirittura per il 2020.

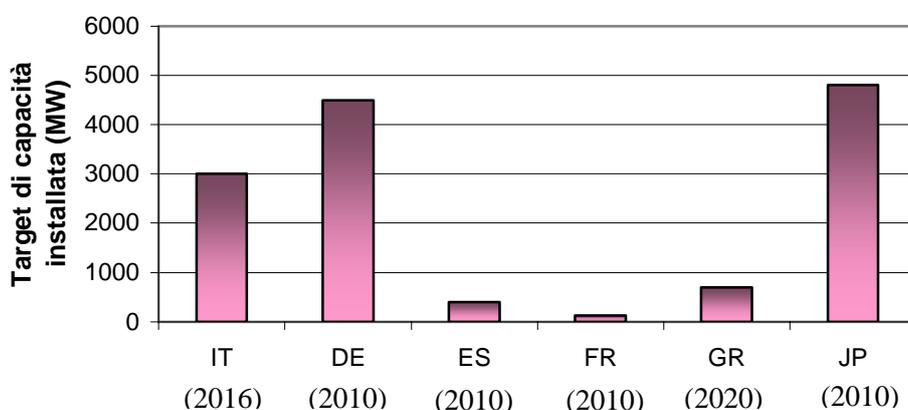


Fig. 5-20: Target di capacità installata fissati dalle politiche energetiche (entro i termini indicati tra parentesi).

È interessante vedere in che misura l'incentivo previsto dalle politiche per il FV riesca a coprire i costi reali del kWh tipici di ogni Paese. L'IEA [40] fornisce i prezzi medi di un sistema FV acquistato ed installato nei Paesi finora considerati (Tab. 5-11), espressi un euro per Watt installato. Si confrontano questi valori con il prezzo di un impianto per il caso italiano, che precedentemente si era fissato pari a 6,6 €/W.

In base al prezzo d'impianto e all'energia producibile dai moduli in ogni Nazione, a seconda del livello di insolazione presente, si calcola il costo effettivo di un kWh prodotto con pannelli in silicio cristallino, distinguendo il caso del mono e del poli-cristallino.

L'incentivo indicato in figura è inteso per un sistema da 3 kW non integrato.

Tab. 5-11: Prezzi dei sistemi per Watt installato e incentivi previsti.

	€W	INCENTIVO
IT	6,6	0,44
DE	4,7	0,46
ES	7,3	0,44
FR	7,5	0,30
DK	8	0
JP	4,7	0
USA	6,4	0

Per il caso italiano nel Capitolo 3 si era calcolato, tenendo presente l'irraggiamento medio annuo del Nord Italia, fissato in 1300 kWh/m²/anno, un costo per il PC di 0,48 e per il MC di 0,45 €kWh.

Si riportano in figura (Fig. 5-21) i costi per le due tecnologie in silicio cristallino, tenendo presente che la differenza nei costi è imputabile quasi esclusivamente all'efficienza tipica dei due sistemi, considerato che il prezzo di vendita non varia.

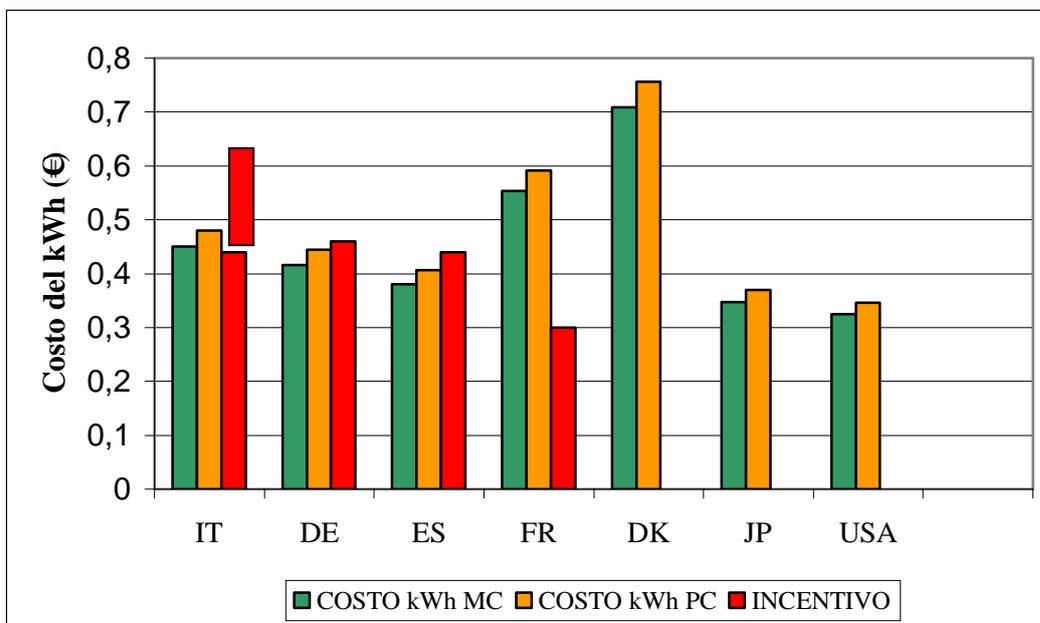


Fig. 5-21: Confronto del costo reale del kWh prodotto con pannelli in silicio mono e poli cristallino e dell'incentivo previsto dalle politiche energetiche.

In funzione dell'insolazione tipica del Paese di installazione i costi del kWh variano e in taluni casi l'incentivo previsto non riesce a coprire tali costi, come nel caso della Francia.

Per l'Italia il regime di Scambio sul Posto prevede, a differenza degli altri Paesi, che venga incentivata tutta l'energia prodotta dal sistema, comprendendo quella autoconsumata. L'incentivo di 0,44 €/kWh previsto dal Conto Energia si va quindi a sommare al costo dell'energia che non viene effettivamente acquistata dal proprietario dell'impianto (ad un prezzo medio di 0,18 €/kWh per le famiglie), rendendo la scelta del FV conveniente.

Come si può notare, Spagna e Germania offrono incentivi superiori al costo del kWh, motivo che contribuisce a spiegare l'attuale mercato e il suo rapido ritmo di crescita.

La Fig.5-22 mostra come la Spagna abbia fatto un grosso balzo in avanti rispetto al 2005 (+317%), iniziando la sua scalata che è proseguita anche nel 2007, riportando un +40%.

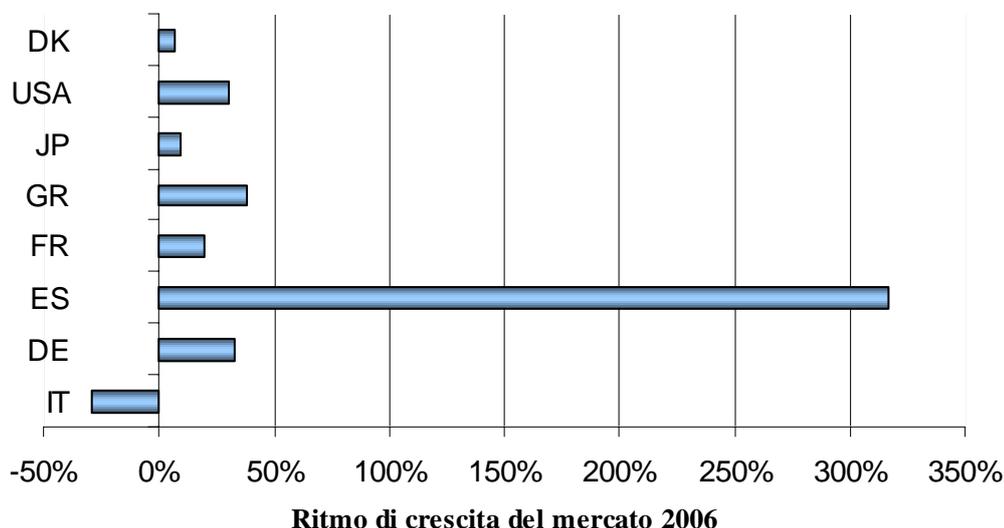


Fig.5-22: Ritmo di crescita del mercato delle installazioni nel 2006 rispetto al 2005.

Notevole è anche la posizione dell'Italia che, dopo lo slancio dato dal primo Conto Energia nella metà del 2005, nei mesi successivi ha visto un grande invio di richieste al GRTN ma pochi impianti effettivamente avviati, principalmente a causa delle difficoltà burocratiche. Si registra quindi un trend negativo, subito recuperato però dall'andamento del 2007 che riporta un +40%, aspettando i risultati dei primi mesi di installazioni con il Nuovo Conto Energia. Anche la Grecia dimostra un discreto incremento (+38%) che promette di migliorare anche molto grazie al nuovo decreto di incentivazione attivo dal 2006.

Il Giappone è quello che si crede avrà in futuro una crescita moderata e costante, se il governo non deciderà di riprendere gli incentivi alla luce del target per il 2010.

Gli obiettivi nazionali in termini di potenza installata sono riportati in ascissa in Fig. 5-23. Sull'asse di sinistra è rappresentata la cifra che ogni Paese dovrà sborsare per incentivare le nuove installazioni che, a partire dal 2008, andranno a

costituire il target finale. Chiaramente questa cifra è in funzione sia dell'incentivo promesso (si suppone una tariffa media per tutti i Paesi, tipica di un impianto di 3kW non integrato), sia della potenza che si prevede di incentivare. Per tutti i Paesi la durata dell'incentivazione è di 20 anni. Stati Uniti e Germania non hanno rivelato un effettivo target.

Sull'asse di destra invece è indicata la quantità di CO₂ che potrà essere evitata, grazie all'installazione della potenza stabilita, dall'anno 2008 all'anno 2020. Per calcolare il risparmio annualmente consentito dagli impianti di nuova installazione sommati a quelli già presenti, si è ipotizzato che le installazioni avvenissero anno per anno con una crescita basata sull'incremento medio registrato negli ultimi due anni e su quello previsto in base alle nuove tariffe di incentivazione. La CO₂ evitata per ogni Paese, inoltre, è calcolata in base al fattore di emissione F_{CO2} utilizzato nel Capitolo 4 sulle emissioni evitate.

L'ambizioso obiettivo italiano condurrà ad un altrettanto notevole esborso per il GSE, che dovrà finanziare, a partire dal 2008, 2900 MW di impianti. I 4,5 GW della Germania invece saranno meno faticosamente raggiungibili grazie ad una potenza già installata di oltre 3 GW al 2006 e a 4 GW, o forse più, stimati a fine 2007 dall'IEA. Il più alto è il target del Giappone, che però, si ricorda, ha terminato il programma di incentivazione.

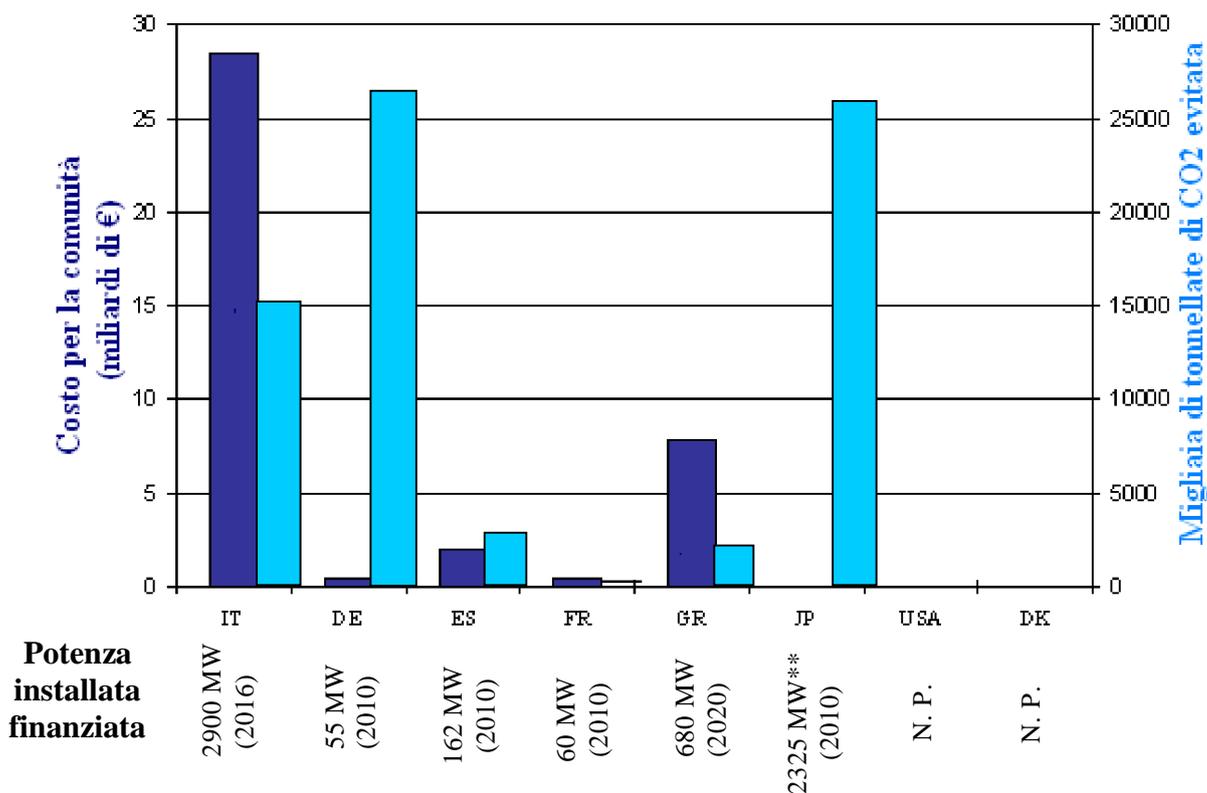


Fig. 5-23: Rappresentazione dei costi che verranno sostenuti dagli enti nazionali dal 2008 fino al raggiungimento dell'obiettivo di potenza installata (previsto entro la data indicata tra parentesi) e relative quantità di CO₂ evitata dal 2008 al 2020.

Note: N.P. significa che non è presente alcun target,**ricorda che per il Giappone non sono previsti incentivi per la potenza installata.

Confrontando le cifre di spesa pianificate con il Prodotto Interno Lordo nazionale (Fig. 5-24), emerge come l'Italia, assieme alla Grecia, saranno le nazioni che più dovranno impegnare le proprie risorse nelle politiche FV.

La stessa figura, sull'asse di destra, evidenzia quanto la CO₂ risparmiata rappresenti sulla totale quantità di CO₂ emessa dal mix energetico in uso per soddisfare il fabbisogno elettrico (dati 2005, [40]).

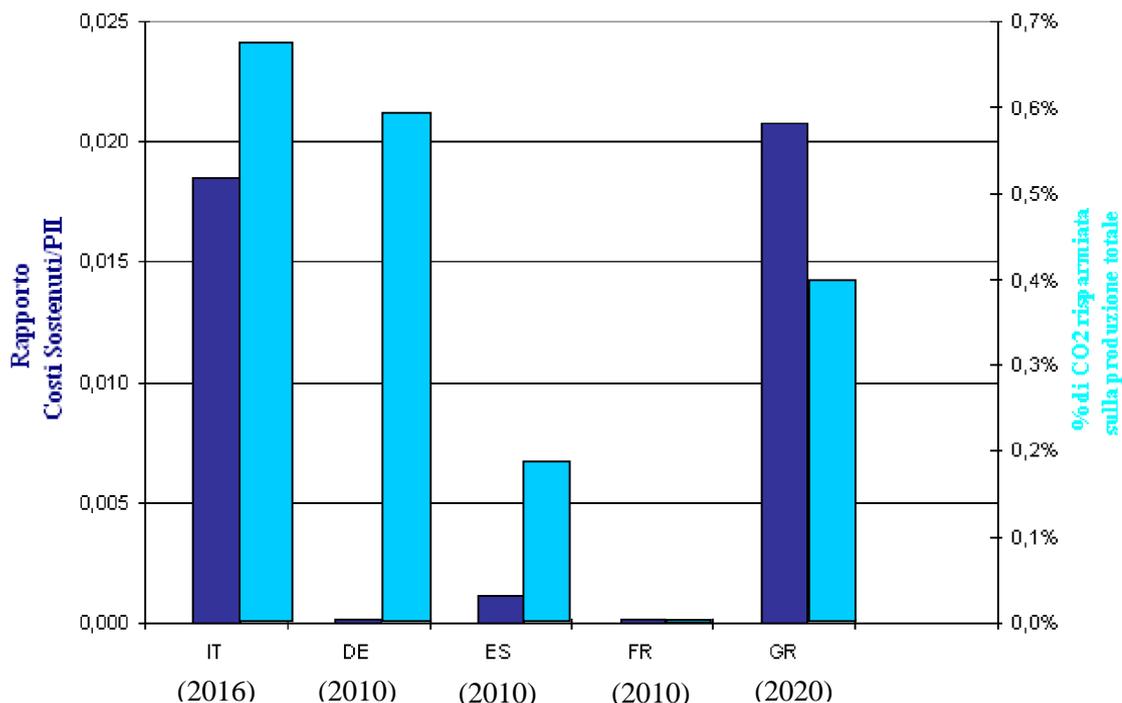


Fig. 5-24: A sinistra il rapporto tra le spese sostenute per il finanziamento degli incentivi a partire dal 2008 fino al raggiungimento dell'obiettivo di potenza installata (previsto entro la data indicata tra parentesi) e il PIL nazionale; a destra la percentuale di CO₂ risparmiata dal 2008 al 2020 con l'installazione della potenza incentivata.

Si può vedere come la Germania, nonostante l'elevatissima potenza installata, si posizioni dietro rispetto all'Italia in quanto a percentuale di CO₂ evitata, a causa di un fabbisogno energetico doppio di quello italiano.

6. CONCLUSIONI

L'analisi energetica di un impianto fotovoltaico montato sul tetto ha dimostrato come la spesa energetica per la sua costruzione venga ricompensata dall'energia che l'impianto produrrà nella sua vita utile, e lo farà in un periodo che oscilla dai 2,6 ai 4,2 anni, a seconda che il silicio sia poli o mono cristallino. Tempi di ritorno intorno ai 6,6 anni sono associati al silicio monocristallino ottenuto attraverso i processi di produzione "tradizionali", che la tecnologia sta però sostituendo o modificando in favore di un monosilicio ottenuto con tecniche diverse e spesa energetica quasi dimezzata.

Per quanto la letteratura presenti un campo di variazione notevole nella valutazione del tempo di ritorno energetico, un'accurata analisi LCA ha permesso di evidenziare i parametri più influenti per la determinazione dei costi energetici di costruzione dell'impianto. Riferendosi a condizioni al contorno omogenee (in termini di insolazione, tipo di tecnologia adottato e caratteristiche del mix energetico locale) le variazioni nei tempi di ritorno, rispetto alle diverse stime dei singoli costi energetici riportate in letteratura, restano limitate entro il 30%. La metodologia adottata si è quindi dimostrata uno strumento affidabile, e, grazie al livello di dettaglio delle informazioni fornite, consente di individuare alcune linee di tendenza, così come permette una corretta interpretazione del dibattito degli ultimi anni. In particolare, si può qui cogliere una possibile spiegazione ai dubbi sul ritorno energetico del FV, suscitati in passato da pubblicazioni come quella di Howard Odum: risalendo ai primi anni '90, in cui le tecnologie al silicio non erano attente al risparmio energetico, tali sospetti erano probabilmente fondati; l'errore è stato continuare a prendere come riferimento una situazione tecnologica che invece cambiava molto rapidamente e che oggi dimostra di essere pienamente sostenibile, perlomeno energeticamente. Dalla fase di calcolo LCA emerge come il tempo di ritorno energetico per un modulo in silicio cristallino subisca notevolmente il peso della spesa energetica relativa alla produzione del silicio che conta mediamente per il 60%. Tecnologie che riescano a limitare la quantità di silicio impiegato consentirebbero certamente riduzioni di costo sensibili. È questo il caso del silicio amorfo, che, grazie alla tecnologia a film sottili, utilizza spessori di materiale attivo dell'1% rispetto al silicio cristallino.

L'altra faccia del FV è che effettivamente, nonostante il costo di produzione si sia notevolmente abbassato nel corso degli anni, grazie a curve di apprendimento e a miglioramenti tecnologici, il costo del kWh FV non è ancora competitivo con le fonti energetiche tradizionali. Un confronto tra fonti rinnovabili alternative ha rivelato come il FV si dimostri la soluzione più costosa e necessiti di un sistema di incentivazione a tariffe decisamente superiori. Questo è imputabile sia all'elevato costo del kW installato sia alla scarsa producibilità energetica che il sistema consente. Oltre la metà del prezzo dell'impianto è dovuto ai moduli e, di questi, oltre un terzo del prezzo al Watt installato è dovuto all'assemblaggio del modulo, che utilizza costose linee di produzione altamente automatizzate. Le prospettive di riduzione di prezzo si fondano sullo sfruttamento delle curve di apprendimento, sulla

previsione di aumento su ampia scala dei volumi produttivi e sulla diminuzione dei costi di produzione del silicio. Dallo studio emerge però che quest'ultima possibilità non risulta così promettente: il silicio, fino alla fase di lavorazione che precede il taglio in wafer, incide sul prezzo del modulo solo per il 15%, perciò anche drastici tagli sul suo costo non apporterebbero riduzioni significative.

Il costo del kWh fotovoltaico rimane attualmente ben più alto sia rispetto alle fonti energetiche tradizionali che alle altre rinnovabili. Tuttavia, grazie al sistema di agevolazione introdotto in Italia dal Nuovo Conto Energia, l'installazione di un impianto FV connesso alla rete diventa un investimento sicuro, anche se i tempi di ritorno rimangono intorno ai 10 anni, con possibilità di modeste variazioni in funzione della zona di installazione.

La Finanziaria 2008 prevede delle agevolazioni anche per le altre rinnovabili: dal confronto in termini di costo dell'investimento, producibilità dell'impianto, superfici occupate e incentivi previsti, risulta che, per potenze installate dell'ordine di pochi kW il FV e il micro-eolico offrono soluzioni avvicinati. A parità di tempo di ritorno, per costi di impianto leggermente inferiori ed energia annualmente prodotta lievemente superiore per l'eolico, il FV risalta per la minor superficie occupata, oltre a considerare che spesso tale superficie rimarrebbe comunque inutilizzata. Considerando anche la più complessa gestione e manutenzione del sistema eolico, ne deriva che, per micro-applicazioni diffuse sul territorio, il FV risulta più adeguato. Al contrario, l'eolico su scala industriale resta invece a distanza, risultando più vantaggioso da ogni punto di vista, pur rimanendo vincolato alla disponibilità della risorsa naturale.

In quanto a CO₂ evitata il FV è la rinnovabile meno ecologica, ma le emissioni associate ad un kWh prodotto da un pannello rimangono comunque quattro volte inferiori alle emissioni dei sistemi energetici tradizionali utilizzati in Italia. Considerato che con l'installazione sul territorio italiano di un m² di pannello si viene a risparmiare oltre una tonnellata di CO₂, si verifica come, per azzerare le emissioni derivanti dalla produzione elettrica, si dovrebbero ricoprire meno di tre migliaia di km². Se ci si limitasse a coprire solo le superfici attualmente disponibili, i costi per la comunità raggiungerebbero una cifra paragonabile a quella prevista, ad esempio, dalla Finanziaria 2007 italiana.

Le ragioni del successo del mercato FV nei due Paesi, Germania e Giappone, che da soli detengono oggi oltre il 50% della produzione mondiale di celle, si individuano in una forte promozione della tecnologia da parte dei governi, sia con mezzi finanziari che di comunicazione pubblica, e, contemporaneamente, in un forte investimento in ricerca e sviluppo che ha portato alla crescita dell'industria locale, la quale ha trovato nell'elevata domanda del mercato locale la principale fonte di sviluppo.

RINGRAZIAMENTI

Un ringraziamento particolare al prof. Croce per il sostegno, la pazienza, i preziosi consigli e l'infinita disponibilità e l'aiuto dimostratemi nella stesura di questa tesi.

Un ringraziamento anche alla dott. Simeoni per la disponibilità offerta.

Non sono mai stata brava con le parole ma un grande pensiero va alla mia famiglia che mi ha sempre sostenuto nel mio percorso, specialmente alla mamma, che ha sempre continuato a tenermi per mano.

Grazie a tutti coloro che hanno dato apporto concreto alla mia carriera universitaria venendomi incontro nei passaggi più ostici e a chi ha sopportato i miei nervosismi e assenze degli ultimi periodi, continuando ad incoraggiarmi.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Odum H.T. (1996), "Environmental Accounting", *Emergy and Decision Making*. J. Wiley, NY;
- [2] Hagedorn G., Hellriegel E. (1992) "Umwelrelevante Masseneinträge bei der Herstellung verschiedener Solarzellentypen" - Endbericht, Forschungstelle für Energiewirtschaft, Monaco, Germania;
- [3] Kato K., Murata A. and Sakuta K. (1997) "Evaluation of the life cycle of photovoltaic energy system considering production energy of off-grade silicon", *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Vol.49, pp. 95-100;
- [4] Phylipsen G.J.M., Alsema E.A. (1995), "Environmental life-cycle assessment of multicrystalline silicon solar cell modules", Department of Science, Technology and Society, Utrecht University, Utrecht;
- [5] Engelenburg, Alsema (1996), "Environmental aspects of solar cell modules", Netherlands Agency for Energy and the Environment (NOVEM), Report nr. 96074;
- [6] E.A. Alsema, E. Nieuwlaar (2000), "Energy viability of photovoltaic systems", *Energy Policy*, Vol. 28, pp 999-1010;
- [7] Blakers A., Weber K., (2000), "The energy intensity of photovoltaic systems", (<http://www.ecotopia.com/opollo2/pvepbtoz.htm>);
- [8] Knapp, Jester (2001), "Empirical investigation of the energy payback time for photovoltaic modules", *Solar Energy*, Vol. 71, No. 3, pp. 165-172;
- [9] Fickett B., Mihalik G. (2001), "Multiple batch recharging for industrial CZsilicon growth", *Journal of Crystal Growth*, Vol. 225, pp. 580-585;
- [10] Kato K., Hibinofi T., Komoto K, Ihara S., Yamamoto S., Fujihara H. (2001), "A life-cycle analysis on thin-film CdS/CdTe PV modules", *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Vol. 67, pp. 279-287;
- [11] Pearce J., Lau A. (2002), "Net energy analysis for sustainable energy production from silicon based solar cells", *Proceedings of solar*, Reno, Nevada;
- [12] R. Battisti, A. Corrado (2003), "Evaluation of technical improvements of photovoltaic systems through life cycle assessment methodology", *Energy*, Vol. 30 (2005), pp. 952-967;
- [13] Nawaz I., Tiwari G.N. (2006), "Embodied energy analysis of photovoltaic (PV) system based on macro- and micro-level", *Energy Policy*, Vol. 34, pp 3144-3152;
- [14] Deenapanray P.N.K., Blakers A.W., Weber K.J., Everett V. (2004), "Embodied energy of sliver® modules", Australian National University, Canberra;
- [15] Murray M., Petersen J.E. (2004), "Payback and currencies of energy, carbon dioxide and money for a 60 kW photovoltaic array", *Proceedings of the American Solar Energy Society*, Portland OR, pp. 431-437;
- [16] Jungbluth (2005), "Life cycle assessment of crystalline photovoltaics in the Swissecoinvent database", *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, pp 429-446;
- [17] Suomalainen K. (2006), "Environmental life cycle assessment of a large-scale grid-connected PV power plant", Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden;

- [18] Raugei M., Bargigli S., Ulgiati S. (2007), "Life cycle assessment and energy pay-back time of advanced photovoltaic modules: CdTe and CIS compared to poly-Si", *Energy*, Vol. 32, pp. 1310-1318;
- [19] Fthenakis V., Alsema E.A., de Wild-Scholten M.J. (2006), "Environmental impacts of PV electricity generation - A critical comparison of energy supply options", presentato alla 21a European Photovoltaic Solar Energy Conference, Dresden, Germany, 4-8 September 2006;
- [20] Alsema, Mariska, de Wild-Scholten (2006), "Environmental impacts of crystalline silicon photovoltaic module production", presentato alla 13a CIRP Intern. Conf. on Life Cycle Engineering, Leuven, 31 maggio- 2 giugno 2006;
- [21] Crawford R.H., Treloar G.J., Fuller R.J., Bazilian M. (2006), "Life-cycle energy analysis of building integrated photovoltaic systems (BiPVs) with heat recovery unit", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 10, pp. 559-575;
- [22] Aiola J., Bergeron D. (2006), "An economic assessment of solar PV systems", Defense Resources Management Institute, Monterey, CA;
- [23] Krieger T., Roekens-Guibert H. (2006), "Environmental impacts of tedlar® PVF film for use in photovoltaic modules", presentato alla 21a European Photovoltaic Solar Energy Conference, Dresden, Germany, 4-8 September 2006;
- [24] Bankier C., Gale S. (2006), "Energy Payback of Roof Mounted Photovoltaic Cells", *Energy Bulletin*, 16 Jun 2006;
- [25] Sarti D., Einhaus R. (2002), "Silicon feedstock for the multi-crystalline photovoltaic industry", *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Vol. 72, pp. 27-40;
- [26] Coiante D. (2004), "Le nuove fonti di energia rinnovabile", Franco Angeli;
- [27] El-Kordy M.N. (2002), "Economical evaluation of electricity generation considering externalities", *Renewable Energy*, Vol. 5, pp. 317-328;
- [28] Fthenakis V.M., Kim H.C. (2005) "Life Cycle Analysis of Photovoltaic Systems", presentato al DOE Solar Program Review Meeting, Denver, CO, pp. 7-10;
- [29] Mason J.M., Fthenakis V.M., Hansen T., Kim H.C. (2006), "Energy pay-back and life cycle CO₂ emissions of the BOS in an optimized 3.5 MW PV installation", *Progress in Photovoltaics Research and Applications*, Vol. 14, pp. 179-190;
- [30] Pacca S., Sivaraman D., Keoleian G.A. (2007), "Parameters affecting the life cycle performance of PV technologies and systems", *Energy Policy*, Vol. 35, pp. 3316-3326;
- [31] Libro bianco Unione Europea - Energia per il futuro, le fonti energetiche rinnovabili - Ed. UE (1997);
- [32] Direttiva 2001/77/EC del Parlamento Europeo;
- [33] Commissione Europea, "PV Status Report 2007";
- [34] EurObserv'ER 2007, Photovoltaic Energy Barometer;
- [35] Renewable Energy Sources Act Progress Report (2007), Emendamento dell'EEG 2004;
- [36] Legge 24 Dicembre 2007, n. 244, Finanziaria 2008;

SITOGRAFIA

- [37] De Wild-Scholten M.J., Alsema E.A. (2006) “Environmental life cycle inventory of crystalline silicon photovoltaic module production” – file excel, <http://www.ecn.nl/>;
- [38] Coiante D. (2005), “Fotovoltaico e silicio” – www.aspoitalia.net;
- [39] Eurostat – <http://themes.eea.europa.eu>;
- [40] Dati nazionali, IEA – www.iea.org e www.iea-pvps.org;
- [41] Industria fotovoltaico – www.earthpolicy.org;
- [42] Embodied Energy, Deam Database – www.umich.edu;
- [43] Embodied Energy, Victoria University – www.victoria.ac.nz;
- [44] Mappa irraggiamento mondiale, 2000 – www.solaq.biz;
- [45] Mappa irraggiamento Italia – www.energia-alternativa-rinnovabile.it;
- [46] Department of Energy, DOE – www.energy.gov;
- [47] The Prometheus Institute for Sustainable Development, MA, USA – www.prometheus.org;
- [48] First Solar, produttore di moduli FV a film sottili – www.firstsolar.com;
- [49] Solarbuzz, portale sull’energia solare – www.solarbuzz.com;
- [50] Lahmeyer International, società di consulenza – www.lahmeyer.de;
- [51] Prezzi filiera fotovoltaica (2007) – <http://www.energy.gov.bn/symposiumpapers>;
- [52] EUREC Agency, agenzia di ricerca europea sull’energia rinnovabile – www.eurec.be;
- [53] Emissioni CO₂ – <http://criepi.denken.or.jp>;
- [54] ExternE (2003) – <http://externe.jrc.es>;
- [55] Paul Scherrer Institut, GaBE project (1999) – <http://gabe.web.psi.ch/research/lca/>
- [56] Ente per le Nuove tecnologie, l’Energia e l’Ambiente, ENEA – www.enea.it;
- [57] European Photovoltaic Industry Association, EPIA – www.epia.org;
- [58] Gestore Servizi Elettrici, GSE – www.grtn.it;
- [59] Gestore Mercato Elettrico, GME – www.mercatoelettrico.org;
- [60] Tecnologia fotovoltaica – www.enerpoint.it;
- [61] Applicazioni e tecnologie fotovoltaiche – <http://www.pvresources.com>;
- [62] Energia eolica – www.windpower.org;
- [63] European Photovoltaic Technology platform – www.eupvplatform.org;
- [64] Osservatorio Nazionale dell’Energia Solare Fotovoltaico, ONEFA – www.assosolare.org;
- [65] Nomisma energia – www.nomismaenergia.it;
- [66] Energia eolica – <http://nuove-tecnologie.net>;
- [67] Atlante eolico – <http://atlanteeolico.cesiricerca.it/viewer.htm>;
- [68] Coiante D. (2005), “L’ eolico e il territorio” – www.aspoitalia.net;
- [69] Euroenergy, centrali elettriche alimentate a biomasse – www.euroenergygroup.com;
- [70] ARPA Emilia Romagna – www.arpa.emr.it/arparivista/;
- [71] Photon International, la principale rivista tedesca del fotovoltaico – www.photon-magazine.com;
- [72] Politecnico di Milano, LCA impianto FV – www.chem.polimi.it.

AZIENDE INTERVISTATE

- [A] Marchiol S.p.a., Villorba (TV)
Materiale elettrico
- [B] Solar Wind, Russia.
Produzione di celle e moduli
- [C] Uflex S.r.l., Busalla, (GE)
Produzione di moduli in silicio amorfo
- [D] Helios Technology
Produzione di celle e moduli in silicio cristallino
- [E] Eurosolare, Nettuno (Roma)
Produzione di moduli in silicio cristallino
- [F] Tenesa Ltd, Repubblica Sudafricana
Produzione di moduli in silicio cristallino
- [G] Thermics S.r.l., Varmo (UD).
Distribuzione di moduli
- [H] Housing solar, Volpago del Montello (TV)
Progettazione e installazione impianti
- [I] Acritas S.r.l., Martignacco (UD).
Progettazione e installazione impianti
- [J] Neocoop, Reggio Calabria.
Progettazione e installazione impianti
- [K] Xewer, Roma.
Installazione impianti.

APPENDICE

EPBT IN LETTERATURA: CONFINI DI SISTEMA ANALIZZATI, PARAMETRI ASSUNTI E CALCOLO DEL TEMPO DI RITORNO

ASSUNZIONI

L'EPBT è calcolato sulla base dell'energia spesa per la produzione del modulo e poi dell'impianto. Le tabelle riportano anche l'Embodied Energy per metro quadro di ogni elemento che va a costituire il modulo.

Tra le ipotesi si riportano le efficienze di celle e moduli e il Performance Ratio, quando specificati dagli autori.

Si specifica l'assenza della cornice di intelaiatura dei pannelli che non inclusa nell'analisi, e se l'impianto sia architettonicamente integrato.

La dicitura n.p. indica che il dato non è reso noto dall'autore e che non è stato oggetto di analisi.

Silicio Monocristallino

Blakers, Weber (2000)

- ♦ Trascura l'EE impiegata per la produzione, considera solo l'EE nei materiali (perché di molto superiore);
- ♦ Include l'energia di processo indiretta (quali illuminazione, riscaldamento dei locali);
- ♦ Basato su dati del '98.

Knapp, Jester (2000)

- ♦ Include l'energia di processo indiretta (quali illuminazione, riscaldamento dei locali).

Nawaz, Tiwari (2004)

- ♦ Considera produzione, installazione, funzionamento e manutenzione del sistema;
- ♦ Suppone che l'efficienza della cella decresca col tempo.

Der Minassians, Farshchi (2006)

- ♦ Include l'energia del lavoro per la produzione e installazione;
- ♦ Include l'energia per i trasporti verso la fabbrica;
- ♦ Include la sostituzione di componenti durante la vita utile del sistema.

Alsema, Mariska, de Wild-Scholten (2006)

- ♦ Include il montaggio e le aree di produzione;
- ♦ Non è chiaro se includa i macchinari;
- ♦ LCA sviluppato con Simapro 6.04, database Ecoinvent (include trasporto verso la fabbrica);

Silicio Policristallino

Alsema, Nieuwlaar (2000):

- ◆ Considera macchinari di produzione e costi generali (quali illuminazione e riscaldamento dei locali);
- ◆ Non considera efficienza delle apparecchiature elettroniche e le strutture di supporto.

Battisti, Corrado (2003)

- ◆ Considera trasporto e dismissione (discarica, no riciclo);
- ◆ Dati Simapro 5.1, database Ecoinvent (include trasporto verso la fabbrica)
- ◆ Non sono chiari i dati usati per il calcolo (quantità ed energia impiegate), a nessun livello

Crawford, Treloar (2004)

- ◆ Usa l'analisi ibrida per il calcolo dell'embodied energy
- ◆ Non parla di BOS o strutture di sostegno
- ◆ Include trasporto e la capital energy

Alsema, Mariska, de Wild-Scholten (2006) e Fthenakis, Alsema, de Wild-Scholten (2006): come (Alsema, Mariska, de Wild-Scholten) nel monocristallino

Raugei, Bargigli, Ulgiati (2006)

- ◆ Non sono chiari i confini del sistema: “from the cradle to the gate”;
Si fonda su dati del 1996.

Silicio amorfo

Alsema, Nieuwlaar (2000): come per il policristallino

Kato, Hibinofi (2001)

- ◆ Include le aree di produzione;
- ◆ Include l'energia di processo indiretta (quali illuminazione e riscaldamento dei locali).

Film sottili

Knapp, Jester (2000): come silicio monocristallino

Kato, Hibinofi (2001): come silicio amorfo

Raugei, Bargigli, Ulgiati (2006)

- ◆ Non sono chiari i confini del sistema: “from the cradle to the gate”.

SILICIO MONOCRISTALLINO

Autore	Embodied Energy (kWh/m ²)						Irraggiamento (kWh/m ² /anno)	Ipotesi	EPBT	
	Silicio	Wafer	Cella	Modulo	Tot pannello	Impianto			Modulo	Impianto
Blakers, Weber 2000	n.p.		120	190	1060	n.p.	1926	§ eff. modulo=14%, PR=0,8 § no cornice di alluminio § eff. elettrica=38% § 200 kWh/m ² per BOS	6,9	8,3
Knapp, Jester 2000	495		189	154	840	n.p.	1700	§ PR=0,8 § Hp=150Wp/m ² di modulo § eff. elettrica=35%	n.p.	4,1
Nawaz, Tiwari 2004	666	120		190	976	1334	1440	§ eff. media cella=8%, PR=0,8 § 358 kWh/m ² per BOS	9,4	12,8
Der Minassians, Farshchi 2006	n.p.		189	155	840	n.p.	2200	§ eff. modulo=15%, PR=0,75 § Hp=150Wp/m ² di modulo § 57 kWh/m ² per BOS	n.p.	4,1
Alsema, Mariska, de Wild-Scholten 2006	155	202	26	65	448	n.p.	1700	§ eff. modulo=14%, PR=0,75 § in roof § Hp: 144 Wp/m ² di modulo § eff. elettrica=31%	2,4	2,7

SILICIO POLICRISTALLINO

Autore	Embodied Energy (kWh/m ²)						Irraggiamento (kWh/m ² /anno)	Ipotesi	EPBT	
	Silicio	Wafer	Cella	Modulo	Tot pannello	Impianto			Modulo	Impianto
Phylipsen, Alsema 1995	69	33	25	34	159	/	1700	§ eff. cella incapsulata=16% § no cornice di alluminio § eff. elettrica=45%	0,8	n.p.
Engelburg, Alsema 1996	87		81		168	/	1700	§ eff. cella incapsulata=16% § eff modulo=13,8% § no cornice di alluminio § eff. elettrica=42%	0,8	n.p.
Alsema, Nieuwlaar 2000	214	97	29	19,5	408	515	1700	§ eff. modulo=13% § no cornice di alluminio § 68kWh/m2 per BOS § eff. elettrica=35%	2,5	3,2
Battisti, Corrado 2003	n.p.						1530	§ eff. modulo=10,7%, PR=0,8 § eff. elettrica=35%	n.p.	3,3
Crawford, Treloar 2004	n.p.					2315	2200		n.p.	12
Alsema, Mariska de WildScholten 2006	155	95	26	65	341	n.p.	1700	§ eff. modulo=13,2%, PR=0,75 § in roof § eff. elettrica=31%	1,9	2,2
Fthenakis, Alsema, de WildScholten 2006	165	68	39	44	316	n.p.	1700	§ eff. modulo=13,2%, PR=0,75 § in roof § eff. elettrica=31%	n.p.	1,9
Raugei, Bargigli, Ulgiati 2006	n.p.						1700	§ eff. modulo=14%, PR=0,75 § eff. elettrica=32%	n.p.	5,5

SILICIO AMORFO

Autore	Embodied Energy (kWh/m ²)					Irraggiamento (kWh/m ² /anno)	Ipotesi	EPBT		
	Silicio	Wafer	Cella	Modulo	Tot pannello			Impianto	Modulo	Impianto
Engelburg, Alsema 1996	0,13		94		95	n.p.	1700	§ eff. cella=10% § no cornice di alluminio § eff. elettrica=42%	0,7	n.p.
Alsema, Nieuwlaar 2000	4,9		73		117	223	1700	§ eff. modulo=7% § no cornice di alluminio § 68kWh/m ² per BOS § eff. elettrica=35%	1,3	2,6
Kato, Hibinofi 2001	n.p.		112	44	157	n.p.	1430	§ eff. modulo=10%, PR=0,81 § eff. elettrica=35%	1,4	1,7

FILM SOTTILI

Autore	Embodied Energy (kWh/m ²)					Irraggiamento (kWh/m ² /anno)	Ipotesi	EPBT	
	Materiale	Cella	Modulo	Tot pannello	Impianto			Impianto	Modulo
Engelbug, Alsema 1996	CdTe	n.p.		73	/	1700	§ eff. cella=15% § no cornice § eff. elettrica=42%	0,4	n.p.
	CIS	n.p.		128	/	1700		0,6	n.p.
Knapp, Jester 2000	CIS	109	87	246	n.p.	1700	§ PR=0,8 § Hp=80Wp/m ² di modulo § eff. elettrica=35%	n.p.	2,2
Kato, Hibinofi 2001	CdTe	77	57	147	n.p.	1430	§ eff. modulo=11,2%, PR=0,81 § eff. elettrica=35%	1	1,4
Raugei, Bargigli, Ulgiati 2006	CdTe	n.p.				1700	§ eff. modulo=9%, PR=0,75 § eff. elettrica=32% § eff. modulo=11%, PR=0,75 § eff. elettrica=32%	n.p.	1,5
	CIS	n.p.				1700		n.p.	2,8

