

ALMA MATER STUDIORUM – UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

FACOLTÀ DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA GESTIONALE

TESI DI LAUREA

In

Valorizzazione delle Risorse Primarie e Secondarie M

**FOTOVOLTAICO SOSTENIBILE:
LA GESTIONE E IL RICICLO
DEI MODULI A FINE VITA**

CANDIDATO
Saverio Petrangelo

RELATORE
Chiar.mo Prof. Alessandra Bonoli

Anno Accademico 2010/2011

Sessione III

Alla mia famiglia

Indice

Introduzione	9
1. Sviluppo sostenibile e fotovoltaico	11
1.1 Lo sviluppo sostenibile	11
1.1.1 Utilizzo di energie rinnovabili	12
1.1.2 Minima produzione di rifiuti e massimo riciclaggio.....	13
1.2 L'importanza di un'adeguata gestione end of life dei moduli fotovoltaici	14
2. Sistemi fotovoltaici.....	17
2.1 Energia dal Sole	17
2.2 Componenti e tipologie dei sistemi fotovoltaici	19
2.2.1 Tipologie di sistemi fotovoltaici	21
2.2.2 Principali applicazioni dei sistemi fotovoltaici.....	22
2.3 Principali tecnologie fotovoltaiche	24
2.3.1 Tecnologia cristallina	24
2.3.2 Tecnologia a film sottile	26
2.3.3 Tecnologie di terza generazione	29
2.4 Struttura e materiali di celle e moduli fotovoltaici	30
2.4.1 Celle e moduli al silicio cristallino	30
2.4.2 Celle e moduli in silicio amorfo.....	35
2.4.3 Celle e moduli al CdTe	36
2.4.4 Celle e moduli CIS/CIGS	37
2.5 Materiali coinvolti.....	39
2.5.1 Composizione dei moduli in silicio cristallino	39
2.5.2 Composizione dei moduli a film sottile	41
3. Il mercato fotovoltaico	47
3.1 La crescita del mercato.....	47
3.2 Previsioni di crescita al 2015.....	48
3.2.1 Sviluppo del fotovoltaico in Germania al 2015	49

3.2.2 Sviluppo del fotovoltaico in Italia al 2015	50
3.2.3 Sviluppo del fotovoltaico in Europa al 2015 e target per il 2020	51
3.2.4 Evoluzione del fotovoltaico nel mondo al 2015	54
3.3 Analisi dell'industria fotovoltaica	55
3.3.1 Sviluppo delle singole tecnologie	56
3.4 Previsioni sui rifiuti	57
4. Normative europee e considerazioni ambientali	63
4.1 Direttiva 2008/98/CE	65
4.2 Direttiva 2002/96/CE - RAEE	67
4.2.1 Revisione della direttiva: pannelli fotovoltaici sì o no?	68
4.3 Direttiva 2011/65/CE – RoHS	73
4.4 Considerazioni di carattere ambientale	75
4.4.1 Il cadmio nei moduli fotovoltaici	76
4.4.2 Metalli rari nei moduli fotovoltaici	79
5. Analisi del ciclo di vita dei moduli fotovoltaici	81
5.1 Il metodo LCA	81
5.2 Il Life Cycle Assessment e il fotovoltaico	84
5.3 Il ciclo di vita di un modulo fotovoltaico	88
5.3.1 Produzione di un modulo in silicio cristallino	88
5.3.2 Produzione di un modulo a film sottile	90
5.3.3 Fine vita dei moduli	91
5.4 Alcuni studi LCA sul fotovoltaico	94
6. Consorzi di recupero e soluzioni di riciclaggio	103
6.1 Processo di riciclaggio di Deutsche Solar	105
6.1.1 Sviluppi attuali e futuri del processo	110
6.2 I progetti comunitari SENSE e RESOLVED	111
6.2.1 Progetto SENSE	112
6.2.2 Progetto RESOLVED	113
6.3 Processo di riciclaggio per moduli CdTe di First Solar	116

6.4 Design for Disassembly e Recycling	120
6.5 Consorzi di recupero.....	122
6.5.1 PV Cycle	122
6.5.2 I consorzi di recupero nazionali	126
6.6 Analisi di costi e ricavi di un sistema di raccolta e riciclaggio	129
7. Conclusioni e prospettive future.....	131
7.1 Sviluppi futuri	133
Bibliografia.....	135
Riferimenti normativi	142
Risorse Web.....	144

Introduzione

Da tempo ci si sta muovendo verso lo studio e l'utilizzo di fonti di energia rinnovabili e sostenibili. Esempi di fonti di energia alternativa possono essere l'eolico, il geotermico, l'idroelettrico ed il solare. È proprio quest'ultima fonte di energia ad essere oggetto di questo elaborato.

L'obiettivo di questa tesi è quello di evidenziare come sia necessaria un'adeguata gestione del fine vita degli impianti fotovoltaici, affinché si possa affermare la reale sostenibilità di tale tecnologia. In particolare si sottolinea l'importanza del recupero e del riciclaggio dei principali componenti di tali impianti: i moduli fotovoltaici.

Dopo una breve introduzione all'argomento, in cui verrà spiegato il principio attraverso il quale si riesce ad ottenere energia dal Sole, si andranno ad analizzare le diverse soluzioni tecnologiche presenti sul mercato ed i materiali utilizzati.

Teoricamente i pannelli fotovoltaici, non avendo parti meccaniche in movimento e non essendo quindi soggetti ad usura, avrebbero una durata pressoché infinita. Essendo però per forza di cose esposti alle intemperie e soggetti al naturale degrado dei materiali, può accadere che alcuni pannelli possano venire a danneggiarsi con conseguente riduzione dell'efficienza nella produzione di energia, necessità di manutenzione, fino a giungere al punto tale da essere necessaria la loro sostituzione.

Si stima che la durata media di un pannello fotovoltaico (di seguito pannello FV) sia di circa 25-30 anni e, essendo le prime grandi installazioni datate inizi anni 80, ci si è trovati in questa prima decade del 2000 ad affrontare il problema dello smaltimento dei primi "pannelli esausti".

Le persone e le aziende che scelgono il FV sono ovviamente maggiormente sensibili al tema ambiente ed è per questo che un semplice smaltimento in discarica dei pannelli FV non è accettabile, sia a causa della pericolosità di alcune componenti, sia per la rarità di altre, sia per l'elevato contenuto energetico di altre ancora, che renderebbero non sostenibile l'utilizzo di questa fonte di energia.

È per questo di fondamentale importanza il processo di recupero, disassemblaggio e riciclo dei diversi materiali, al fine di ridurre costi e impatti ambientali per rendere sostenibile l'utilizzo dell'energia solare.

L'industria fotovoltaica è sensibile al problema ambientale e si è organizzata autonomamente. Ci sono infatti in campo già diverse soluzioni alternative proposte da aziende operanti nel settore, che verranno analizzate nel dettaglio dopo aver inquadrato normativamente i pannelli FV visti come rifiuti.

Per quanto riguarda l'Europa, continente sul quale è installata la maggior parte dei sistemi fotovoltaici mondiali, le normative interessanti sono la direttiva relativa ai rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE) e la direttiva riguardante la presenza di materiali pericolosi. Attualmente i pannelli FV non rientrano sotto l'ombrello della direttiva RAEE, sebbene per definizione sarebbero classificabili come apparecchiature elettriche; è tuttavia in corso la revisione di tale direttiva, che ne dovrebbe prevedere l'inserimento.

L'Italia in questo settore occupa una delle prime posizioni per numero di installazioni e per MW di energia elettrica generata e, anche grazie ad una recente normativa, stanno nascendo i primi consorzi italiani di aziende che entreranno nel campo del riciclo dei pannelli FV.

Oltre ai processi di riciclaggio, verrà discussa anche la possibilità di sviluppo nelle tecnologie produttive dei pannelli, progettandoli in ottica di *design for disassembly* e *design for recycling*, per facilitare le operazioni da effettuare a fine vita del prodotto per il recupero delle componenti. Si concluderà l'elaborato accennando agli sviluppi di nuove tecnologie fotovoltaiche che mirano alla riduzione degli impatti ambientali nonché dei costi, puntando a far affermare il FV come principale fonte di energia rinnovabile.

Capitolo 1

Sviluppo sostenibile e fotovoltaico

1.1 Lo sviluppo sostenibile

Il concetto di sviluppo sostenibile viene introdotto per la prima volta con il Rapporto Brundtland, conosciuto anche come *“Our Common Future”*, rilasciato dalla Commissione mondiale sull’ambiente e lo sviluppo (WCED) nel 1987 e poi ripreso dalla Conferenza delle Nazioni Unite tenutasi a Rio de Janeiro nel 1992 [UN, 1992].

È stato così espresso: *“Lo sviluppo sostenibile è quello sviluppo che consente alla generazione presente di soddisfare i propri bisogni senza compromettere la possibilità delle generazioni future di soddisfare i propri”*; e ancora: *“Il concetto di sviluppo sostenibile comporta limiti, ma non assoluti, bensì imposti dall’attuale stato della tecnologia e dell’organizzazione sociale alle risorse economiche e dalla capacità della biosfera di assorbire gli effetti delle attività umane. La tecnica e l’organizzazione sociale possono però essere gestite e migliorate allo scopo di inaugurare una nuova era di crescita economica”* [WCED, 1987].

Lo sviluppo sostenibile si basa sostanzialmente su quattro principi di sostenibilità:

- sostenibilità ambientale: intesa come capacità di mantenere qualità e riproducibilità delle risorse naturali;
- sostenibilità economica: intesa come capacità di generare reddito e lavoro per il sostentamento della popolazione;
- sostenibilità sociale: intesa come capacità di garantire condizioni di benessere umano (sicurezza, salute, istruzione) equamente distribuite per classi e genere;
- sostenibilità istituzionale: intesa come capacità di assicurare condizioni di stabilità, democrazia, partecipazione, giustizia.

In sintesi si può affermare che le caratteristiche dello sviluppo sostenibile sono il garantire un accesso continuo e duraturo alle risorse naturali ed evitare danni permanenti all'ambiente.

Oggi stiamo vivendo la transizione da un'economia da “mondo vuoto” ad un'economia da “mondo pieno”, nella quale il capitale naturale sarà sempre più il fattore limitante. Lo sviluppo sostenibile richiede quindi che il capitale naturale rinnovabile sia mantenuto intatto [Tiezzi e Marchettini, 1999], la velocità di prelievo delle risorse deve essere quindi pari alla velocità di rigenerazione delle stesse (uso di materie prime ed energie rinnovabili) e la velocità di produzione dei rifiuti deve essere uguale alle capacità naturali di assorbimento da parte degli ecosistemi in cui i rifiuti vengono immessi (minima produzione di rifiuti e massimo riciclaggio).

1.1.1 Utilizzo di energie rinnovabili

Per quanto riguarda l'utilizzo di energie da fonti rinnovabili, diverse sono state le direttive emanate dall'Unione Europea con le quali è stata formalizzata una più ampia strategia climatica ed energetica, denominata 20-20-20, che ha sostanzialmente tre obiettivi da raggiungere nel 2020:

- consumi di fonti primarie ridotti del 20% rispetto alle previsioni tendenziali, mediante aumento dell'efficienza secondo le indicazioni di una futura direttiva;
- emissioni di gas climalteranti ridotte del 20%, secondo impegni già presi in precedenza (Protocollo di Kyoto);
- aumento al 20% della quota di fonti rinnovabili nella copertura dei consumi finali (usi elettrici, termici e per il trasporto).

Quest'ultimo punto è stato formalizzato con una specifica direttiva, la 2009/28/CE, che in Italia è stata attuata con il recente D.lgs. 28/2011 che mira appunto a promuovere l'uso dell'energia da fonti rinnovabili. Più nello specifico, per il fotovoltaico, con il DM del 5 maggio 2011, comunemente conosciuto come “Quarto conto energia”, vengono stabiliti i criteri per incentivare la produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici e lo sviluppo di tecnologie innovative per la conversione fotovoltaica.

Come in Italia, anche in altri Stati membri dell'UE sono state adottate misure simili per l'attuazione delle direttive e questo ha portato, e sta

portando, all'affermazione del fotovoltaico come prima fonte di energia alternativa [EPIA, 2011].

1.1.2 Minima produzione di rifiuti e massimo riciclaggio

Il ciclo produttivo di un'impresa può essere considerato come un sistema aperto: in input arrivano materie prime ed energia che, tramite il processo produttivo si trasformano in prodotti o beni di consumo, ma vengono generati anche scarti di produzione ed emissioni inquinanti.

L'obiettivo è quello di ridurre la produzione di rifiuti ed emissioni inquinanti. Migliorando l'efficienza del processo produttivo è possibile ridurre scarti ed emissioni, ma soprattutto si deve rendere chiuso il ciclo. Gli scarti di lavorazione devono essere, ove possibile, riciclati per essere reimmessi in testa allo stesso processo produttivo o a quello di un'altra impresa, diventando così materie prime seconde.

Non solo gli scarti, ma anche i prodotti, una volta giunti al termine del loro ciclo di vita, devono essere recuperati per essere riusati o riciclati¹. Questo comporta una riduzione nei consumi di materie prime e una riduzione nell'utilizzo di energia, e conseguentemente delle emissioni.

Si deve ragionare quindi in termini di ciclo di vita del prodotto, adottando il principio del cosiddetto "*Life Cycle Thinking*", valutando l'impatto ambientale dell'intera vita del prodotto, dall'estrazione delle materie prime al suo smaltimento finale (dalla culla alla tomba, *from cradle to grave*). Bisognerebbe inoltre adottare un approccio di tipo "*from cradle to cradle*" (dalla culla alla culla), chiudendo in maniera virtuosa il ciclo di vita di un prodotto, ridandone nuova vita, mediante tecniche di riciclaggio.

Rimanendo in termini di direttive europee, si può far riferimento alla direttiva quadro 2008/98/CE, relativa appunto ai rifiuti. Con questa direttiva viene promosso il "*Life Cycle Thinking*" introducendo la responsabilità estesa del produttore, che consiste nell'estendere la responsabilità di chi produce, relativamente ai propri prodotti, anche alle fasi dopo l'uso, come quella di fine vita (*end of life*). Così la responsabilità

¹ Il riuso consiste nel reimpiego del prodotto diventato rifiuto senza ulteriori trattamenti, previa operazioni di controllo, pulizia e riparazione; il riciclo consiste in operazioni di recupero attraverso cui i materiali sono trattati per ottenere prodotti, materiali o sostanze da utilizzare per la loro funzione originaria o per altri fini. [Direttiva 2008/98/CE]

del riciclo e dello smaltimento dei beni a fine vita passa dagli enti locali all'industria e i relativi costi sono incorporati nei prezzi dei prodotti stessi. Viene applicato, in altre parole, il principio del "chi inquina paga", definito dall'articolo 191 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea.

Questo processo di responsabilizzazione del produttore era stato già avviato nel settore delle apparecchiature elettriche ed elettroniche (AEE), attraverso la direttiva RAEE (o WEEE) 2002/96/CE, che riguarda appunto i rifiuti (*waste*) provenienti da tali apparecchiature.

1.2 L'importanza di un'adeguata gestione end of life dei moduli fotovoltaici

Se, come detto in precedenza, l'energia fotovoltaica è la principale fonte di energia alternativa, conseguentemente è notevole² la quantità di pannelli e apparecchiature per la produzione di tale energia.

Considerando una vita utile di un pannello fotovoltaico che va dai 25 ai 30 anni (i moduli attuali hanno vita utile di 35-40 anni) e che le prime installazioni di rilievo sono avvenute agli inizi degli anni '80, si inizia già oggi ad avere una certa quantità di moduli "esausti" che dovranno essere trattati adeguatamente. Inoltre, data la crescita esponenziale che sta avendo il mercato del fotovoltaico in questi ultimi anni, dal 2020 in poi la quantità di moduli FV che hanno raggiunto la loro "*end of life*" diventerà considerevole [PV Cycle, 2011] ed è per questo necessario che il settore FV concentri gli sforzi per creare soluzioni realmente sostenibili lungo tutte le fasi del ciclo di vita del prodotto, dall'approvvigionamento di materie prime al recupero e riciclaggio a fine vita.

Come evidenziato dalla *Silicon Valley Toxics Coalition* nel suo "*Toward a Just and Sustainable Solar Energy Industry*", i pannelli FV contengono molti dei materiali che si ritrovano comunemente nei cosiddetti rifiuti elettronici (*e-waste*) e in più hanno al loro interno un crescente numero di materiali nuovi ed emergenti che presentano problematiche complesse

² Considerato che ad 1 MW_p corrispondono mediamente 70-80 tonnellate di pannelli fotovoltaici ed al 2010 la capacità totale installata è di 40 GW_p (di cui 30 GW_p solamente in Europa).

di riciclaggio. Queste problematiche includono la ricerca di modalità con cui recuperare le piccole quantità di materiali preziosi sui quali sono basate molte delle nuove tecnologie fotovoltaiche.

Proprio come i rifiuti elettronici, i pannelli solari lascerebbero un'eredità tossica se finissero accantonati in discarica, sostanze pericolose in essi contenute potrebbero infiltrarsi nelle acque, o se venissero inceneriti, bruciando possono rilasciare emissioni tossiche nell'aria. Bisogna quindi assicurarsi che i prodotti fotovoltaici dismessi siano riciclati responsabilmente e che non entrino assolutamente nel flusso dei comuni rifiuti, in modo da evitare il ripetersi della crisi dei rifiuti elettronici [SVTC, 2009].

Capitolo 2

Sistemi fotovoltaici

2.1 Energia dal Sole

Prima di analizzare quali sono i componenti che costituiscono un sistema fotovoltaico, dare un'occhiata a quali sono le principali tipologie di pannelli FV di prima e seconda generazione ed analizzarne le architetture e i materiali di cui sono composti in maggior dettaglio, è opportuno capire innanzitutto l'energia solare da cosa è generata, come arriva sulla Terra e come viene convertita in energia elettrica.

L'energia solare nasce appunto dal Sole. Il Sole è la stella grazie alla quale è possibile la vita sulla Terra.

Gran parte dell'energia che noi utilizziamo, o di quella che pensiamo di utilizzare in futuro, proviene almeno indirettamente dal Sole. I combustibili fossili non sono altro che energia solare fissata dal processo di fotosintesi delle piante e contenuta in vegetali e microorganismi accumulati e trasformati da processi naturali nel corso di milioni di anni. L'energia idroelettrica si basa su un ciclo derivante dall'evaporazione dell'acqua a causa del calore solare, e dalle relative precipitazioni come pioggia o neve. L'energia eolica sfrutta i venti determinati dal differente riscaldamento solare di varie aree del pianeta; sempre dal sole hanno origine molte altre forme rinnovabili di energia, come il moto ondoso, le correnti marine, i gradienti termici degli oceani, i vari utilizzi possibili delle biomasse.

Rimangono fuori soltanto l'energia nucleare, l'energia geotermica (imputabile al riscaldamento delle zone interne del pianeta generate dal decadimento di sostanze radioattive naturali) e l'energia delle maree (dovute a forze gravitazionali e, in particolare, all'attrazione lunare) [Falcione *et al.*, 2010].

Il Sole è composto principalmente da idrogeno e all'interno del suo nucleo avvengono reazioni di fusione nucleare che trasformano l'idrogeno in elio, responsabili della produzione di energia. Questa energia è emessa uniformemente in tutte le direzioni sotto forma di radiazione.

La densità di energia che raggiunge la Terra, o meglio i limiti dell'atmosfera terrestre, è di 1367 W/m^2 (detta anche costante solare). Le radiazioni devono attraversare lo strato di atmosfera per giungere al suolo, e in questo attraversamento si dividono in raggi diretti, diffusi e riflessi.

I raggi che colpiscono direttamente il suolo sono detti appunto diretti, quelli che si disperdono nell'atmosfera sono detti diffusi, mentre quelli che si riflettono sul terreno o su altre superfici vengono detti riflessi.

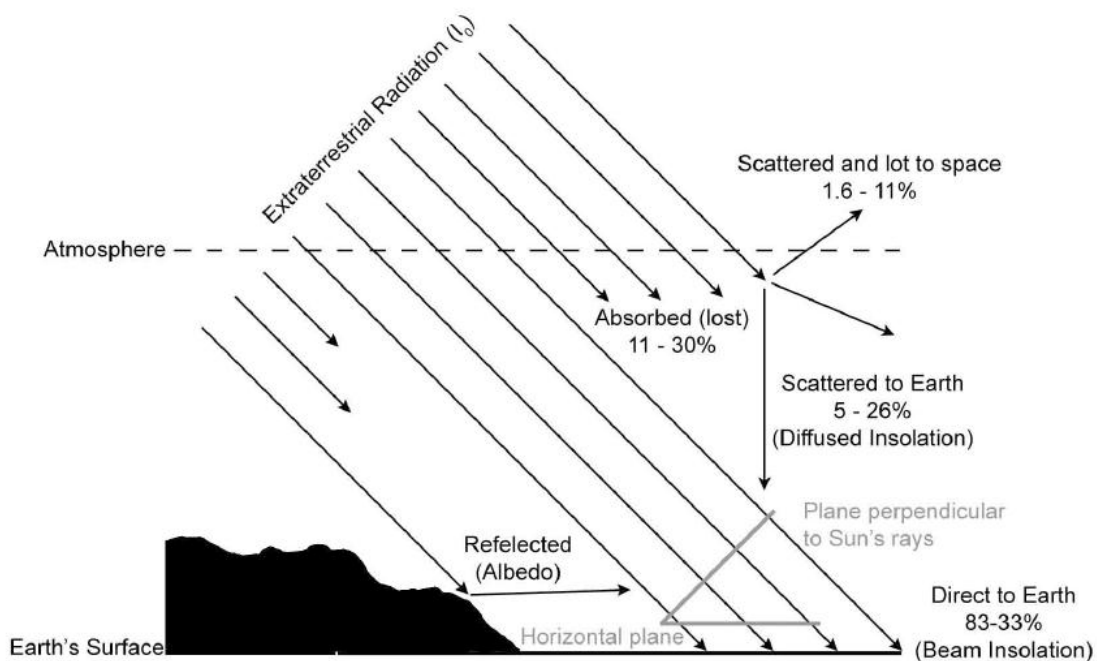


Fig. 2.1 – Effetto dell'atmosfera sulla radiazione solare che raggiunge la Terra.

La quantità di energia riflessa, diffusa e assorbita dipende dalla quantità di atmosfera che essa dovrà attraversare che, data la forma pressoché sferica della Terra, sarà massima ai poli e minima all'Equatore. È per questo motivo che i raggi che arrivano ai poli sono più "freddi" di quelli che raggiungono l'Equatore.

In pratica si assume che le radiazioni che arrivano al suolo sono ridotte a 1000 W/m^2 .

È possibile sfruttare l'energia proveniente dal Sole per la produzione di energia termica ed elettrica, utilizzando la radiazione solare per innalzare la temperatura di un fluido, oppure generare elettricità grazie all'effetto fotovoltaico.

In questo elaborato l'attenzione sarà posta sui cosiddetti sistemi fotovoltaici, perciò viene brevemente spiegato l'effetto fotovoltaico per meglio comprendere il perché della presenza di determinate componenti e materiali nei sistemi FV.

L'effetto fotovoltaico si basa sulla proprietà di alcuni materiali semiconduttori nei quali i fotoni della luce solare incidente spezzano i legami degli elettroni del semiconduttore stesso, consentendo così agli elettroni di muoversi liberamente nel semiconduttore generando un passaggio di corrente. Le posizioni lasciate libere dagli elettroni agiscono come cariche positive e prendono il nome di lacune.

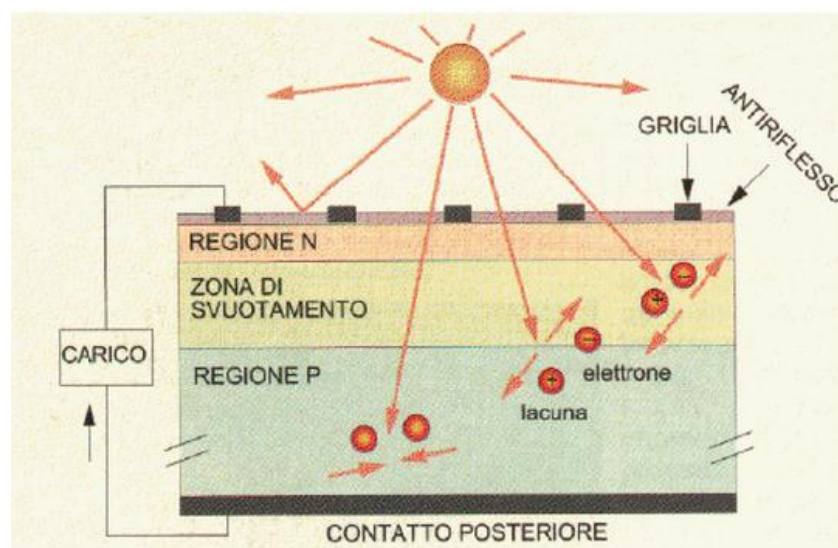


Fig. 2.2 – Effetto fotovoltaico

2.2 Componenti e tipologie dei sistemi fotovoltaici

Quando si parla di “Impianto Fotovoltaico” o più in generale “Sistema Fotovoltaico” s’intende un complesso di elementi che consentono la conversione diretta della radiazione solare in elettricità. Nel sistema rientrano pertanto, oltre ai pannelli fotovoltaici, tutte le apparecchiature necessarie alla regolazione, controllo e stoccaggio dell’energia prodotta; i cablaggi e le strutture di sostegno [Salerno e Sillani, 2007].

Si possono quindi suddividere gli elementi di un sistema FV in due categorie principali:

- **Moduli fotovoltaici;**
- **Componentistica Tecnica o BOS** (*Balance of System*), ovvero cavi, quadri elettrici, inverter, batterie di accumulo, regolatori di carica, strutture di sostegno ed ancoraggio.

Il **modulo FV** è l'unità commerciale di base, esso è composto da un certo numero di **celle**, generalmente collegate in serie, le quali rappresentano la più piccola componente di un sistema FV.

Le celle sono fondamentalmente formate da materiale semiconduttore, grazie al quale è possibile sfruttare l'effetto fotovoltaico per convertire la radiazione solare in energia elettrica, generando una corrente continua.

Più celle collegate, come già detto, vanno a formare un modulo. Diversi moduli assemblati in una struttura formano i **pannelli**, strutture rigide che possono essere ancorate al suolo o poste su edifici. La pratica di collegare moduli a formare un pannello è caduta in disuso con il progressivo aumento delle dimensioni dei moduli, che ne hanno quindi incorporato le finalità; si utilizzano oggi i termini pannello e modulo con lo stesso significato. I pannelli possono essere collegati, di solito in serie, a formare **stringhe**, le quali, collegate generalmente in parallelo, formano quello che viene chiamato **campo fotovoltaico**, che è il generatore di energia.

Ogni modulo FV è accompagnato da una scheda tecnica che deve riportare dei dati tecnici stabiliti dalla norma CEI EN 50380 "Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici", il più importante dei quali è senz'altro la potenza di picco espressa in W_p , ossia la potenza che il dispositivo può produrre in condizioni standard: $t = 25\text{ °C}$, irraggiamento $I = 1000\text{ W/m}^2$ e posizione del Sole a $1,5\text{ AM}^3$.

Si deduce subito che le condizioni standard non sono sempre riproducibili, soprattutto per quanto riguarda l'irraggiamento, il cui valore teorico è raggiungibile in giornate serene.

³ AM è l'abbreviazione di Optical Air Mass, parametro che indica la posizione apparente del Sole. 1,5 AM corrisponde al caso in cui il Sole sia posizionato in modo tale da formare un angolo di circa 48° con lo zenit.

Il Watt di picco è quindi un'unità di misura da utilizzare come valore di riferimento; un modulo con ad esempio 55 W_p di potenza non erogherà 55 W in ogni istante, ma solo nelle condizioni standard sopra citate.

È anche ovvio che un modulo installato in Sicilia, o in genere nel Sud Italia, produrrà durante l'anno un maggior quantitativo di energia elettrica di uno stesso installato in una regione del Nord Europa, proprio a causa del maggior irraggiamento medio annuo che si ha avvicinandosi all'Equatore.

Il BOS, l'altra componente di un sistema fotovoltaico, serve per rendere fruibile l'energia. Mediante questi dispositivi, l'energia prodotta dal generatore FV può essere trasmessa all'utenza (direttamente o tramite interfaccia con la rete elettrica nazionale), non prima però di essere stata convertita da corrente continua in alternata dall'inverter.

2.2.1 Tipologie di sistemi fotovoltaici

Se volessimo fornire una classificazione del tutto generica dei sistemi fotovoltaici, otterremmo il seguente schema [Caffarelli e De Simone, 2010]:

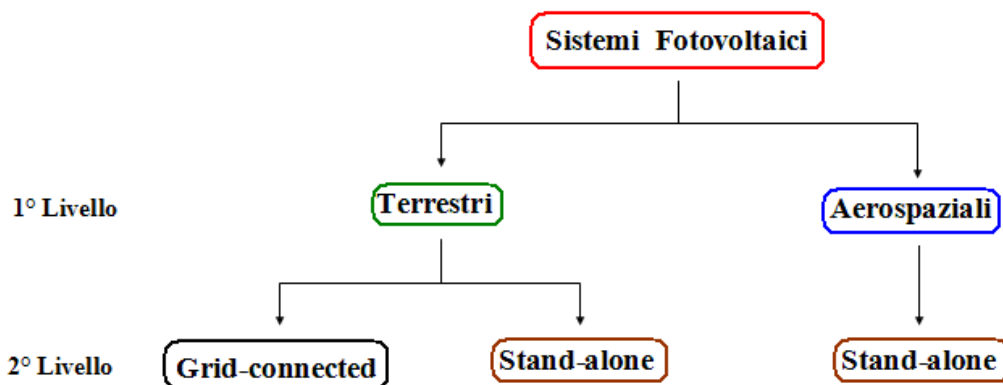


Fig. 2.3 - Classificazione sistemi fotovoltaici 1° e 2° livello. Fonte: Caffarelli e De Simone, 2010

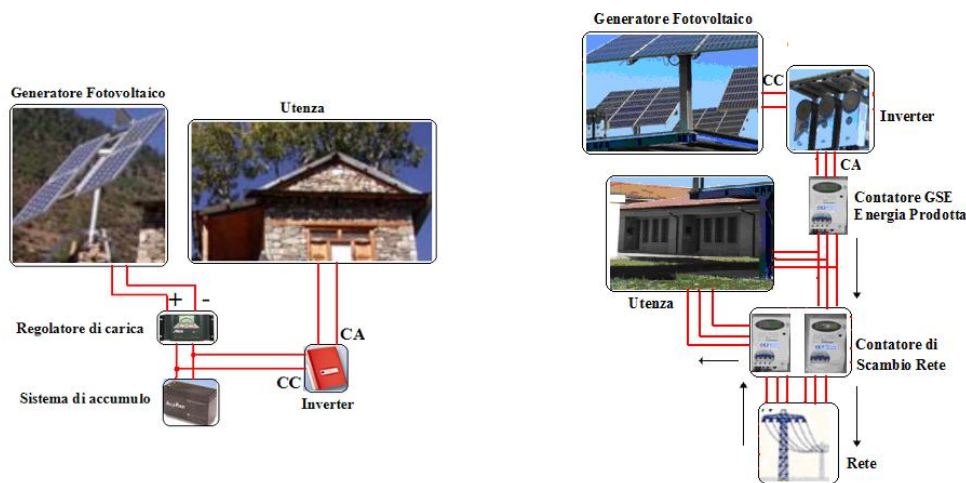
Trascurando il primo livello di classificazione, nel secondo si possono individuare due macro famiglie:

- **Stand-alone** (sistemi autonomi, oppure off-grid);
- **Grid-connected** (sistemi connessi alla rete).

I sistemi **stand-alone** sono impianti isolati, utilizzati per alimentare utenze remote difficilmente raggiungibili con opere civili di elettrificazione; si

pensi ad alcune zone geografiche in Paesi in via di sviluppo, o a strutture come baite o stazioni ripetitrici per le telecomunicazioni collocate in zone montane o piattaforme di estrazione degli idrocarburi, dove i costi per portare l'allaccio alla rete del distributore elettrico diventano proibitivi, non giustificando l'investimento.

La richiesta di energia dell'utenza è soddisfatta da una alimentazione diretta nelle ore di sole nell'arco di una giornata tersa, mentre nelle ore notturne e nelle giornate con ridotta insolazione il carico è alimentato con un sistema di accumulo (batterie tampone) protetto dai sovraccarichi.



Schematizzazione impianto FV - stand alone

Schematizzazione impianto FV Grid-Connected

Fig. 2.4 – Schematizzazioni impianti FV stand-alone e grid-connected. Fonte: Caffarelli e De Simone, 2010

Gli impianti **grid-connected** sono, contrariamente ai precedenti, connessi alla rete di distribuzione elettrica; in questo caso il parco batterie è sostituito da un sistema di accumulo "ideale" costituito dalla rete elettrica, dalla quale attingere energia, se necessaria, nelle ore notturne e nelle giornate con livelli di insolazione non sufficienti a soddisfare il fabbisogno energetico dell'utenza. Nelle ore di sole in giornate terse, l'utenza è alimentata direttamente dal generatore fotovoltaico ed eventuali eccedenze vengono immesse in rete.

2.2.2 Principali applicazioni dei sistemi fotovoltaici

I sistemi fotovoltaici, sia di tipo off-grid, sia grid-connected, possono essere usati in diverse applicazioni, che si possono riassumere nelle seguenti macro categorie [EPIA, 2010]:

Sistemi domestici Grid-connected

Si tratta dei tipi di sistemi FV più popolari per abitazioni, attività commerciali e uffici in aree sviluppate. Il collegamento con la rete elettrica locale consente di utilizzare l'energia in eccesso prodotta dal sistema per alimentare la rete stessa, rivendendola. L'energia elettrica è invece importata dalla rete locale in assenza di sole. Un inverter è usato per convertire la corrente continua prodotta dal sistema in corrente alternata.

Impianti di potenza Grid-connected

Questi sistemi, anch'essi collegati alla rete elettrica locale, producono una gran quantità di elettricità fotovoltaica in una singola locazione. La taglia di questi impianti può andare da diverse centinaia di kilowatt a diversi megawatt. Di solito questi impianti sono installati a terra, ma alcune di queste applicazioni sono localizzate su grandi edifici industriali come terminal di aeroporti o stazioni ferroviarie.

Sistemi Off-grid per l'elettrificazione rurale

Nei luoghi dove non è disponibile il collegamento alla rete elettrica principale, si fa uso di questi sistemi collegati ad una batteria attraverso un regolatore di carica. Un inverter è utilizzato poi per rendere fruibile l'elettricità generata convertendola in corrente alternata.

Tipiche applicazioni di questo tipo sono impiegate per garantire l'accesso all'elettricità ad aree remote. Per elettrificazione rurale si intende sia piccoli sistemi solari domestici in grado di coprire il fabbisogno elettrico di una singola abitazione, sia le cosiddette *solar mini-grid* (mini reti solari), le quali garantiscono sufficiente potenza per diverse abitazioni; siamo quindi sull'ordine di qualche decina di kW.

Applicazioni industriali off-grid

L'uso di elettricità solare per applicazioni remote è molto frequente nel campo delle telecomunicazioni, specialmente per collegare aree rurali al resto del Paese. In questa categoria rientrano anche le stazioni di ripetizione per telefoni mobili, impianti semaforici, sistemi di ausilio alla navigazione, segnaletica stradale e impianti per la depurazione delle acque.

Al giorno d'oggi queste applicazioni sono competitive in termini di costo, consentendo così di portare energia elettrica in aree molto distanti dalla rete principale, evitando l'alto costo di installazione di reti cablate.

Beni di consumo

Le celle fotovoltaiche sono utilizzate in numerosi apparecchi elettrici di uso quotidiano come orologi, calcolatrici, giocattoli e carica batterie. Troviamo, tra le altre applicazioni, anche impianti di irrigazione, segnali stradali, illuminazione pubblica, parchimetri e cabine telefoniche.

2.3 Principali tecnologie fotovoltaiche

Sul mercato sono presenti diversi tipi di celle, e di conseguenza anche moduli, FV che si differenziano sostanzialmente per il materiale semiconduttore e per il processo realizzativo.

La tecnologia costruttiva più diffusa è quella del silicio cristallino (**tecnologia cristallina**) che consente di raggiungere un'efficienza di conversione della radiazione solare in energia elettrica che va dal 13% al 20% (per celle commerciali, realizzazioni speciali in laboratorio hanno raggiunto valori del 32,5%). Oltre al silicio di tipo cristallino, ultimamente si nota un forte interesse, da parte di diverse aziende produttrici, a realizzare linee di produzione di moduli basati sul silicio amorfo o altri composti come il CdTe (pannelli solari a **film sottile** o *thin film*) [Mazzarri, 2011].

Si vedono ora un po' più in dettaglio le diverse tecnologie, iniziando da quella cristallina.

2.3.1 Tecnologia cristallina

Il silicio è un materiale molto comune e assai diffuso sulla crosta terrestre: si valuta che il biossido di silicio, SiO_2 , costituisca quasi il 60% della crosta terrestre. Quindi non vi è alcun problema di reperibilità della materia prima. Il problema è che il silicio deve avere un sufficiente grado di purezza per essere usato dall'industria fotovoltaica. L'industria elettronica ha sviluppato una tecnologia di purificazione spinta del silicio, basata su alcuni composti, i silani, che funziona bene anche se è molto costosa: ma la quantità di silicio necessario per i microcircuiti è molto

piccola e il suo prezzo non incide apprezzabilmente su quello del prodotto finito.

L'industria fotovoltaica non avrebbe bisogno di un grado di purezza così spinto come l'industria elettronica e si accontenterebbe di una purezza di grado inferiore: quello che viene chiamato "silicio di grado solare". Altri processi di purificazione del silicio su larga scala industriale sono quelli che portano al silicio di "grado metallurgico", che però non ha i requisiti di purezza richiesti per la fabbricazione di celle solari.

Per molti anni l'industria fotovoltaica si è alimentata con gli scarti di quella elettronica: ciò che non era sufficientemente puro per la fabbricazione di microcircuiti era in generale di qualità sufficiente a fare ottime celle solari. Negli anni più recenti questo non è stato più possibile in quanto gli scarti dell'industria elettronica diminuivano per effetto di miglioramenti delle linee di produzione e al contempo la domanda di materia prima per l'industria fotovoltaica cresceva verticalmente. Questo ha spinto alla diffusione di impianti per la purificazione di silicio che portasse direttamente a un prodotto di qualità "solare", intermedia tra quella elettronica e metallurgica, a costi ragionevoli. Oggi è possibile trovare sul mercato silicio di grado solare a prezzi non molto superiori a 20 €/kg [Falcione *et al.*, 2010].

Con riferimento a questa tecnologia, si possono individuare due principali tipologie di celle:

Celle in Silicio Monocristallino

Nella struttura monocristallina gli atomi sono orientati nello stesso verso e legati gli uni agli altri allo stesso modo, garantendo un'elevata omogeneità. Questo tipo di celle presenta il grado di maggior purezza del silicio e garantiscono le migliori prestazioni in termini di rendimento, ma hanno un prezzo più elevato.

Hanno in genere forma circolare, ottagonale o quadrata di 10-15 cm di diametro (o lato) ed uno spessore di 0,17-0,32 mm. Di colore blu molto scuro o nero uniforme, hanno un'efficienza in media del 16%-17%, ma che può arrivare al 20% (record di 20,2% raggiunto da SCHOTT Solar nel 2011 [SCHOTT, 2011]).

Celle in Silicio Policristallino

Possono essere ottenute, come detto in precedenza, anche dal riciclaggio del materiale scartato dalla produzione di componentistica elettronica, rifondendolo per ottenere barre cristalline compatte nelle quali resta visibile ad occhio nudo l'eterogeneità del cristallo, che vengono tagliate poi in fette sottili dello spessore di 0,18-0,35 mm [Tiwari e Dubey, 2010].

Gli atomi sono aggregati in grani monocristallini che hanno orientamento casuale. La struttura è quindi meno ordinata ed omogenea e il silicio presenta quindi un minor grado di purezza, rispetto al monocristallino. Queste celle sono meno costose da produrre di quelle in silicio monocristallino ed hanno anche una minor efficienza, che si attesta in media sul 15%-16% (record di 19,5% raggiunto da Q-Cells nel 2011 [OPTICS, 2011]).

2.3.2 Tecnologia a film sottile

Le celle in wafer di silicio cristallino sono relativamente spesse, in quanto il materiale non presenta una significativa capacità di assorbimento della luce e sono anche piuttosto fragili. Proprio per quest'ultimo motivo devono essere alloggiate su un supporto rigido.

I moduli a film sottile, pur costituendo ancora un mercato di nicchia, stanno vedendo la loro quota in espansione, si stima che nel 2014 rappresenteranno il 25% del totale della produzione di moduli FV [EPIA, 2010], grazie anche al loro minor costo. Un modulo in silicio cristallino, infatti, a Febbraio 2012 ha un prezzo medio di 2,28 €/W [Solarbuzz]. Nelle celle a film sottili la quantità di materiale semiconduttore utilizzata è almeno 100 volte inferiore, il suo costo rappresenta quindi una parte trascurabile del totale [FV Fotovoltaici, 2007].

Va aggiunto inoltre che il processo di fabbricazione di questi moduli è molto meno energivoro ed è anche più semplice rispetto a quello dei wafer di silicio, e può quindi essere completamente automatizzato in modo tale da sfruttare economie di scala (raggiungendo un throughput medio di un modulo al minuto). In più è possibile utilizzare come substrato anche del vetro comune a basso costo [Vincenzi, 2010].

Tutto questo rende molto economici e competitivi i moduli realizzati con questa tecnologia, il loro prezzo si attesta attualmente sui 0,74 \$/W⁴ [The Economist, 2011].

I moduli a film sottile riescono ad utilizzare quantità inferiori di semiconduttore grazie all'impiego di materiali con maggiori capacità di assorbimento della luce solare rispetto al silicio cristallino. È possibile quindi realizzare moduli depositando direttamente un sottilissimo strato semiconduttore (dell'ordine di qualche micron) su varie superfici, sia rigide, sia flessibili, come vetro, acciaio inossidabile o supporti plastici.

La deposizione del semiconduttore e dei contatti metallici avviene mediante tecniche di deposizione da fase vapore come *Sputtering*, *Physical Vapor Deposition* (PVD), *Plasma-Enhanced Chemical Vapor Deposition* (PE-CVD).

Si noti che parlando di questa tecnologia non è mai stata utilizzata la parola "cella", questo perché con il film sottile il concetto di cella viene meno in quanto il materiale semiconduttore viene deposto uniformemente sul supporto, con notevole risparmio sui tempi e sui costi.

Rispetto alla tecnologia cristallina, questi moduli hanno un minor rendimento, ma sono caratterizzati da prestazioni più stabili nel tempo che risultano meno influenzate dalle condizioni meteo, riuscendo bene a captare anche la radiazione diffusa.

I moduli a film sottile consentono anche di realizzare l'integrazione architettonica, incorporando sistemi fotovoltaici nelle costruzioni. Un esempio rilevante può essere visto a Torino, dove la copertura della stazione ferroviaria Porta Susa è stata realizzata in "vetro fotovoltaico".

Si possono individuare tre principali tipologie di moduli *thin-film*:

Silicio Amorfo

È formato depositando un sottile strato di silicio fuso su una superficie. Ha una struttura multi-cristallina, gli atomi cioè sono orientati in maniera casuale, come se fosse un liquido, conservando però le caratteristiche dei corpi solidi.

⁴ Prezzo di un modulo thin film al CdTe dell'azienda statunitense First Solar

Il a-Si (silicio amorfo) assorbe la luce in maniera più efficiente del c-Si (silicio cristallino) ed è per questo che lo spessore del modulo può essere ridotto fino a 300 volte. L'efficienza di questi moduli è però molto inferiore rispetto a quella dei moduli cristallini, è infatti dell'ordine del 7-9%, e diminuisce sensibilmente con il passare del tempo riducendosi fino al 30%-40% nei primi mesi di esposizione, per poi stabilizzarsi. Questo impone la necessità di sovradimensionare la superficie da installare, rispetto al c-Si, per poter erogare energia sufficiente.

L'unica big player rimasta legata a questa tecnologia è Sharp, che sostiene di essere riuscita a raggiungere il 10% di efficienza [Green World Investor, 2011].

CIS/CIGS

Sigla convenzionale del diseleniuro di indio e rame (**CuInSe₂**, **CIS**), semiconduttore policristallino composto che viene spesso arricchito con gallio (**CuInGaSe₂**, **CIGS**) per aumentarne l'efficienza e la tensione di circuito aperto [Aenergica].

Una cella di CIS o CIGS viene realizzata utilizzando come substrato del vetro (di 2-3mm di spessore) su cui viene depositato il semiconduttore sopracitato. L'efficienza di questi moduli è sull'11%-14%.

CdTe

In questo tipo di moduli il semiconduttore è sempre un composto policristallino, il tellururo di cadmio. Il CdTe è un materiale assorbitore di luce efficiente, facile da depositare e che più si adatta alla produzione in larga scala.

Ci sono molte perplessità e discussioni relative alla tossicità o meno dei moduli basati sul CdTe. La percezione della sua tossicità è basata sulla tossicità del cadmio, un metallo pesante che si ritrova ad esempio nelle batterie al nichel-cadmio; l'Unione Europea ne limita la quantità allo 0,002% in peso⁵, ma non nel settore fotovoltaico.

Di questo se ne parlerà maggiormente in dettaglio nel capitolo in cui verrà trattata la direttiva RoHS, si può comunque anticipare che l'utilizzo del CdTe per i moduli fotovoltaici non presenta rischi di particolare rilievo

⁵ Direttiva 2006/66/CE relativa a pile e accumulatori e ai rifiuti di pile e accumulatori.

per la salute dell'uomo e per la contaminazione ambientale. [Palmisano *et al.*, 2009]

L'efficienza di questi moduli arriva ad oggi al 12%⁶.

2.3.3 Tecnologie di terza generazione

Quelle descritte sopra rappresentano le tipologie che ricoprono la maggior parte del mercato, quasi la totalità a dire il vero; la tecnologia al c-Si è chiamata di prima generazione, quella a film sottile di seconda generazione. Negli ultimi anni sono state studiate nuove ed emergenti tecnologie che rappresentano la terza generazione di fotovoltaico. Si tratta di celle solari a colorante (*Dye Sensitized Cells*) e celle polimeriche come quelle organiche, quelle in plastica a stampa e quelle multi giunzione. Proprio queste ultime sembrano essere le più promettenti, si è raggiunta infatti un'efficienza sperimentale superiore al 40% [Green *et al.*, 2011], ma sono al momento troppo costose per il mercato, vengono infatti utilizzate attualmente solo nel settore militare e sui satelliti per le comunicazioni.

Sia per quanto riguarda le celle a film sottile, sia di terza generazione, la visione è quella della cosiddetta *plastic electronics*, ovvero stampare circuiti e funzionalità elettroniche su substrati flessibili a temperatura ambiente (modeste quantità di energia) e con processi di stampa *roll-to-roll* (ad altissima produttività) eguali a quelli impiegati per la stampa dei giornali.

La flessibilità consente l'integrazione con elementi di varia forma, la loro leggerezza le rende adatte a tutte le applicazioni in cui il peso è importante e, diversamente dai moduli in silicio cristallino che utilizzano substrati in vetro fragili e ampi, questi moduli utilizzano polimeri flessibili, sottili e resistenti che li rendono durevoli e sicuri da manipolare [Pagliaro *et al.*, 2009].

⁶ Nel Q1 del 2011, First Solar riporta un'efficienza media di 11,7% per i propri moduli commerciali. La massima efficienza ottenuta per una singola cella, sempre da First Solar nel 2011, è stata di 17,3%.

2.4 Struttura e materiali di celle e moduli fotovoltaici

Si approfondisce qui l'effetto fotovoltaico per poter comprendere il perché delle diverse architetture e dei materiali impiegati.

Le celle fotovoltaiche consistono generalmente in due regioni sottili, una sopra all'altra, dotate ciascuna di impurità aggiunte appositamente chiamate droganti. Il risultato è che una regione è di tipo n, avendo un eccesso di elettroni (negativi), mentre l'altra è di tipo p, avendo un eccesso di lacune positive. Questa struttura a 2 regioni, chiamata giunzione p-n, produce un campo elettrico interno. Quando i fotoni creano elettroni liberi e lacune in prossimità della giunzione p-n, il campo elettrico interno li fa muovere in direzioni opposte; gli elettroni si muovono verso il lato n e le lacune si muovono verso il lato p. Viene quindi generata una tensione (forza elettromotrice, f.e.m.) fra le regioni p ed n, con il lato p positivo ed il lato n negativo. Se tramite dei fili si collegano il lato p ed il lato n ad un "carico", per esempio una lampadina, vi è una tensione ai capi del carico che fa scorrere corrente elettrica.

Si è in precedenza accennato al fatto che le celle vengono connesse tra loro, di solito in serie, a formare un modulo che rappresenta l'unità commerciale di base. Questo perché la cella, date le sue dimensioni ridotte (superficie in media di 144 cm^2), fornisce valori di tensione e corrente limitati ed inadeguati ad alimentare gli apparecchi utilizzatori ed inoltre, non avendo una struttura di supporto, è estremamente fragile.

Assemblare diverse celle in modo opportuno su una superficie di supporto consente di realizzare un modulo FV che presenta caratteristiche di maggior robustezza e maneggevolezza. Inoltre garantisce diversi anni di funzionamento anche in condizioni ambientali difficili.

Si analizza ora la composizione delle celle al c-Si, a-Si, CdTe e CIS/CIGS e dei relativi assemblaggi in moduli.

2.4.1 Celle e moduli al silicio cristallino

La materia prima di base, sia per le celle in silicio monocristallino, sia per quelle in silicio policristallino, è appunto il silicio di grado solare che viene fuso in forno e successivamente fatto cristallizzare ottenendo così un

lingotto, cilindrico nel caso monocristallino, a forma di parallelepipedo nel caso policristallino. I lingotti vengono quindi tagliati in *wafer* (fette) di spessore che va dai 170 μm ai 350 μm tramite un cavo metallico immerso in un composto semi-liquido (*slurry*) contenente carburo di silicio e glicole; è questo liquido il reale responsabile del taglio.

I wafer vengono poi lavati e trattati chimicamente per eliminare eventuali segni lasciati durante il taglio e minimizzare la riflessione della luce (testurizzazione). La fase successiva è quella di drogaggio, vengono cioè introdotti alcuni atomi di fosforo e boro sotto forma di impurità per formare la cosiddetta giunzione p-n.

A questo stadio, la cella riflette ancora il 20% della luce solare, per questo viene applicato uno speciale rivestimento antiriflesso composto da strati di nitrito di sodio (NaNO_2) ed altri composti che riducono il coefficiente di riflessione al di sotto del 4%. Il rivestimento viene depositato in un ambiente sottovuoto ed è in questa fase che la cella acquisisce il suo caratteristico colore blu (policristallino) o nero (monocristallino).

Si passa poi alla metallizzazione, cioè alla deposizione di contatti elettrici metallici per permettere di trasferire la corrente elettrica generata dalla cella all'esterno. Sul retro della cella sono serigrafati i busbar⁷ in argento ed è applicato uno strato di alluminio che incrementa l'efficienza. Sulla parte frontale che sarà esposta alla luce, oltre ai busbar, viene stampata anche la griglia metallica sottile per la conduzione dell'energia elettrica, studiata appositamente in modo da ottimizzare il rapporto tra trasparenza alla radiazione incidente e la capacità di raccolta della corrente elettrica generata. Questi contatti metallici serviranno anche ad interconnettere le diverse celle per creare il modulo.

Per far aderire la maglia metallica alla superficie, le celle serigrafate sono sottoposte a cottura in appositi forni, durante la quale viene emesso dell'idrogeno per saturare eventuali imperfezioni. Si passa poi alla fase di isolamento. Dopo la cottura, il fronte ed il retro delle celle sono connessi elettricamente tra loro e, per evitare corto circuiti, questa connessione viene spezzata tramite un laser che isola la cella ai bordi [Conergy Academy, 2010].

⁷ Conduttore principale di connessione, costituito generalmente di argento, è applicato sulla superficie della cella fotovoltaica al fine di catturare e convogliare l'energia elettrica prodotta dalla cella stessa [Conergy Academy, 2010].

In figura 2.5 si riporta l'architettura della cella risultante al termine delle precedenti fasi.

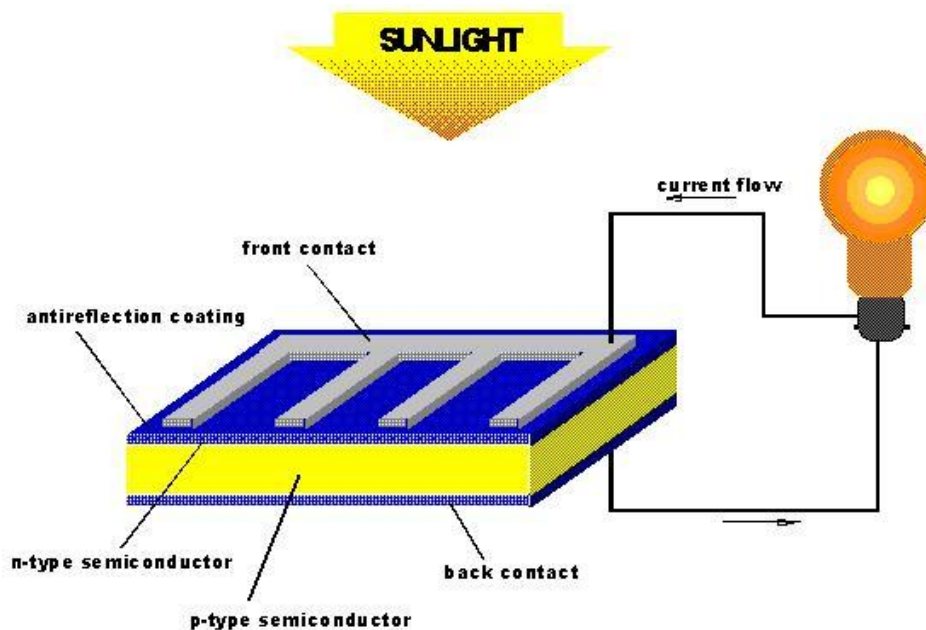


Fig. 2.5 – Struttura di una cella FV in silicio cristallino – Fonte: University of New South Wales, Sydney

La struttura dei moduli FV in silicio cristallino, in genere, presenta le seguenti componenti, molte delle quali si ritrovano anche nella struttura dei moduli a film sottile:

Copertura esterna in vetro: si tratta di una lastra dello spessore di circa 4 mm di vetro solare, cioè un vetro temperato meccanicamente o chimicamente con un basso tenore di ossido di ferro (< 0,04%), dotato di un alto livello di trasmittanza τ nella banda del visibile e di una buona resistenza meccanica. Oltre a trasmettere la radiazione luminosa, il vetro esterno impedisce che gli agenti esterni (acqua piovana, condensa, vapore e particelle inquinanti) penetrino nel modulo, diminuendone le prestazioni o danneggiandolo; grazie alla sua resistenza meccanica (circa 2400 N/m²), inoltre, garantisce la funzione di protezione rispetto a possibili urti dovuti a grandine o caduta accidentale di altri materiali.

Sigillante anteriore: è un foglio adesivo trasparente tramite il quale si fissano le celle al vetro di copertura. Nella maggior parte dei moduli il sigillante è costituito da uno strato di EVA (etilene vinil acetato), che garantisce contemporaneamente la tenuta agli agenti esterni e un buon isolamento elettrico.

Celle e contatti: ovviamente il modulo è composto da un insieme di celle e da contatti che le interconnettono. Questo insieme costituisce a tutti gli effetti un generatore di elettricità. I contatti sono generalmente realizzati con sottili nastri metallici elettrosaldati (di solito in rame stagnato), i cui terminali vengono fatti uscire dal laminato attraverso un foro sulla faccia posteriore. Le celle sono saldate tra loro in stringhe mediante le interconnessioni: i busbar frontali di una cella sono collegati a quelli posteriori (collegamento in serie) della cella successiva e così via. Le stringhe di celle sono poi depositate sul vetro ricoperto di EVA e successivamente saldate tra loro.

Sigillante posteriore: sotto il piano delle celle viene applicato un ulteriore strato di EVA che ne realizza il fissaggio alla chiusura posteriore.

Chiusura posteriore: sulla parte posteriore, a chiudere il “sandwich”, è posizionata una lastra a protezione del materiale che ha caratteristiche di tenuta simili a quella anteriore. Non essendo previste sollecitazioni rilevanti per questa parte non rivolta verso l’ambiente esterno, la resistenza meccanica richiesta è inferiore rispetto alla copertura anteriore. A meno che il modulo non venga integrato in una vetrata, non è richiesta nemmeno la trasparenza, è possibile quindi non utilizzare il vetro, ma impiegare un rivestimento sintetico, piuttosto economico, come per esempio il polivinilfluoruro (PVF), noto commercialmente come Tedlar.

Il sandwich così ottenuto viene trattato nella stazione di laminazione, in ambiente sottovuoto. Il vetro, le pellicole e la matrice di celle sono compressi e sigillati a caldo (150 °C) in modo da costituire un tutt’uno. Con questo processo, le pellicole di EVA, precedentemente opache, diventano trasparenti. In questo modo vengono anche eliminati aria e vapore presenti negli interstizi, che potrebbero provocare fenomeni successivi di corrosione.

Le parti sporgenti delle pellicole di rivestimento vengono tagliate con una lama a caldo lungo tutto il perimetro, dopodiché viene applicato, sempre lungo il perimetro, un nastro biadesivo che consentirà l’incollaggio della cornice.

Cornice metallica: il laminato ottenuto in precedenza viene incorniciato mediante profilati metallici, conferendogli così una maggiore stabilità e rigidità. È inoltre importante che questa struttura di incapsulamento sia

in grado di resistere all'esposizione prolungata agli agenti atmosferici, che non comprometta in maniera significativa maneggevolezza e leggerezza del modulo e che non causi ombreggiamenti sulle celle. Generalmente è realizzata in alluminio estruso anodizzato e ha uno spessore variabile tra 2 e 5 cm, spesso dotata di fori atti al fissaggio del modulo a sottostrutture di sostegno.

Cassetta di giunzione (Junction box): ultima componente del modulo, collocata sul lato posteriore, che ha lo scopo di proteggere le bandelle terminali che fuoriescono dal sandwich. All'interno della scatola sono presenti una morsettiera per le due polarità e i diodi di by pass, a protezione del modulo e dell'impianto da eventuale malfunzionamento.

In figura 2.6 è mostrata la sezione di un modulo FV in silicio cristallino.

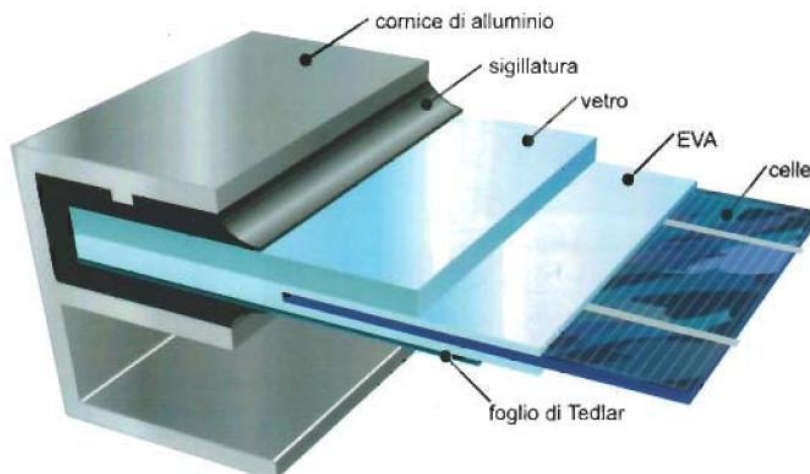


Fig. 2.6 – Sezione di un modulo FV in silicio cristallino

Un modulo FV potrebbe funzionare teoricamente in eterno, non avendo parti meccaniche in movimento e quindi non soggette ad usura. È comunque fissata una durata media di un pannello FV a 25-30 anni, questo a causa del naturale degrado dei materiali di cui è composto, non tanto al silicio, quanto ai materiali incapsulanti che ne garantiscono l'isolamento da agenti esterni. Si possono infatti verificare con il tempo fenomeni di delaminazione dell'incapsulante che consentirebbero la penetrazione di aria ed umidità all'interno del modulo, provocando così l'ossidazione dei contatti ed una conseguente riduzione notevole del rendimento.

Per questo vengono dismessi moduli che in realtà sono ancora in grado di produrre energia, ma non a sufficienza a causa del calo di rendimento.

2.4.2 Celle e moduli in silicio amorfo

Attualmente, assieme alle celle al CdTe, le celle in a-Si sono le più diffuse tra quelle a film sottile.

Più che di celle si dovrebbe parlare già di moduli, essendo possibile ricoprire con il materiale semiconduttore grandi superfici in modo continuo.

In generale, per il processo industriale di produzione di questi moduli viene usata la deposizione da fase vapore (*Plasma Enhanced Chemical Vapor Deposition*, PE-CVD) con la quale si deposita il semiconduttore su di un substrato come vetro, acciaio o polimeri.

Diversi sono i processi con cui vengono realizzati questi tipi di moduli, a seconda del substrato e della casa produttrice. Se si utilizza un **substrato in vetro**, in genere ci si deposita uno strato di ossido di stagno (SnO_2) che funge da **contatto anteriore trasparente** (*Transparent Conductive Oxide*, TCO). Il contatto viene poi inciso a laser o meccanicamente, formando delle strisce longitudinali, le quali serviranno per l'interconnessione delle celle (anch'esse realizzate mediante incisione).

Viene poi depositato su tutta la superficie del modulo, il **silicio amorfo** che si insinua nelle scanalature oltre a ricoprire lo strato precedente. Questo strato viene anch'esso inciso (meccanicamente o a laser) con solchi leggermente sfalsati rispetto ai precedenti.

Al di sopra di questo strato viene depositato il **contatto metallico posteriore** in argento o alluminio, che va a riempire gli incavi nel silicio e lo ricopre. Anche il contatto posteriore viene inciso, formando solchi sfalsati rispetto a quelli nel silicio, come si può vedere in figura 2.7.

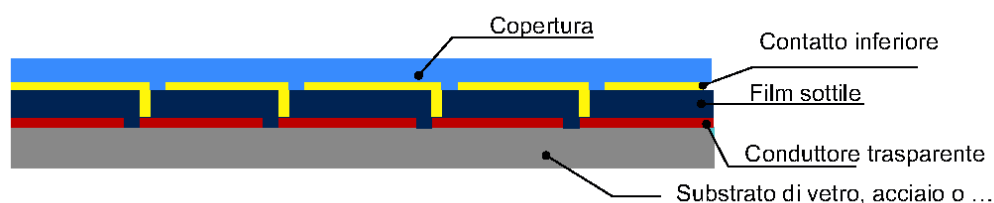


Fig. 2.7 – Sezione di un modulo FV in silicio amorfo

Per quanto riguarda i substrati in acciaio invece, il contatto metallico posteriore è realizzato con una combinazione di argento (Ag) e ossido di zinco (ZnO), mentre quello anteriore è realizzato in ITO (*Indium Tin Oxide*, ossido di indio e stagno), che in alcuni processi viene utilizzato anche per i substrati in vetro [Sander *et al.*, 2007].

In entrambi i processi il modulo viene poi laminato con uno **strato di EVA**, o comunque con un altro materiale polimerico sigillante, e con un **secondo vetro** che funge da copertura posteriore.

In questo modo si ottiene un modulo fotovoltaico composto da celle longitudinali collegate tra loro mediante le incisioni descritte in precedenza.

A seconda del tipo di impiego, cornice e scatola di giunzione possono essere presenti o meno.

2.4.3 Celle e moduli al CdTe

I moduli FV al tellururo di cadmio sono l'altra tipologia di moduli a film sottile più diffusa.

Il CdTe è un semiconduttore con un elevato coefficiente di assorbimento della luce e, in combinazione con il solfuro di cadmio (CdS) che costituisce il semiconduttore di tipo n, forma una etero-giunzione. Entrambi i materiali possono essere facilmente depositati, ad esempio, mediante evaporazione termica.

Si può utilizzare come substrato del vetro a basso costo sul quale, anche qui, viene depositato il contatto frontale trasparente in SnO₂ drogato con fluoro che verrà inciso. Sono poi applicati i due strati che formano l'etero-giunzione, CdS e CdTe in ordine, ed infine il contatto metallico posteriore, come si può vedere da figura 2.8.

È applicato quindi uno strato sigillante di EVA e la copertura posteriore in vetro, anch'esso a basso costo (*soda lime*).

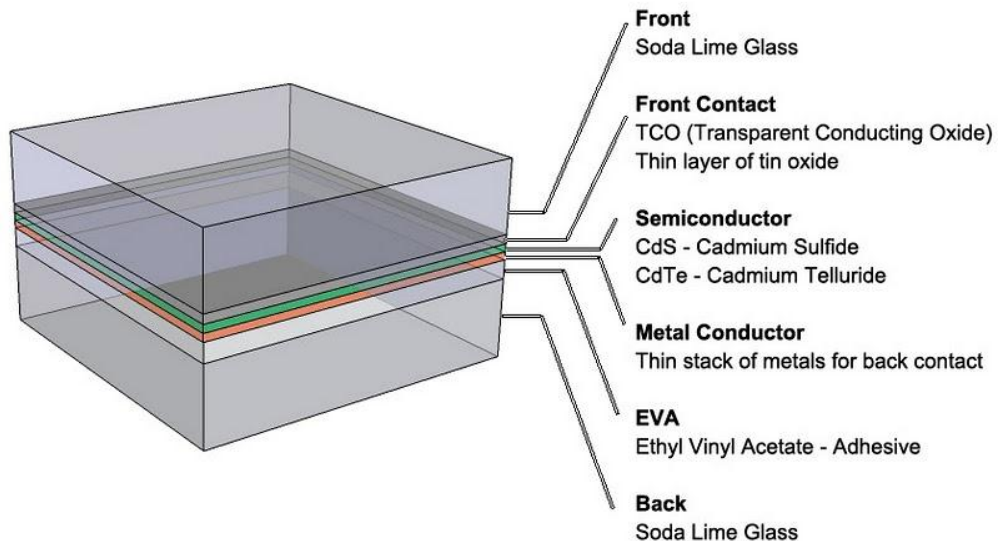


Fig. 2.8 – Struttura di un modulo FV al CdTe

Così come i moduli al silicio amorfo visti in precedenza e come quelli CIS che si vedranno in seguito, i moduli al CdTe sono realizzati con un'integrazione monolitica di diverse celle in un modulo, tramite erosione laser e/o meccanica.

2.4.4 Celle e moduli CIS/CIGS

Al momento questa sembra essere la più promettente tecnologia fotovoltaica anche se ancora poco diffusa; la capacità produttiva di questi moduli rappresenta attualmente circa il 15% della capacità totale delle tecnologie al film sottile, la restante parte è divisa equamente tra a-Si e CdTe, ma nel 2012 l'EPIA stima che queste tre tecnologie *thin film* si divideranno equamente la capacità produttiva [EPIA, 2011].

CIS e GIGS sono le abbreviazioni di composti chimici formati dai seguenti elementi $\text{Cu}(\text{In,Ga})(\text{S,Se})_2$. Il composto maggiormente utilizzato per questo tipo di moduli è il diseleniuro di indio e rame (CuInSe_2) o il diseleniuro di indio, gallio e rame (CuInGaSe_2); il composto di zolfo CuInS_2 (disolfuro di rame e indio) gioca solamente un ruolo secondario.

Come il CdTe, il CIS (con zolfo o selenio) è un buon semiconduttore con elevato coefficiente di assorbimento della luce solare. Le celle CIS sono costruite con contatti posteriori opachi, tipicamente di molibdeno, su substrati di vetro, mentre la tipologia CIGS può essere depositata anche su substrati flessibili. L'azienda Nanosolar ha sviluppato una tecnologia di stampa di inchiostro al CIGS su fogli di alluminio (figura 2.9), in questo

modo il processo produttivo diviene estremamente veloce e non necessita nemmeno di atmosfere particolari, consentendo un notevole risparmio energetico.



Fig. 2.9 – Nanosolar: deposizione del semiconduttore CIGS, sotto forma di inchiostro, su moduli di alluminio – Fonte: Pagliaro *et al.*, 2009

Per formare l'etero giunzione si depone un sottile strato di solfuro di cadmio (CdS) e successivamente di ossido di zinco (ZnO). Un ulteriore strato di ossido di zinco, fortemente drogato con alluminio, gallio o boro funge da contatto anteriore trasparente, sul quale viene applicata una griglia in nichel o alluminio per realizzare il contatto metallico [Sander *et al.*, 2007; Pagliaro *et al.*, 2009], come si può vedere in figura 2.10. Ovviamente, come per le altre tipologie, viene applicato un sottile strato di un polimero sigillante ed un ulteriore strato di vetro.

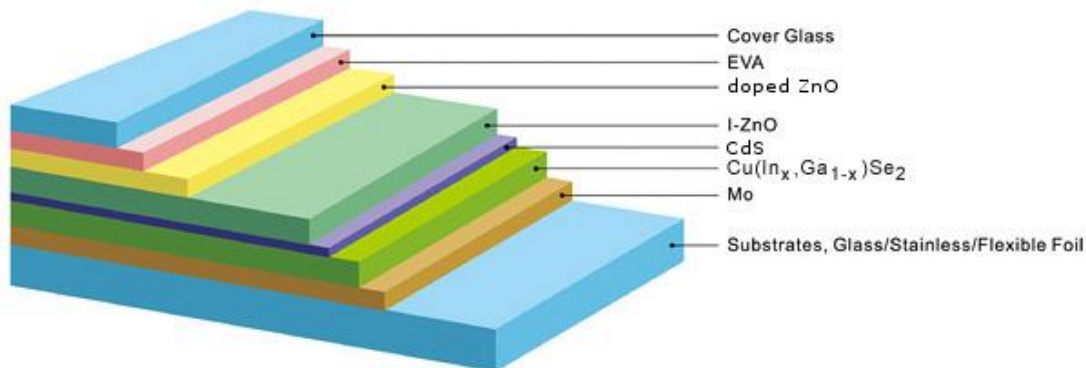


Fig. 2.10 – Struttura di un modulo FV CIS/CIGS

2.5 Materiali coinvolti

Dopo aver analizzato la struttura dei moduli FV più comuni, si può approfondire meglio la loro composizione per rendersi così conto delle quantità di materiali coinvolti e delle relative problematiche di smaltimento e riciclaggio.

2.5.1 Composizione dei moduli in silicio cristallino

Qualche anno fa è stato condotto da Ökopol uno studio [Ökopol, 2004] sui materiali che vanno a comporre i moduli FV, ad oggi questa composizione è rimasta pressoché la medesima. Si registra comunque una riduzione nell'utilizzo di materiali sia per questioni economiche, sia ambientali [Sander *et al.*, 2007].

I moduli FV in silicio cristallino attuali mostrano una significativa riduzione di massa per kW_p, la quale è il risultato sia dell'incremento di efficienza delle celle, dei moduli e della restante componentistica, sia della riduzione di spessore dei moduli stessi, come conferma un recente studio condotto da Alsema e de Wild-Scholten [Alsema e de Wild-Scholten, 2007].

La riduzione delle quantità di materiali utilizzati ha comportato anche una modifica nelle percentuali di incidenza degli stessi sul peso totale del modulo, come mostrato in tabella 2.1.

Ovviamente non tutte le aziende produttrici utilizzano lo stesso mix di materiali, si riportano quindi dei dati medi.

Componenti	Quantità secondo lo studio Ökopol 2004	Quantità nel 2007	
	% in massa	% in massa	Kg/kW _p
Vetro	62,7	74,16	77,3
Cornice metallica	22	10,3	10,7
EVA	7,5	6,55	6,8
Celle solari	4,0	3,48	3,6
Chiusura posteriore (Tedlar)	2,5	3,6	3,8
Cassetta di giunzione	1,2	-	-
Adhesive, potting compound	ND	1,16	1,2
Peso/kWp	103,6 kg/kW _p	-	103,4
Cu	0,37	0,57	-
Ag	0,14	0,004 – 0,006	-
Sn	0,12	0,12	-
Pb	0,12	0,07	-
Si	ND	3	-

Tab. 2.1 – Esempio di composizione di un modulo standard in c-Si (215 Wp) – Fonte: Sander *et al.*, 2007

Dalla precedente tabella si può notare un aumento della presenza del vetro ed una riduzione dell'incidenza della cornice in alluminio dovute all'aumento di superficie dei moduli. Grazie alle migliori tecniche di taglio che consentono di ottenere wafer di silicio più sottili, la frazione di percentuale in massa delle celle ha subito una leggera riduzione. Il contenuto di argento è stato parzialmente ridotto, così come il piombo, la cui presenza è riconducibile al suo impiego nelle saldature. Il contenuto di rame è invece aumentato a causa dell'utilizzo di più ampie bandelle di saldatura tra le celle, conseguenza principalmente delle maggiori correnti che attraversano i moduli odierni.

Come anticipato, la composizione dei moduli è pressoché identica, con leggere variazioni nelle percentuali di alcuni materiali. Più del 90% del peso complessivo resta sempre imputabile alla copertura di vetro, alla cornice di alluminio ed all'EVA. Il componente che è il maggior responsabile della spesa energetica per la produzione dell'intero modulo, la cella in silicio cristallino, rappresenta solo il 3,48% della massa totale.

2.5.2 Composizione dei moduli a film sottile

Ci sono molte similarità tra i moduli a film sottile riguardo i materiali usati. Il parallelo più importante tra le diverse tipologie è che il semiconduttore riveste solo un piccolo ruolo nella composizione totale dei moduli. Considerando i moduli realizzati su substrati in vetro (attualmente i più diffusi), lo strato attivo pesa meno dell'1%, il vetro contribuisce per più dell'80%, la quota della cornice in alluminio è del 12-15% e la rimanente parte viene condivisa da resine di incapsulamento, cassetta di giunzione e cavi.

Nei moduli senza cornice, utilizzati per l'integrazione strutturale su tetti e facciate, non è presente l'alluminio, ma di solito è richiesto un maggior spessore delle coperture in vetro, per cui aumenta la percentuale di incidenza del vetro stesso.

Diversi produttori utilizzano differenti materiali per gli stessi scopi, ad esempio diversi incapsulanti come PVB (polivinilbutirrale), EVA o PE, i quali possono influire sul riciclo dei moduli. Anche il vetro anteriore può avere un certo impatto sul processo di riciclaggio, essendo un vetro temperato speciale che ha subito trattamenti antiriflesso.

Moduli in Silicio Amorfo

Prendendo come riferimento l'azienda Free Energy Europe, che produce moduli in a-Si utilizzando poliuretano al posto delle cornici in alluminio, si può notare che proprio il poliuretano ricopre circa il 12% del peso totale, substrato e vetro protettivo l'87%, mentre i restanti materiali, tra cui il semiconduttore, pesano meno dell'1%. In tabella 2.2 è mostrato il peso in grammi di ciascuno dei materiali componenti, mentre in figura 2.11 si può notare la composizione percentuale.

Altri produttori utilizzano dei composti polimerici per l'incapsulamento al posto del vetro e acciaio inossidabile come substrato. Queste differenze comportano una riduzione del peso complessivo ed una diversa ripartizione delle quote dei materiali, inoltre sono decisive riguardo il riciclo, sia sotto l'aspetto dei materiali, sia del comportamento meccanico.

Materiale	Peso per modulo in g
Vetro	14976
SnO ₂	4,14
ITO	3,27
Boro	5,08E-05
Silicio	1,1
Fosforo	5,2E-07
Alluminio	6,12
Resina acrilica	97,8
Colla a caldo	3,42
Cavi	171,6
Polyol	1218
MDI (difenilmetano diisocianato)	924
Totale	17400

Tab. 2.2 – Composizione di un modulo fotovoltaico in a-Si (60 Wp) di Free Energy Europe –
Fonte: Sander *et al.*, 2007

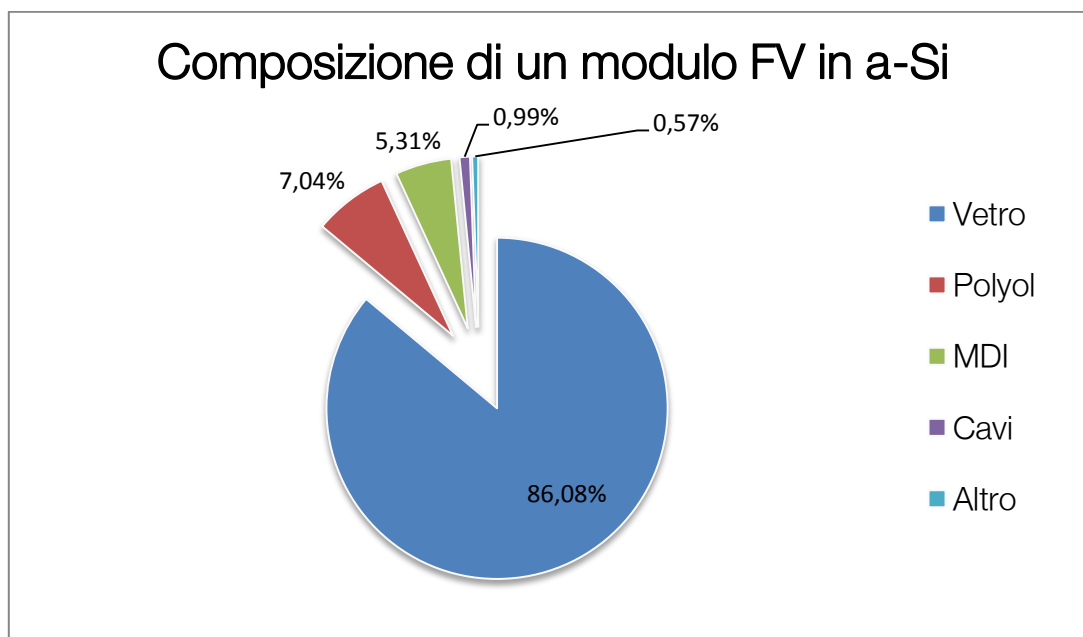


Fig. 2.12 – Composizione percentuale di un modulo FV in a-Si – Fonte: Sander *et al.*, 2007

Moduli al CdTe

La composizione tipica di un modulo in tellururo di cadmio è mostrata in tabella 2.3 e figura 2.13. In questo caso si tratta di un modulo senza cornice, come quelli impiegati per l'integrazione strutturale, delle dimensioni di 120 cm x 60 cm.

Si nota come il vetro sia l'elemento che ricopre il maggior peso (96%), essendo utilizzato sia come substrato, sia come copertura anteriore e, ancora una volta, il materiale semiconduttore ricopre una minima percentuale (meno dell'1%) assieme ai restanti materiali.

Materiale	Peso per modulo in g
Substrato di vetro	5400
TCO – SnO ₂	4,968
CdS	0,348
CdTe	12,96
Contatto metallico posteriore	1,944
EVA	360
Vetro anteriore	5400
CuSn band	4,997
Cassetta di giunzione	15,624
Cablaggi	41,616
Totale	11242,457

Tab. 2.3 – Composizione di un modulo FV al CdTe – Rielaborazione dati da Sander *et al.*, 2007

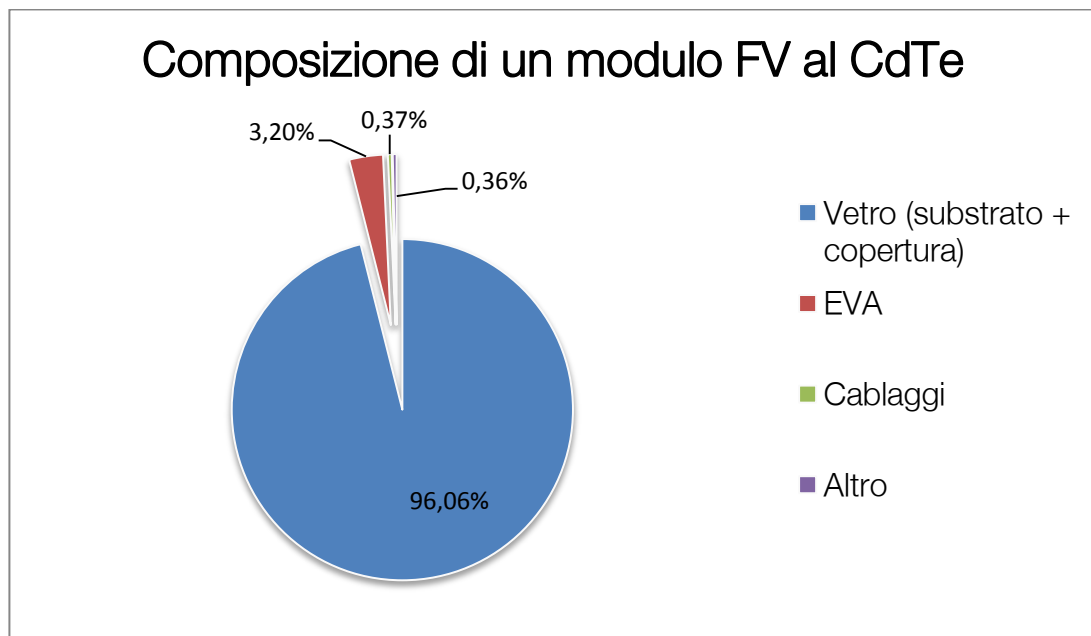


Fig. 2.13 – Composizione percentuale di un modulo FV al CdTe – Fonte: Sander *et al.*, 2007

Moduli CIS/CIGS

Come ultima, si osserva la composizione di un modulo CIS/CIGS. Anche in questa tipologia vetro e cornice di alluminio sono i materiali

predominanti, rappresentano in genere circa il 93% del peso totale; il restante 7% si divide tra incapsulante (EVA, 3%), cablaggi e cassetta di giunzione (2%) e materiali rimanenti.

Con l'incremento della superficie dei moduli, la proporzione della cornice, dei cablaggi e della cassetta di giunzione si riduce, come si può notare dai dati di figura 2.14, dove è riportata la composizione di un modulo CIGS da 120 cm x 60 cm.

Lo scenario cambia ulteriormente con l'utilizzo di substrati flessibili come lamine di titanio, materiali poliammidici e acciaio inossidabile. I dati relativi a questa tipologia si possono osservare nella terza colonna (produttore 3) della tabella 2.4.

	Peso (g/m ²)		
	Produttore 1	Produttore 2	Produttore 3
Si3N4	0,5	-	-
Mo	4	5	-
CuInGaSe	10	12	9,5
Selenio	5	6	4,5
ZnO	7	6	0,7
CdS	0,2	0	0,24
ITO	-	-	-
Substrato poliammidico	-	-	35
Substrato in vetro	7500	7500	-
Vetro di copertura	7500	7500	-
Sigillante	500	-	-
Incapsulante (PVB, EVA, PU, PE)	200	500	Nessun dato
Colla polimerica	400	-	
Adesivo	-	100	
Cornice in alluminio	3000	1800	
Cassetta di giunzione	400	100	
Cablaggi	400	200	
Totale	19927	17730	

Tab. 2.4 – Composizione tipica dei moduli CIGS di tre differenti produttori – Fonte: Sander *et al.*, 2007

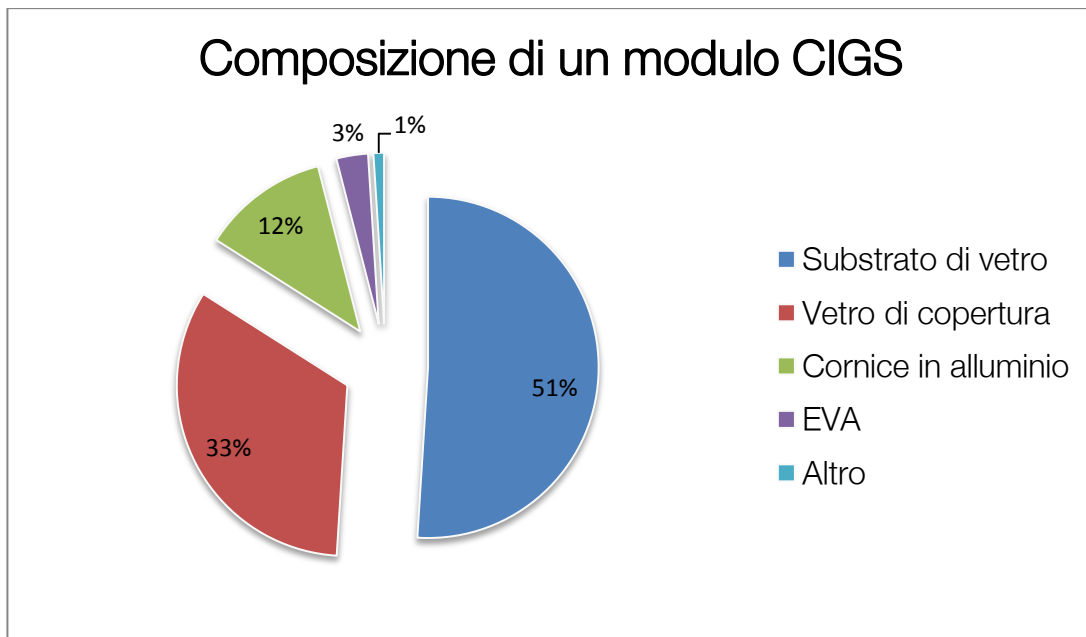


Fig. 2.14 – Composizione di un modulo CIGS standard da 120 cm x 60 cm

Si nota quindi come sostanzialmente il vetro costituisca il materiale maggiormente presente in quasi tutte le tipologie di moduli FV, ma ad influenzare maggiormente il processo di riciclo è la presenza di numerose tecnologie di molteplici produttori, i quali utilizzano diversi materiali per lo stesso scopo.

Come accennato ad inizio paragrafo, l'incapsulante può essere realizzato in EVA, PVB, PU e PE; la copertura posteriore dei moduli cristallini in vetro o in Tedlar; il substrato dei moduli a film sottile può essere fatto di vetro comune (*soda-lime*), vetro borosilicato, acciaio inossidabile o polimeri.

Questa varietà complica la gestione del fine vita dei moduli, sarà necessario ad esempio separare il vetro comune da quello borosilicato in fase di riciclaggio, inoltre l'aderenza tra i vari strati e la ridotta quantità di metalli non semplifica di certo il loro recupero.

Gran parte di questi materiali potrebbe essere recuperata e riutilizzata per costruire nuovi moduli FV o altri prodotti. Il vetro è al 90% riutilizzabile, il 10% rappresentato da vetro rotto o con crepe potrebbe essere invece riciclato; i telai in alluminio potrebbero anch'essi essere riutilizzati così come sono oppure riciclati. Nei moduli cristallini potrebbero essere riutilizzate anche le celle FV se recuperate intatte, ottenendo così un notevole risparmio energetico e di materia prima.

Come si vedrà più avanti, con la crescita del mercato FV, le quantità di materiali in gioco sono diventate importanti e sono nati per questo consorzi per il recupero e riciclaggio di moduli FV giunti a fine vita e diverse aziende stanno studiando tecniche per un riciclaggio più efficiente, che consenta di recuperare il più possibile.

Capitolo 3

Il mercato fotovoltaico

3.1 La crescita del mercato

Nell'ultimo decennio il mercato fotovoltaico ha avuto una crescita senza precedenti. In particolare nel 2010, il mercato mondiale ha raggiunto una capacità cumulativa installata di circa 40 GW, con l'installazione di nuovi 16,6 GW solo in quell'anno. Nel 2011 ci si aspettava comunque un calo nelle installazioni, sorprendentemente invece la capacità è aumentata di altri 27,7 GW, giungendo ad una cumulata di 67,7 GW.

La maggior parte di questa capacità è installata in Europa, dove il FV sta assumendo sempre più un ruolo predominante nell'intero sistema elettrico. La crescita in questi anni è stata molto diversa da Paese a Paese, ciò è dovuto a diversi fattori come regolamenti e incentivi nazionali e diversa disponibilità di finanziamenti.

Il 2011 è stato un anno record. Con l'installazione di 27,7 GW ha visto quasi raddoppiare il mercato rispetto al 2010 e quadruplicare rispetto al 2009, anno in cui sono stati installati sistemi FV per 7,2 GW di capacità. La maggior parte di questa nuova capacità è stata installata in Europa (21 GW) e le nazioni che hanno maggiormente contribuito a questa crescita sono state Italia (9 GW) e Germania (7,5 GW).

In figura 3.1 è possibile notare la crescita della capacità installata dagli 1,5 GW del 2000 ai 40 GW del 2010, ma vi si possono aggiungere i nuovi dati relativi all'anno appena concluso. L'Europa detiene attualmente il 75% della capacità (51 GW), seguono Giappone (4,7 GW) e Stati Uniti (4,2 GW), mentre la Cina, che si prevede diventerà uno dei maggiori mercati negli anni a venire, nel solo 2011 ha installato ben 2 GW, totalizzando un cumulato di 2,9 GW [EPIA, 2011; EPIA, 2012].

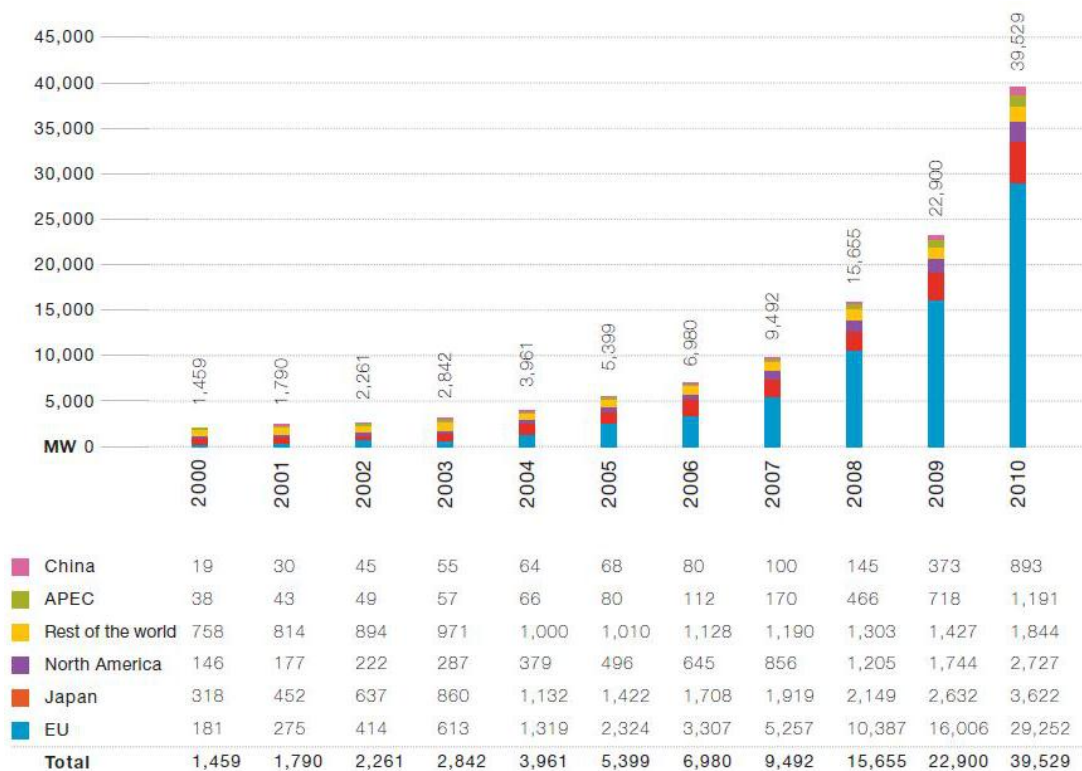


Fig. 3.1 – Evoluzione della capacità cumulativa globale installata dal 2000 al 2010 – Fonte: EPIA, 2011

La potenza elettrica generata da questi impianti è di 85 TWh/anno, di cui 60 TWh/anno sono prodotti in Europa, i quali costituiscono solamente il 2% della domanda elettrica del nostro continente.

3.2 Previsioni di crescita al 2015

Lo sviluppo del mercato fotovoltaico è imputabile soprattutto agli incentivi economici previsti dalla politica dei diversi Paesi, questo perché, seppur i costi di questa tecnologia sono in costante riduzione, non si è ancora giunti alla competitività con le fonti convenzionali di energia. La soglia da raggiungere è la cosiddetta *grid parity*, cioè l'insieme di condizioni economiche caratterizzate dalla coincidenza del costo del kWh fotovoltaico con il costo del kWh prodotto da fonti convenzionali per tutte le categorie di utenti e per tutte le fasce orarie. Per questo l'introduzione, la modifica o l'indebolimento di forme di sostegno da parte dei diversi Paesi hanno significative conseguenze sul futuro del fotovoltaico.

Nel Marzo 2011, l'EPIA ha raccolto una serie di dati su campioni rappresentativi del settore fotovoltaico ed ha derivato due scenari di sviluppo del settore fotovoltaico:

Scenario moderato

Questo scenario assume che il comportamento del mercato sia di tipo *"business-as-usual"* senza ulteriori rinforzi degli attuali meccanismi di supporto, ma tiene conto di una ragionevole continuazione delle attuali tariffe *feed-in* (FIT) allineate con i prezzi di mercato.

Scenario *Policy-Driven*

Questo scenario assume il proseguimento o l'introduzione di meccanismi di supporto, come le FIT, accompagnati da una forte convinzione a livello politico di considerare il FV come la principale fonte di energia dei prossimi anni. Ciò dev'essere affiancato dalla rimozione delle barriere amministrative inutili e dallo snellimento delle procedure di connessione alla rete degli impianti FV.

Basandosi su questi due scenari, l'EPIA ha analizzato, Paese per Paese, lo sviluppo del mercato FV, le attuali politiche di supporto, la loro attrattività e sviluppi previsti, le procedure amministrative, gli obiettivi nazionali sulle energie rinnovabili e il potenziale del FV.

3.2.1 Sviluppo del fotovoltaico in Germania al 2015

Come accennato in precedenza, la Germania è la nazione nella quale sono presenti il maggior numero di installazioni di impianti FV; solo nel 2010 sono stati installati 7,4 GW di capacità ed ha come obiettivo di raggiungere i 51 GW cumulati per il 2020 [EPIA, 2011].

Come si può notare da figura 3.2, è previsto, secondo entrambi gli scenari, un ridimensionamento delle installazioni rispetto al gran numero riscontrato nel 2010 che si attesterebbe tra i 3 GW (scenario moderato) e i 5 GW (scenario *policy-driven*) l'anno. Si raggiungerebbe nel 2015 un totale cumulato che va dai 32,2 GW ai 42,2 GW, avendo come obiettivo nazionale per lo stesso anno circa 35 GW. I dati rilevati a conclusione dell'anno 2011 segnalano comunque l'installazione di 7,5 GW di nuovi impianti, quindi più delle previsioni [EPIA, 2012].

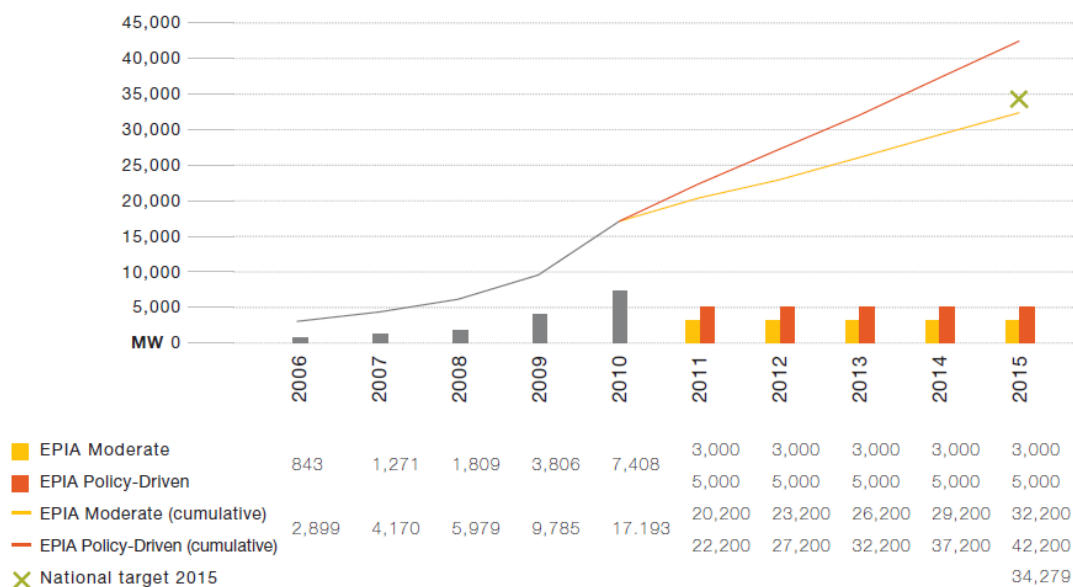


Fig. 3.2 – Previsioni di crescita delle installazioni FV in Germania al 2015 – Fonte: EPIA, 2011

3.2.2 Sviluppo del fotovoltaico in Italia al 2015

Il 2010 ha visto una massiccia crescita del mercato FV italiano, ma il suo futuro è ancora incerto. Il decreto ministeriale del 5 Maggio 2011, conosciuto anche come Quarto Conto Energia, ha stabilito un nuovo regime per le installazioni connesse dopo il 31 Maggio 2011 e ha generato una significativa incertezza di mercato. Il motivo sta nel cercare di tenere sotto una certa soglia, ancora da definire, i costi sostenuti dai consumatori di elettricità che finanziano le FIT, in un contesto in cui le riduzioni delle FIT, previste per il 2011 e il 2012 dal Terzo Conto Energia, sembrano insufficienti se messe a confronto con il calo dei costi del fotovoltaico.

Nella confusione riguardo il numero effettivo, è stato stimato che il mercato italiano abbia raggiunto circa 6 GW di installazioni nel 2010, ma solamente 2,3 GW sono state effettivamente connesse alla rete. L'EPIA, per il 2011, ha stimato installazioni dai 3 GW (scenario moderato) ai 5 GW (scenario *policy-driven*) [EPIA, 2011]. Ad Agosto 2011, secondo il GSE (Gestore dei Servizi Energetici), sono inoltre entrati in esercizio 3,72 GW che erano stati installati nell'anno precedente e che hanno usufruito del decreto "Salva Alcoa"⁸ (legge 129/10). In totale, questo anno, ci sono

⁸ La Legge 13 agosto 2010, n. 129 ha stabilito che le tariffe incentivanti previste per l'anno 2010 sono riconosciute a tutti i soggetti che, entro il 31 dicembre 2010, hanno concluso l'installazione dell'impianto fotovoltaico a patto che l'impianto stesso entri in esercizio entro e non oltre il 30 giugno 2011.

stati 9 GW di nuovi impianti entrati in esercizio, il che significa circa 13 GW cumulati [EPIA, 2012], corrispondenti a più di 60 milioni di pannelli⁹.

I dati per gli anni che vanno dal 2012 al 2015 sono imprevedibili, anche perché in Italia gli alti incentivi hanno indotto non una capacità di innovare e di investire in modo produttivo, bensì hanno concentrato l'investimento sulla sola finalità speculativa [Giliberto, 2011].

In figura 3.3 sono riportate in grafico le previsioni secondo entrambi gli scenari.

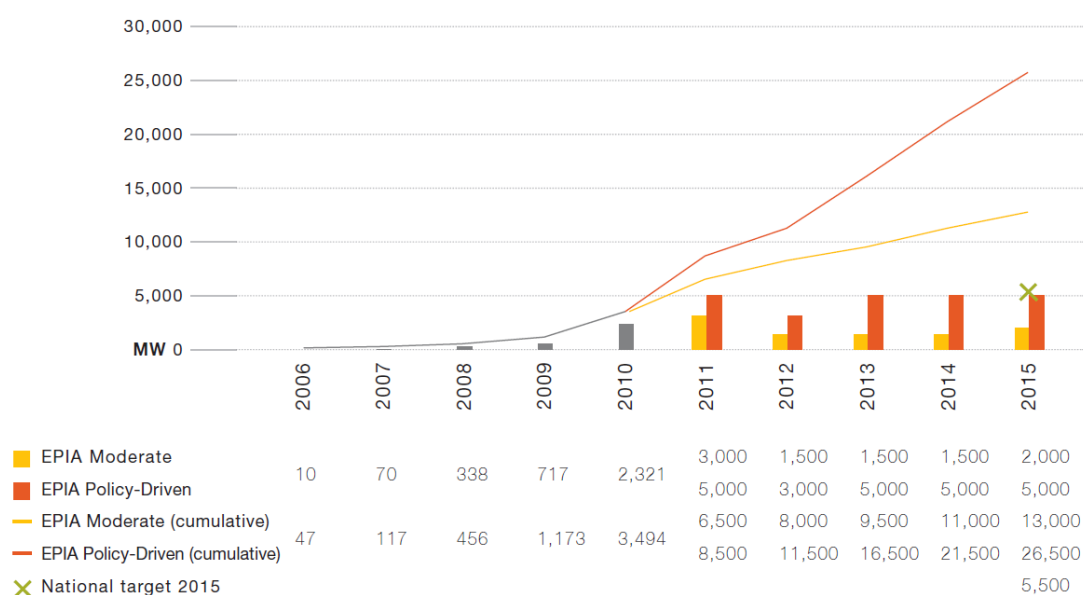


Fig. 3.3 – Previsioni di crescita delle installazioni FV in Italia al 2015 – Fonte: EPIA, 2011

3.2.3 Sviluppo del fotovoltaico in Europa al 2015 e target per il 2020

Sommando le previsioni relative ai singoli Paesi dell'Unione, come si nota dalla figura 3.4, l'EPIA sostiene che la crescita avuta nel 2010 è difficilmente ripetibile negli anni futuri, a causa di alcune opposizioni al FV in molte nazioni. È previsto che il mercato si stabilizzi nel 2011 e 2012, per poi riprendere a crescere nel 2013.

⁹ Dato ricavato proiettando a fine anno una stima del consorzio Ecolight (consorzio italiano per la raccolta e il recupero dei pannelli solari) che indica 53,5 milioni di pannelli per 11,2 GW al 31 Ottobre 2011 [Ecolight].

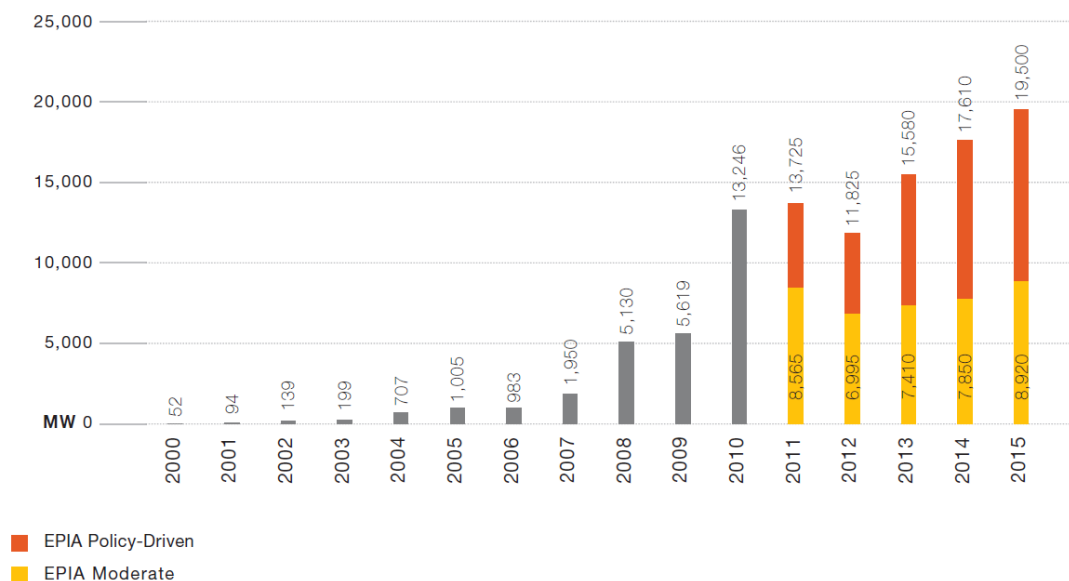


Fig. 3.4 – Previsioni di crescita delle installazioni FV in Europa al 2015 – Fonte: EPIA, 2011

Nel capitolo 1 si è fatto riferimento alla strategia ambientale europea che prevede, tra gli altri obiettivi, di aumentare la quota di energia da fonti rinnovabili fino a costituire il 20% del consumo totale di energia entro il 2020. Nel 2009 l’EPIA ha condotto uno studio, intitolato “SET For 2020”, che identifica tre possibili scenari di implementazione per il 2020 che rappresentano il potenziale del fotovoltaico per raggiungere l’obiettivo europeo [EPIA, 2009].

Scenario *Baseline*

Lo scenario *Baseline* prevede un comportamento del mercato di tipo “*business-as-usual*” con il 4% della domanda di elettricità soddisfatta dal FV nel 2020.

Scenario Avanzato

Lo scenario Avanzato è basato sulla massima crescita del FV in Europa, senza significativi cambiamenti all’infrastruttura elettrica, mediante il quale il FV può raggiungere il 6% del consumo elettrico.

Scenario *Paradigm Shift*

In quest’ultimo scenario si presuppone che tutte le barriere vengano sollevate e siano realizzate specifiche condizioni di contorno; si prevede che entro il 2020 il FV possa soddisfare il 12% del fabbisogno elettrico europeo. In queste condizioni si potrebbe evitare l’emissione di oltre 220 milioni di tonnellate equivalenti di CO₂. Questo è però uno scenario molto

più ambizioso dei due precedenti, raggiungibile solo con un forte sostegno politico dell'Unione Europea e dei singoli governi nazionali ed un impegno dello stesso settore fotovoltaico nel migliorare la filiera tecnologica e commerciale ed investire in ricerca per rendere competitiva l'energia FV.

L'EPIA ha comparato le previsioni del mercato FV al 2015 con i tre scenari sopra riportati. Come si vede anche in figura 3.5, questi sono stati i risultati:

- Lo scenario di previsione moderato sembra essere allineato al target del 4% ipotizzato dallo scenario *Baseline*. Questo rappresenta un miglioramento rispetto alle precedenti previsioni [EPIA, 2010], le quali stimavano che la crescita secondo lo scenario moderato non avrebbe raggiunto l'obiettivo del 4% per il 2020. Perciò sembra ragionevole aspettarsi che la penetrazione del FV nel mercato raggiunga questo obiettivo anche nel caso di bassa crescita.
- La curva dello scenario *Policy-Driven* al 2015, invece, giace molto vicina al *Paradigm Shift*, ma comunque la crescita richiesta dopo il 2015 per raggiungere i 390 GW in Europa per il 2020 dovrebbe essere molto più forte di quella prevista per il 2014 e il 2015. Mentre il raggiungimento dell'obiettivo del 6% previsto dallo scenario avanzato sembra coerente e facilmente raggiungibile dallo scenario *Policy-Driven*, raggiungere il target del 12% richiederebbe una notevole spinta verso un più forte impegno da parte della politica con supporto ed incentivi al FV, anche dopo il raggiungimento della *grid parity*.

Si può comunque ritenere plausibile che, una volta raggiunta la *grid parity*, ovvero quando il fotovoltaico sarà in grado di competere con le fonti di energia tradizionali, la penetrazione di questa tecnologia potrà aumentare anche con incentivi minimi, o senza l'ausilio degli stessi.

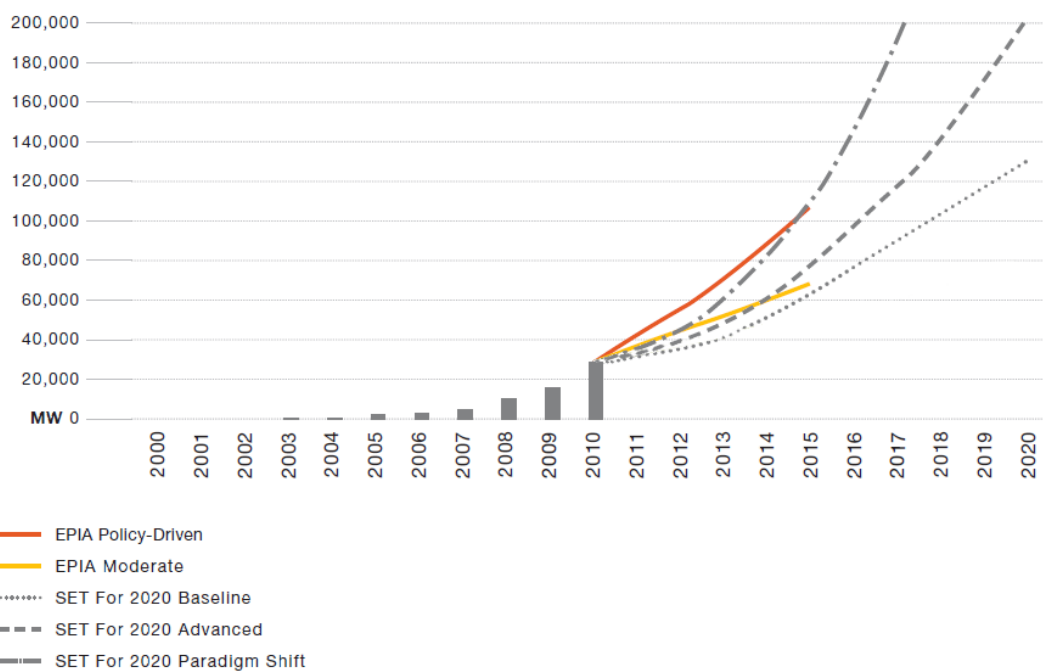


Fig. 3.5 – Comparazione scenari di previsione al 2015 e scenari per obiettivi 2020 – Rielaborazione da EPIA, 2011

3.2.4 Evoluzione del fotovoltaico nel mondo al 2015

Sebbene il mercato del fotovoltaico sia fortemente sbilanciato, con l'Europa che detiene il 75% della capacità globale ed il 78% delle nuove installazioni del 2010, non bisogna tralasciare il resto del mondo.

Secondo l'EPIA, infatti, nei prossimi anni il mercato potrebbe subire un ribilanciamento; l'Europa potrebbe contare per il 40% del mercato nel 2015, secondo lo scenario moderato, o per il 45% secondo lo scenario Policy-Driven, arrivando a detenere poco più del 50% della potenza globale cumulata [EPIA, 2011].

Dal grafico di figura 3.6 si può vedere l'evoluzione della capacità cumulata installata dal 2010 al 2015 nei due scenari, con la suddivisione per aree geografiche. Salta subito all'occhio l'elevato tasso di crescita previsto per la Cina (in rosa), nazione che nel 2010 ha prodotto più del 50% dei moduli FV in commercio; il mercato asiatico infatti è considerato terreno fertile per il fotovoltaico per gli anni a venire.



Fig. 3.6 – Evoluzione della capacità installata cumulata globale dal 2010 al 2015 – Fonte: EPIA, 2011

3.3 Analisi dell'industria fotovoltaica

La produzione dei moduli FV in questi ultimi anni è cresciuta molto in Asia, soprattutto in Cina e, data l'attuale dimensione del mercato asiatico, la maggior parte dei moduli prodotti sono esportati in Europa. Più del 50% dei moduli FV sono di produzione cinese, mentre l'Europa rappresenta il 75% del mercato. Questo sbilanciamento tra produzione e mercato di destinazione sembra però che non debba durare ancora a lungo anche grazie alle previsioni di crescita dei restanti mercati mondiali. Inoltre, con la progressiva riduzione dei costi nel settore, il trasporto andrebbe ad incidere maggiormente sul prezzo del singolo modulo; questo dovrebbe incoraggiare ad avvicinare maggiormente la produzione al mercato finale.

Analizzando la capacità produttiva globale si può notare come nel 2010 essa sia stata sostanzialmente maggiore della domanda di moduli fotovoltaici.

Si stima che la capacità produttiva del silicio nel 2011 sia stata di circa 370000 tonnellate, in aumento rispetto alle 350000 t del 2010. Questo aumento di capacità, nonostante la produzione sia maggiore della domanda, è da ricercare nelle crisi avvenute nel 2005 e nel 2008 (*shortage* del silicio), durante le quali la fornitura di silicio ha rappresentato un collo di bottiglia nella filiera del fotovoltaico a causa della limitata disponibilità della materia prima. Le aziende hanno pertanto effettuato investimenti per ampliare la capacità produttiva e molte di queste espansioni sono diventate operative solo lo scorso anno. Per la produzione del silicio cristallino sono necessari ingenti investimenti, a causa della notevole quantità di energia richiesta dal processo, per questo a monte della filiera sono presenti solo pochi grandi attori, mentre diversi piccoli produttori hanno dovuto chiudere. Lo *shortage* del silicio ha inoltre stimolato la nascita e lo sviluppo di aziende produttrici di moduli FV con tecnologie alternative come il film sottile.

3.3.1 Sviluppo delle singole tecnologie

In termini di wafer, la capacità produttiva globale è stata di 30 – 35 GW nel 2010, la maggior parte sempre concentrata in Cina. Per quanto riguarda la capacità produttiva di **celle in silicio cristallino (c-Si)**, questa è stata di circa 27 – 28 GW, il 50% di essa collocata in Cina, il 15% in Taiwan, poco più del 10% in Europa, poco meno del 10% in Giappone e meno del 5% negli Stati Uniti. La capacità produttiva dei **moduli in silicio cristallino** nel 2010 è stata invece di circa 30 – 32 GW e presenta all'incirca la stessa suddivisione di quella relativa alle celle.

La capacità produttiva globale di moduli a **film sottile** ha raggiunto, invece, i 3,5 GW nel 2010. Si stima che nel 2011 sia stata di 5 GW e che possa raggiungere dai 6 agli 8 GW nel 2012. Il 15% della capacità attuale è rappresentato dai moduli CIS/CIGS, mentre il resto è equamente suddiviso tra CdTe e silicio *thin-film*. Contrariamente al c-Si, la maggior parte degli impianti produttivi a film sottile non sono localizzati in Cina, bensì in USA, Europa, Giappone e Malesia [EPIA, 2011].

Con un tasso annuo di crescita della capacità produttiva previsto del 22% per i moduli c-Si e del 25% per i moduli a film sottile [EPIA, 2010], si può plausibilmente ipotizzare che la tecnologia *thin film* aumenterà negli anni a venire la sua quota di mercato e, quindi, bisognerà tenerne conto guardando alla gestione del fine vita dei moduli FV.

Questo significa che inizialmente il problema dello smaltimento dei moduli giunti a fine vita riguarderà principalmente quelli in silicio cristallino, mentre in futuro l'entità dei rifiuti generati da moduli a film sottile e da nuove tecnologie comincerà a diventare più rilevante. È necessario sviluppare quindi fin da subito le tecnologie adatte e le strategie a breve e lungo termine per rendere l'energia solare realmente sostenibile, anche nella produzione di rifiuti.

3.4 Previsioni sui rifiuti

I rifiuti generati dai prodotti fotovoltaici sono in correlazione diretta con la crescita del mercato FV; sia i moduli a fine vita, sia gli scarti di produzione, necessitano di essere smaltiti. A causa di un elevato numero di elementi di incertezza, è difficile quantificare esattamente la quantità di rifiuti generata. I fattori più importanti che influenzano questa quantità sono:

- quantità prodotte,
- peso per W_p ,
- scarti di lavorazione nelle varie fasi della produzione,
- percentuale di rifiuti "prematuri" (danni subiti durante le fasi di trasporto e installazione),
- tasso di guasto durante l'uso,
- vita utile.

I valori rilevanti di questi parametri differiscono a seconda della tecnologia e la disponibilità di queste informazioni, spesso sensibili, è molto scarsa.

Come già accennato in precedenza, i moduli fotovoltaici avrebbero una durata pressoché eterna, non avendo parti meccaniche in movimento soggette ad usura, ma a causa del degrado dei materiali, soprattutto gli incapsulanti, con il tempo possono verificarsi infiltrazioni di aria e umidità che riducono il rendimento del modulo causando l'ossidazione dei contatti.

Al giorno d'oggi la vita utile dei moduli FV si è allungata; i primi moduli in silicio cristallino avevano una durata media di 20-25 anni, le nuove tecnologie possono durare anche fino a 40 anni. Ciò non significa che a

fine vita i moduli non producano più energia, esistono infatti ancora installazioni di 25 anni fa che continuano a produrne, solamente che non danno più il loro 100% dell'efficienza; le case produttrici garantiscono infatti un rendimento pari all'80% di quello iniziale a 20 anni di vita utile.

In uno studio commissionato da BMU¹⁰, BSW-Solar¹¹ e EPIA [Sander *et al.*, 2007], tenendo conto dei parametri sopra elencati, sono state stimate le quantità di rifiuti che il fotovoltaico potrebbe generare negli anni a venire. Supponendo una vita utile di 20-25 anni, è plausibile ipotizzare che la curva dei rifiuti nel tempo sia simile a quella delle nuove installazioni, ma traslata di 20-25 anni in avanti. Il boom di installazioni del 2010 e 2011 dovrebbe quindi tradursi in un "boom di rifiuti" a partire dal 2030 – 2035. In tabella 3.1 sono riportati i dati di previsione dei rifiuti dal 2011 al 2030, tenendo conto che 1 MW_p corrisponde a circa 75 t.

In MWp	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2030
Germania	53,4	64,1	76,7	91,4	108,6	-	-
Europa	101,2	124,9	152,5	184,9	222,7	472	1770
In t	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2030
Germania	4002	4808,5	5752,1	6856,1	8147,8	-	-
Europa	7591	9364,2	11438,9	13866,2	16706,2	35397	132750

Tab. 3.1 – Quantità di rifiuti da FV stimate – Fonte: Sander *et al.*, 2007

Si può notare come circa il 50% dei rifiuti europei siano generati in Germania e non c'è da stupirsi, dato che detiene più del 50% del mercato FV europeo.

Sempre nello stesso studio, le quantità viste in precedenza sono state scomposte nelle differenti tipologie: silicio cristallino, film sottile e nuove tecnologie. Il risultato di questa scomposizione è riportato in tabella 3.2 e, come si può meglio osservare in figura 3.7, nel 2030 si stima che ci sarà una ripartizione equa tra i rifiuti provenienti dalle tre tipologie.

¹⁰ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Ministero federale dell'ambiente, protezione della natura e sicurezza nucleare tedesco.

¹¹ Bundesverband Solarwirtschaft: Associazione dell'Industria Solare tedesca

In MWp	2010	2020	2030
Totale Europa	103,7	472	1770
c-Si	82,92	339,8	601,8
Film sottile	18,66	99,11	584,1
Nuove tecnologie	2,073	33,04	584,1
In t	2010	2020	2030
Totale Europa	7774	35397	132750
c-Si	6219	25486	45135
Film sottile	1399	7433	43808
Nuove tecnologie	122	155	43808

Tab. 3.2 – Proporzioni dei rifiuti generati dalle diverse tecnologie in Europa – Fonte: Sander *et al.*, 2007

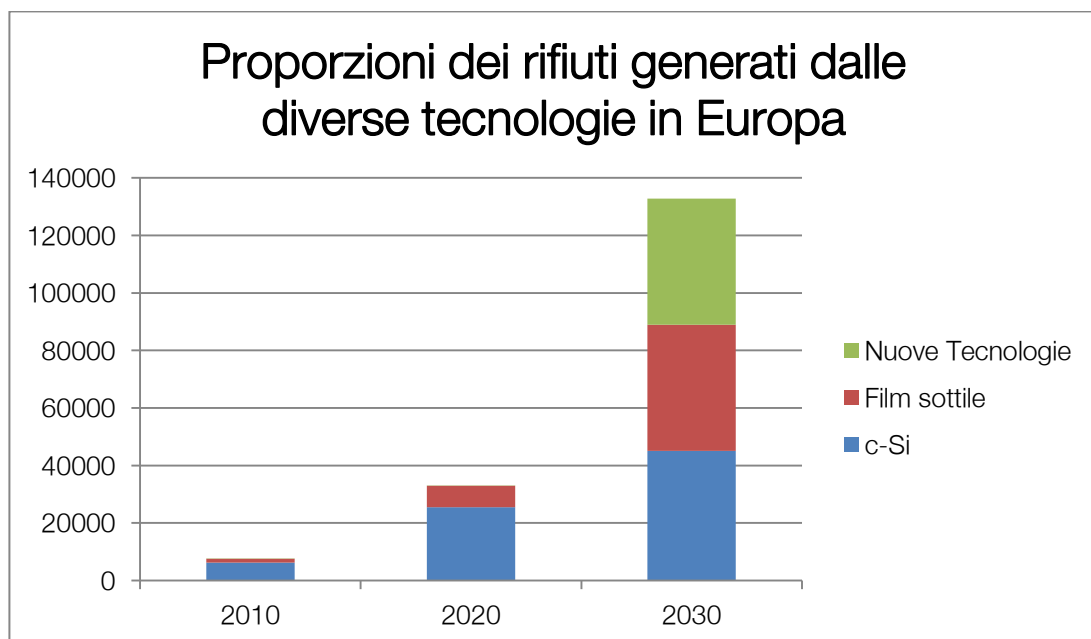


Fig. 3.7 – Grafico della previsione di ripartizione dei rifiuti generati dalle diverse tecnologie in Europa – Fonte: Sander *et al.*, 2007

Queste previsioni confermano quello già detto in precedenza a riguardo dello sviluppo delle singole tecnologie. Dal 2020 in poi la quota dei moduli *thin film*, e successivamente anche delle nuove tecnologie, non sarà più trascurabile e quindi bisogna pensare sin da adesso a strategie per gestirli adeguatamente.

Il precedente studio forse azzarda un po' a supporre una equa divisione delle quantità di rifiuti tra le tre generazioni già al 2030. Uno studio più recente, condotto da BIO Intelligence Service, presenta previsioni sulla ripartizione delle quote dei rifiuti più plausibile e si spinge fino al 2050, anno in cui sono stimati circa 9,5 milioni di tonnellate di moduli FV a fine

vita. Più del 40% di essi sarà imputabile ai pannelli di prima generazione (c-Si), la restante parte sarà divisa tra le diverse tipologie di seconda generazione, mentre la terza generazione rivestirà ancora un ruolo minore nel 2050 [BIO Intelligence Service, 2011].

In figura 3.8 è possibile osservare il grafico di previsione dei rifiuti, suddiviso per singola tecnologia.

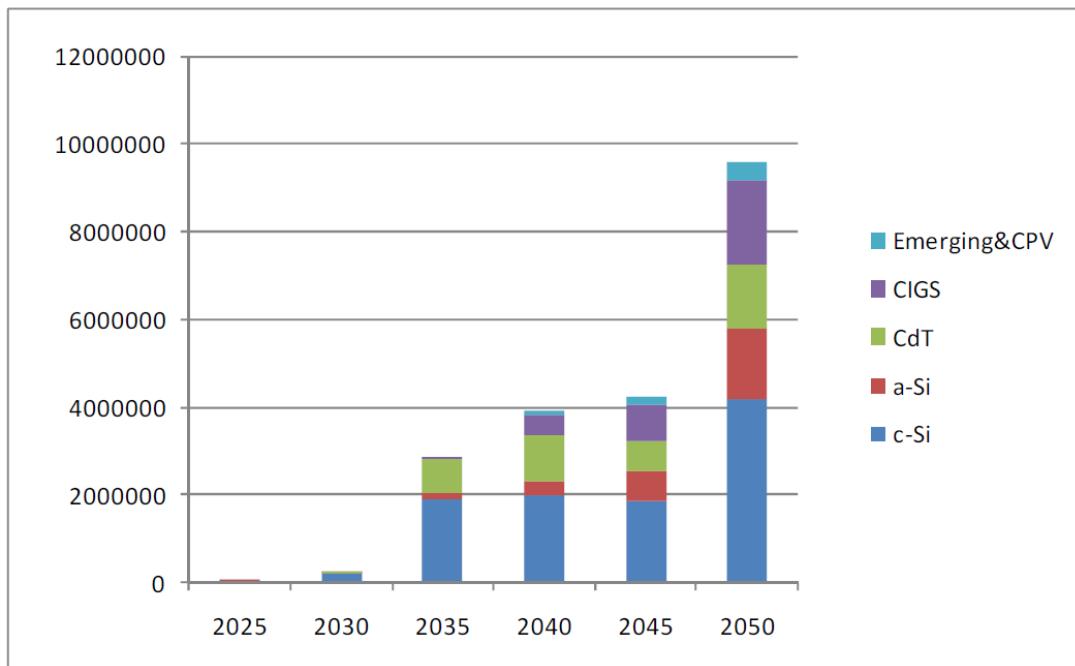


Fig. 3.8 - Grafico della previsione di ripartizione dei rifiuti generati dalle diverse tecnologie in Europa – Fonte: BIO Intelligence Service, 2011

Dato che circa il 50% della produzione di rifiuti da fotovoltaico è prevista in Germania, non c'è da meravigliarsi se proprio in territorio tedesco è nata l'iniziativa PV Cycle, consorzio di produttori ed importatori di moduli FV all'interno della comunità europea, che ha messo in atto un programma volontario per il ritiro ed il riciclo dei moduli solari. Proprio PV Cycle, nel suo *Annual Report 2010* [PV Cycle, 2011], disponendo di dati più aggiornati ed avendo un concreto riscontro con la raccolta delle prime 1000 tonnellate di moduli fuori uso nel 2011¹², ha pubblicato le sue previsioni sui rifiuti al 2020, mettendole a confronto con lo studio di Sander *et al.* visto in precedenza.

Ne è risultato che nel 2010 solo una piccola quantità di moduli FV a fine vita era disponibile per il riciclo, il che indica che le installazioni durano più a lungo delle previsioni e che i consumatori finali aspettano di più

¹² Iniziando l'attività di raccolta moduli in Giugno 2010

prima di scartare i propri moduli. Queste informazioni più accurate hanno portato PV Cycle ad adattare le previsioni del 2007. La quantità di moduli FV a fine vita disponibili per il riciclo in un anno sono state calcolate basandosi sulla stima che il 65% dei moduli raggiunge il fine vita dopo 30 anni dalla loro installazione. Pertanto, non è che fino al 2020 che alcune vecchie installazioni termineranno la loro operatività. La quantità di moduli FV danneggiati nel trasporto ed installazione è stata stimata allo 0,1% dell'installato.

Nel grafico di figura 3.9 si può osservare la comparazione tra le previsioni dello studio del 2007 e di quello di PV Cycle del 2010.



Fig. 3.9 – Comparazione dello studio Ökopol 2007 e dello studio PV Cycle 2010 – Fonte: PV Cycle, 2011

Le quantità di queste previsioni più accurate sono molto più modeste rispetto alle precedenti; delle 7774 tonnellate previste nel 2010, sono state destinate a fine vita solamente 500 t e la previsione per il 2020 è di 1797 t a fronte delle circa 35000 t del precedente studio.

Il riciclaggio su larga scala è ancora distante 10-15 anni, tuttavia il settore FV è già al lavoro per creare soluzioni realmente sostenibili in tutte le fasi del ciclo di vita del prodotto, dalla materia prima alla raccolta e riciclaggio

a fine vita. È evidente che bisognerà prepararsi per tempo, per quando saranno generate significative quantità di rifiuti fotovoltaici. Il fatto che il settore si stia organizzando da solo aiuta anche a migliorare il quasi inesistente mercato del riciclo. I produttori, responsabili per i loro prodotti, stanno preparando una rete ed un sistema robusti per gli anni a venire.

Capitolo 4

Normative europee e considerazioni ambientali

Si analizza ora, limitatamente all'Europa, essendo il continente che detiene la quasi totalità del mercato fotovoltaico, il quadro politico-normativo relativo ai rifiuti in genere e nello specifico a quelli derivanti da apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE), a cui i pannelli fotovoltaici fuori uso sono assimilabili, anche se attualmente non rientrano nella normativa.

La politica dell'Unione Europea è molto sensibile al tema ambientale, contribuisce infatti a perseguire i seguenti obiettivi:

- salvaguardia, tutela e miglioramento della qualità dell'ambiente,
- protezione della salute umana,
- utilizzazione accorta e razionale delle risorse naturali,
- promozione sul piano internazionale di misure destinate a risolvere i problemi ambientali.

Nell'articolo 191 comma 2 della versione consolidata del Trattato sul funzionamento dell'Unione Europea viene affermato:

“La politica dell'Unione in materia ambientale mira a un elevato livello di tutela, tenendo conto della diversità delle situazioni nelle varie regioni dell'Unione. Essa è fondata sui principi della precauzione e dell'azione preventiva, sul principio della correzione, in via prioritaria alla fonte, dei danni causati all'ambiente, nonché sul principio «chi inquina paga».”

In pratica cerca di promuovere lo sviluppo sostenibile, di cui si è già parlato nel primo capitolo, mediante una serie di principi:

Principio della precauzione

Tale principio, contenuto nell'articolo 15 della Dichiarazione di Rio, afferma che ove vi siano minacce di danno serio o irreversibile, l'assenza

di certezze scientifiche non deve essere usata come ragione per impedire che si adottino misure di prevenzione della degradazione ambientale.

Principio dell'azione preventiva

Afferma che un'efficace tutela dell'ambiente consiste nell'evitare la creazione di inquinamento. Quindi dice che è più importante il cercare di evitare i danni piuttosto di doverne curare gli effetti in seguito. Assieme al principio precedente, potrebbe essere sintetizzata come "prevenire è meglio che curare".

Principio di correzione alla fonte dei danni all'ambiente

Nel momento in cui si verificano danni all'ambiente è necessario andare ad eliminare la fonte produttrice di questi danni.

Principio del "chi inquina paga"

Tale principio è auto esplicativo. Sancisce l'obbligo di riparazione al danno a carico dei soggetti responsabili dello stesso a beneficio della collettività. È collegato al principio della "responsabilità estesa del produttore" secondo il quale i soggetti economici devono coprire i costi dei problemi ambientali da essi causati anche dopo l'utilizzo dei propri prodotti.

Concetto sul quale si basano fondamentalmente quasi tutte le politiche ambientali europee è l'approccio "*from cradle to grave*", dalla culla alla tomba, con il quale si mira a ragionare in termini di ciclo di vita del prodotto. Il principio del *life cycle thinking* abbraccia tutte le fasi che vanno dall'estrazione delle materie prime, alla progettazione, alla produzione, alla distribuzione, all'uso e alla gestione dei rifiuti, al fine di evitare che le iniziative, incentrate su singole fasi del ciclo di vita, si limitino semplicemente a trasferire il carico ambientale sulle altre fasi. In quest'ottica, relativamente ai moduli fotovoltaici, non bisogna considerare solo il beneficio ottenuto durante il loro utilizzo, ma è necessario considerare anche gli impatti derivanti dalla loro dismissione.

In materia ambientale, con particolare riferimento al caso trattato dei pannelli fotovoltaici, si può far riferimento soprattutto alla direttiva 2008/98/CE sui rifiuti, alla direttiva 2002/96/CE sui rifiuti di

apparecchiature elettriche ed elettroniche e alla direttiva 2011/65/UE, rifusione della precedente direttiva RoHS 2002/95/CE.

4.1 Direttiva 2008/98/CE

La direttiva europea sui rifiuti stabilisce misure volte a proteggere l'ambiente e la salute umana, prevenendo o riducendo gli impatti negativi della produzione e della gestione dei rifiuti, riducendo gli impatti complessivi dell'uso delle risorse e migliorandone l'efficacia.

Essa stabilisce la cosiddetta gerarchia dei rifiuti, cioè l'ordine di priorità della normativa e della politica in materia di prevenzione e gestione dei rifiuti. La gerarchia indicata nell'articolo 4 è la seguente:

- **prevenzione:** l'insieme delle misure da attuare prima che il prodotto diventi rifiuto, volte a ridurre la quantità dei rifiuti, a diminuire gli impatti negativi dei rifiuti sull'ambiente e l'uomo e a limitare il contenuto di sostanze pericolose in materiali e prodotti.
- **preparazione per il riutilizzo**¹³: operazioni di controllo, pulizia e riparazione attraverso cui prodotti o componenti di prodotti diventati rifiuti sono preparati in modo da poter essere reimpiegati senza altro pretrattamento.
- **riciclaggio:** qualsiasi operazione di recupero attraverso cui i materiali di rifiuto sono ritrattati per ottenere prodotti, materiali o sostanze da utilizzare per la loro funzione originaria o per altri fini. Include il ritrattamento di materiale organico ma non il recupero di energia né il ritrattamento per ottenere materiali da utilizzare quali combustibili o in operazioni di riempimento.
- **recupero di altro tipo:** qualsiasi operazione il cui principale risultato sia di permettere ai rifiuti di svolgere un ruolo utile sostituendo altri materiali che sarebbero stati altrimenti utilizzati. Ad esempio il recupero energetico.
- **smaltimento:** qualsiasi operazione diversa dal recupero anche quando l'operazione ha come conseguenza secondaria il recupero di sostanze o di energia.

¹³ riutilizzo: qualsiasi operazione attraverso la quale prodotti o componenti che non sono rifiuti sono reimpiegati per la stessa finalità per la quale erano stati concepiti.

La direttiva dà la priorità assoluta alla prevenzione, il che significa che le aziende devono fare il possibile, già in fase di progettazione, per produrre la minor quantità possibile di rifiuti, sia durante la fabbricazione, sia durante l'uso, sia al fine vita del prodotto; utilizzare materiali facilmente separabili e riciclabili. È vista invece come ultima alternativa, da cercare di praticare il meno possibile, la destinazione dei rifiuti in discarica, dopo opportuni trattamenti.

Viene introdotto anche il concetto di responsabilità estesa del produttore proprio per rafforzare il riutilizzo, la prevenzione, il riciclaggio e l'altro recupero dei rifiuti. Gli Stati membri, infatti, possono adottare misure legislative o non legislative volte ad assicurare che qualsiasi persona fisica o giuridica che professionalmente sviluppi, fabbrichi, trasformi, tratti, venda o importi prodotti sia soggetto ad una responsabilità estesa del produttore. Tali misure possono includere l'accettazione dei prodotti restituiti e dei rifiuti che restano dopo l'utilizzo di tali prodotti, nonché la successiva gestione dei rifiuti e la responsabilità finanziaria per tali attività.

Gli Stati membri possono inoltre adottare misure per incoraggiare una progettazione dei prodotti volta a ridurre i loro impatti ambientali e la produzione di rifiuti durante la produzione e il successivo utilizzo dei prodotti. Tali misure possono incoraggiare, tra l'altro, lo sviluppo, la produzione e la commercializzazione di prodotti adatti all'uso multiplo, tecnicamente durevoli e che, dopo essere diventati rifiuti, sono adatti a un recupero adeguato e sicuro e a uno smaltimento compatibile con l'ambiente.

Questo processo di responsabilizzazione dei soggetti produttori è stato già avviato nel settore delle apparecchiature elettriche ed elettroniche, oggetto della direttiva 2002/96/CE.

4.2 Direttiva 2002/96/CE - RAEE

L'Unione Europea, considerando che le quantità di RAEE¹⁴ generate aumentano rapidamente, la presenza di componenti pericolose in esse e il fatto che non erano sufficientemente riciclate, ha emanato questa direttiva, conosciuta anche come direttiva RAEE o direttiva WEEE.¹⁵

Tale direttiva reca misure che mirano in via prioritaria a prevenire la produzione di rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche ed al loro reimpiego, riciclaggio e ad altre forme di recupero, in modo da ridurre il volume dei rifiuti da smaltire. Essa inoltre mira a migliorare il funzionamento dal punto di vista ambientale di tutti gli operatori che intervengono nel ciclo di vita delle AEE, quali produttori, distributori, consumatori e operatori collegati al trattamento dei rifiuti delle stesse.

Lo smaltimento in discarica, o la conversione energetica, di questi rifiuti rappresenta la soluzione peggiore dal punto di vista ambientale, specie se i rifiuti non sono trattati adeguatamente. Questo perché i RAEE possono contenere metalli preziosi e/o rari, ma soprattutto sostanze pericolose e tossiche, causa di emissioni inquinanti nell'ambiente e nocive per l'uomo.

Tra le diverse misure previste dalla direttiva vi è l'introduzione della sopra citata responsabilità del produttore come strumento per incoraggiare la progettazione e la produzione di apparecchiature elettriche ed elettroniche che tengano pienamente in considerazione e facilitino la riparazione, l'eventuale adeguamento al progresso tecnico, il reimpiego, smontaggio e riciclaggio. Si invitano quindi i produttori ad adottare tecniche di progettazione quali *design for recycling* e *design for disassembly*. Quest'ultima significa progettare il prodotto in modo tale da semplificarne il futuro disassemblaggio, favorendo così il riutilizzo di alcune componenti in altri prodotti o la sostituzione di parti danneggiate, allungando la vita del prodotto stesso. Il *design for recycling* invece consiste in una progettazione funzionale al riciclaggio, cioè utilizzando materiali facilmente riciclabili, una volta che il prodotto è giunto alla sua *end of life*.

¹⁴ Rifiuti da Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche

¹⁵ Waste Electrical and Electronic Equipment

È prevista inoltre la raccolta separata come strumento per ridurre al minimo lo smaltimento dei RAEE come rifiuti municipali misti.

La direttiva si applica alle AEE che rientrano nelle categorie stabilite dall'allegato 1 A, per le quali, nell'allegato 1 B, sono elencati i prodotti che vi rientrano.

I pannelli fotovoltaici, pur rientrando a tutti gli effetti nella definizione di apparecchiature elettriche ed elettroniche, non sono presenti nelle categorie di RAEE della direttiva attualmente in vigore, ma l'articolo 13, riguardante l'adattamento al progresso scientifico e tecnico, prevede la possibilità di modificare l'allegato 1 B inserendo nuove apparecchiature, facendo anche esplicito riferimento ai prodotti fotovoltaici.

La direttiva è stata diverso tempo in fase di revisione e il Parlamento europeo l'ha approvata in questo Gennaio 2012. Diversi studi sono stati compiuti sulla convenienza o meno dell'introduzione dei pannelli fotovoltaici nella normativa, ma nessuno di essi è giunto ad una conclusione unanime; alcuni sostengono che sia meglio che continuino ad essere esclusi, altri invece auspicano un loro inserimento.

4.2.1 Revisione della direttiva: pannelli fotovoltaici sì o no?

La direttiva attualmente in vigore prevede che gli Stati membri abbiano un tasso di raccolta separata di RAEE provenienti dai nuclei domestici pari ad almeno 4 kg in media per abitante all'anno. A seconda della categoria di RAEE, sono previsti inoltre tassi di recupero che vanno dal 70% all'80% e tassi di reimpiego e riciclaggio che vanno dal 50% al 75% in peso dell'apparecchio.

La sua proposta di revisione va a modificare le dieci categorie degli allegati 1 A e 1 B, che diventano sei ed introducono i pannelli fotovoltaici. Il minimo dei 4 kg per abitante di raccolta RAEE, nella prima lettura, è stato integrato con l'obiettivo del raggiungimento di un tasso di raccolta del 65% del peso medio delle apparecchiature elettriche ed elettroniche immesse sul mercato in uno Stato membro nei due anni precedenti.

Si capisce subito che l'inclusione dei pannelli fotovoltaici nella direttiva, senza ulteriori modifiche, non gioverebbe più di tanto al riciclo delle componenti di valore e rare (riciclaggio "di alto valore"), basterebbe infatti il semplice riciclo del vetro di copertura e della cornice di alluminio

(riciclaggio “di basso valore”), che assieme costituiscono più dell’80% del peso di un pannello, per rientrare nei tassi minimi imposti. Inoltre, il tasso del 65% delle apparecchiature immesse sul mercato nei due anni precedenti sarebbe in contrasto con la lunga vita utile dei moduli FV.

Nella seconda lettura, che è stata approvata dal Parlamento europeo il 19 Gennaio 2012, si è perfezionato l’obiettivo di raccolta, che è stato imposto a *“4 kg pro capite o, qualora superiore, un volume misurato in base al peso dei RAEE equivalente a quello raccolto nel medesimo Stato membro nel 2010”*, e inoltre ciascuno Stato membro dovrà raggiungere un tasso di raccolta dell’85% dei RAEE generati sul suo territorio entro il 2016.

Nel testo della revisione sono stati introdotti esplicitamente i pannelli fotovoltaici, facenti parti della categoria 4 “Grandi apparecchi”, e per essi è previsto un tasso di riciclaggio dell’80%. Il Parlamento, considerando che i pannelli fotovoltaici sono un tipo molto specifico di AEE, completamente diversi dalle altre grandi apparecchiature e richiedono un proprio regime di raccolta per un riciclaggio adeguato, ha previsto che la Commissione per l’ambiente entro e non oltre la fine del 2012, stili una relazione con la quale possa essere riesaminato il loro tasso di raccolta.

Diversi studi sono però in contrasto tra loro sulla bontà o meno dell’introduzione dei moduli FV nella direttiva, si può citare ad esempio quello condotto dall’Ökopol [Sander *et al.*, 2007] nel quale vengono confrontate le due opzioni, di sistema di recupero volontario e di inclusione nella direttiva RAEE, sia dal punto di vista economico, sia ambientale.

Nel grafico di figura 4.1 sono riportati i tassi di raccolta che, secondo questo studio, si andrebbero ad ottenere. Mediante accordi volontari, cioè tramite consorzi di imprese come PV Cycle, si riuscirebbe a raggiungere una percentuale di raccolta dell’80% dei rifiuti generati, mentre con l’inclusione nella direttiva la raccolta si attesterebbe al 70%; questo perché considerava la prima revisione che prevedeva un tasso di raccolta del 65%.

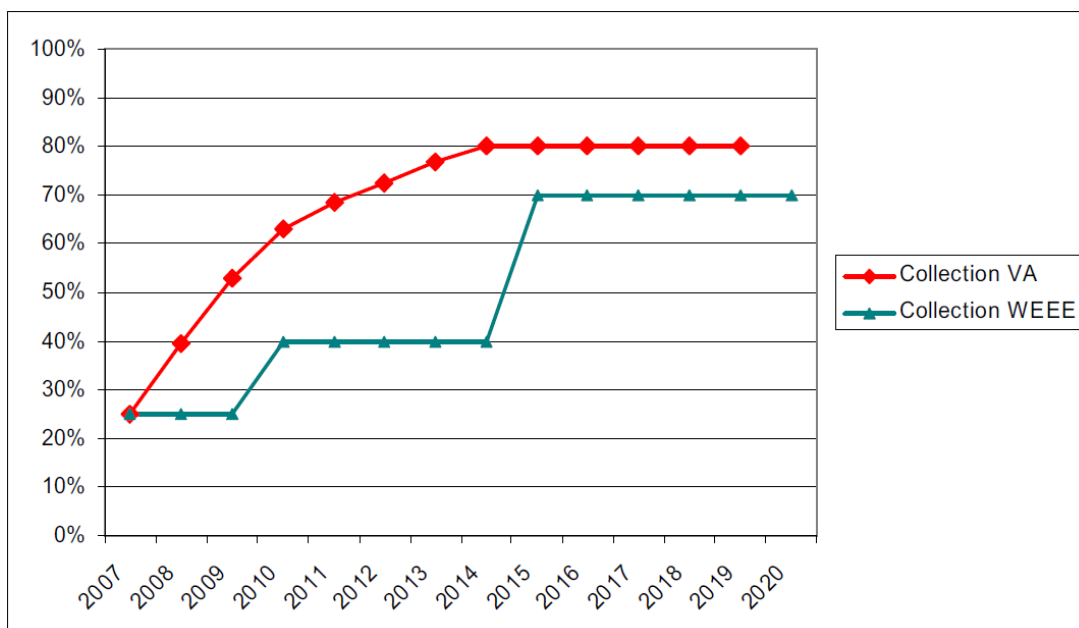


Fig. 4.1 – Tassi di raccolta secondo gli scenari di accordi volontari (VA) e di inclusione nella direttiva (WEEE) – Fonte: Sander *et al.*, 2007

I risultati di questo studio si basano sul fatto che la direttiva RAEE richiede solamente dei tassi di riciclaggio correlati al peso come strumento di controllo, facilmente raggiungibili con soluzioni di riciclaggio di basso valore. Ad esempio, un modulo, una volta rimossa la sua cornice in alluminio, potrebbe essere tritato e utilizzato come materiale per la costruzione di strade; è ovvio che l'elevato contenuto energetico del prodotto andrebbe sprecato.

Sono stati comparati entrambi gli scenari su diversi aspetti ambientali, come la riduzione dello strato di ozono, la tossicità per l'uomo e l'acidificazione, per citarne alcuni. In tutti i confronti è risultato maggiormente ecologico lo scenario degli accordi volontari, come mostrato dal grafico di figura 4.2 relativo alla riduzione del potenziale di riscaldamento globale in kg di CO₂ equivalenti.

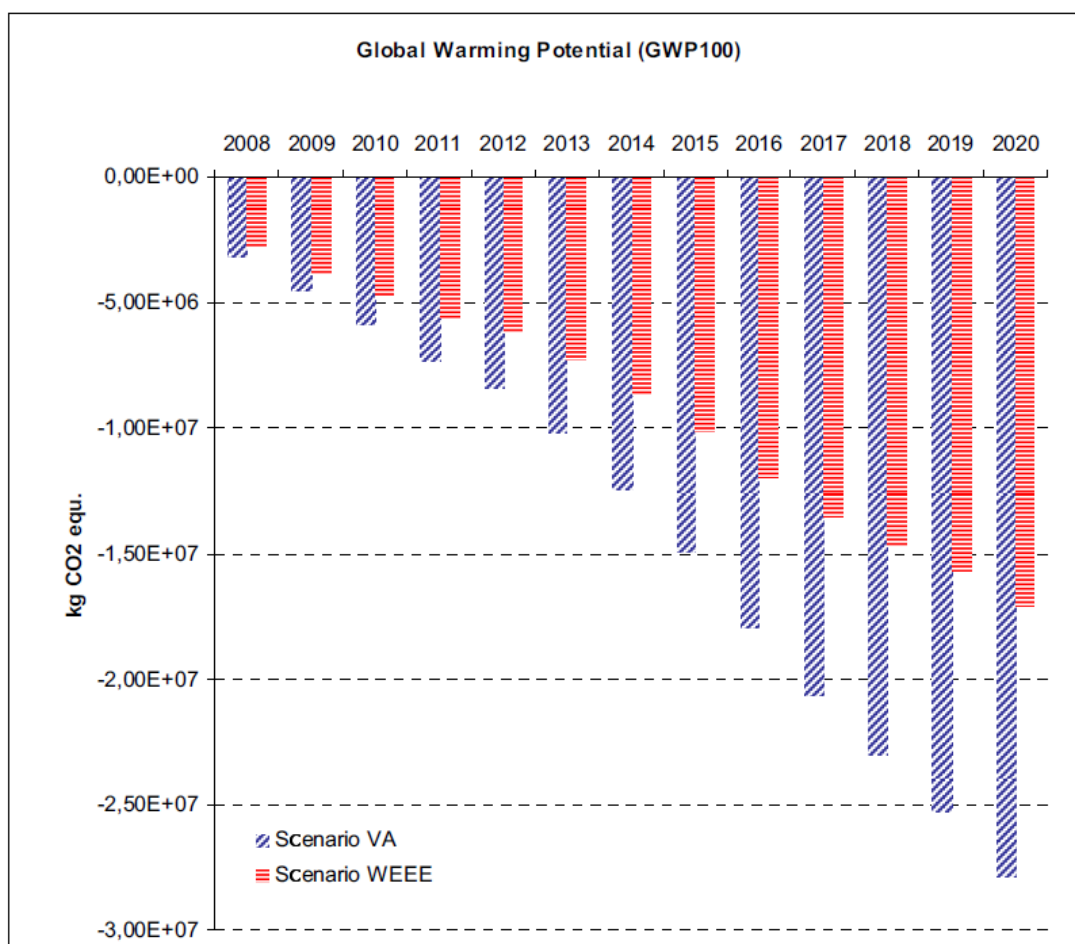


Fig. 4.2 – Comparazione degli effetti sul potenziale di riscaldamento globale degli scenari di accordi volontari e di inclusione nella direttiva RAEE – Fonte: Sander *et al.*, 2007

Oltre ai maggiori effetti nel ridurre l’impatto ambientale, anche dal punto di vista economico lo scenario VA presenta costi minori dello scenario WEEE. Ciò è in parte dovuto al fatto che mediante gli accordi volontari si andrebbe a sviluppare un sistema di riciclaggio di alto valore, il quale, basandosi sulla reintroduzione di materie prime con elevato valore nel ciclo di produzione, sarebbe in grado di ottenere profitti maggiori nel medio termine.

I costi per i produttori per ciascuna tonnellata di rifiuti, nello scenario VA, si aggirerebbero tra gli 85 €/t attuali e i -119 €/t nel 2020, mentre nello scenario WEEE si andrebbe dai 186 €/t ai 14 €/t. I costi per i consumatori finali, invece, sarebbero sotto i 10 €/t in entrambi gli scenari.

A favore dell’introduzione dei prodotti fotovoltaici nel testo della direttiva è invece uno studio commissionato dalla Direzione generale per l’ambiente della Commissione Europea [BIO Intelligence Service, 2011], nel quale si afferma anche che attualmente il riciclaggio dei pannelli FV

non è economicamente attuabile perché i volumi di rifiuti generati sono ancora troppo piccoli; volumi significativi inizieranno ad apparire solamente nel 2025-2030.

Sono stati considerati due potenziali scenari base che non prevedono alcuna azione politica (niente inclusione nella direttiva RAEE), uno che implica uno smaltimento improprio (si tratta del caso peggiore) e l'altro che implica la continuazione delle attuali pratiche di trattamento e riciclaggio (accordi volontari). Altri due scenari prevedono invece una potenziale azione politica (inserimento dei prodotti FV nella direttiva RAEE), uno che implica la sola inclusione dei pannelli FV di tipo residenziale e l'altro che li include invece tutti, residenziali e commerciali.

Da questa analisi è emerso che gli impatti ambientali sono ridotti fino a 6 volte con l'inclusione di tutti i moduli FV nella direttiva rispetto allo smaltimento improprio; il semplice riciclaggio, come considerato nello scenario degli accordi volontari, non porta ad uno scostamento tra ricavi e costi di riciclaggio, cosa che invece avviene considerando un riciclaggio ad alto rendimento nelle due opzioni che vedono l'inclusione nella direttiva RAEE.

Le considerazioni su cui si basa sono che il tasso di raccolta dei moduli, nello scenario VA, è del 25%-30%, con circa 7 milioni di tonnellate non trattate nel 2050, mentre è dell'85% con 1,37 milioni di tonnellate non trattate nello scenario politico. Sono considerati inoltre costi logistici e di riciclaggio e ricavi che sono riassunti in tabella 4.1.

	Costi logistici e di riciclaggio (per tonnellata)	Ricavi (per tonnellata)
Scenario VA	175 €	15 €
Scenario politico	210 € - 290 €	2105 € - 2349 €

Tab. 4.1 – Costi e ricavi del trattamento dei moduli fotovoltaici secondo lo scenario degli accordi volontari e lo scenario politico di inclusione nella direttiva RAEE – Fonte: BIO Intelligence Service, 2011

Questo studio raccomanda quindi l'ultima delle quattro opzioni elencate in precedenza, cioè l'inclusione di tutte le tipologie di pannelli FV all'interno della direttiva RAEE.

L'introduzione dei pannelli FV è stata infatti approvata dal Parlamento europeo, ora è necessaria solo la ratifica formale del Consiglio e la

pubblicazione in Gazzetta Ufficiale europea, dopodiché gli Stati membri avranno 18 mesi di tempo per recepirla in ambito nazionale.

4.3 Direttiva 2011/65/CE – RoHS

La vecchia direttiva RoHS 2002/95/CE stabiliva che la Commissione europea doveva procedere al suo riesame per adeguare l'elenco di sostanze con restrizioni d'uso e, viste le diverse modifiche sostanziali, è stato ritenuto opportuno provvedere alla rifusione della stessa nella attuale 2011/65/CE. La precedente direttiva sarà abrogata dal 3 Gennaio 2013 e gli Stati membri hanno tempo fino al 2 Gennaio dello stesso anno per recepire la nuova RoHS.

L'oggetto di tale direttiva è *“la restrizione all'uso di sostanze pericolose nelle apparecchiature elettriche ed elettroniche al fine di contribuire alla tutela della salute umana e dell'ambiente, compresi il recupero e lo smaltimento ecologicamente corretti dei rifiuti di AEE”*. Si capisce subito lo stretto collegamento che questa ha con la direttiva RAEE, il campo di applicazione infatti sono tutte le AEE, fatte salve alcune eccezioni, tra le quali figurano i pannelli fotovoltaici.

Le sostanze con restrizioni d'uso sono:

- Piombo,
- Mercurio,
- Cadmio,
- Cromo esavalente,
- Bifenili polibromurati (PBB),
- Eteri di difenile polibromurato (PBDE).

La RoHS impone il bando di tali sostanze, tuttavia, per ragioni di fattibilità, la commissione ha adottato una decisione che fissa dei limiti di tolleranza, ovvero dei limiti massimi di concentrazione al di sotto dei quali tali sostanze possono essere ammesse. Le concentrazioni massime sono tollerate solamente nei materiali omogenei, dove per materiale omogeneo si indica un materiale di composizione uniforme o un materiale costituito dalla combinazione di più materiali che non può essere diviso o separato in materiali diversi mediante azioni meccaniche

come lo svitamento, il taglio, la frantumazione, la molatura e processi abrasivi. Tali concentrazioni ammesse sono le seguenti:

- Piombo 0,1%,
- Mercurio 0,1%,
- Cadmio 0,01%,
- Cromo esavalente 0,1%,
- Bifenili polibromurati (PBB) 0,1%,
- Eteri di difenile polibromurato (PBDE) 0,1%.

Sono inoltre previste delle applicazioni, che per ragioni di funzionamento hanno bisogno di concentrazioni maggiori, esentate da tali restrizioni.

Il bando e le limitazioni d'uso di queste sostanze pericolose e la loro sostituzione con materiali sicuri o più sicuri, secondo la direttiva è la maniera più efficace di garantire una riduzione significativa dei rischi per la salute e l'ambiente legati a queste sostanze. Imponendo queste restrizioni aumenteranno probabilmente le possibilità e la convenienza economica del riciclaggio di rifiuti di AEE e diminuirà l'impatto negativo sulla salute dei lavoratori degli impianti di riciclaggio.

Grazie all'esclusione dei moduli FV da tale direttiva, non sarà compromesso lo sviluppo e la diffusione dei promettenti moduli a film sottile al tellururo di cadmio, CIS e CIGS, che contengono composti di cadmio come CdTe e CdS. Non solo queste tipologie di moduli ne beneficeranno, perché oltre al Cd contenuto nei pannelli sopra citati, gli attuali sistemi FV possono contenere:

- piombo nelle saldature delle bandelle di interconnessione tra le celle,
- piombo nella parte vetrosa della pasta di metallizzazione,
- piombo nel vetro di copertura,
- piombo negli inverter e in altri componenti del BOS,
- ritardanti di fiamma bromurati nella plastica della scatola contenente la cassetta di giunzione e l'inverter.

Alcune aziende utilizzano già saldature senza piombo o con concentrazione al di sotto dei limiti della RoHS, lo stesso vale per la pasta di metallizzazione senza piombo, che è commercialmente disponibile per la metallizzazione posteriore, ma non ancora per la superficie anteriore [de Wild-Scholten *et al.*, 2005]. L'esenzione dalle

restrizioni conferisce maggior tempo alla ricerca e alle aziende per sviluppare soluzioni che portino all'eliminazione o alla riduzione del quantitativo di sostanze tossiche ed inquinanti nei sistemi fotovoltaici, così da ridurre le problematiche e i costi relativi allo smaltimento.

4.4 Considerazioni di carattere ambientale

Come visto in precedenza, i moduli fotovoltaici presentano nella loro composizione sostanze tossiche ed inquinanti, seppur in minime quantità e ben incapsulate, e metalli rari. Sebbene durante il loro funzionamento non si hanno emissioni inquinanti e non vi è alcun rilascio di sostanze tossiche, c'è sicuramente bisogno di procedure e processi adeguati per la loro dismissione, in quanto uno smaltimento non corretto in discarica o negli inceneritori potrebbe favorire il rilascio di sostanze dannose per l'uomo e inquinanti per l'ambiente.

Le politiche europee in materia di tutela dell'ambiente infatti suggeriscono una strategia basata sulla prevenzione dell'inquinamento, cioè ridurre la produzione dei rifiuti e incentivare le operazioni di riciclaggio e recupero dei materiali, così da minimizzare il quantitativo di rifiuti destinato allo smaltimento in discarica ed evitare i problemi menzionati in precedenza. Anche se attualmente esenti dalle restrizioni della direttiva RoHS, sarebbe opportuno che le aziende concentrassero i propri sforzi anche sulla sostituzione delle sostanze regolamentate, in modo tale da semplificare il processo di riciclaggio e garantire una significativa riduzione dei rischi per l'ambiente e per la salute legati a tali sostanze.

Il piombo è un metallo particolarmente velenoso e cumulativo per le donne incinte, i feti e i bambini fino a sei anni di età, che rappresentano le fasce di popolazione più sensibili agli effetti negativi per la salute. Questa sostanza, assorbita attraverso il cibo, l'acqua o l'aria può causare danni al sistema nervoso centrale e periferico delle persone, nonché effetti al sistema endocrino, al sistema circolatorio e ai reni.

Il cadmio è classificato come cancerogeno, c'è quindi rischio di effetti irreversibili sulla salute umana. Si accumula nei reni, nelle ossa e nel sangue e il suo assorbimento può avvenire inalandone delle particelle o ingerendo alimenti contaminati. Nell'uomo può provocare avvelenamento

da accumulo, disfunzioni renali, disturbi della crescita, danni allo scheletro e carenze riproduttive. Vista la sua elevata tossicità, numerosi sono stati i dubbi sollevati sulla sua presenza nei pannelli FV al CdTe, si è deciso quindi di analizzare più a fondo la questione nel paragrafo successivo.

I ritardanti di fiamma bromurati, una volta immessi nell'ambiente, possono penetrare nella catena alimentare, passando rapidamente all'uomo. Possono determinare effetti deleteri sul fegato, sull'ormone della tiroide, nonché tumore al sistema digestivo.

Oltre a questi, regolati dalla RoHS, contengono ulteriori materiali tossici, seppur meno pericolosi, come rame, tellurio, gallio, indio e selenio. Se smaltiti in discarica o negli inceneritori, quindi, i moduli fotovoltaici lasceranno una pesante eredità tossica al pari degli altri rifiuti elettronici.

4.4.1 Il cadmio nei moduli fotovoltaici

La diffusione dei moduli a film sottile in telluro di cadmio ha generato un acceso dibattito sull'impatto ambientale dei moduli e sul possibile ingresso di cadmio libero nell'ecosistema, causato da installazioni diffuse [Palmisano *et al.*, 2009].

In questi moduli il cadmio è presente sia nel sottile film di solfuro di cadmio (CdS), sia nel film semiconduttore di CdTe. La quantità di cadmio in un'area di 1 m² va dai 4 g ai 10 g [Zweibel e Fthenakis], ovvero circa lo 0,02% - 0,06% del peso del pannello.

Il cadmio si ottiene come sottoprodotto della produzione di zinco e piombo in quantitativi tali da renderlo di facile reperibilità, mentre il tellurio è un elemento con proprietà intermedie tra i metalli e i non metalli, che si ottiene quasi esclusivamente come sottoprodotto dei processi di raffinazione del rame ed è abbastanza raro.

Una lunga esposizione al cadmio, sostanza cancerogena, può avere effetti dannosi su reni e ossa. Il CdTe, invece, non è assimilabile al cadmio metallico, è un composto assai più stabile dei suoi costituenti, insolubile in comuni solventi e ad alto punto di fusione; non ci sono molti dati a riguardo, esiste solo il sospetto che il CdTe possa essere cancerogeno e nocivo per l'ambiente. Alcuni test hanno verificato che

nei topi le dosi letali per ingestione sono di 15 g per kg di peso corporeo, un uomo quindi dovrebbe ingerire il CdTe di alcune centinaia di moduli.

L'alto punto di fusione del CdTe (1092°C), e l'ancor più elevato del CdS (1750°C), fa sì che anche in caso di incendio, dove le temperature raggiungono i 900°C sui tetti e i 1000°C negli scantinati, il rilascio di Cd sarebbe minimo, grazie anche all'incapsulamento dei moduli fotovoltaici. Dei test sostenuti dal *Brookhaven National Laboratory* mostrano infatti che a temperature superiori a 800°C il CdTe presente nei moduli inizia gradualmente a fondere e volatilizzare, ma il vetro del modulo parzialmente fuso incapsula stabilmente il cadmio liberato; la massima percentuale di cadmio rilasciata in aria è stata di solo 0,6% del Cd totale presente nei moduli.

Altri test hanno scartato anche l'ipotesi di una possibile contaminazione delle falde acquifere per dilavamento del CdTe. I moduli, frantumati, sono stati immersi in una soluzione e la concentrazione di metalli è stata monitorata per ventiquattro ore, senza che fossero rilevate nemmeno tracce del metallo.

Nello stesso studio, Fthenakis contrasta il commento di Greenpeace alla California Power Authority, nel quale viene affermato che le emissioni dei pannelli al CdTe sono di 0,5g/GWh, equivalenti a quelli di una centrale elettrica a carbone, e che nemmeno una raccolta e riciclaggio adeguati ne ridurrebbero l'impatto ambientale [Fthenakis, 2002]. Sempre Fthenakis, assieme a Zweibel, ribadisce che il cadmio viene comunque estratto, che ci sia domanda o meno, come sottoprodotto dello zinco (prodotto in grandi quantità). Se il mercato non assorbe il cadmio generato, esso viene cementificato e seppellito per un uso futuro, o smaltito in discariche per rifiuti pericolosi; incapsulare il cadmio nei moduli fotovoltaici CdTe è preferibile al suo smaltimento. Ci potrebbero essere rischi per i lavoratori degli impianti di produzione di tali pannelli FV, ma le attuali pratiche industriali suggeriscono che questi rischi possono essere gestiti e controllati con successo [Fthenakis e Zweibel, 2003].

Durante l'utilizzo dei sistemi FV non vi è alcuna emissione di cadmio nell'aria; le comparazioni, come quella fatta da Alsema [Alsema, 1996], con le centrali a carbone, sempre secondo i due studiosi precedenti, sono errate perché comparano le emissioni di *routine* di cadmio delle centrali con emissioni accidentali dei pannelli FV che possono verificarsi

solo in specifiche condizioni. L'unico problema ambientale potrebbe verificarsi al termine della loro vita utile, quando dovranno essere dismessi, anche se il tellururo di cadmio è ben incapsulato tra due strati di vetro; finché il modulo non è macinato finemente, non può essere generata alcuna particella di polvere di CdTe. Il riciclo risolverebbe tutte le preoccupazioni ambientali.

Un più recente studio condotto da Raugei *et al.* ha analizzato tre possibili scenari di fine vita dei moduli FV al CdTe, riportando le emissioni di Cd nell'aria e nell'acqua ad essi associate. Gli scenari presi in considerazione sono: il 100% dei moduli viene raccolto e riciclato, l'85% dei moduli viene riciclato e la restante parte trattata come rifiuto solido urbano indifferenziato (inertizzazione, discarica e incenerimento), l'85% dei moduli viene riciclato e la restante parte inviata in discarica dopo un processo di selezione presso impianti di trattamento; rappresentano rispettivamente il caso migliore, peggiore e di riferimento.

I risultati delle emissioni di cadmio in aria e acqua al fine vita dei moduli CdTe sono rappresentati nel grafico di figura 4.3.

I livelli attuali di emissioni di Cd in aria e acqua dovuti al fine vita dei moduli FV al CdTe sono relativamente bassi e di molto inferiori a quelli, per esempio, delle comuni batterie NiCd a fine vita. Una diffusione su larga scala dei pannelli al CdTe è improbabile che risulti in un significativo incremento delle emissioni totali di Cd nell'ambiente, soprattutto grazie ai controlli stringenti sui flussi di rifiuti contenenti tale metallo, così come per la lisciviazione e tossicità intrinsecamente inferiori del CdTe rispetto ad altri composti del cadmio [Raugei *et al.*, 2011].

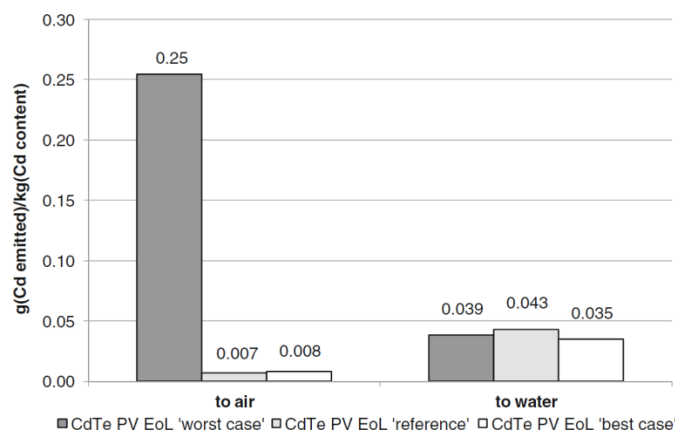


Fig. 4.3 – Emissioni di Cd in g/kg contenuti nei moduli CdTe al fine vite nei tre scenari definiti come il caso peggiore, di riferimento e migliore. – Fonte: Raugei *et al.*, 2011

Si può quindi affermare che l'uso del CdTe per realizzare moduli FV non presenta rischi di particolare rilievo per la salute dell'uomo e per la contaminazione ambientale, almeno durante il periodo di funzionamento. Ci sono perplessità riguardanti il fine vita: se smaltiti in discarica o inceneriti. Utilizzare il cadmio prodotto comunque come scarto di altri processi produttivi equivale a sottrarlo all'ambiente, riducendone la quantità rilasciata nell'ambiente. Considerando infine che processi di riciclaggio esistenti consentono di recuperare almeno il 95% del CdTe presente, i moduli al tellururo di cadmio rappresentano un'applicazione "green" del cadmio [Palmisano *et al.*, 2009].

Uno studio dell'Istituto Geotecnico Norvegese sostiene comunque che l'attuale letteratura e documentazione è insufficiente per un'analisi esauriente sui rischi ambientali connessi con l'uso e lo smaltimento dei moduli FV al CdTe. Come primo approccio raccomandano analisi di laboratorio per documentare meglio il comportamento geochimico del CdTe, come: test di solubilità a lungo termine dei moduli CdTe, test di lisciviazione in funzione del pH per studiare l'effetto del pH sulla lisciviazione dei materiali, determinazione di stato e speciazione dei composti presenti nel percolato [NGI, 2010].

4.4.2 Metalli rari nei moduli fotovoltaici

Alcuni dei metalli impiegati nella realizzazione di alcune tipologie di moduli sono materie prime relativamente rare e costose. A differenza del silicio, presente in abbondanza sulla crosta terrestre, materiali come tellurio, indio e gallio rientrano in una particolare categoria di metalli "critici".

Secondo uno studio effettuato dall'*Öko-Institut e.V.*, questi metalli sono caratterizzati dalla domanda in crescita, da possibili rischi di fornitura, dovuti alla loro scarsa disponibilità, e da vincoli di riciclaggio dovuti ad eventuali restrizioni di natura chimico/fisica, alla mancanza di fattibili tecnologie e infrastrutture di riciclaggio e al fatto che il prezzo del materiale non ne incentivi il recupero. Proprio questi tre metalli necessitano, nel breve periodo, di una serie di azioni coordinate per ridurre il carico ambientale derivante dalla loro produzione primaria (aumentando cioè la produzione di metalli secondari) e assicurare la loro futura disponibilità garantendo la base di risorse necessarie allo sviluppo

di importanti tecnologie sostenibili come il fotovoltaico [Öko-Institut, 2009].

Le riserve mondiali di tellurio nei depositi di rame, secondo un'analisi effettuata dallo *United States Geological Survey*, ammontano a 22000 tonnellate e il consumo medio è di 135 tonnellate/anno. Risultano pertanto limitate, in quanto lo sfruttamento da ulteriori fonti non è attualmente praticabile da un punto di vista ecologico e/o economico; le aziende però stanno studiando altre potenziali fonti di estrazione del tellurio, data la sua crescente richiesta. La rapida diffusione di moduli fotovoltaici al CdTe, rischia infatti di raddoppiare o anche triplicare la domanda globale di tellurio negli anni a venire.

Le riserve di indio, presente come metallo minore nei depositi dei minerali di zinco, ammontano invece a sole 11000 tonnellate. Non sono economicamente convenienti forme di estrazione diversa dai minerali di zinco. Il consumo di questo metallo è rappresentato principalmente dagli schermi LCD, solo una minima quantità è impiegata per la costruzione dei moduli CIS/CIGS [U.S. Geological Survey, 2008; U.S. Geological Survey, 2010; U.S. Geological Survey, 2011]. Se si considera che il consumo medio di indio si attesta sulle 570 tonnellate/anno, c'è da temere per l'esaurimento di questo metallo ancor più che del tellurio.

È pertanto di fondamentale importanza, come ribadito diverse volte, attuare efficaci meccanismi che consentano il recupero ed il riciclaggio della maggior quantità possibile di questi metalli onde evitare, nell'ottica dello sviluppo sostenibile, l'esaurimento di tali risorse per le generazioni future.

Capitolo 5

Analisi del ciclo di vita dei moduli fotovoltaici

5.1 Il metodo LCA

Il metodo LCA (*Life Cycle Assessment*) è una procedura standardizzata che permette di registrare, quantificare e valutare i danni ambientali connessi con un prodotto, un processo o un servizio, all'interno di un contesto ben preciso, che deve essere definito a priori. Questo studio può essere inteso come “integrale” o “dalla culla alla tomba”, in quanto considera anche tutti i passaggi precedenti e seguenti la procedura in esame, dall'estrazione delle materie prime allo smaltimento finale del rifiuto [Dewulf e Van Langenhove, 2006].

La struttura e le richieste dell'LCA sono descritte nella normativa DIN/ISO 14040 e seguenti. In accordo con queste regolamentazioni, il metodo si divide in quattro parti:

- **Definizione di ambito ed obiettivo:** viene definito il contesto dell'indagine, i confini del sistema, e vengono fissate le richieste per le fasi successive.
- **Analisi dell'inventario:** vengono annotati i flussi di materiale ed energia in ingresso e uscita, prendendo in considerazione l'intera vita del prodotto in esame (LCI – *Life Cycle Inventory*).
- **Stima dell'impatto ambientale:** riconoscere, riassumere e quantificare i possibili effetti ambientali dei sistemi esaminati (LCIA – *Life Cycle Impact Assessment*).
- **Interpretazione:** analisi dei risultati ottenuti, nonché la spiegazione del significato che essi assumono e delle restrizioni che pongono.

La prima fase è un passaggio cruciale, in quanto è la fase in cui vengono prese le decisioni più importanti come la definizione del campo di

applicazione, cioè il contesto all'interno del quale ci si muove per effettuare lo studio, condizionando così le decisioni da prendere a valle e i risultati ottenuti. Durante la **definizione dell'obiettivo** devono essere fissati i fini concreti e gli interessi specifici dello studio LCA, si definiscono poi i **confini del sistema** che costituiscono l'interfaccia con l'ambiente e con gli altri sistemi di prodotti; essi definiscono anche quali procedure vadano incluse e quali escluse dall'indagine. Allo scopo di ridurre la sua estensione e complessità entro limiti ragionevoli, si pongono dei **criteri limite**, ovvero delle soglie minime al di sotto delle quali è possibile trascurare un certo flusso di materiale. Si stabiliscono le **procedure di allocazione**, che saranno poi usate in fase di inventario, e vengono determinati i **benefici** (o le funzioni) dei sistemi di prodotti analizzati. Per quantificare un certo beneficio, è necessario definire un'unità funzionale (ad esempio una tonnellata di prodotto o, nel caso dei moduli FV, il kWh o il m²), che serva da riferimento per tutti i flussi in entrata e in uscita rispetto al sistema e per i potenziali effetti ambientali.

Nell'**analisi dell'inventario**, i flussi di materiale ed energia vengono annotati minuziosamente, prendendo in considerazione l'intera vita del prodotto in esame. Essi vengono determinati sulla base delle entrate e delle uscite di ciascun processo parziale, in relazione ai confini del sistema. Successivamente, connettendo tra loro i vari passaggi analizzati, si riesce a simulare la rete di connessioni che intercorrono tra i moduli e l'ambiente, così da ottenere bilanci di massa e di energia, che diventano l'inventario vero e proprio del sistema. Tutti i flussi di materiale ed energia che passano i confini vengono annotati quantitativamente, facendo sempre riferimento all'unità funzionale. Il risultato dell'inventario è una tabella all'interno della quale i vari flussi individuati sono raggruppati in sei categorie principali: materie prime, fonti primarie di energia (rinnovabili e non), *feedstock*, rifiuti solidi, emissioni gassose ed emissioni liquide. Queste sei categorie costituiscono la base di partenza per la fase successiva.

La **stima dell'impatto ambientale** ha come obiettivo la valutazione dei flussi di materiale ed energia calcolati in precedenza. Tale stima serve quindi per riconoscere, riassumere e quantificare i possibili effetti ambientali e sulla salute umana derivanti dall'utilizzazione delle risorse e dalle emissioni precedentemente identificate. L'analisi degli impatti può

essere scomposta in diversi passaggi: definizione delle categorie di impatto, classificazione, caratterizzazione e standardizzazione.

Nella classificazione, i flussi di materiale ed energia vengono assegnati alle categorie di impatto ambientale fissate in precedenza. In LCA vengono normalmente impiegate le seguenti categorie di impatto:

- Riscaldamento globale (GWP)
- Riduzione dell'ozono presente nella stratosfera (POCP)
- Eutrofizzazione (NP)
- Acidificazione (AP)
- Tossicità per l'uomo (HTP)
- Eco-tossicità (ETP)
- Utilizzo del territorio.

Le categorie di impatto descrivono i potenziali effetti sull'uomo e sull'ambiente; tra le altre cose, esse differiscono in relazione alla loro collocazione spaziale (effetti globali, regionali e locali). Un flusso di materiale può essere assegnato a diversi effetti ambientali.

Nella fase di caratterizzazione i risultati della LCI classificati all'interno di una particolare categoria di impatto sono ricondotti, con opportuni fattori di conversione, a una comune unità di misura e aggregati per dare un indicatore di impatto della categoria. Durante la standardizzazione (o normalizzazione) il potenziale d'impatto determinato viene messo in relazione con un valore di riferimento all'interno della stessa area, così da poter confrontare gli indicatori di categoria tra diverse alternative.

Nei casi in cui questi confronti forniscano risultati discordanti, si procede all'aggregazione dei vari indicatori, assegnando dei pesi a ciascuno di essi, in un unico valore globale di impatto.

Esistono diversi metodi di valutazione degli impatti ambientali, che possono essere divisi in due principali categorie di appartenenza:

- approcci orientati al problema (come il metodo CML 2 baseline 2000);
- metodi orientati al danno (come il metodo Eco-Indicator 99).

La procedura LCA si conclude con la fase di interpretazione, nella quale si analizzano i risultati dell'LCIA al fine di individuare delle soluzioni volte

ad alleggerire il carico ambientale e l'impatto globale complessivo del sistema prodotto considerato, durante il suo intero ciclo di vita.

5.2 Il Life Cycle Assessment e il fotovoltaico

Come si è potuto constatare nei capitoli precedenti, i moduli fotovoltaici attualmente più diffusi sono quelli al silicio cristallino (c-Si), sia esso mono o poli cristallino.

Sebbene durante il suo funzionamento un sistema fotovoltaico non consumi fonti di energia non rinnovabile, una notevole quantità di energia è invece necessaria per la sua fabbricazione. Ciò è specialmente vero per la tecnologia cristallina, la quale richiede la produzione di silicio di grado solare (elevata purezza) i cui processi di purificazione e realizzazione del lingotto, richiedendo elevate temperature, consumano una grande quantità di energia.

Questo ha sollevato diverse questioni ambientali e l'interesse di molti ricercatori che hanno condotto numerosi studi LCA sulla tecnologia cristallina e, più di recente, sulle tecnologie a film sottile e di terza generazione.

Nel prosieguo del capitolo si vedranno alcuni di questi studi condotti al fine di valutare l'impatto ambientale dell'intero ciclo di vita dei sistemi fotovoltaici.

Uno degli obiettivi prioritari è quello di verificare se l'energia prodotta da un sistema FV durante la sua vita utile sia effettivamente in grado di ripagare quella consumata nell'arco del suo intero ciclo di vita (produzione, installazione e smaltimento). Inoltre lo scopo è anche quello di individuare delle aree prioritarie di intervento su cui agire, in modo da ridurre i consumi di energia primaria associati al ciclo di vita dei sistemi FV.

Per tali ragioni, quando vengono valutati gli impatti ambientali delle tecnologie fotovoltaiche mediante un approccio LCA, i seguenti aspetti assumono generalmente una particolare rilevanza [Alsema *et al.*, 2006]:

- Energy Pay-Back Time;
- Mitigazione delle emissioni di gas serra;

- Emissioni tossiche;
- Approvvigionamento di risorse;
- Rischi per la salute e sicurezza.

La maggior parte degli studi LCA effettuati focalizza l'interesse sui primi due aspetti.

L'**Energy Pay-Back Time** (EPBT o EPT) viene definito come il tempo che il sistema FV impiega a generare l'equivalente ammontare di energia consumata durante l'intero ciclo di vita del sistema stesso, ovvero il tempo, espresso in anni, necessario a ripagare il debito energetico costituito dall'energia primaria spesa durante la fase di produzione dei vari componenti del sistema e le fasi successive di trasporto, installazione, vita utile e decommissionamento dell'impianto. L'indicatore di questa quantità di energia primaria è il CED, *Cumulative Energy Demand*.

Durante la fase di vita utile di un impianto fotovoltaico, non si verificano consumi di energia, o meglio, vi sono consumi attribuibili ad alcuni componenti del BOS, come ad esempio l'inverter e i regolatori di carica, ma essi sono alimentati dall'energia generata dai moduli stessi e inoltre sono di tale modesta entità che in alcuni casi non vengono considerati.

Non avendo parti in movimento e quindi necessità di manutenzione e riparazione durante la vita utile dell'impianto, anche i consumi legati a tali operazioni vengono in genere trascurati. La manutenzione si limita nella maggior parte dei casi alla sola pulizia dei vetri, la quale è agevolata dalla pioggia e dal vento.

Spesso molti studi LCA escludono dall'analisi la fase dell'*end of life* dato che, essendo la tecnologia fotovoltaica ancora relativamente giovane, ad oggi ci sono pochi dati disponibili riguardanti la gestione di questa fase. Le fasi di installazione e decommissionamento, inoltre, hanno consumi energetici in genere molto inferiori rispetto a quelli della fase di produzione dei moduli e del BOS. Per queste ragioni, gli studi LCA si soffermano principalmente sulla fase di fabbricazione del sistema, che costituisce il contributo predominante, nell'analizzare il fabbisogno di energia primaria di un'installazione fotovoltaica, anche se sarebbe più opportuno considerare i contributi di ciascuno stadio del ciclo di vita per una maggior completezza dell'analisi [Alsema *et al.*, 1998].

L' *Energy Pay-Back Time* è molto usato per il suo formato input-output e la sua facilità di interpretazione, tuttavia il suo calcolo non è semplicissimo.

Il primo passo è calcolare lo YEO, *Year Energy Output* (output di energia annuale) della tecnologia energetica. Ci sono due modi per farlo, uno di essi tramite l' *Output Ratio*, OR:

$$\text{YEO [kWh/anno]} = \text{OR} \times \text{Potenza}$$

con OR misurato in kWh/kW_p/anno e intendendo come Potenza la potenza totale installata in kW_p.

L'altro metodo si basa sull'irraggiamento (R) e l'efficienza (θ):

$$\text{YEO [kWh/anno]} = R \times A \times \theta \times p$$

dove R è la radiazione annuale in kWh/m²/anno, A è la superficie attiva del modulo fotovoltaico in m², θ è l'efficienza di conversione in % e p il *performance ratio*, sempre in %.

A questo punto EPBT può essere calcolato come il rapporto tra CED, *Cumulative Energy Demand*, e YEO, a condizione che entrambe le componenti siano espresse con le stesse unità di misura (kWh o MJ¹⁶ di energia primaria). Per convertire lo YEO da energia elettrica a energia primaria, bisogna includere l'efficienza della rete elettrica nella regione di interesse, in genere si considera quella del sistema elettrico dell'Europa Continentale (UCTE). Il coefficiente di conversione C indica quanto efficiente è la generazione di elettricità. Quindi otteniamo l'EPBT:

$$\text{EPBT [anni]} = \frac{\text{CED}}{\text{YEO}} \times C$$

con CED espresso in MJ_{prim}, YEO in MJ_{el}/anno e C in MJ_{el}/MJ_{prim}.

È da notare come alcuni autori non incorporino il coefficiente di conversione, ottenendo così degli EPBT che sono approssimativamente tre volte maggiori [Laleman *et al.*, 2011].

È importante sottolineare che nel caso dei sistemi *grid connected* al silicio cristallino, il consumo di energia primaria di un sistema FV è imputabile principalmente ai moduli, mentre il BOS contribuisce in misura

¹⁶ 1 kWh = 3,6 MJ o 3600000 J.

molto minore [Alsema e de Wild-Scholten, 2005]. Nei sistemi stand-alone, invece, il contributo delle batterie non è trascurabile, mentre nei sistemi a film sottile il contributo del BOS è maggiore di quello nei moduli al silicio cristallino, questo a causa della minor efficienza dei moduli *thin film* e quindi alle maggiori superfici ricoperte che necessitano di una maggiore quantità di materiali per le strutture di sostegno [Raugei *et al.*, 2007; Jungbluth *et al.*, 2008].

Il secondo aspetto su cui si focalizzano maggiormente gli studi LCA è la valutazione delle **emissioni di gas serra** (*Global Warming Potential, GWP*) durante il ciclo di vita di un impianto FV. Il relativo indicatore è generalmente espresso in grammi di CO₂ equivalenti emessi per ogni kWh di elettricità generata dal sistema (g CO₂ eq/kWh).

Considerando che durante la vita utile di un impianto FV non si hanno emissioni, esse sono riferite alla fasi di fabbricazione. Elettricità e carburante usati durante la produzione di materiali e moduli FV sono la fonte principale delle emissioni di gas serra nel ciclo di vita fotovoltaico. Giocano anche un ruolo importante i metodi di generazione dell'elettricità a monte. Ad esempio, il fattore di emissione di gas serra della rete elettrica statunitense è del 40% più alto di quello europeo (UCTE) sebbene i fattori di emissione dei combustibili fossili siano simili, il che risulta in maggiori emissioni di gas serra per i moduli prodotti negli USA [Fthenakis e Kim, 2011].

Una volta calcolato l'ammontare totale delle emissioni di gas serra, espresse in kg di CO₂ eq, associate all'intero ciclo di vita dell'impianto FV, tale valore viene poi diviso per l'energia elettrica complessivamente prodotta durante la vita utile del sistema, ottenendo così l'entità delle emissioni di gas serra generate dall'impianto per ogni kWh di elettricità prodotta. È necessario quindi fare delle ipotesi sul mix di generazione elettrica della regione considerata e sulla durata dell'impianto FV.

Si è potuto dedurre quindi che uno studio LCA di un sistema fotovoltaico non è del tutto semplice, poiché il calcolo degli indicatori si basa sulla conoscenza di una molteplicità di fattori e su numerose ipotesi che possono influenzare e far variare non di poco i risultati ottenuti; in più, oltre al consumo energetico legato alla fase di produzione, bisognerebbe allocare anche una quota relativa allo smontaggio e avvio al riciclaggio

dei moduli FV che, a causa di mancanza attuale di dati, spesso non viene considerata.

5.3 Il ciclo di vita di un modulo fotovoltaico

Per meglio comprendere gli studi LCA che si andranno ad analizzare nel prosieguo del capitolo, è opportuno fornire una panoramica sul ciclo di vita di un modulo fotovoltaico. Esso può essere suddiviso principalmente in tre fasi:

- produzione;
- vita utile;
- fine vita.

Nella fase di produzione sono compresi l'estrazione della materia prima, la produzione del materiale semiconduttore, sia esso silicio drogato o strati di altri composti, l'assemblaggio in moduli e la loro installazione assieme alla componentistica del BOS.

Durante la vita utile, stimata in 25 - 30 anni, vi è perlopiù produzione di energia pulita, senza emissioni; gli unici consumi sono quelli legati alla pulizia del modulo, ma comunque trascurabili.

L'*end of life* del sistema comprende la disinstallazione dei moduli, la loro raccolta e il successivo smaltimento finale. Anche i componenti del BOS dovranno essere gestiti in maniera adeguata, ma questo esula dal presente elaborato.

Si cerca di mostrare ora a cosa è dovuto l'elevato contenuto energetico di un sistema fotovoltaico, che si concentra soprattutto nella fase di produzione del semiconduttore.

5.3.1 Produzione di un modulo in silicio cristallino

La produzione di un modulo in silicio cristallino inizia con l'ottenimento di silicio di grado solare mediante purificazione del silicio metallurgico. Tale processo è chiamato Siemens modificato, deriva dalla semplificazione del processo Siemens per la produzione di silicio di grado elettronico (caratterizzato da una maggior purezza).

In breve, si fa reagire il silicio metallurgico (MG-Si), caratterizzato da un grado di purezza del 98%, con l'acido cloridrico (HCl), producendo SiHCl_3 e H_2 . I due composti sono introdotti poi all'interno di un reattore chimico a 1200 °C, dove il Si viene fatto depositare su barre lunghe 1 – 1,5 m, continuamente surriscaldate attraverso il passaggio di corrente elettrica. Con questo lento processo, il silicio si deposita sulle barre di *polysilicon* che raggiungono un diametro di 10 – 15 cm. Il consumo energetico, è in media pari a 110 kWh di elettricità e 185 MJ di energia termica per ogni kg di polysilicon prodotto [Blakers e Weber, 2000; Alsema e de Wild-Scholten, 2007].

La purezza richiesta per il silicio di grado solare è di almeno 99,9999%; con il processo Siemens si riesce ad ottenere una purezza maggiore, ma esistono anche altre tecnologie, caratterizzate da un minor consumo di energia elettrica, che consentono di realizzare *polysilicon* di qualità inferiore, ma pur sempre di grado solare. Le più importanti tra queste sono quelle del reattore a letto fluido (FBR, *Fluidized Bed Reactor*) e quelle basate su processi metallurgici.

Una volta ottenuto il *polysilicon* di grado solare, questo viene fuso per poi farlo cristallizzare nella forma di lingotti, dai quali saranno ricavati i wafer di silicio impiegati per la produzione delle celle fotovoltaiche. Il processo impiegato dipende dalla tecnologia fotovoltaica, per ottenere il silicio monocristallino si adotta il processo Czochralski, mentre per quello multicristallino, di qualità inferiore, si utilizza il processo di *casting* (solidificazione direzionale).

Il processo Czochralski è più lento e consuma più energia (avviene a temperatura di 1400 °C e richiede un'energia di circa 86 kWh/kg di silicio) rispetto alla solidificazione direzionale (10-15 kWh/kg di silicio).

Ottenuti i lingotti, si procede alla fase di taglio mediante opportune seghe a filo diamantato, ottenendo così i wafer, base di partenza per la produzione delle celle FV. Il processo di taglio è caratterizzato da una notevole perdita di materia prima, circa il 30-50% del silicio viene rimosso come sfrido, che contribuisce ad incrementare il consumo di materiale.

Le successive lavorazioni sono quelle viste nel capitolo 2.4.1, che comprendono l'applicazione di contatti elettrici, l'interconnessione tra le celle e la realizzazione del modulo fotovoltaico.

Come si può notare da figura 5.1, nelle tre tipologie di moduli al silicio cristallino (ribbon, multi e mono), il maggior consumo di energia è dovuto alla fase di produzione del *feedstock* di *polysilicon*, alla crescita del lingotto e taglio in wafer. L'energia richiesta per realizzare un modulo di un m² in silicio monocristallino è di circa 4000 MJ, mentre per realizzarne uno della stessa superficie in silicio policristallino sono necessari poco più di 3000 MJ.

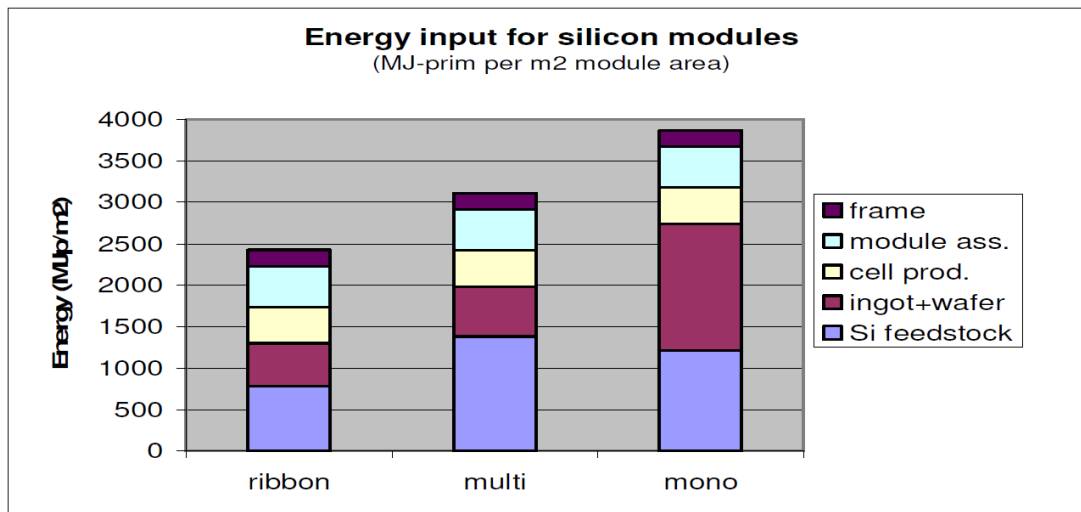


Fig. 5.1 – Energia necessaria per la produzione di un modulo in silicio cristallino di un m² di superficie. – Fonte: Alsema e de Wild-Scholten, 2007

5.3.2 Produzione di un modulo a film sottile

Le celle a film sottile utilizzano una quantità di materiale almeno cento volte inferiore a quella usata per i moduli cristallini. Il processo di fabbricazione può essere completamente automatizzato, ottenendo una produzione di un modulo al minuto, ciò riduce il consumo energetico specifico di questi moduli.

La tecnologia produttiva dei moduli CIS/CIGS non è facilmente scalabile, ma alcune aziende stanno cominciando ad utilizzare nuovi processi, maggiormente scalabili. Per la produzione di moduli CdTe sono impiegate invece tecniche di deposizione scalabili e ad alta velocità di deposizione, come lo *sputtering* e la *Close Spaced Sublimation (CSS)*.

Prendendo come riferimento per questa classe di pannelli quelli al CdTe, il processo di realizzazione parte dal vetro *soda lime*, applicandovi il primo strato di TCO (*Transparent Conducting Oxide*), precedentemente sottoposto ad un trattamento alla temperatura di 660 °C per 20 minuti, che funge da contatto elettrico anteriore; questa applicazione avviene

mediante la tecnica del *RF Magnetron Sputtering*. Lo strato di CdS viene depositato con bagno chimico (*Chemical Bath Deposition*, CBD); su questo strato viene depositato il materiale assorbitore, il CdTe, tramite CSS (*Close Space Sublimation*) ad una temperatura del substrato di 625 °C. Prima della deposizione del contatto posteriore, viene effettuato un riscaldamento dello strato di CdTe in presenza di CdCl₂ ad una temperatura di 450 °C e successivamente un bagno acido (*chemical etching*) [Bosio *et al.*, 2011].

Questo è il processo di riferimento per la produzione di moduli al CdTe usato come benchmark per le aziende; ulteriori tecniche sono state studiate, come ad esempio quella della Arendi S.p.A. in collaborazione con l'Università di Parma, che utilizzano gas CHF₂Cl (non tossico) al posto del CdCl₂ per fare il trattamento termico del CdTe a 400 °C. Questo processo utilizza temperature inferiori (200 °C anziché 500 °C per lo sputtering del CdS e temperatura del substrato di 550 °C anziché 625 °C) ed elimina alcuni stadi anche pericolosi, come il bagno acido, rendendo così inferiore la richiesta energetica della produzione dei moduli al CdTe [Romeo].

5.3.3 Fine vita dei moduli

Nella fase di vita utile vi è perlopiù produzione di energia, i consumi sono trascurabili, dopo 25 – 30 anni si è soliti assumere che arrivi il momento della dismissione dell'impianto fotovoltaico, anche se teoricamente la vita stimata dei moduli sarebbe superiore. Il decadimento delle prestazioni, dovuto alla continua esposizione agli agenti atmosferici e al naturale degrado dei materiali, e l'obsolescenza tecnologica inducono l'utente alla dismissione dell'impianto, anche se questo è ancora in grado di produrre energia.

Tutti i componenti dell'impianto diventano così rifiuti e, per quanto visto finora, si intuisce come il loro smaltimento in discarica non sia una soluzione accettabile, soprattutto visto l'alto contenuto energetico delle celle fotovoltaiche.

In questa fase di fine vita sono compresi disinstallazione, raccolta e trasporto dei moduli verso un impianto di trattamento e il loro recupero/smaltimento.

Data la relativamente giovane età della tecnologia fotovoltaica, ad oggi non ci sono molti dati relativi a questa fase e le poche esperienze di riciclaggio sono limitate a degli impianti pilota. Si possono citare due esperienze di dismissione e riciclaggio di impianti fotovoltaici, quelle relative agli impianti di Pellworm in Germania e di Chevetogne in Belgio, entrambi installati nel 1983.

Il primo, con 300 kW_p di potenza nominale, fu spento già nel 1989 a causa di difetti di isolamento elettrico e nel 2005 è stato smantellato. La maggior parte dei 17568 moduli da cui era costituito erano ancora in eccellenti condizioni, per questo, mediante il processo di riciclaggio sviluppato da Deutsche Solar, analizzato nel capitolo successivo, è stato possibile innanzitutto recuperare i wafer di silicio dalle celle intatte, mentre i wafer delle celle danneggiate sono stati ricristallizzati in nuovi lingotti di silicio. Oltre ai wafer di silicio sono stati riciclati anche il vetro anteriore e posteriore dei pannelli e le cornici di alluminio.

I moduli originari avevano una potenza di 17,1 W_p (composti da 20 celle da 100 x 100 x 0,4 mm), quelli ottenuti dopo il processo di riciclaggio hanno una potenza di 89 – 104 W_p (composti da 72 celle sempre da 100 x 100 x 0,4 mm); si registra quindi un aumento di efficienza della singola cella, dovuto alle moderne tecnologie di produzione [Schlenker *et al.*, 2006].

Nell'immagine di figura 5.2 si possono vedere i risultati di uno studio LCA ottenuti utilizzando il metodo CML baseline 2000. Si nota come i benefici realizzati con il processo di riciclaggio siano superiori al contributo negativo delle fasi di trattamento chimico, trattamento termico e trasporto.

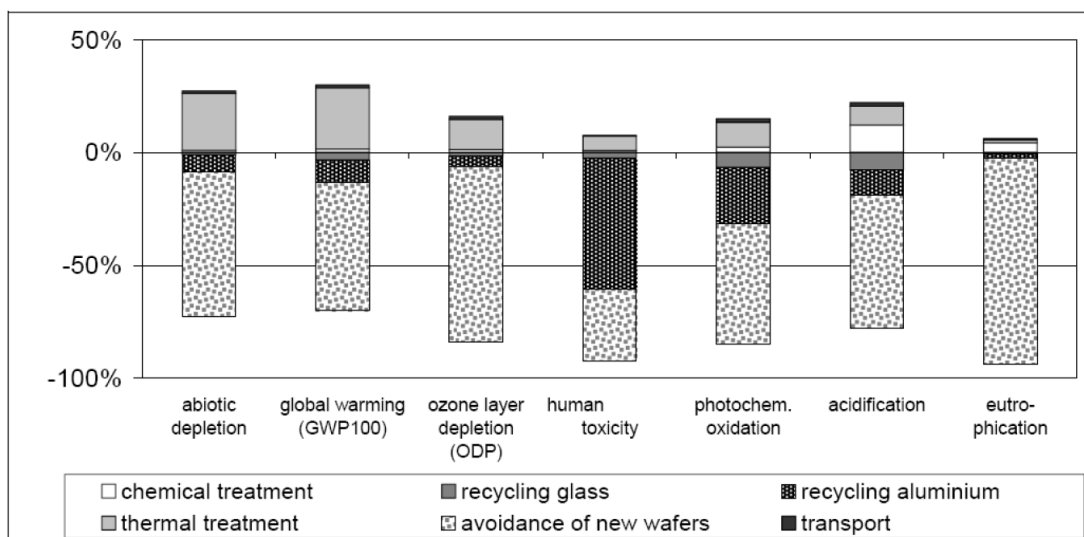


Fig. 5.2 – Risultati dello studio LCA sul riciclaggio dell'impianto di Pellworm (metodo CML baseline 2000) – Fonte: Schlenker *et al.*, 2006

Il sistema da 63 kW_p installato a Chevetogne, spento nel 2003 e dismesso nel 2009, era composto da 1876 moduli ed è stato riciclato utilizzando sostanzialmente lo stesso processo con cui è stato recuperato l'impianto di Pellworm.

Nella tabella 5.1 si possono osservare le percentuali di composizione dell'impianto e le percentuali dei diversi materiali recuperati.

MATERIALI	Input per modulo	Quantità relativa	Output per modulo	Recupero
	kg	%	kg	%
Vetro	5,93	65,82	5,75	96,96
Plastica	0,94	10,43	Recupero energetico	-
Celle (intatte e rotte)	0,26	2,89	0,22	84,62
Rame	0,09	1,00	0,07	77,78
Alluminio	1,58	17,54	1,58	100,00
Scatola di giunzione	0,21	2,33	Recupero energetico	-
Totale	9,01	100,00	7,62	84,57

Tab. 5.1 – Percentuali di recupero dei materiali recuperati dall'impianto di Chevetogne. – Fonte: Wambach, 2010

In totale è stato recuperato l'84,57% in peso, mentre i materiali plastici, come lo strato di EVA e la scatola di giunzione, sono stati destinati al recupero energetico.

I risultati dello studio LCA effettuato su questo processo di riciclaggio sono mostrati in figura 5.3. Anche qui i benefici derivanti dal riciclaggio, i cosiddetti *disburden*, sono maggiori degli effetti negativi dei processi produttivi, i cosiddetti *burden*.

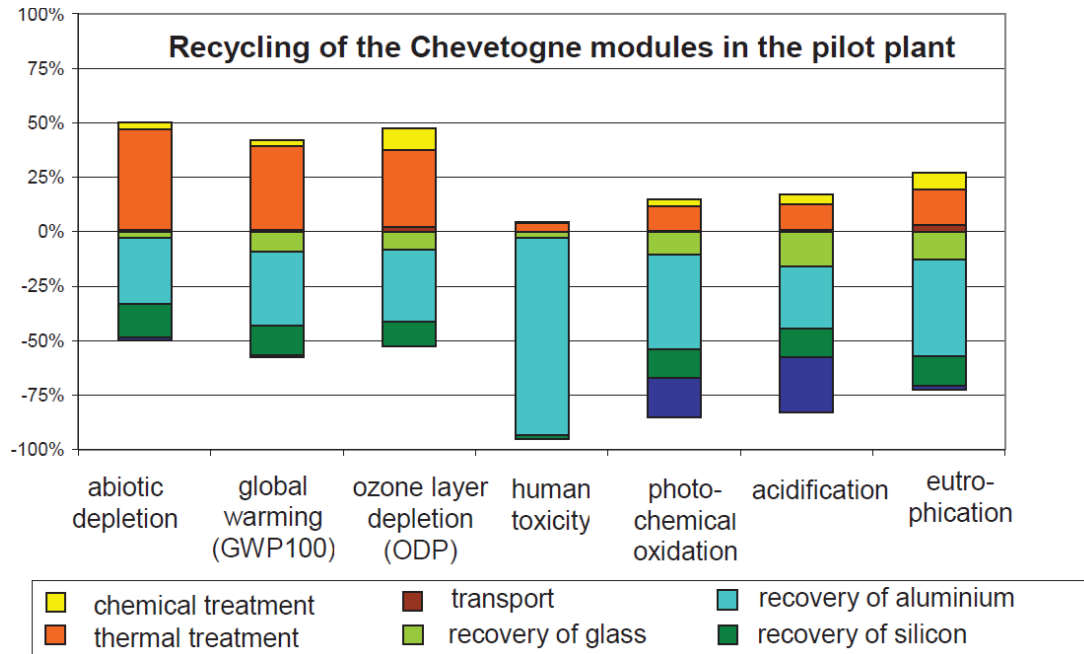


Fig. 5.3 – Risultati dello studio LCA sul processo di riciclaggio dell’impianto di Chevetogne. –
Fonte: Wambach, 2010

Entrambe le esperienze sono state condotte in un impianto pilota e, nonostante la scarsa automazione, i risultati sono incoraggianti. Come mostrato da Wambach, con un processo caratterizzato da un maggior grado di automazione, capace di processare 20000 t/anno a fronte delle 185 t/anno dell’impianto pilota, si potrebbe ottenere una percentuale di recupero del 95,7% [Wambach, 2010]; sarà quindi necessario mettere a punto soluzioni di questo tipo al fine di ridurre i costi di riciclaggio e aumentare le quantità recuperate.

5.4 Alcuni studi LCA sul fotovoltaico

L’elevato consumo energetico di alcune tecnologie fotovoltaiche ha portato molti studiosi ad analizzare i cicli di vita delle diverse tipologie di moduli e confrontarli tra loro e con altre fonti di produzione energetica.

Come accennato in precedenza, gli indicatori più utilizzati in queste analisi sono l'*Energy Pay-Back Time* (EPBT) e le emissioni di gas serra (GHG).

Prendendo in considerazione sistemi *grid-connected* installati su tetti nel Sud Europa (irraggiamento di 1700 kWh/m²/anno) e in Europa centrale (irraggiamento 1000 kWh/m²/anno), con una *performance ratio* di 0,75 e una vita stimata di 30 anni, Alsema *et al.* hanno calcolato l'EPBT e le GHG di tre diverse tipologie di moduli in silicio cristallino e, inglobando i dati dello studio condotto da Fthenakis e Kim [Fthenakis e Kim, 2005], hanno comparato le GHG delle tecnologie fotovoltaiche al silicio e al CdTe con altre tecnologie energetiche. I risultati sono stati ottenuti utilizzando il software SimaPro 7 con database Ecoinvent 1.2, la fase di *end of life* non è stata considerata.

Come si evince da figura 5.4, i sistemi multicristallini attuali hanno un EPBT che va da circa 2 anni nel Sud Europa a poco più di 3 nell'Europa centrale; più alto è l'EPBT del monocristallino che arriva a superare i 3 anni e mezzo.

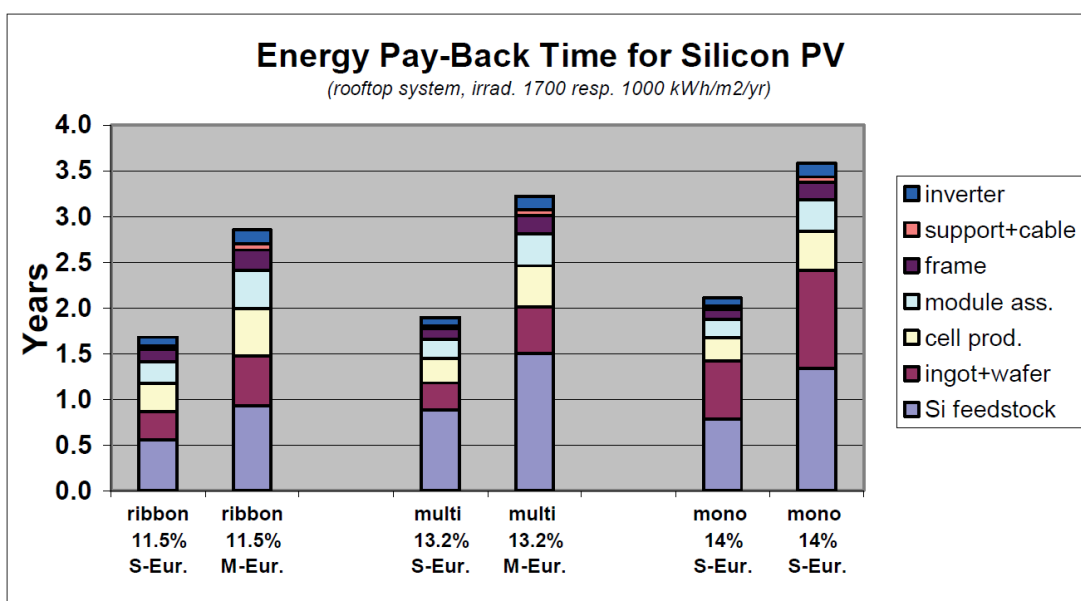


Fig. 5.4 – *Energy Pay-Back Time* di sistemi fotovoltaici al silicio cristallino installati su tetto in Sud Europa ed Europa centrale con efficienza indicata. – Fonte: Alsema *et al.*, 2006

Confrontando le tecnologie fotovoltaiche con le altre opzioni per la generazione di energia, si può notare che il fotovoltaico ha minori emissioni di gas serra di tutte le altre opzioni a combustibile fossile, ma in confronto al nucleare e all'eolico le emissioni sono ancora superiori,

soprattutto se i sistemi FV sono installati in regioni con scarso irraggiamento [Alsema *et al.*, 2006].

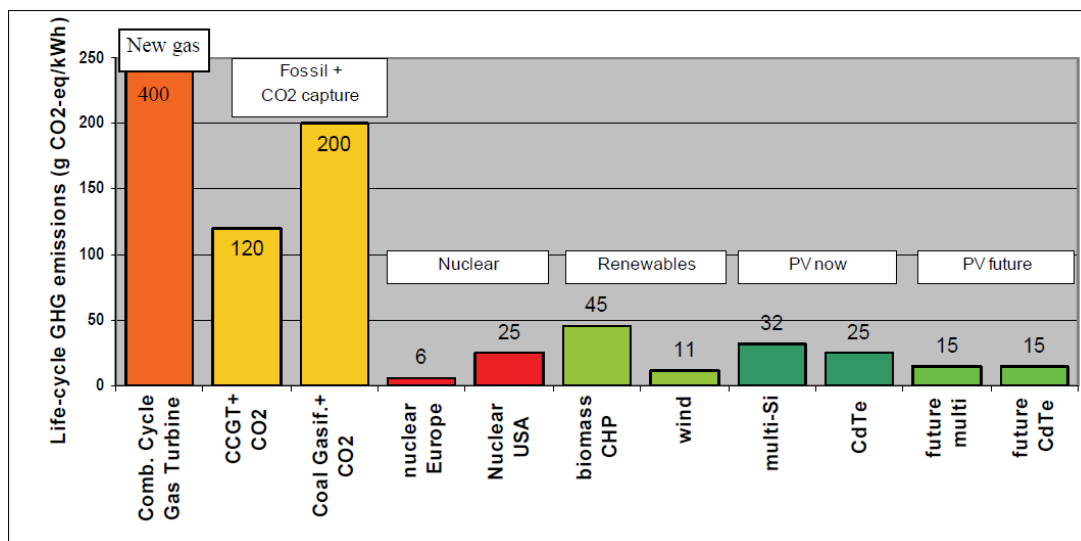


Fig. 5.5 – Confronto delle emissioni di gas serra di diverse opzioni di generazione di energia. I sistemi FV considerati sono installati nel Sud Europa. – Fonte: Alsema *et al.*, 2006

Uno studio più recente di Fthenakis *et al.* mostra, oltre alle emissioni di GHG, il rilascio in atmosfera di cadmio e di altri metalli pesanti durante il ciclo di vita dei sistemi fotovoltaici e di altre tecnologie energetiche [Fthenakis *et al.*, 2008].

I risultati sono mostrati in figura 5.6 e 5.7 e prendono in considerazione sistemi FV al silicio a nastro (efficienza 11,5%), silicio multicristallino (efficienza 13,2%), silicio monocristallino (efficienza 14%) e CdTe (efficienza 9%) montati a terra, irraggiamento di 1700 kW/m²/anno, performance ratio di 0,8 e durata pari a 30 anni. Nel BOS sono inclusi assistenza, cablaggio e stabilizzazione di rete. Per il mix energetico europeo si è utilizzato il database Ecoinvent 1.1, per quello statunitense il database Franklin.

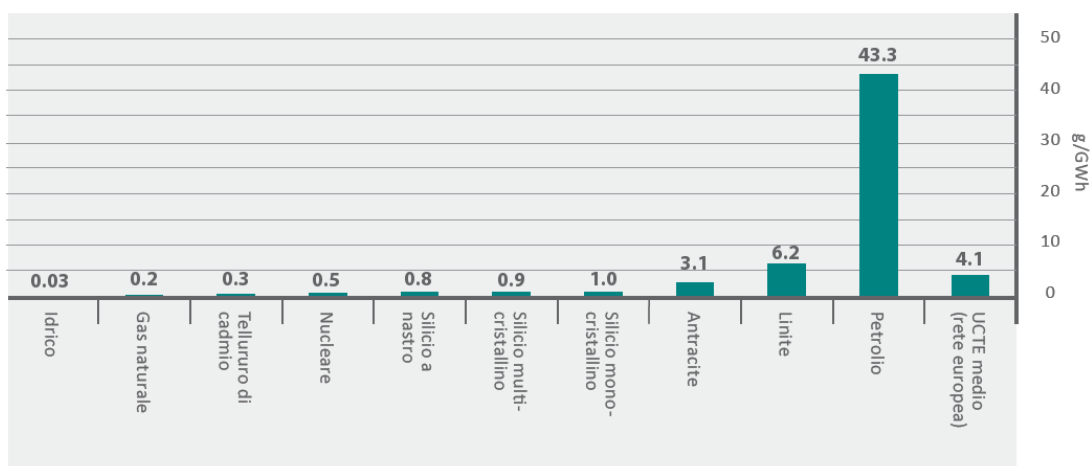


Fig. 5.6 – Emissioni atmosferiche di cadmio durante il ciclo di vita di sistemi fotovoltaici e di altre tecnologie energetiche dovute al consumo elettrico e di combustibile. – Fonte: Fthenakis *et al.*, 2008

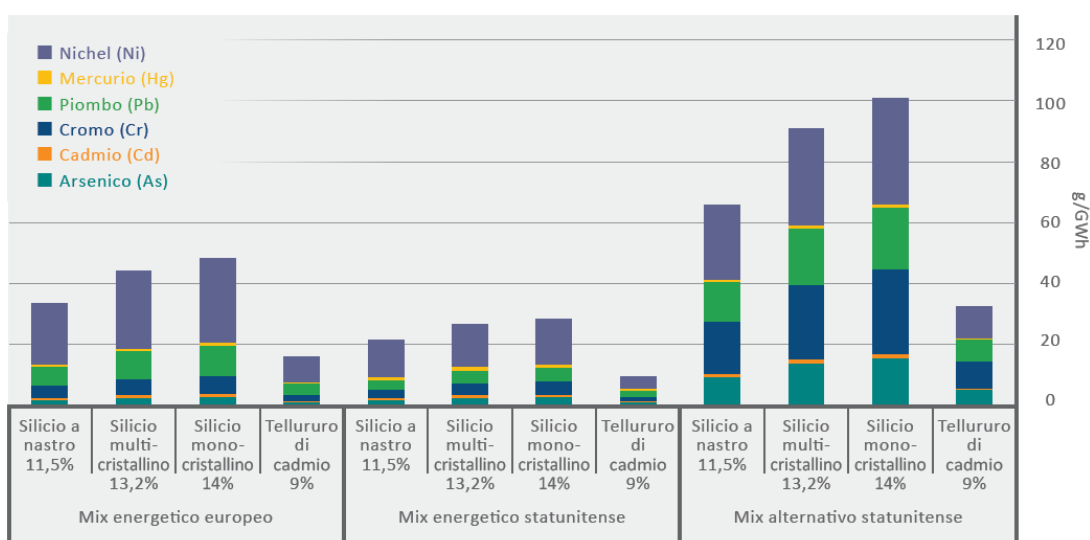


Fig. 5.7 – Emissioni atmosferiche dei metalli pesanti durante il ciclo operativo di sistemi fotovoltaici normalizzati rispetto all'irradiazione solare media nell'Europa meridionale. – Fonte: Fthenakis *et al.*, 2008

Si nota come, nonostante i moduli al CdTe si basino su un composto del cadmio, essi abbiano un minor rilascio di questa sostanza e di metalli pesanti in genere in atmosfera. Lo studio non considera il fine vita dei moduli e quindi ciò è principalmente dovuto al minor consumo energetico nella produzione di questa tipologia di moduli.

Sempre Fthenakis *et al.*, in un aggiornamento del loro studio su EPBT e GHG del fotovoltaico, hanno ricalcolato l'energia richiesta per la produzione dei moduli tenendo conto del miglioramento delle tecnologie produttive. In questo studio è stata presa in considerazione anche l'energia richiesta per il fine vita che comprende ritiro dei moduli,

disassemblaggio di cornici e cavi, triturazione e separazione dei materiali [Fthenakis *et al.*, 2009].

In tabella 5.2 e 5.3 è mostrato il confronto tra precedenti studi del 2006 e studi più recenti datati 2009, per moduli al CdTe e al silicio cristallino.

	Fthenakis e Kim (2006)	Fthenakis <i>et al.</i> (2009)	Raugei (2009)	Held (2009)
Dati del	2005	2008	2008	2008
Sito di produzione	Perrysburg, OH	Perrysburg, OH	Francoforte sull'Oder, GER	Francoforte sull'Oder, GER
Efficienza (%)	9	10,9	10,9	10,9
Produzione modulo (MJ _p /m ²)	1200	966	853	802
Fine vita modulo (MJ _p /m ²)	ND	ND	76	86
BOS (MJ _p /m ²)	542	542	425	501
Totale (MJ _p /kW _p)	19400	13800	12400	12700

Tab. 5.2 – Energia richiesta durante il ciclo di vita di un m² di un modulo fotovoltaico al CdTe. – Fonte: Fthenakis *et al.*, 2009

	Mono		Multi		Ribbon	
	Fthenakis e Alsema (2006)	de Wild Scholten (2009)	Fthenakis e Alsema (2006)	de Wild Scholten (2009)	Fthenakis e Alsema (2006)	de Wild Scholten (2009)
Dati del	2004-2005	2008	2004-2005	2008	2004-2005	2008
Efficienza (%)	14	14	13,2	13,2	11,5	13,2
Spessore (µm)	300	180	285	200	300-330	190
Produzione modulo (MJ _p /m ²)	5000	2900	3700	2700	2300	1550
Fine vita modulo (MJ _p /m ²)	ND	357	ND	357	ND	357
Totale (MJ _p /kW _p) ¹⁷	40000	26000	29600	24450	18400	15250

Tab. 5.3 – Energia richiesta durante il ciclo di vita di un m² di moduli FV al silicio monocristallino, multicristallino e ribbon. – Fonte: Fthenakis *et al.*, 2009

¹⁷ Ipotizzando ragionevolmente circa 8 m² per ottenere una potenza di un kW_p, ma non considerando il BOS per mancanza di dati.

Le riduzioni di richiesta di energia per la produzione, dell'ordine del 30%, sono state raggiunte, per i moduli al CdTe, grazie ad un miglioramento graduale dell'efficienza della linea di produzione negli anni intercorsi tra i successivi studi. È da notare che gli studi del 2009 tengono anche conto dell'utilizzo di energia correlato alla R&S, che invece nel 2006 non era stato considerato.

Per la tecnologia cristallina, oltre all'aumento dell'efficienza di conversione, sono stati fatti sforzi nel ridurre lo spessore dei wafer in silicio usati nei moduli fotovoltaici per risparmiare sul costoso silicio di grado solare. Anche in questo caso si sono registrate riduzioni di richiesta di energia dell'ordine del 30%.

Nello studio di Fthenakis *et al.* è mostrato anche come vi sia stata una riduzione dei valori degli indicatori di sostenibilità. Dal 2006 al 2009 l'EPBT si è ridotto del 15 - 35% per i moduli CdTe e del 25 - 40% per la tecnologia cristallina, a seconda delle diverse case produttrici. Le emissioni di GHG, per la tecnologia CdTe, registrano una riduzione del 25 - 30%¹⁸. L'EPBT dei moduli CdTe è passato dagli 0,8 - 1,2 anni del 2006 agli 0,6 - 0,9 anni del 2009, a seconda del mix energetico considerato, le emissioni GHG sono scese dai 17 - 25 g CO₂eq/kWh ai 12 - 18 g CO₂eq/kWh. La tecnologia al silicio, mono e multi cristallino, registra un EPBT di circa 1,7 - 1,8 anni ed emissioni di GHG di 30 g CO₂eq/kWh o poco meno [Fthenakis *et al.*, 2009].

Quasi tutti gli studi prendono come riferimento zone con elevato irraggiamento, interessante invece è quello condotto da Laleman *et al.* nel quale vengono valutati i diversi parametri di sostenibilità in zone a ridotto irraggiamento.

Oltre a valutare singolarmente gli indicatori, ritengono che una valutazione più esaustiva possa essere ottenuta mediante l'**Eco-Indicator 99** (EI 99).

Nel metodo EI 99, l'impatto ambientale di un bene o servizio è quantificato usando tre principali dimensioni: salute umana, qualità dell'ecosistema e l'esaurimento di risorse non rinnovabili. Una volta

¹⁸ Il calcolo dell'EPBT e delle emissioni di GHG è stato realizzato tenendo conto di moduli CdTe montati a terra con performance ratio di 0,8 e moduli al silicio montati su tetto con performance ratio di 0,75. Per entrambi è stato considerato un irraggiamento di 1700 kWh/m²/anno.

ottenuti i cosiddetti risultati di caratterizzazione per ciascun impatto, che di norma hanno differenti unità di misura, per ottenere un singolo punteggio, essi devono essere normalizzati e pesati. Questo processo può essere abbastanza soggettivo, per questo vengono usate delle prospettive stabilite, chiamate: *Individualist*, *Hierarchist* e *Egalitarian*,

La prospettiva *Individualist* non considera il rischio di un prossimo esaurimento dei combustibili fossili come credibile, l'unico esaurimento di risorse che conta è l'estrazione mineraria.

La *Hierarchist* è considerata rappresentare la visione dello "scienziato medio" ed è usata spesso come default.

La visione *Egalitarian* presta maggior attenzione alle generazioni future ed è considerata piuttosto avversa al rischio. Essa guarda molto a lungo termine e dà un alto valore alla qualità dell'ecosistema. Ciò potrebbe comportare una sovrastima dei rischi.

Innanzitutto è stato calcolato l'EPBT considerando diversi tipi di impianti residenziali da 3 kW_p in diverse regioni. I calcoli sono basati sul database Ecoinvent 2.0 e mostrano che l'EPBT è inferiore a 5 anni per tutti i tipi di moduli considerati installati in regioni con irraggiamento pari a circa 950 kWh/m²/anno come Belgio e Regno Unito. L'impatto dell'irraggiamento nell'EPBT si può notare dal grafico di figura 5.8 dove sono messi a confronto i valori di EPBT in Belgio/Regno Unito (BE, 4 – 5 anni), Svizzera (CH, 3 – 4 anni) e Spagna (ES, 2 – 3 anni). L'EPBT per CdTe, CIS e silicio a nastro è di circa 1 anno più breve del silicio monocristallino nelle regioni con basso irraggiamento.

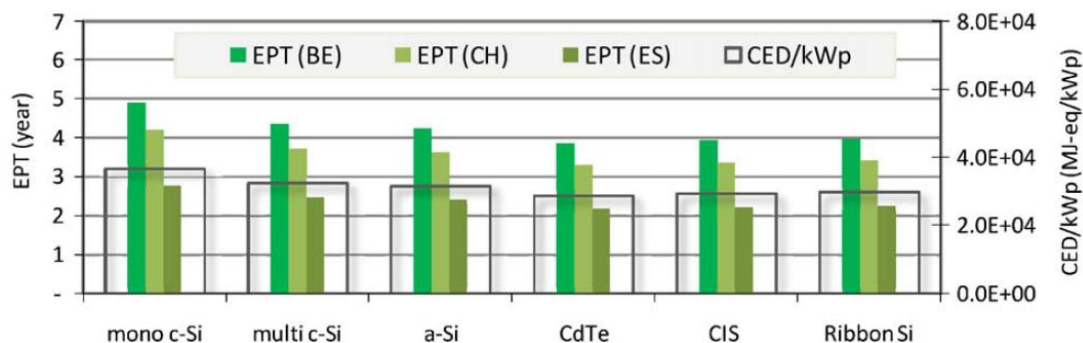


Fig. 5.8 – Cumulative Energy Demand e Energy Pay-Back Time di vari tipi di sistemi fotovoltaici residenziali da 3 kW_p in diverse regioni – Fonte: Laleman *et al.*, 2011

Questi risultati significano che, considerando una vita utile di 25 – 30 anni, sistemi FV residenziali nel Nord Europa o Canada possono

produrre almeno 5 volte più energia di quanta ne consumino durante il loro ciclo di vita; nelle regioni più “assolate” si può arrivare a circa 12 volte o più.

Come già accennato qualche riga più in alto, in questo studio si è ritenuto opportuno avvalersi del metodo Eco-Indicator 99 per presentare un’analisi più esauriente sull’impatto ambientale. La prospettiva utilizzata per normalizzazione e peso dei risultati mostrati in figura 5.9 è stata la *Hierarchist* (H,A).

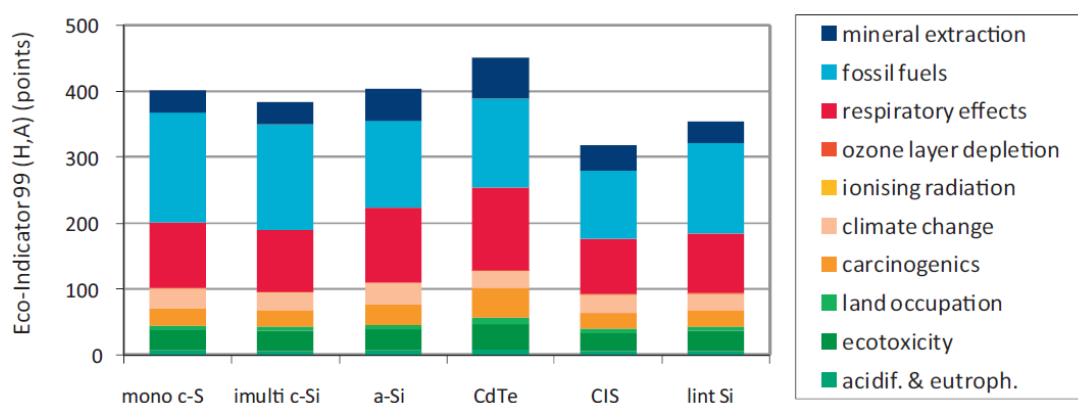


Fig. 5.9 – Risultati dell’Eco-Indicator 99 (H,A) per diversi tipi di sistemi FV residenziali da 3 kWp
– Fonte: Laleman *et al.*, 2011

Si noti come i sistemi CdTe abbiano il più alto punteggio di impatto (450 punti), nonostante abbiano ottenuto i migliori risultati con gli indicatori EPBT e GWP, sia in questo, sia negli studi visti in precedenza.

Il metodo EI 99 ha il vantaggio di consentire una rapida e semplice visualizzazione dei diversi aspetti di impatto ambientale. Nel grafico di figura 5.9 si nota che l’esaurimento dei combustibili fossili e gli effetti sull’apparato respiratorio danno i maggiori contributi al punteggio d’impatto EI 99 totale. Estrazione di combustibili fossili, effetti sull’apparato respiratorio, cambiamento climatico, acidificazione e carcinogenesi sono strettamente correlati tra loro e con la richiesta di energia fossile. Quindi, con la riduzione dell’uso di energia durante la produzione e nell’intero ciclo di vita dei sistemi fotovoltaici, si ridurrà l’impatto di tutti questi fattori [Laleman *et al.*, 2011].

Il “peggiore” risultato della tecnologia CdTe ottenuto con il metodo EI 99 è da ricercare soprattutto nei materiali utilizzati; come si è visto in precedenza, il processo produttivo richiede molta meno energia rispetto a quello per la realizzazione di moduli in silicio. Si può notare un

punteggio maggiore negli indicatori di estrazione mineraria, carcinogenesi ed ecotossicità, proprio a causa dell'utilizzo di metalli rari come il tellurio e tossici come il cadmio.

Confrontando comunque gli effetti del riscaldamento globale (GWP) di diversi recenti studi, il fotovoltaico ha un'impronta di carbonio equivalente molto inferiore rispetto al mix energetico attuale dell'Europa Continentale e degli Stati Uniti (figura 5.10), ma ancora superiore a quella di nucleare ed eolico.

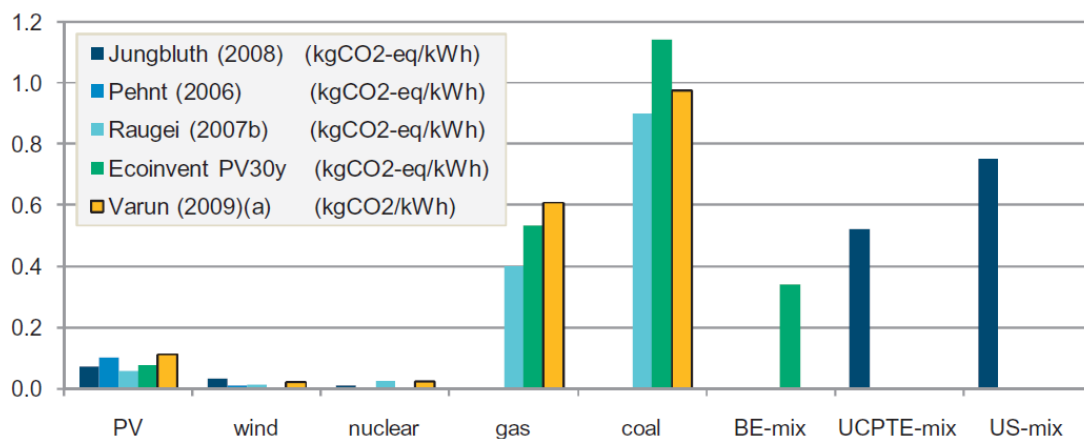


Fig. 5.10 – Impatto sul riscaldamento globale (GWP) di fonti energetiche rinnovabili e non secondo studi di diversi autori. – Fonte: Laleman *et al.*, 2011

Come si è visto nel paragrafo precedente e in figura 5.2 e 5.3, mediante il recupero e soluzioni di riciclaggio di alto valore è possibile ridurre gli effetti negativi dovuti a riscaldamento globale, tossicità per l'uomo, riduzione dello strato di ozono e altri fattori. È necessario quindi non sprecare l'elevato contenuto energetico e i materiali contenuti nei moduli a fine vita, per ridurre l'impatto ambientale della tecnologia fotovoltaica e renderla realmente sostenibile.

Capitolo 6

Consorzi di recupero e soluzioni di riciclaggio

Alla luce di quanto visto finora, diviene intuitivo dedurre che i sistemi fotovoltaici necessitano di adeguate soluzioni di riciclaggio per valorizzare al massimo i rifiuti derivanti dal loro fine vita e le risorse in essi contenute, che altrimenti andrebbero sprecate con l'incenerimento e il deposito in discarica. Si pensi ad esempio a metalli rari come tellurio e indio, a risorse preziose come l'argento dei contatti e il silicio delle celle solari, che andrebbero persi per sempre, seppelliti assieme ad altri rifiuti urbani.

Al giorno d'oggi, con i vari incentivi statali, il fotovoltaico è visto più come un investimento economico. I primi utilizzatori di tale tecnologia, agli inizi degli anni novanta, erano invece maggiormente sensibili alla salvaguardia dell'ambiente ed iniziarono perciò a domandare soluzioni per il riciclaggio a produttori e distributori.

A causa delle scarse quantità iniziali di rifiuti da smaltire, i produttori concentrarono i propri sforzi principalmente sull'integrare i moduli FV nei cicli dei materiali già esistenti.

Un esempio ci viene fornito dalla Pilkington Solar International che iniziò un progetto di ricerca in Germania con il quale mirava ad integrare il riciclo dei moduli nel processo di separazione meccanica degli impianti di riciclaggio per vetro laminato. Il progetto venne poi abbandonato per ragioni economiche, in quanto non era possibile ottenere materiale con purezza sufficiente per essere commercializzato. Anche altri produttori si avventurarono in questa impresa, cercando di sviluppare un proprio processo di riciclaggio specifico per moduli fotovoltaici; sono stati sviluppati processi termici e chimici, che però non si dimostrarono particolarmente interessanti dal punto di vista economico.

Un processo tecnico di riciclaggio dovrebbe soddisfare dei requisiti, come la flessibilità di processo per ottenere quantità sufficienti di

throughput, rispettare i tassi di riciclaggio richiesti e gli obiettivi di costo, avere bassi impatti ambientali causati dal trattamento (emissioni, rifiuti secondari) e scalabilità [Sander *et al.*, 2007].

Ultimamente l'interesse a sviluppare soluzioni di riciclaggio di elevato valore, che cercano di ricavare dai moduli risorse preziose come silicio, indio e tellurio, oltre a vetro e alluminio, sta crescendo. Ciò è dovuto principalmente alla volontà di consorzi di produttori, come PV Cycle, di mantenere i pannelli fotovoltaici al di fuori della direttiva RAEE dimostrando la fattibilità del riciclaggio mediante accordi volontari. Oltre a questo consorzio di livello europeo, ne sono nati altri di carattere nazionale e altri se ne verranno a costituire grazie ad interventi normativi. Citando l'esempio italiano, con il Decreto del 5 Maggio 2011, riferito al "Quarto Conto Energia", il Ministero dello Sviluppo Economico ha sancito l'obbligo per i soggetti responsabili di dotarsi di un canale di corretto smaltimento dei pannelli solari per tutti gli impianti che entreranno in funzione dal 30 Giugno 2012, pena la non concessione dei contributi incentivanti; è richiesto infatti *"un certificato, rilasciato dal produttore dei moduli fotovoltaici, di adesione a un sistema o consorzio europeo che garantisca, a cura del medesimo produttore, il riciclo dei moduli fotovoltaici utilizzati al termine della vita utile dei moduli"*. In Italia, a questo scopo, consorzi come Ecolight, in collaborazione con il Centro Servizi RAEE, e COBAT, in collaborazione con il Comitato IFI¹⁹, hanno ampliato il proprio campo di applicazione introducendo i moduli fotovoltaici tra le apparecchiature trattate.

La fattibilità del riciclaggio di moduli a film sottile è stata valutata e dimostrata dal progetto RESOLVED (*Recovery of Solar Valuable Materials, Enrichment and Decontamination*), finanziato dall'Unione Europea. Processi di riciclaggio di alto valore adatti ad essere gestiti su scala reale sono solamente due, uno sviluppato da Deutsche Solar (controllata di SolarWorld) per moduli al silicio cristallino, e l'altro di First Solar, usato per moduli al CdTe; i processi per le altre tecnologie a film sottile sono invece ancora in fase di sviluppo.

¹⁹ COBAT : Consorzio nazionale batterie al piombo esauste e rifiuti piombosi.
IFI: Industrie Fotovoltaiche Italiane

6.1 Processo di riciclaggio di Deutsche Solar

Deutsche Solar è un importante produttore tedesco di pannelli fotovoltaici al silicio cristallino, controllata da SolarWorld. Nel 2003 ha avviato un impianto pilota allo scopo di valutare la fattibilità tecnica ed economica del proprio processo di riciclaggio sviluppato per i moduli al silicio cristallino.

In figura 6.1 è schematizzato il processo con i principali input e output.

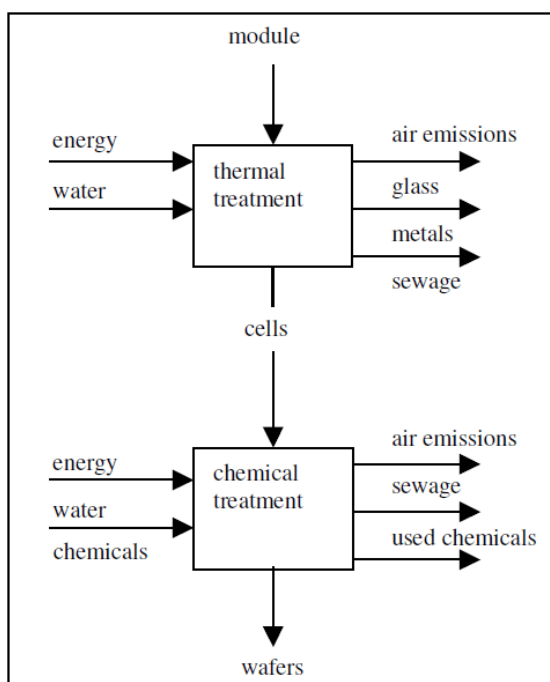


Fig. 6.1 – Schematizzazione del processo di riciclaggio dei moduli in silicio cristallino di Deutsche Solar – Fonte: Müller *et al.*, 2005

Sostanzialmente esso è costituito da due fasi: trattamento termico e trattamento chimico.

I moduli vengono immessi in un forno di incenerimento, nel quale le componenti plastiche vengono bruciate tramite un processo complesso alla temperatura di 600 °C. Durante il trattamento termico, è richiesta energia da fornace, post bruciatore e lavaggio, inoltre il lavaggio consuma acqua e sostanze chimiche. In uscita si hanno, tra gli output più importanti, emissioni nell'aria, vetro, metalli e acque reflue, oltre alle celle FV. I metalli, il vetro e le celle vengono separati a mano; i primi due vengono inviati alle rispettive filiere di riciclo, le celle invece subiscono un trattamento chimico. Se questa fase è applicata correttamente, il vetro può essere recuperato completamente intatto o comunque può essere

utilizzato come materia prima nel riciclaggio del vetro float [Müller *et al.*, 2005; Sander *et al.*, 2007].

Con l'incenerimento degli strati di EVA e di altre sostanze polimeriche, la struttura a sandwich del modulo si disunisce, facilitando e velocizzando così il loro disassemblaggio. I gas esausti generati dalla combustione vengono trattati in un post bruciatore e successivamente purificati mediante un sistema di abbattimento delle sostanze inquinanti [Bombach *et al.*, 2005].

Le celle recuperate intatte subiscono quindi una serie di lavaggi chimici con i quali vengono rimossi sequenzialmente e selettivamente i vari strati che ricoprono il wafer di silicio: contatto metallico anteriore e posteriore, strato antiriflettente e giunzione p-n. Ne esce fuori un nuovo wafer di silicio che risponde a tutti i comuni requisiti di qualità e che può essere riprocessato come cella solare (Figura 6.2).

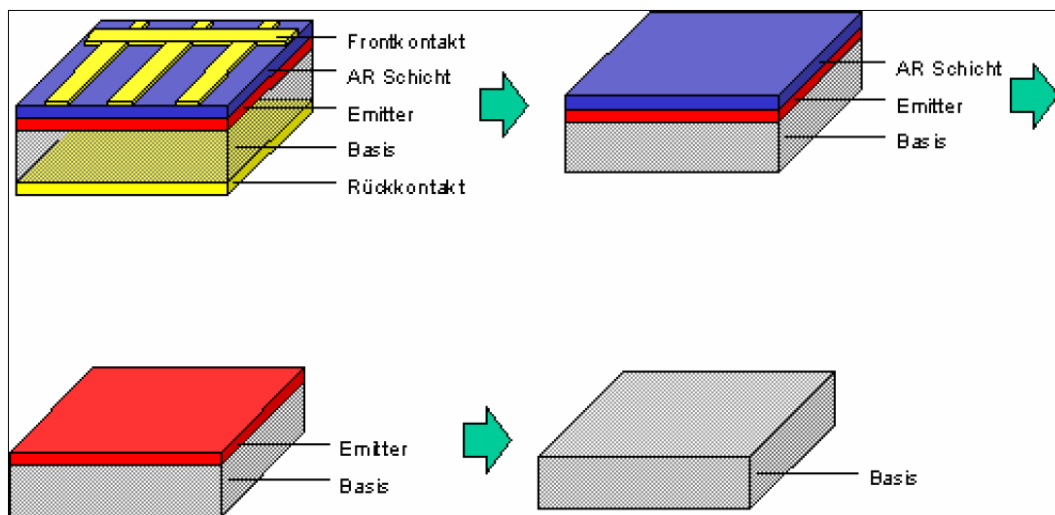


Fig. 6.2 – Schematizzazione del trattamento chimico: rimozione selettiva di singoli strati. –

Fonte: Sander *et al.*, 2007

Le operazioni di questa fase di processo si basano solitamente su una serie di bagni e attacchi chimici che utilizzano diversi composti (acido fluoridrico, acido nitrico, acido acetico, ecc.) i quali aggrediscono la superficie della cella fino a ripulire completamente il wafer. I “fanghi” chimici risultanti vengono smaltiti, mentre l’acqua può essere trattata presso appositi impianti. Va detto inoltre che non esiste una “ricetta universale” per il trattamento chimico, diversi produttori utilizzano differenti materiali di rivestimento, è perciò necessario adattare di volta in volta il processo.

Il consumo energetico di questo processo di riciclaggio è considerevole. Esso è dovuto al consumo di gas naturale per il forno e il post bruciatore e all'energia elettrica per la purificazione dei gas di scarico e per la linea di *etching*. Confrontando però la produzione di un nuovo modulo con nuovi wafer e con wafer riciclati, si ha che con il processo Deutsche Solar si riescono a risparmiare più dei due terzi dell'energia necessaria, come si può vedere in tabella 6.1.

	Modulo A (kWh _e)	Modulo B (kWh _e)
Produzione del Wafer	355	-
Processo di riciclaggio	-	92
Produzione cella	66	66
Assemblaggio modulo	38	38
Totale	459	196

Tab. 6.1 – Consumo di energia per la produzione di un modulo da 160 Wp con nuovi wafer (A) e con wafer riciclati (B) – Fonte: Müller *et al.*, 2005

Come già visto nel capitolo precedente per il riciclaggio dell'impianto dell'isola di Pellworm, processato nella struttura pilota di Deutsche Solar (figura 5.2), i vantaggi ottenuti, evitando soprattutto la produzione di nuovi wafer e con il riciclaggio di vetro e alluminio, sono superiori agli impatti ambientali correlati ai processi termico e chimico. È comunque importante ridurre il consumo di energia durante il trattamento termico e il consumo di sostanze chimiche nella linea di *etching*.

Il processo è stato anche confrontato con una strategia alternativa di smaltimento. Considerando che i moduli hanno una percentuale di massa di materiali organici superiore al 3%, essi non possono essere gettati in discarica senza un pre-trattamento. Lo scenario con il quale si è fatto il confronto è quindi quello dello smaltimento in discarica per rifiuti inerti, dopo la rimozione della cornice di alluminio e trattamento del modulo in un inceneritore per rifiuti urbani.

Un inceneritore ha un consumo energetico specifico inferiore rispetto all'impianto di Deutsche Solar, perché opera su una più larga scala. Benché l'impatto ambientale dell'incenerimento derivante da questo fattore sia inferiore a quello del processo di riciclaggio, non si hanno effetti positivi dovuti al riciclaggio di wafer e vetro. Nella figura 6.3 seguente si può vedere come in tutte le categorie di impatto analizzate, il processo di riciclaggio abbia effetti positivi maggiori. I risultati sono stati ottenuti utilizzando come riferimento un modulo standard composto da

72 celle (125 mm x 125 mm), database Ecoinvent 2000 e software Simapro 6.0 e sono stati valutati con il metodo CML Baseline 2000 [Müller *et al.*, 2005].

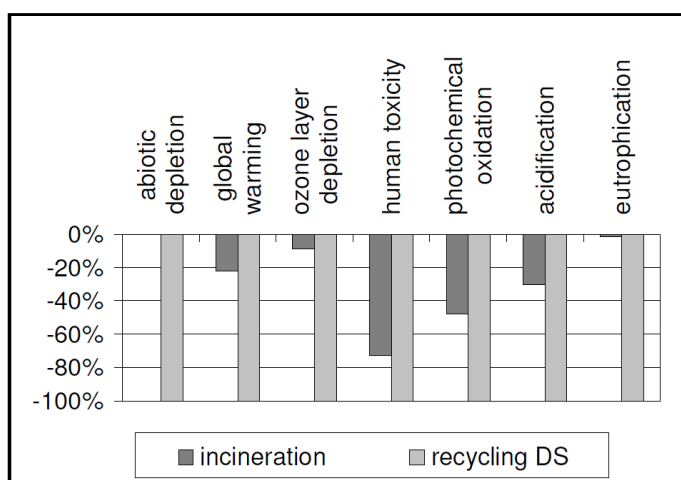


Fig. 6.3 – Confronto dei risultati di caratterizzazione del processo di riciclaggio di Deutsche Solar e del trattamento in inceneritore municipale con smaltimento in discarica successivo. –
Fonte: Müller *et al.*, 2005

Il processo Deutsche Solar non recupera solamente wafer intatti, può capitare che le celle siano scheggiate o rotte, o che vengano danneggiate mentre vengono maneggiate o durante il processo chimico. Ovviamente, se le celle presentano incrinature, micro fessure o altri danni, non possono essere riciclabili come wafer integri.

Le caratteristiche fisiche dei materiali di wafer e celle solari danneggiate corrispondono esattamente ai requisiti del silicio di grado solare. Perciò, dopo esser sottoposte ad un adeguato trattamento chimico per rimuovere le “impurità” come i metalli usati per i contatti, si ottiene un granulato di silicio solare (materia prima seconda) che può essere rifiuto per la crescita dei lingotti policristallini, dai quali ricavare nuovi wafer. Ciò evita il dover ricorrere ai costosi processi di estrazione del silicio metallurgico dalla silice e sua purificazione, risparmiando una notevole quantità di energia e di conseguenza riducendo gli impatti ambientali.

In base al livello di danneggiamento del pannello, dalla struttura del modulo e dalle celle solari usate, il processo termico ha un tasso di successo di recupero delle celle intatte che va dallo 0 al 98%; minore è lo spessore delle celle solari, minore è il rendimento. Se la resa del recupero dei wafer con spessore di circa 400 µm è ancora sul 76,4% [Schlenker *et al.*, 2006], spessori al di sotto dei 200 µm praticamente non forniscono alcuna resa economicamente ragionevole.

Wafer molto sottili, avendo una ridotta resistenza meccanica, richiedono enorme attenzione e straordinaria cura nella manipolazione durante il processo chimico e da parte dei produttori di celle fotovoltaiche nel riprocessare i wafer recuperati.

Questo processo è nato avendo come obiettivo primario il recupero di wafer intatti, ma per quanto detto pocanzi e con gli spessori attuali delle celle al di sotto dei 200 μm , quest'obiettivo è stato abbandonato, essendo diventato poco profittevole. L'interesse si è spostato su quello che inizialmente era il ramo secondario, il recupero di silicio come materia prima seconda.

Le fasi di processo rimangono comunque sostanzialmente le medesime. Vi è un primo trattamento termico funzionale al disassemblaggio e alla separazione dei materiali del modulo, segue il trattamento chimico finalizzato alla rimozione delle impurità, come metallizzazione, giunzione e rivestimento antiriflesso, per l'ottenimento del silicio. In più vi è un processo di frantumazione, a valle del quale viene recuperato il silicio solare in forma granulare, che verrà utilizzato come materia prima seconda nel processo di crescita dei lingotti [Müller *et al.*, 2008].

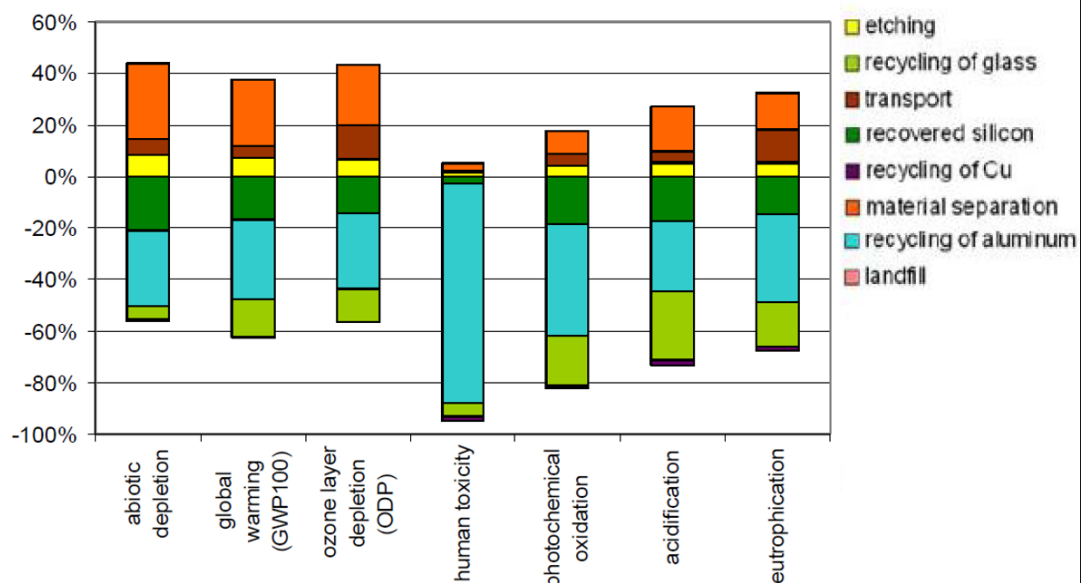


Fig. 6.4 – Confronto tra benefici e impatti ambientali del processo di riciclaggio dei moduli cristallini con enfasi sul recupero del silicio come materia prima seconda – Fonte: Müller *et al.*, 2008

In figura 6.4 si può osservare l'analisi condotta su questo processo con dati rilevati sul campo misti al database Ecoinvent 2007 (metodo di valutazione CML Baseline 2000). Si nota come, anche seguendo la

frantumazione delle celle come strada principale, i benefici derivanti dal recupero del silicio e dal riciclaggio di vetro, rame e alluminio, sono maggiori dei carichi ambientali dovuti ai trattamenti termico e chimico e al trasporto.

6.1.1 Sviluppi attuali e futuri del processo

Dai dati forniti nel report di BIO Intelligence Service, risulta che l'impianto pilota di Deutsche Solar, avviato nel 2003, sia attualmente fermo a causa del suo eccessivo costo, dovuto alla attuale scarsa quantità dei rifiuti di pannelli fotovoltaici [BIO Intelligence Service, 2011], ma SolarWorld, società di cui Deutsche Solar è una controllata, non ha smesso di certo le attività di ricerca.

SW ha affermato di riuscire a risparmiare il 30% di energia, con tutti i benefici di costo e ambientali che ne derivano, producendo un modulo da celle solari riciclate rispetto al normale processo produttivo. Ulteriori riduzioni di costi ed impatti si possono ottenere automatizzando il processo. Si ricorda infatti che l'impianto pilota di Deutsche Solar prevede, dopo il trattamento termico, una separazione manuale delle componenti. Con il processo realizzato presso la Sunicon (figura 6.5), altra controllata di SolarWorld, si passa così da un throughput di 185 t/anno a 20000 t/anno, con rendimento di recupero totale del 95,7%.

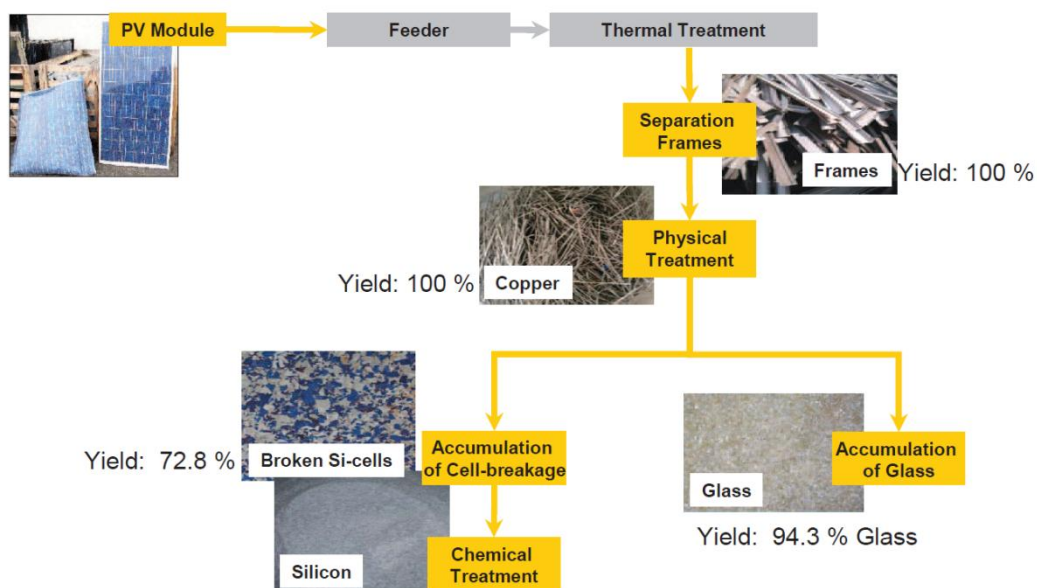


Fig. 6.5 – Schema del processo di riciclaggio di moduli fotovoltaici al silicio cristallino della Sunicon – Fonte: Wambach, 2010

I moduli, immessi nel processo tramite un sistema di alimentazione automatico, subiscono un trattamento termico per dissolvere gli strati che fanno da collante tra le varie componenti. Avviene così una prima separazione meccanica con la quale si recuperano le cornici in alluminio e le bandelle di rame con una resa del 100%. Vi è poi la fase dei trattamenti fisici, come frantumazione e separazione gravimetrica, che consente di rimuovere i materiali indesiderati e separare il vetro (rendimento di recupero del 94,3%) dai frammenti di celle solari. Queste ultime subiscono infine un trattamento chimico per eliminare i vari rivestimenti e ricavarne il silicio. Le fonti dalle quali Sunicon (SolarWorld) ricava il silicio secondario non sono solo moduli esausti, ma anche scarti di produzione dell'industria solare e dei semiconduttori, come wafer e celle rotti, e moduli FV danneggiati durante il trasporto e l'installazione.

Sunicon stima che con questo processo si riesca ad ottenere un prodotto finale di maggior qualità, caratterizzato da un elevato grado di purezza e ottenere bassi costi ed elevata efficienza energetica. La frazione vetrosa recuperata avrebbe una purezza del 99,99975%, il 59% del silicio avrebbe un grado di purezza del 99,9999%, mentre il restante 41% sarebbe puro al 99,995%. La parte di vetro non recuperabile, il 5,7%, andrebbe perso nella componente mista assieme al 27,2% delle celle, che corrisponderebbe al solo 4,3% del peso totale [Wambach *et al.*, 2009; Wambach, 2010].

Con questo sistema automatizzato ed ottimizzato, l'impatto ambientale causato dal processo termico e dalla separazione dei materiali dovrebbe essere ridotto a circa un terzo di quello dell'impianto pilota [BINE, 2010]. Quest'ultimo infatti, nonostante contribuisca a ridurre l'impronta ecologica dei pannelli FV, presenta una minor efficienza energetica e maggiori costi del sistema automatizzato. Sviluppi futuri potrebbero portare l'impianto automatizzato verso una maggior riduzione dei costi.

6.2 I progetti comunitari SENSE e RESOLVED

Si è visto quale sia il processo per il riciclaggio dei moduli al silicio cristallino, che sono attualmente quelli più diffusi, ma le aziende, e la Comunità Europea, non tralasciano la tecnologia di seconda generazione dei moduli a film sottile. Il recupero e riciclo di questa tipologia di sistemi

è molto importante a causa della presenza al loro interno di metalli rari e con un certo grado di pericolosità.

L'Unione Europea ha per questo finanziato due progetti atti a sviluppare un processo e dimostrare la fattibilità del riciclaggio di questo tipo di moduli e dei relativi scarti di produzione: SENSE e RESOLVED.

6.2.1 Progetto SENSE

L'acronimo SENSE sta per *Sustainability Evaluation of Solar Energy systems*. In questo progetto, terminato nel 2007, sono state studiate diverse tecniche e approcci per il riciclaggio dei moduli FV a film sottile e relativi scarti di produzione.

Diversi test sono stati effettuati e solamente alcuni processi sono stati giudicati come tecnicamente fattibili e sostenibili. Di conseguenza, sono state progettate e identificate come opportune per effettuare un riciclo integrale dei moduli FV a film sottile, tre diverse strategie di riciclaggio.

Il percorso più promettente per i moduli CIGS e CdTe è la delaminazione dei moduli mediante trattamento termico, con un successivo processo di dissoluzione dei metalli depositati. Per i moduli al silicio amorfo, il sistema di riciclo più pratico consiste nel consegnare ai riciclatori di vetro i pannelli in vetro con lo strato di a-Si, senza separarli, e riciclare le cornici in plastica.

Le tre strategie sviluppate sono:

- taglio con getto d'acqua e trattamento chimico per moduli FV CIGS;
- trattamento termico (pirolisi) e chimico per moduli FV CIGS e CdTe;
- macinazione e separazione pneumatica del poliuretano (PUR) contenuto nelle cornici dei moduli solari a-Si.

Dal progetto SENSE è risultato che dal punto di vista economico, nonostante si sia trattato di esperimenti di laboratorio, si era già vicini al punto di break even²⁰ e quindi se riportati su larga scala e ottimizzati dal punto di vista industriale, possono risultare profittevoli. Inoltre mostra che, anche dal punto di vista ambientale, il contributo degli impatti di tali

²⁰ Il punto di break even, o *break even point*, indica la quantità di prodotto venduto necessaria per coprire i costi.

strategie è molto basso e in più contribuisce al risparmio di risorse [SENSE, 2008; Berger *et al.*, 2010].

6.2.2 Progetto RESOLVED

Anche il progetto RESOLVED, il cui acronimo sta per *REcovery of SOLar Valuable materials, Enrichment and Decontamination*, terminato nel 2008, ha valutato e dimostrato la fattibilità e sostenibilità, su scala di laboratorio, di una strategia di riciclaggio per moduli CIS e CdTe, basata prevalentemente su processi meccanici “ad umido”.

Il trattamento meccanico ad umido può rappresentare un approccio alternativo (ad esempio a quello di First Solar che si vedrà in seguito) al riciclaggio, caratterizzato da un uso minimo di composti chimici. La soluzione proposta (figura 6.6) consiste in una strategia a ciclo chiuso a due vie, una può essere impiegata per il riciclo dei moduli intatti e degli scarti di produzione, l'altra può essere utilizzata sia per moduli danneggiati, sia intatti.

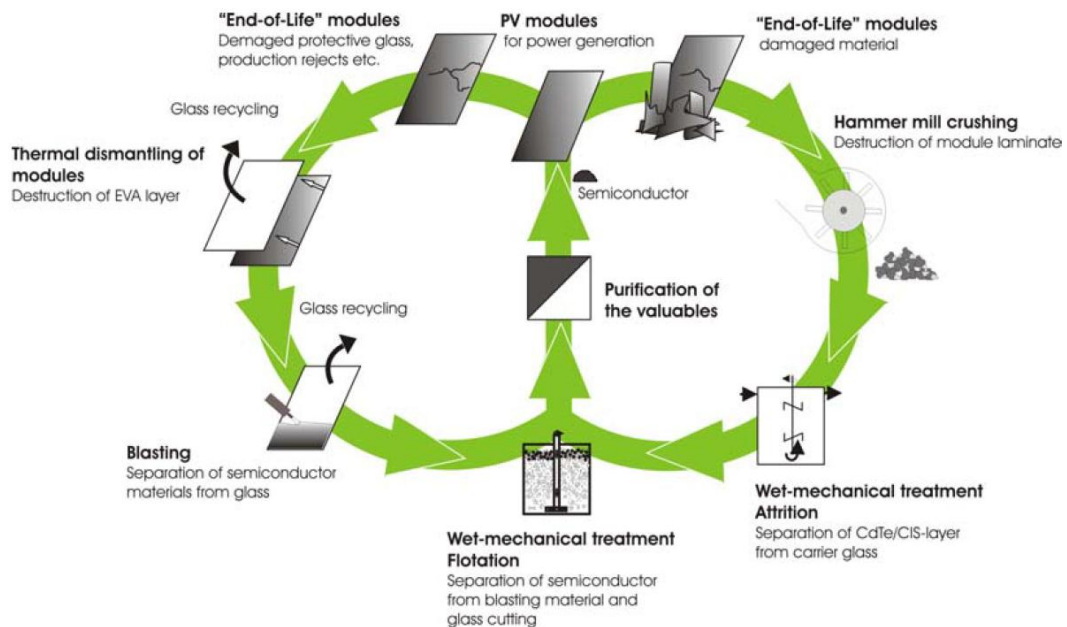


Fig. 6.6 – Strategia di riciclaggio a ciclo chiuso per i moduli a film sottile sviluppata nel progetto RESOLVED – Fonte: RESOLVED, 2008

Seguendo il percorso antiorario, a sinistra, i moduli intatti, così come gli scarti di produzione, sono sottoposti ai seguenti trattamenti:

Trattamento termico (*Thermal Dismantling*): i moduli subiscono un pretrattamento termico per consentirne il disassemblaggio. Alla temperatura di 450 – 500 °C, lo strato di EVA viene distrutto, si ottengono così due lastre di vetro separate; una di esse sarà vetro pulito, l'altra (quella anteriore per i moduli CdTe e quella posteriore per i CIS) avrà il materiale fotoattivo depositato su di essa. Questa fase non si applica ai sub-assemblati, in quanto non hanno subito l'incapsulamento.

Recupero dei materiali di alto valore (*Vacuum Blasting*): la lastra di vetro rivestita dagli strati di materiale semiconduttore viene sottoposta ad un processo di sabbiatura a recupero con getto "in depressione", più delicata sul vetro del classico sistema "a pressione". Con questa tecnica, dei materiali abrasivi rimuovono lo strato di semiconduttore e gli altri strati metallici dalla superficie vetrosa. Il vetro ripulito mediante questo processo, assieme all'altro strato, viene decontaminato ed inviato ai sistemi convenzionali di riciclaggio. Le polveri risultanti dall'abrasione contengono materiale semiconduttore, abrasivo e vetroso e devono essere trattate successivamente attraverso processi meccanici ad umido come la flottazione, al fine di arricchire i materiali di valore (CdTe o CIS) in un preconcentrato.

Il percorso orario, a destra, si adatta sia a moduli danneggiati, sia a moduli intatti. Il trattamento di piccoli pezzi di moduli rotti sarebbe praticamente impossibile utilizzando il ciclo antiorario. Queste le fasi:

Pretrattamento mediante frantumazione (*Crushing*): i moduli vengono frantumati in un mulino a martelli e ridotti in pezzi di piccole dimensioni. Questo porta alla distruzione della struttura del modulo, così che lo strato semiconduttore possa essere rimosso tramite un trattamento meccanico ad umido. Nel materiale frantumato sono presenti frammenti grossolani di EVA e pezzi di vetro di diversa granulometria, i quali hanno la propria superficie ricoperta di materiale semiconduttore.

Recupero dei materiali di alto valore (*Wet-Mechanical Treatment Attrition*): mediante questo trattamento meccanico ad umido, basato sullo sfruttamento di fenomeni di taglio e attrito, si cerca di separare il semiconduttore dal vetro. La separazione, che avviene in un sistema di miscelazione, richiede l'applicazione di energia, la quale genera il flusso del fluido e movimenti tra le particelle (forze di taglio e attrito in gioco). Dopo questo trattamento, i materiali fotoattivi, assieme a particelle molto

fini di vetro, vengono rimossi dal substrato vetroso, così che i pezzi di vetro più grossolani possono essere inviati al riciclaggio. Il vantaggio principale di questa fase è che non necessita di alcuna sostanza chimica, ma solamente di acqua.

Vi sono poi due fasi, comuni ad entrambi i cicli, nelle quali si provvede all'aumento di concentrazione e alla separazione dei materiali.

Arricchimento dei materiali di alto valore mediante flottazione (*Wet-Mechanical Treatment Flotation*): la flottazione è un processo meccanico ad umido che consente la separazione di particelle da una miscela ed è particolarmente impiegato nell'industria mineraria. Consiste nella raccolta di particelle in superficie per mezzo di bolle. La flottazione è stata scelta per separare il materiale semiconduttore dal resto delle particelle ed ottenere un preconcentrato per la purificazione finale. Viene effettuata rendendo la superficie del semiconduttore idrofobica, così che le sue particelle possano essere assorbite dalle bolle che si formano durante il processo e possano risalire verso la superficie della cella di flottazione, dalla quale emergerà una schiuma contenente i prodotti della flottazione; le particelle fini di vetro rimangono invece in acqua e si depositano poi sul fondo. Infine i prodotti della flottazione, contenenti i materiali di maggior valore, vengono rimossi assieme alla schiuma.

Purificazione per via idrometallurgica (*Purification of the valuables*): l'ultima fase prevede la purificazione dei materiali di valore, perché la produzione dei semiconduttori per le applicazioni fotovoltaiche richiede gradi di purezza del materiale del 99,999%. I trattamenti applicati finora non consentono di ottenere materia prima di tale qualità, come neanche le risorse naturali d'altronde, il che significa che i prodotti recuperati devono essere trattati per ottenere materiali puri. Il prodotto della flottazione subisce un processo di *leaching*, caratterizzato dall'impiego di composti acidi, al fine di recuperare i materiali fotoattivi. Si ottiene così una soluzione dalla quale vengono recuperati i materiali desiderati mediante precipitazione, così da poterli reintrodurre, come materia prima seconda, nei normali cicli di produzione.

Il processo è stato poi valutato, mediante uno studio LCA, al fine di verificare i suoi impatti ambientali e confrontarli con quelli di altre soluzioni, quali incenerimento e smaltimento in discarica.

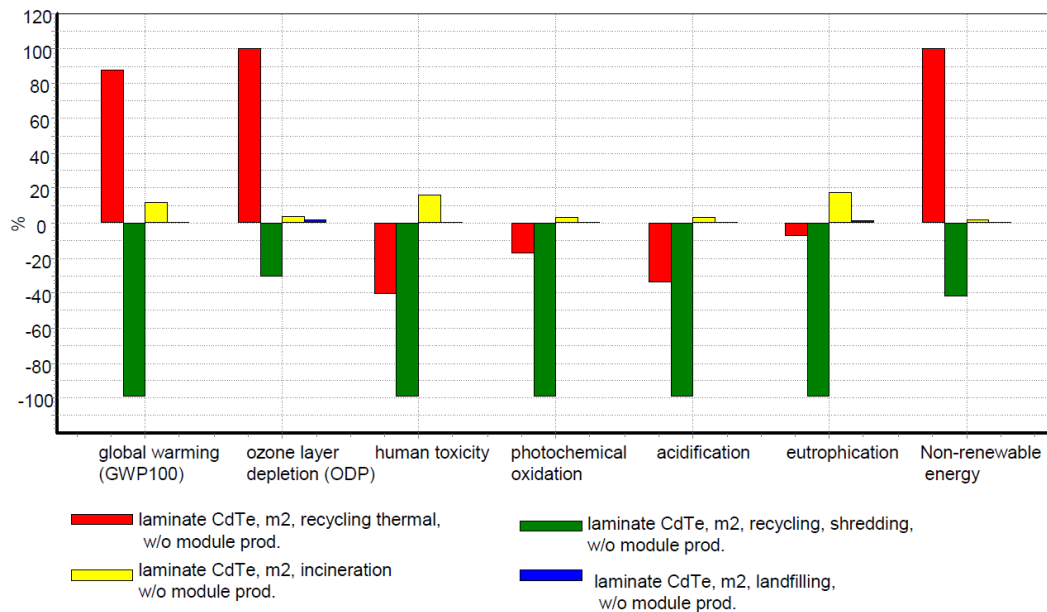


Fig. 6.7 – Risultati dello studio LCA condotto su diverse opzioni di riciclaggio – Fonte: RESOLVED, 2008

Senza considerare la produzione dei moduli, questo studio ha dimostrato, come si può osservare in figura 6.7, che il percorso di riciclaggio basato sulla frantumazione e sul trattamento meccanico ad umido (in verde) risulta vantaggioso in tutte le categorie di impatto considerate. Il processo che prevede il trattamento termico (rosso) risulta invece svantaggioso in determinate categorie come il riscaldamento globale, l'esaurimento dello strato di ozono e il consumo di risorse non rinnovabili, per via dell'elevato consumo energetico che lo caratterizza [RESOLVED, 2008].

6.3 Processo di riciclaggio per moduli CdTe di First Solar

La statunitense First Solar, leader nel campo dei moduli a film sottile in tellururo di cadmio, attaccata apertamente dai concorrenti sui presunti rischi ambientali legati all'uso del CdTe, si è difesa annunciando che si preoccuperà gratuitamente di raccolta e riciclaggio dei pannelli venduti in tutto il mondo, grazie ad un impianto pilota per il recupero di tutte le parti del modulo, in particolare del film di semiconduttore [Palmisano, 2009].

Gli impianti attivati per il riciclaggio sono due, uno negli Stati Uniti e l'altro in Germania (Francoforte sull'Oder), entrambi con una capacità di 10

t/giorno. Applicando il principio della responsabilità estesa del produttore, First Solar ha creato il primo programma prefinanziato di raccolta e riciclaggio dei moduli nel settore fotovoltaico.

Il suo finanziamento avviene mediante l'accantonamento, alla vendita dei moduli, di una determinata somma in base alle stime dei costi di ritiro e riciclaggio da sostenere al termine del ciclo operativo del prodotto. Questi fondi sono versati su un conto di investimento gestito da un'importante società assicuratrice, in modo da garantirne la disponibilità indipendentemente dalla situazione economica di First Solar. Così è possibile, per il possessore dei moduli, richiedere il ritiro e il riciclaggio in qualsiasi momento e gratuitamente, i costi di trasporto e riciclaggio sono infatti coperti dall'azienda [First Solar, 2010].

Il processo, schematizzato in figura 6.8, è composto da una porzione di trattamenti a secco e da una ad umido, che vengono analizzati in dettaglio di seguito.

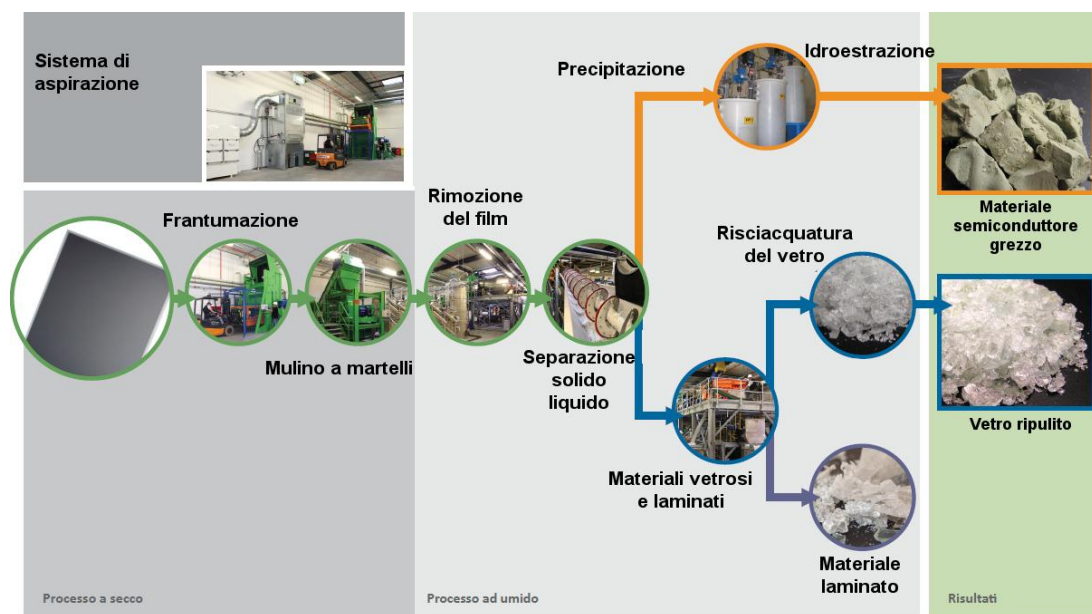


Fig. 6.8 – Schematizzazione del processo di riciclaggio di First Solar per moduli al CdTe – Rielaborazione da First Solar, 2010

Ritiro: Su richiesta del cliente, First Solar fornisce i materiali di imballaggio appropriati ed effettua il ritiro dei moduli da smaltire. Una volta giunti nello stabilimento di riciclaggio, questi vengono posti in tramogge; quindi, mediante l'uso di un carrello elevatore, vengono caricati in una frantumatrice.

Riduzione dimensionale: Inizia così un processo a due passaggi nel quale i moduli vengono frantumati. Nel corso del primo passaggio, la frantumatrice spezza i moduli in grosse parti, nel secondo, un mulino a martelli frantuma le lastre di vetro in schegge di circa 4 - 5 mm; queste dimensioni sono sufficientemente ridotte per garantire la rottura del vincolo creato dalla procedura di laminazione. Durante questi trattamenti a secco è in funzione un sistema di aspirazione utilizzato per limitare la presenza di pulviscolo, la cui percentuale di efficienza è uguale o superiore al 99,95%. Le polveri raccolte tramite filtraggio e i filtri usati vengono smaltiti secondo le modalità adeguate.

Rimozione del film semiconduttore: Si passa dunque al processo ad umido che comincia introducendo i frammenti in un tamburo di acciaio inossidabile a rotazione lenta, in cui viene aggiunto dell'acido e del perossido d'idrogeno per rimuovere i film semiconduttori. La durata di questa fase è di circa 4 – 6 ore, terminata la quale, viene invertita la rotazione del tamburo per svuotarlo del contenuto.

Separazione della parte solida da quella liquida: Il contenuto del tamburo viene versato lentamente in un dispositivo separatore per procedere alla separazione delle parti in vetro dal liquido. I frammenti di vetro vengono trasportati lungo un piano inclinato da una vite rotante, mentre i liquidi rimangono sul fondo del separatore. A questo punto si hanno due flussi, uno per la parte solida ed uno per la parte liquida.

Separazione di vetro e EVA: La parte solida è composta da materiali vetrosi e laminati che vengono separati mediante un vibrovaglio. I frammenti di EVA, essendo di maggiori dimensioni, sono trasportati sulla parte superiore del vaglio dall'azione vibrante e vengono depositati in un altro piccolo convogliatore, dove sono raccolti e smaltiti successivamente. Il vetro, le cui particelle hanno dimensioni inferiori, cadono attraverso le maglie del vaglio e vengono così raccolti sul fondo per poi dirigersi alla fase successiva.

Risciacquatura del vetro: Per rimuovere eventuali residui di film semiconduttore, il vetro viene sottoposto a risciacquatura. Quindi il vetro ripulito viene imballato per essere riciclato. L'acqua di risciacquo viene pompata verso il sistema di precipitazione per il recupero dei metalli.

Precipitazione: I liquidi con elevato contenuto di metallo, proveniente dalla fase di separazione solido/liquido e dalla risciacquatura, vengono

pompato nel dispositivo di precipitazione. I composti metallici vengono sottoposti ad un processo di precipitazione articolato in tre fasi con valori di pH crescenti.

Idroestrazione: I materiali precipitati, che si presentano sotto forma di fanghi, vengono concentrati in una vasca di ispessimento. In questo genere di vasche i solidi vengono fatti depositare sul fondo, mentre l'acqua chiarificata viene pompata via. Il materiale ispessito viene poi pompato verso una filtropressa che consente di estrarne l'acqua in eccesso. Infine, il semiconduttore grezzo che ne risulta, composto prevalentemente da cadmio e tellurio, viene imballato e inviato ad un fornitore esterno per essere raffinato e utilizzato per la produzione di materiale semiconduttore da impiegare nella costruzione di nuovi moduli.

Con questo processo, First Solar afferma di riuscire a recuperare quasi tutte le parti del modulo, con un tasso complessivo di riciclaggio pari al 90%. Il materiale semiconduttore, utilizzabile per la produzione di nuovi moduli, si riesce a recuperarlo fino a circa il 95%, mentre il vetro, utilizzabile per la fabbricazione di nuovi prodotti, ha una percentuale di recupero di circa 90% [First Solar, 2010; Sander *et al.*, 2007].

Si intuisce l'importanza del processo che consente di evitare la dispersione o lo smaltimento in discarica del cadmio e l'estrazione mineraria del tellurio, metallo di per sé raro.

Un'analisi LCA mostra come questo processo, grazie ai crediti ambientali derivanti dal riciclaggio, possa ridurre l'impatto ambientale dell'intero ciclo di vita del moduli al CdTe dal 6% al 10% e garantire un risparmio di circa il 2% sulla domanda di energia primaria [Held, 2009].

I risultati dello studio, mostrati in figura 6.9, sono stati ottenuti con l'ausilio del software Gabi 4 e con metodo di valutazione CML 2001. I dati di partenza sono un mix di dati sperimentali forniti da First Solar e del database Gabi 4.

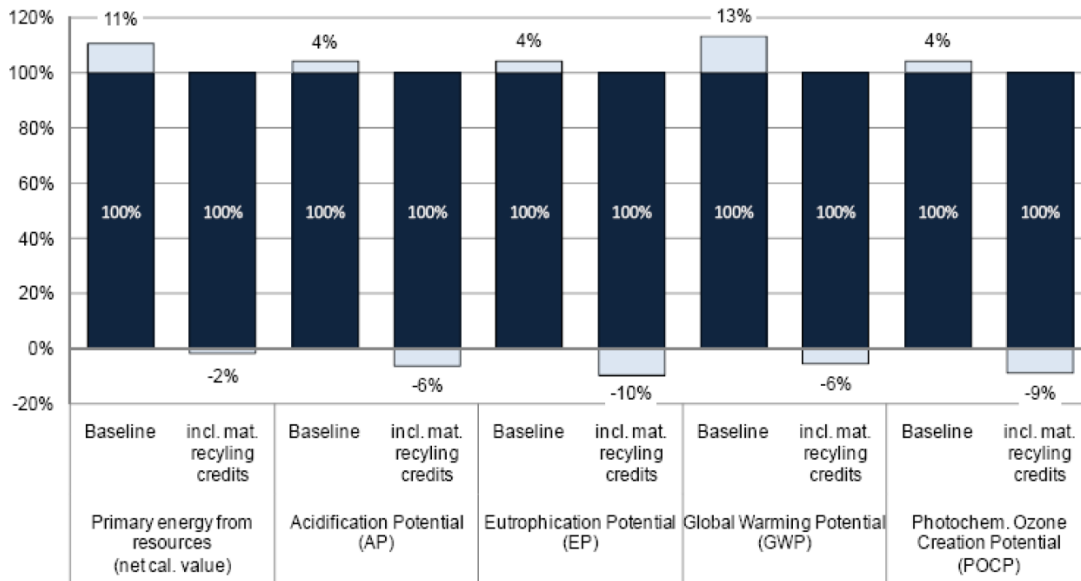


Fig. 6.9 – Studio LCA sul riciclaggio di un modulo al CdTe tramite il processo di First Solar –
Fonte: Held, 2009

Tutti gli impatti relativi alla produzione dei moduli sono stati assunti pari al 100%, trascurando quelli generati durante la vita utile, poiché si è ipotizzata l'assenza di manutenzione. Sommando a questi gli impatti derivanti dalle fasi del processo di riciclaggio (consumo di energia elettrica, rifiuti liquidi da trattare, smaltimento di polveri e filtri) e i crediti ambientali derivanti dal riciclo (recupero energetico delle frazioni di EVA e plastiche varie, riciclo di rame e vetro), si ottengono benefici ambientali in tutte le categorie d'impatto ambientale.

Nello studio non è stato preso in considerazione però il riciclaggio dei materiali semiconduttori a causa della mancanza di dati rappresentativi del loro processo di riciclaggio, in quanto questo non è effettuato da First Solar. È comunque ipotizzabile che il recupero di tali materiali contribuisca anch'esso alla generazione di crediti ambientali, che andrebbero a sommarsi a quelli citati in precedenza, il che renderebbe ancor più vantaggioso il riciclaggio dei moduli al CdTe.

6.4 Design for Disassembly e Recycling

Il *design for disassembly* è una filosofia generale di progettazione che mira a progettare un prodotto in modo da facilitarne il disassemblaggio a fine vita o qualora necessario. È funzionale al *design for recycling*, che

consiste nel progettare un prodotto utilizzando componenti facilmente separabili che possono essere riusati e riciclati.

Questi concetti sembrano essere in conflitto con i requisiti di robustezza richiesti ai moduli FV, perché questi, operando all'esterno, devono essere in grado di resistere agli agenti esterni a cui sono continuamente esposti, per almeno 25 – 30 anni. L'attuale processo standard di fabbricazione dei moduli (laminazione a base di EVA) li rende molto affidabili, ma al contempo difficili da smontare.

Questo si ripercuote in maniera negativa sulle fasi di riciclaggio, si è visto infatti come il trattamento termico, necessario per dissolvere gli strati di EVA e liberare le diverse componenti, sia molto dispendioso dal punto di vista energetico ed economico. Sono state perciò studiate diverse applicazioni di questa filosofia di progetto ai moduli FV.

Un'alternativa alla classica struttura dei moduli cristallini (Vetro – EVA – celle FV – EVA - substrato) è stata proposta qualche tempo fa. Soprannominata struttura a doppio incapsulamento (DEM, *Double Encapsulation Module*), consiste nell'impiego di fogli di materiale trasparente e non adesivo da interporre tra i due strati di EVA e le celle FV [Doi *et al.*, 2003]. In questo modo è possibile recuperare facilmente le celle solari, senza danneggiarle e senza dover ricorrere al trattamento termico, praticando semplicemente dei tagli sulla parte posteriore del modulo.

La classica struttura con film adesivo è rimasta però la soluzione dominante, questo perché nella struttura DEM, il materiale interposto tra EVA e celle è il PET, che però influenza le caratteristiche ottiche dei moduli e di conseguenza anche le loro performance. Sono state ricercate perciò alternative come la struttura DEMOC, che interpone un ulteriore strato, chiamato *optical coupler*, tra la cella e il materiale non adesivo (uno al di sopra e uno al di sotto della cella), in grado di migliorare le caratteristiche ottiche della struttura DEM base. Se però con la DEM si è sperimentato un tasso di recupero di più del 90% di celle intatte, con la DEMOC questa percentuale scende al 50% [Li *et al.*, 2011].

È stata studiata anche l'applicazione di materiali speciali per l'assemblaggio della cornice, come le leghe a memoria di forma, che consentirebbero un più agevole smontaggio del pannello. Potrebbero

essere utilizzate ad esempio delle viti costruite con queste leghe che, se scaldate, recuperano una forma liscia che permette la loro rapida rimozione [Sanchez-Friera *et al.*, 2004].

Abbinando la struttura DEM all'utilizzo di queste leghe, sarebbe possibile, oltre ad un più rapido ed economico smontaggio dei moduli a fine vita, anche la riparazione di pannelli che presentano alcune celle danneggiate, sostituendole facilmente e consentendo al modulo di continuare a funzionare più a lungo.

6.5 Consorzi di recupero

Ovviamente, come per altre tipologie di rifiuti quali imballaggi di vario genere e RAEE, anche per i pannelli fotovoltaici, di recente, sono stati costituiti dei consorzi di filiera.

I consorzi di filiera sono istituiti, in ambito nazionale, al fine di assicurare la responsabilizzazione degli operatori economici, conformemente ai principi di “chi inquina paga” e della responsabilità condivisa, e di realizzare determinati obiettivi di recupero. Vi partecipano i produttori del bene, gli utilizzatori del materiale recuperato e gli eventuali riciclatori. Hanno l'obiettivo di razionalizzare ed organizzare la raccolta, il riciclaggio ed il recupero dei rifiuti, secondo criteri di efficacia, efficienza ed economicità. I mezzi finanziari per il funzionamento dei predetti consorzi sono costituiti dai contributi dei soggetti partecipanti e dalle attività di recupero svolte.

Il consorzio per il recupero e riciclaggio dei pannelli fotovoltaici più conosciuto, essendo anche il primo, è di livello europeo ed è chiamato PV Cycle. Iniziano a crearsi ultimamente, grazie alle recenti normative che si è avuto modo di vedere nel quarto capitolo e all'inizio di questo, anche consorzi a livello nazionale; in Italia ritroviamo i già citati Ecolight e COBAT.

6.5.1 PV Cycle

Con l'intento di rendere veramente “verde” l'energia fotovoltaica e con lo slogan “Energia fotovoltaica = energia doppiamente verde”, l'industria del fotovoltaico ha dato vita al consorzio europeo PV Cycle.

PV Cycle è l'Associazione Europea per il ritiro volontario e il riciclaggio dei moduli fotovoltaici giunti alla fine del proprio ciclo di vita. È stata fondata a Bruxelles nel 2007 dalle principali imprese del settore, supportata anche dall'EPIA e dall'Associazione dell'Industria Solare tedesca (BSW). È diventata operativa dal giugno 2010, anche se nel 2009 ha coordinato le operazioni per il riciclaggio dell'impianto di Chevetogne.

Raccoglie al suo interno produttori ed importatori leader di moduli fotovoltaici e, con i suoi 237 membri²¹, rappresenta più del 90% del mercato FV europeo.

La sua *mission* è di mappare tutti i moduli FV a fine vita in Europa (EU-27 e EFTA – Svizzera, Norvegia, Liechtenstein e Islanda), ovvero quelli scartati dall'utilizzatore finale o danneggiati durante il trasporto o l'installazione, e come obiettivo si propone di organizzarne e stimolarne la raccolta e riciclaggio [PV Cycle, 2011].

Il programma, completamente gratuito per l'utente finale, è finanziato interamente dai contributi versati dai membri dell'associazione attraverso, come già visto nel caso di First Solar, un fondo di riserva che garantisce i mezzi finanziari necessari a coprire i costi futuri di raccolta e riciclaggio anche nel caso in cui un produttore divenga insolvente o cessi di esistere.

Lo schema disegnato da PV Cycle consiste nell'utilizzare dei centri di raccolta sparsi su tutto il territorio europeo²², presso i quali possono essere conferiti i moduli da destinare a riciclaggio. In figura 6.10 è mostrato il funzionamento del meccanismo.

²¹ 210 membri a pieno titolo, 27 membri associati e 20 candidati a gennaio 2012 [PV Cycle, 2012].

²² A gennaio 2012 si contano 206 punti di raccolta certificati, di cui 73 in Germania e 64 in Italia.



Fig. 6.10 – Processo schematico del ritiro dei moduli di PV Cycle – Fonte: Aleo Solar

Per lo smantellamento di piccoli impianti, con un numero di moduli inferiore ai 30 – 40, sul sito web di PV Cycle è possibile cercare il punto di raccolta più vicino presso il quale conferire i pannelli FV; se questo si trova a più di 50 km dal sito ove era ubicato l'impianto, bisognerà concordarne il ritiro. Presso i centri di raccolta, i moduli adeguatamente imballati, saranno caricati in dei container, riempiti i quali saranno trasportati verso le aziende di riciclaggio.

Nel caso l'impianto da smaltire sia composto da più di 30 – 40 moduli, si dovrà concordare il ritiro. Un camion verrà inviato presso il luogo dal quale ritirare i moduli e li trasporterà direttamente verso le aziende di riciclaggio, nelle quali verranno recuperati materiali e componenti utilizzati poi per la produzione di nuovi moduli o di altri prodotti.

Nel caso di impianti di produttori e/o importatori non membri del consorzio, potrebbero essere applicate delle tariffe.

PV Cycle adotta un meccanismo di finanziamento di tipo *pay as you go*, cioè, oltre alla quota di contribuzione annuale per coprire i costi di raccolta e riciclaggio dei moduli immessi sul mercato prima della nascita del consorzio, i produttori aderenti pagano una certa somma in funzione dei moduli immessi sul mercato nell'anno precedente e delle previsioni sui rifiuti di PV Cycle; in questo modo viene messo in pratica il principio di responsabilità estesa del produttore [Clyncke, 2011].

Ad oggi, i risultati ottenuti da PV Cycle sono incoraggianti. Dall'inizio delle operazioni nel giugno 2010, sino a gennaio 2012 i membri sono quasi raddoppiati, passando da 126 agli attuali 237, e in totale sono state

raccolte 2058 tonnellate²³ di moduli fotovoltaici, di cui 552 nel solo primo mese di quest'anno [PV Cycle, 2012].

Data la quantità di pannelli FV raccolti nel solo mese di gennaio, sembra che PV Cycle dovrà rivedere le proprie previsioni di rifiuti nelle quali si stimavano 900 t nell'arco dell'intero 2012. Nonostante ciò, il sistema ha una capacità tale da essere comunque in grado di raccogliere e destinare a riciclaggio quantitativi anche superiori.

Inoltre, è da tener conto che nelle oltre 2000 tonnellate non sono tenute in considerazione le quantità raccolte da sistemi individuali, come ad esempio quello della First Solar, comunque membra di PV Cycle, che ad Ottobre 2011 aveva collezionato 1900 t di moduli al CdTe.

Per realizzare questa iniziativa è ovvio che, oltre ai flussi fisici, ci sia bisogno di gestire flussi informativi che consentano la tracciabilità dei moduli installati. Le operazioni ad essi relativi riguardano soprattutto la raccolta e registrazione di informazioni relative alle quantità di moduli FV immessi sul mercato dai produttori aderenti e alle quantità trattate e riciclate.

La recente approvazione in Parlamento europeo della revisione alla direttiva RAEE, nella quale sono stati esplicitamente introdotti i prodotti fotovoltaici, preoccupa in un certo modo PV Cycle. Il settore fotovoltaico può attualmente fare affidamento sull'esperienza guadagnata in questi anni dal sistema di raccolta e riciclaggio del consorzio, ma sarà di cruciale importanza evitare un'eccessiva varietà di misure d'implementazione della direttiva a livello nazionale, che potrebbe mettere a rischio i risultati ottenuti sinora.

PV Cycle invita i legislatori a sfruttare la possibilità prevista nella direttiva di impostare un obiettivo di raccolta su misura per i pannelli FV. Ciò incoraggerebbe la raccolta separata di questo prodotto, la cui composizione e tecniche di riciclaggio differiscono dalle altre apparecchiature elettriche ed elettroniche.

²³ Di queste 2058 tonnellate, 985 sono state raccolte in Germania, 371 in Italia, 308 in Spagna ed il resto nelle altre Nazioni europee.

6.5.2 I consorzi di recupero nazionali

PV Cycle è un grande consorzio che agisce a livello europeo, ma non l'unico. Per quanto detto poco sopra, relativamente alla revisione della direttiva RAEE, e grazie alle legislazioni a livello locale, come il già citato DM del 5 maggio 2011, iniziano a nascere i primi consorzi nazionali per la raccolta e il riciclaggio dei pannelli FV.

Due esempi possono essere menzionati proprio in Italia, si tratta di due consorzi di recupero, già impegnati nel settore dei RAEE, che hanno ampliato il proprio campo d'azione includendo il fotovoltaico: Ecolight e COBAT.

Sono entrambi ancora in fase di avvio, perciò non si hanno ancora dati a riguardo; le informazioni disponibili, ricavate da materiali informativi reperibili e tramite contatto diretto con Ecolight, sono riportate di seguito.

Dall'accordo tra COBAT e Comitato IFI (che riunisce l'80% delle industrie fotovoltaiche italiane) è nato il progetto SunMeet, che mira a realizzare sul suolo italiano un processo di raccolta e smaltimento dei moduli fotovoltaici giunti a fine vita. I produttori associati, distributori e importatori operanti sul territorio, potranno garantire ai propri clienti il ritiro ed il successivo riciclo dei moduli FV esausti, in modo da poter rilasciare agli stessi i requisiti certificativi necessari per beneficiare delle tariffe incentivanti.

Il progetto ha preso il via quest'anno e, per i produttori iscritti, COBAT provvederà allo smaltimento, al momento solamente sotto l'aspetto contrattuale. Quando si inizieranno ad avere i primi volumi di pannelli, provvederà a creare un percorso di raccolta, smantellamento e riciclo. Inoltre, il sistema di gestione dei pannelli fotovoltaici esausti sarà reso possibile grazie ad una mappatura geo-referenziata di tutti gli impianti installati a livello nazionale e l'implementazione di un sistema di tracciabilità dei moduli a fine vita, istituendo una banca dati centralizzata che sarà accessibile per la consultazione anche alle autorità competenti.

Inizialmente i moduli saranno processati in comuni impianti di trattamento RAEE, con il riciclo in Italia di tutte le componenti metalliche e del vetro, mentre le celle fotovoltaiche verranno inviate all'estero per lo smaltimento. Saranno però analizzate le tecnologie di trattamento e

riciclo per moduli fotovoltaici a fine vita esistenti sul mercato e verrà realizzato uno studio di fattibilità per un impianto pilota in Italia.

Sulla stessa linea si sta muovendo Ecolight, uno dei maggiori consorzi per la gestione dei RAEE, delle pile e degli accumulatori, che, in collaborazione con il Centro Servizi RAEE, ha dato il via alla sperimentazione di un sistema di raccolta e riciclaggio dei pannelli fotovoltaici a fine vita che avverrà interamente sul territorio italiano. Inizialmente però, come per l'altro consorzio visto, lo smantellamento dei moduli avverrà presso impianti RAEE già esistenti, anche se vi è ancora incertezza se questi rientreranno nel raggruppamento R3 o R4²⁴. Bisognerà attendere quindi la codifica CER di tali apparecchi per avere una maggior chiarezza sul loro destino.

Dalle stime del consorzio Ecolight, in Italia ci sono già più 50000 pannelli solari esausti che giacciono nei magazzini delle aziende, per questo è stato deciso di dar vita a questo sistema integrato per la raccolta e lo smaltimento dei pannelli solari, che garantisce il ritiro a domicilio dei moduli, rotti o non funzionanti, su tutto il territorio nazionale e il loro corretto trattamento con il recupero delle materie prime seconde e lo smaltimento delle sostanze non riutilizzabili.

Come evidenziato nei capitoli precedenti, la varietà dei processi di produzione da parte dei diversi produttori complica le fasi di riciclaggio, non avendo i moduli una composizione comune. Il consorzio Ecolight, avvalendosi dei riciclatori partner, ha effettuato un'analisi dei rifiuti relativa a 100 pannelli di produttori diversi (con pesi che vanno dai 7 kg ai 25 kg, peso medio 11 – 14 kg), il cui risultato è riassunto in tabella 6.2.

Materiale	Presenza %
Vetro	73,6
Alluminio	13,8
Adesivo – Tedlar – EVA	8
Celle solari	3,1
Cavi	1
Scatola di giunzione	0,4
Ferro	0,1

Tab. 6.2 – Composizione media di un modulo FV datato 20 anni, oggi al fine vita. – Fonte: Ecolight

²⁴ R3: TV e Monitor – rifiuti pericolosi classificati con codice CER 200135

R4: Elettronica di consumo, dispositivi medici, distributori automatici e grandi elettrodomestici non rientranti in altre categorie – rifiuti non pericolosi classificati con codice CER 200136.

Ad oggi, data la ridotta quantità di moduli FV a fine vita in Europa e nel mondo, e a maggior ragione in Italia, non vi è ancora una convenienza economica nel riciclare quel 3% di celle solari. L'attenzione è maggiormente rivolta sul riciclaggio del vetro e dell'alluminio, per raggiungere la quota dell'80% di recupero prevista dal testo della revisione della direttiva RAEE. Non è comunque semplice nemmeno il riciclaggio del vetro. La varietà dei tipi utilizzati (borosilicato, *float*, temperato e di altre tipologie) richiederebbe una loro separazione a monte, con conseguente pulitura, che renderebbe il processo non economicamente conveniente rispetto alla produzione di vetro nuovo. Viene riciclato quindi come materiale di qualità inferiore, da inglobare in altri prodotti, come le ceramiche. Le materie plastiche vengono invece smaltite, ad esempio destinandole a recupero energetico.

Al momento le celle FV vengono accantonate in attesa di sviluppi futuri, che potrebbero consistere sia nel miglioramento dei processi di riciclaggio, sia nell'aumento delle quantità da smaltire, tali da renderne conveniente il recupero.

Consorzi simili non stanno nascendo solo in Italia, in Francia ad esempio è stata costituita CERES²⁵, un'associazione no-profit per la creazione di un programma di raccolta e riciclo volontario. A differenza di PV Cycle, quest'associazione non utilizza un modello finanziario di tipo *pay-as-you-go*, oltre alla quota di iscrizione non richiede alle aziende di coprire le spese di riciclaggio, ma sono i partner riciclatori ad aver acconsentito di coprire finanziariamente la maggior parte dei costi.

Il problema del fine vita dei moduli fotovoltaici inizia quindi ad essere maggiormente sentito e diversi attori stanno organizzando, chi in un modo, chi in un altro, sistemi di raccolta e riciclaggio di alto valore, capaci di ricavare materie prime seconde che possono essere reimmesse in un ciclo produttivo, che sia nuovamente quello fotovoltaico o di altra specie.

²⁵ CERES: Centre européen pour le recyclage de l'énergie solaire – Centro europeo per il riciclaggio dell'energia solare.

6.6 Analisi di costi e ricavi di un sistema di raccolta e riciclaggio

Si è visto come dal punto di vista ambientale vi sia convenienza nell'attuare processi di riciclaggio: minori emissioni di CO₂, evitare l'esaurimento di risorse scarse, riduzione del potenziale di acidificazione, ecc. Vi è però una convenienza economica nel mettere in pratica tali processi?

Si è provato a stimare i ricavi ottenibili con il riciclaggio di alcuni materiali derivanti dai moduli fotovoltaici al silicio cristallino e amorfo.

Partendo dai dati sulla composizione di un modulo FV in c-Si da 215 W_p e di uno in a-Si da 60 W_p, visti nelle tabelle 2.1 e 2.2 [Sander *et al.*, 2007] e quali metalli rari e preziosi contengono [ADEME, 2010], si è proceduto con la ricerca della loro quotazione attuale²⁶. Incrociando i prezzi di mercato ritrovati con le relative quantità di materiale recuperabile, si è cercato di fornire una stima dei ricavi ottenibili. Bisogna inoltre tener presente che il prezzo dei metalli potrebbe seguire un trend di crescita direttamente proporzionale all'aumentare della diffusione di pannelli FV (e altri prodotti) che li contengono; i ricavi potrebbero quindi aumentare nel tempo.

Si mostrano in tabella 6.3 i prezzi attuali di alluminio, vetro e metalli rari e preziosi.

Materiale	Prezzo al kg	Tipi di pannelli FV in cui è presente
Alluminio (Al)	1,67 €	c-Si, a-Si, CIS, CIGS, nuove tecnologie
Vetro	0,05 €	c-Si, a-Si, CIS, CIGS, nuove tecnologie
Argento (Ag)	647 €	c-Si
Indio (In)	435 €	a-Si, CIS, CIGS
Gallio (Ga)	378 €	CIGS, nuove tecnologie
Germanio (Ge)	870 €	a-Si, nuove tecnologie

Tab. 6.3 – Prezzi di alcuni materiali recuperabili e di valore che compongono un modulo fotovoltaico

²⁶ Prezzi di fine febbraio, inizio marzo 2012 da www.metalprices.com - www.recycleinme.com - www.metal-pages.com

Si considerano le percentuali di recupero del 95% per il vetro, del 100% per l'alluminio e cautelativamente del 30% per i metalli rari, trascurando volutamente il recupero della componente in silicio.

Materiale	Prezzo al kg	% di recupero	Modulo c-Si		Modulo a-Si	
			Kg/Wp recuperati	Prezzo per Wp	Kg/Wp recuperati	Prezzo per Wp
Vetro	0,05 €	95 %	0,0734	0,0037 €	0,2371	0,0119 €
Alluminio	1,67 €	100 %	0,0107	0,0179 €	0,0001	0,0002 €
Metalli rari	650 € ²⁷	30 %	0,0003	0,1941 €	0,0009	0,585 €
Totale				0,2157 €		0,5971 €
Per singolo modulo				46,38 €		35,83 €
Per tonnellata²⁸				2086 €		2058 €

Tab. 6.4 – Ricavi ottenibili con il recupero di vetro, alluminio e metalli rari dai moduli c-Si e a-Si.

I ricavi ottenuti per tonnellata di moduli FV riciclati sono nettamente superiori ai costi di raccolta e trattamento, che si aggirerebbero sui 210 – 290 €/t²⁹, anche senza considerare il recupero della parte in silicio.

La strada del riciclaggio sarebbe dunque percorribile sia dal punto di vista ambientale, sia da quello economico; se si riuscissero a mettere in atto processi in grado di recuperare anche più del 30% dei metalli preziosi presenti, il mercato del riciclo dei pannelli potrebbe diventare davvero attrattivo.

²⁷ Per i moduli c-Si sarebbe da considerare 647 € per la presenza di argento e per i moduli a-Si 653 € per la presenza di indio e germanio.

²⁸ Si considera che un modulo c-Si abbia un peso di 103,4 kg/kWp e un modulo a-Si da 60 Wp pesi 17,4 kg

²⁹ Costi logistici di 150 €/t per entrambe le tipologie [BIO Intelligence Service, 2011] e di trattamento di 140 €/t per i moduli c-Si e 60 €/t per quelli a-Si [Sander *et al.*, 2007].

Capitolo 7

Conclusioni e prospettive future

Si è visto nei primi capitoli come sia possibile trasformare l'energia solare in energia elettrica e come in questi ultimi anni il mercato fotovoltaico abbia sperimentato una fortissima crescita, soprattutto in Europa, incentivata soprattutto dalle agevolazioni nazionali.

Secondo le previsioni dell'EPIA, il mercato fotovoltaico continuerà a crescere con questi ritmi elevati, anche se ciò sarà fortemente influenzato dai meccanismi incentivanti di ogni singolo Stato, almeno fino al raggiungimento della *grid-parity*. Questa fonte energetica potrà fornire un grande contributo al raggiungimento dell'obiettivo Comunitario del 20% di energia da fonti rinnovabili, che dovrà essere realizzato entro il 2020.

Si è analizzata la composizione delle principali tecnologie FV presenti oggi sul mercato e si è visto come il processo di estrazione e trasformazione dei materiali e assemblaggio in pannelli richieda il consumo di un notevole quantitativo di energia primaria che, seppur inferiore alla produzione di energia mediante tradizionali fonti fossili e al quantitativo di energia che il modulo riesce a fornire durante il suo periodo di funzionamento, è comunque più elevato di quello di altre fonti rinnovabili come l'eolico.

Per ridurre la cosiddetta impronta ecologica della tecnologia fotovoltaica, oltre a concentrarsi sullo studio di nuove tecniche produttive che consentano la riduzione dei consumi energetici in fase di produzione, è necessario focalizzarsi sul recupero e riciclo delle componenti dei moduli giunti a fine vita. È possibile così ridurre la richiesta energetica, ad esempio, del processo di produzione dei wafer in silicio, recuperando il semiconduttore dai moduli esausti, evitando così la fase energivora di purificazione del materiale. Non solo, per i moduli a film sottile, la maggior preoccupazione sta nell'utilizzo di metalli rari, il cui prezzo è destinato a salire nel tempo con l'aumentare della richiesta e l'esaurimento delle riserve. Attuando processi di riciclaggio di alto valore

e riutilizzando questi metalli, come indio e tellurio, si può ridurre il consumo energetico dovuto al loro processo di estrazione ed evitare il depauperamento delle riserve, rispettando i principi dello sviluppo sostenibile, garantendo quindi alle generazioni future la disponibilità di risorse.

Il ciclo di vita dei pannelli FV è abbastanza lungo, si parla di 25 – 30 anni, e al giorno d'oggi iniziano ad accumularsi le prime quantità di rifiuti da smaltire, che non sono comunque notevoli. PV Cycle, in 2 anni, ha raccolto circa 2000 tonnellate e altrettante sono state quelle raccolte da First Solar; ovviamente le aziende debbono pur avere un tornaconto economico e, secondo quanto stimato da Wambach della Sunicon, il riciclaggio dei pannelli fotovoltaici diventerà economicamente attrattivo al superamento di una soglia di 40000 t/anno di rifiuti [BIO Intelligence Service, 2011].

Le stime di PV Cycle prevedono che al 2020 si avranno ancora bassi volumi di rifiuti, non si arriverà alle 2000 t in quell'anno. Molto probabilmente queste stime sono da rivedere, dato il risultato di gennaio nel quale sono state raccolte già 552 t. I quantitativi restano comunque tuttora bassi, il boom dei rifiuti è previsto nel 2035 (traslando in avanti di 25 anni il picco di installazioni di 2010 e 2011), anno in cui ci si dovrà preoccupare di smaltire qualcosa come 1,7 milioni di tonnellate di pannelli³⁰.

Per evitare di essere sommersi da questa tipologia di rifiuti nelle discariche, con possibili lisciviazioni di materiali tossici come piombo e cadmio, ed il mancato sfruttamento del loro alto contenuto energetico, è opportuno muoversi nella direzione del riciclaggio come già si sta facendo. Riciclaggio che però deve essere di alto valore, cioè con il recupero e riuso di silicio, rame, piombo, cadmio, tellurio, indio e altri metalli preziosi, oltre ai semplici vetro e alluminio del cosiddetto riciclaggio di basso valore, anche perché quest'ultimo, oltre a non essere la scelta migliore dal punto di vista ambientale, non lo è nemmeno dal punto di vista economico. I ricavi ottenibili con il solo riciclo di vetro e alluminio, non riuscirebbero nemmeno a coprire i costi di logistica e trattamento, al contrario dei ricavi derivanti da pratiche di riciclaggio di alto valore, di gran lunga superiori (si pensi ad esempio al recupero di

³⁰ 1,4 mln di t derivanti da pannelli al c-Si, 0,3 mln di t da CdTe, 35000 t da a-Si e 17000 t da CIGS [BIO Intelligence Service, 2011].

argento). Inoltre, come si è visto, i rendimenti dei processi di riciclaggio di alto valore finora implementati sono molto alti, si riescono a recuperare infatti il 90 – 95% dei materiali che compongono i moduli fotovoltaici, mentre la restante parte viene destinata al recupero energetico e allo smaltimento in discarica.

La revisione della direttiva RAEE, che prevede l'inserimento esplicito nello scopo anche dei pannelli fotovoltaici, può essere di incentivo a questo meccanismo di riciclaggio, a patto che, come richiesto da PV Cycle, venga inserito un obiettivo di raccolta, riuso e riciclaggio specifico per questi prodotti, che differiscono da altri tipi di apparecchiature elettriche ed elettroniche.

7.1 Sviluppi futuri

Oltre a muoversi sulla strada del riciclaggio, con lo studio e l'ottimizzazione nel tempo di diversi processi, come si è visto per quelli di Deutsche Solar e First Solar, l'industria solare sta svolgendo attività di ricerca su quella che viene definita come la terza generazione di fotovoltaico.

Infatti, oltre a ridurre l'impatto ambientale dei moduli mediante il riuso di materie prime seconde e l'ottimizzazione dei processi di riciclaggio, si studiano nuove tecnologie che abbiano già in partenza un'impronta ecologica ridotta, limitando ad esempio l'uso di materie plastiche.

Riducendo, o addirittura evitando, l'utilizzo di polimeri nella composizione dei moduli, si riduce anche la dipendenza del fotovoltaico da fonti fossili, diminuendo così le relative emissioni di CO₂. Ricordiamo infatti che le plastiche non sono altro che derivati del petrolio.

Tra le varie tecnologie che sono in corso di studio e sperimentazione, si può citare il progetto di BioSolar Inc. di sostituire il substrato e lo strato di copertura anteriore, sia di moduli al silicio, sia a film sottile, con materiali bio, ovviamente con le stesse caratteristiche di resistenza, durezza e trasparenza. Questi bio-strati, secondo BioSolar, potrebbero ridurre i costi del 50% rispetto ai materiali tradizionali, oltre ad essere più ecologici riducendo la dipendenza dal petrolio.

Si può citare anche la tecnologia DSSC (*Dye Sensitized Solar Cell*) di aziende come SolarPrint e DyeSol, che simula artificialmente il principio della fotosintesi. Questo tipo di celle utilizza materiali non tossici e abbondantemente disponibili, come TiO_2 e pigmenti organici, presentano processi produttivi semplici (può essere realizzata anche manualmente in laboratorio) che utilizzano meno energia. Non sono influenzate dall'angolo di incidenza dei raggi solari e riescono a catturare anche la luce diffusa, il che le rende adatte anche al funzionamento da interno. La possibilità di costruire moduli trasparenti con capacità di assorbimento della luce da entrambe le facce, li rende estremamente versatili e con un diverso numero di applicazioni. Attualmente sono in corso studi, come quello del gruppo ERG, per sfruttare la tecnologia DSSC nel fotovoltaico integrato nelle nuove costruzioni.

Altre ricerche si muovono nella direzione dell'uso di materiali fotoattivi meno costosi, come materiali nanostrutturati, che consentano tecniche di lavorazione a basso costo, molto simili ai processi di stampa, e l'uso di diversi materiali come substrato. Uno dei risultati di una collaborazione tra il MIT e l'ENI è stato la realizzazione di una cella solare su carta, come se fosse un documento stampato; una soluzione a basso costo per applicazioni in cui, ovviamente, la durata non è necessariamente l'aspetto chiave. Questo tipo di celle hanno però al momento una ridotta efficienza (1%) e sono ancora lontane da una possibile commercializzazione, ma si sta lavorando per l'ottimizzazione delle loro prestazioni [ENI, 2010].

Si deduce come il settore fotovoltaico stia lavorando alacremente, sia dal punto di vista dello sviluppo e dell'ottimizzazione dei processi di riciclaggio, sia nel perfezionamento delle attuali tecniche produttive, sia nella ricerca di nuove tecnologie, mirando sì a una riduzione dei costi, ma soprattutto a una diminuzione dell'impatto ambientale.

Il tutto può essere sintetizzato con il motto di PV Cycle, che recita: "rendere il settore fotovoltaico doppiamente verde".

Bibliografia

- [ADEME, 2007] Monier V., Escalon V., Cassowitz L., Massari F., Deprouw A., "Etude du potentiel de recyclage de certains métaux rares. Partie 2", ADEME, 2010, <http://www2.ademe.fr/servlet/getDoc?cid=96&m=3&id=73279&p1=00&p2=05&ref=17597>, 5 marzo 2012.
- [Alsema e de Wild-Scholten, 2005] Alsema E. A., de Wild-Scholten M. J., "The Real Environmental Impacts of Crystalline Silicon PV Modules: an Analysis Based on Up-to-date Manufacturers Data", in: *20th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Barcelona, Spain, 2005, <http://www.projects.science.uu.nl/nws/publica/Publicaties2005/E2005-32.pdf>, 22 febbraio 2012.
- [Alsema e de Wild-Scholten, 2007] Alsema E. A., de Wild-Scholten M. J., "Reduction of the Environmental Impacts in Crystalline Silicon Module Manufacturing", in: *22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Milan, Italy, 2007, <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2007/m07027.pdf>, 22 febbraio 2012.
- [Alsema *et al.*, 1998] Alsema E. A., Frankl P., Kato K., "Energy Pay-Back Time of Photovoltaic Energy Systems: Present Status and Prospects", in: *2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion*, Vienna, Austria, 1998, <http://www.projects.science.uu.nl/nws/publica/Publicaties1998/98053.pdf>, 22 febbraio 2012.
- [Alsema *et al.*, 2006] Alsema E. A., de Wild-Scholten M. J., Fthenakis V. M., "Environmental Impacts of PV Electricity Generation – a Critical Comparison of Energy Supply Options", in: *21st European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Dresden, Germany, 2006, <http://nws.chem.uu.nl/publica/publicaties2006/E2006-114.pdf>, 22 febbraio 2012.
- [Alsema, 1996] Alsema E. A., "Environmental Aspects of Solar Cell Modules. Summary Report", 1996, <http://nws.chem.uu.nl/publica/Publicaties1996/96074.pdf>, 22 febbraio 2012.
- [Berger *et al.*, 2010] Berger W., Simon F., Weimann K., Alsema E. A., "A Novel Approach for the Recycling of Thin Film Photovoltaic Modules", *Resource Conservation and Recycling*, 54(10), 2010, pp. 711-718.
- [BINE, 2010] BINE Information Service, "Recycling Photovoltaic Modules", in: *projektinfo*, 2, 2010, http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Englische_Infos/projekt_0210_engl_internetx.pdf, 22 febbraio 2012.

[BIO Intelligence Service, 2011] BIO Intelligence Service, “Study on Photovoltaic Panels Supplementing the Impact Assessment for a Recast of the WEEE Directive. Final Report”, 2011,
<http://ec.europa.eu/environment/waste/weee/pdf/Study%20on%20PVs%20Bio%20final.pdf>, 22 febbraio 2012.

[Blakers e Weber, 2000] Blakers A., Weber K., “The Energy Intensity of Photovoltaic Systems”, Center for Sustainable Energy Systems, Engineering Department, Australian National University, Canberra, 2000,
<http://www.ecotopia.com/apollo2/pvepbtoz.htm>, 22 febbraio 2012.

[Bombach *et al.*, 2005] Bombach E., Müller A., Wambach K., Röver I., “Recycling of Solar Cells and Modules Recent Improvements”, in: *20th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Barcelona, Spain, 2005.

[Bosio *et al.*, 2011] Bosio A., Menossi D., Mazzamuto S., Romeo N., “Manufacturing of CdTe Thin Film Photovoltaic Modules”, *Thin Solid Films*, 519(21), 2011, pp. 7522-7525.

[Caffarelli e De Simone, 2010] Caffarelli A., De Simone G., *Principi di progettazione dei sistemi solari fotovoltaici*, Santarcangelo di Romagna, Maggioli Editore, 2010.

[Clyncke, 2011] Clyncke J., “Recupero e recycling degli impianti fotovoltaici: il modello di PV Cycle”, in: *Convegno internazionale. Fine vita, dismissione e recycling degli impianti fotovoltaici*, Verona, Italia, 2011,
<http://www.solarexpo.com/SE/EN/conferenze/2011/atti/6/Clyncke.pdf>, 22 febbraio 2012.

[Conergy Academy, 2010] De Boni M., De Carlo V., “Guida al modulo fotovoltaico: come riconoscere e scegliere la qualità”, Supplemento a: *Contatto elettrico*, (193), 2010,
http://www.conergy.it/PortalData/1/Resources//italy/pdf/services/Guida_al_modulo_fotovoltaico_def_apr10.pdf, 22 febbraio 2012.

[de Wild-Scholten *et al.*, 2005] de Wild-Scholten M. J., Wambach K., Alsema E. A., Jäger-Waldau A., “Implications of European Environmental Legislation for Photovoltaic Systems”, in: *20th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Barcelona, Spain, 2005, <http://nws.chem.uu.nl/publica/Publicaties2005/E-2005-80.pdf>, 22 febbraio 2012.

[Dewulf e Van Langenhove, 2006] Dewulf J., Van Langenhove H., *Renewable-Based Technology: Sustainability Assessment*, London, John Wiley & Sons, 2006.

[Doi *et al.*, 2003] Doi T., Tsuda I., Sakuta K., Matsui G., “Development of a Recyclable PV-Module: Trial Manufacturing and Evaluation”, in: *Proceedings of the 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, Osaka, Japan, 2003, pp. 1952-1955.

[EPIA, 2009] EPIA, "Set for 2020. Solar Photovoltaic Electricity: A mainstream power source in Europe by 2020. Executive Summary", 2009, <http://thephoenixsun.com/wp-content/uploads/2009/12/SET-executive-summary.pdf>, 22 febbraio 2012.

[EPIA, 2010] EPIA, "Global Market Outlook for Photovoltaics Until 2014", 2010, [http://www.epia.org/fileadmin/EPIA_docs/public/Global Market Outlook for Photovoltaics_until_2014.pdf](http://www.epia.org/fileadmin/EPIA_docs/public/Global_Market_Outlook_for_Photovoltaics_until_2014.pdf), 22 febbraio 2012.

[EPIA, 2011] EPIA, "Global Market Outlook for Photovoltaics Until 2015", 2011, <http://www.epia.org/publications/photovoltaic-publications-global-market-outlook.html>, 22 febbraio 2012.

[EPIA, 2012] EPIA, "Market Report 2011", 2012, <http://www.epia.org/publications/photovoltaic-publications-global-market-outlook.html>, 22 febbraio 2012.

[Falcone *et al.*, 2010] Falcone M., Farinelli U., Zorzoli G. B., *Elettricità dal sole*, Santarcangelo di Romagna, Maggiolini Editore, 2010.

[Fthenakis e Kim 2011] Fthenakis V. M., Kim H. C., "Photovoltaics: Life-cycle analyses", *Solar Energy*, 85(8), 2011, pp. 1609-1628.

[Fthenakis e Kim, 2005] Fthenakis V. M., Kim H. C., "Life Cycle Energy Use and Greenhouse Gas Emissions Embedded in Electricity Generated by Thin Film CdTe Photovoltaics", in: *Proc. MRS Fall 2005 Meeting*, Boston, 2005.

[Fthenakis e Zweibel, 2003] Fthenakis V. M., Zweibel K., "CdTe PV: Real and Perceived EHS Risks", in: *National Center for Photovoltaics and Solar Program Review Meeting*, Denver, Colorado, 2003, <http://www.nrel.gov/docs/fy03osti/33561.pdf>, 22 febbraio 2012.

[Fthenakis *et al.*, 2008] Fthenakis V. M., Kim H. C., Alsema E. A., "Emissions from Photovoltaic Life Cycles", *Environmental Science & Technology*, 42(6), 2008, pp. 2168-2174.

[Fthenakis *et al.*, 2009] Fthenakis V. M., Kim H. C., Held M., Raugei M., Krones J., "Update of PV Energy Payback Times and Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions", in: *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Hamburg, Germany, 2009, <http://elnostrefutureenergetic.cat/tutenslaparaula/images/pdf/ScientificPaperonPV.pdf>, 22 febbraio 2012.

[Fthenakis, 2002] Fthenakis V. M., "Could CdTe PV Modules Pollute the Environment?", National Photovoltaic Environmental Health and Safety Assistance Center, Brookhaven National Laboratory, Upton, NY, 2002, https://www.bnl.gov/pv/files/pdf/art_164.pdf, 22 febbraio 2012.

[FV Fotovoltaici, 2007] *FV Fotovoltaici*, 3, 2007, pp. 80-83.

- [Giliberto, 2011] Giliberto J., “Evitare il caos energia”, *Elementi*, 24, 2011, pp. 8-9, http://www.gse.it/it/comunicazione/GSE_Documenti/elementi_24.pdf, 22 febbraio 2012.
- [Green *et al.*, 2011] Green M. A., Emery K., Hishikawa Y., Warta W., “Solar Cell Efficiency Tablets (version 38)”, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 19(5), 2011, pp. 565-572.
- [Held, 2009] Held M., “Life Cycle Assessment of CdTe Module Recycling”, in: *Proceedings of the 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Hamburg, Germany, 2009, pp. 2370-2375.
- [Jungbluth *et al.*, 2008] Jungbluth N., Tuchschnid M., de Wild-Scholten M. J., “Life Cycle Assessment of Photovoltaics: Update of Ecoinvent data v2.0”, 2008, <http://esu-services.ch/fileadmin/download/jungbluth-2008-LCA-PV-web.pdf>, 23 febbraio 2012.
- [Laleman *et al.*, 2011] Laleman R., Albrecht J., Dewulf J., “Life Cycle Analysis to Estimate the Environmental Impact of Residential Photovoltaic Systems in Regions with a Low Solar Irradiation”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(1), 2011, pp. 267-281.
- [Li *et al.*, 2011] Li H., Luo Y., Ballif C., Perret-Aebi L., “Re-Use of c-Si Solar Cells from Failed PV Modules”, in: *Proceedings of the 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Hamburg, Germany, 2011, pp. 3815-3817.
- [Mazzarri, 2011] Mazzarri L., *Design per l'energia. Strumenti e linguaggi per una produzione diffusa*, Firenze, Alinea editrice, 2011.
- [Müller *et al.*, 2005] Müller A., Wambach K., Alsema E. A., “Life Cycle Analysis of a Solar Module Recycling Process”, in: *20th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Barcelona, Spain, 2005.
- [Müller *et al.*, 2008] Müller A., Schlenker S., Wambach K., “Recycling of Silicon, Environmental Footprints and Economics”, in: *23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Valencia, Spain, 2008.
- [NGI, 2010] Okkenhaug G., “Environmental risks regarding the use and end-of-life disposal of CdTe PV modules”, Norwegian Geotechnical Institute, 2011, <http://www.dtsc.ca.gov/LawsRegsPolicies/upload/Norwegian-Geotechnical-Institute-Study.pdf>, 23 febbraio 2012.
- [Öko-Institut, 2009] Buchert M., Schüler D., Bleher D., “Critical Metals for Future Sustainable Technologies and their Recycling Potential”, Öko-Institut, 2009, <http://oeko.de/oekodoc/1070/2009-129-en.pdf>, 23 febbraio 2012.
- [Ökopol, 2004] Ökopol, Institute for Energetics, “Material-Related Requirements on Photovoltaic Products and their Disposal”, Environmental Research Plan, FKZ 202 33 304, Federal Environment Agency, 2004.

- [Pagliaro *et al.*, 2009] Pagliaro M., Palmisano G., Ciriminna R., *Il nuovo fotovoltaico*, Palermo, Dario Flaccovio Editore, 2009.
- [Palmisano *et al.*, 2009] Palmisano G., Augugliaro V., Ciriminna R., Loddo V., Pagliaro M., “Telloruro di Cadmio: Eldorado del fotovoltaico o insidia ambientale?”, *Ilsoleatrecentosessantagradi*, 7, 2009, pp. 18-19, http://www.gpalmisano.altervista.org/ilsolea360gradi_0708.pdf, 23 febbraio 2012.
- [Palmisano, 2009] Palmisano G., “Fotovoltaico sostenibile: il riciclo dei pannelli”, *Ilsoleatrecentosessantagradi*, 6, 2009, p. 10, http://www.gpalmisano.altervista.org/ilsolea360gradi_06.pdf, 23 febbraio 2012.
- [PV Cycle, 2011] PV Cycle, “European Association for the Recovery of Photovoltaic Modules. Annual Report 2010”, 2011, http://www.pvcycle.org/wp-content/uploads/Annual-report-FINAL_01.pdf, 23 febbraio 2012.
- [PV Cycle, 2012] PV Cycle, “Operational Status January 2012”, 2012, <http://www.pvcycle.org/wp-content/uploads/Operational-Status-Jan-20121.pdf>, 23 febbraio 2012.
- [Raugei *et al.*, 2007] Raugei M., Bargigli S., Ulgiati S., “Life Cycle Assessment and Energy Pay-Back Time of Advanced Photovoltaic Modules: CdTe and CIS compared to poly-Si”, *Energy*, 32(8), 2007, pp. 1310-1318.
- [Raugei *et al.*, 2011] Raugei M., Isasa M., Fullana Palmer P., “Potential Cd Emissions from end-of-life CdTe PV”, *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 17(2), 2011, pp. 192-198.
- [RESOLVED, 2008] Federal Institute for Materials Research and Testing, “Recovery of Solar Valuable Materials, Enrichment and Decontamination. Thin Film PV Recycling”, 2008, http://www.resolved.bam.de/pdf-veroeffentlichungen/08-01_layman_report_en_resolved.pdf, 23 febbraio 2012.
- [Romeo] Romeo N., “Tecnologie di Seconda Generazione: CdTe e CIS/CIGS”, Università degli Studi di Parma, [s.d.], <http://www-3.unipv.it/leos/slides/lecture/Romeo.pdf>, 23 febbraio 2012.
- [Salerno e Sillani, 2007] Salerno P., Sillani A., *Il fotovoltaico: aspetti operativi – incentivi economici – vantaggi ambientali*, Roma, Buffetti Editore, 2007.
- [Sanchez-Friera *et al.*, 2004] Sánchez-Friera P., Galán J. E., Guardie D., Manjón D., “Application of Intelligent Materials to the Design of Solar Modules for their Active Disassembly and the Recycling and Reuse of their Components”, in: *19th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Paris, France, 2004.

[Sander *et al.*, 2007] Sander K., Schilling S., Reinschmidt J., Wambach K., Schlenker S., Müller A., Springer J., Fouquet D., Jelitte A., Stryi-Hipp G., Chrometzka T., “Study on the Development of a Take-Back and Recovery System for Photovoltaic Products”, 2007,

http://www.pvcycle.org/fileadmin/pvcycle_docs/documents/publications/Report_PVCycle_Download_En.pdf, 21 dicembre 2011.

[Schlenker *et al.*, 2006] Schlenker S., Wambach K., Müller A., Klenk M., Wallar S., Kopecek R., Wefringhaus E., “The Second Life of a 300 kW PV Generator Manufactured with Recycled Wafers from the Oldest Germany PV Power Plant”, in: 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, Dresden, Germany, 2006, <http://staff.aist.go.jp/k.otani/oitda/2477.pdf>, 23 febbraio 2012.

[SCHOTT, 2011] SCHOTT Solar, “More than 20 percent efficiency: SCHOTT Solar sets new record for monocrystalline screen-printed solar cells”, 2011, <http://www.schottsolar.com/global/news/top-news/article/more-than-20-percent/>, 23 febbraio 2012.

[SENSE, 2008] “Sustainability Evaluation of Solar Energy Systems. LCA Analysis”, University of Stuttgart, 2008, http://www.sense-eu.net/fileadmin/user_upload/intern/documents/Results_and_Downloads/SENSE_LCA_results.pdf, 23 febbraio 2012.

[SVTC, 2009] Silicon Valley Toxics Coalition, “Toward a Just and Sustainable Solar Energy Industry”, 2009, http://svtc.org/wp-content/uploads/Silicon_Valley_Toxics_Coalition_-_Toward_a_Just_and_Sust.pdf, 23 febbraio 2012.

[Tiezzi e Marchettini, 1999] Tiezzi E., Marchettini N., *Che cos'è lo sviluppo sostenibile? Le basi scientifiche della sostenibilità e i guasti del pensiero unico*, Roma, Donzelli Editore, 1999.

[Tiwari e Dubey, 2010] Tiwari G. N., Dubey S., *Fundamentals of Photovoltaic Modules and their Applications*, Cambridge, Royal Society of Chemistry, 2010.

[U.S. Geological Survey, 2008] U.S. Department of the Interior, U.S. Geological Survey, “Mineral Commodity Summaries 2008”, 2008, <http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/mcs/2008/mcs2008.pdf>, 23 febbraio 2012.

[U.S. Geological Survey, 2010] U.S. Department of the Interior, U.S. Geological Survey, “Mineral Commodity Summaries 2010”, 2010, <http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/mcs/2010/mcs2010.pdf>, 23 febbraio 2012.

[U.S. Geological Survey, 2011] U.S. Department of the Interior, U.S. Geological Survey, “Mineral Commodity Summaries 2011”, 2011, <http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/mcs/2011/mcs2011.pdf>, 23 febbraio 2012.

[UN, 1992] United Nations, "Report of the United Nations Conference on Environment and Development", Rio de Janeiro, Brasil, 1992, <http://www.un.org/documents/ga/conf151/aconf15126-1annex1.htm>, 23 febbraio 2012.

[Vincenzi, 2010] Vincenzi D., "Energie rinnovabili, sostenibilità e sviluppo", Università di Ferrara, 2010, http://www.fe.infn.it/venerdi/VENERDIHOME_file/pdf10/Vincenzi.pdf, 23 febbraio 2012.

[Wambach *et al.*, 2009] Wambach K., Schlenker S., Müller A., Konrad B., "A Voluntary Take Back Scheme and Industrial Recycling of Photovoltaic Modules", in: *IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Philadelphia, USA, 2009, http://www.bnl.gov/pv/files/PRS_Agenda/3_4_PV-Module-RecyclingWambach.pdf, 23 febbraio 2012.

[Wambach, 2010] Wambach K., "Recycling of PV Modules", in: *1st International Conference on Module Recycling*, Berlin, 2010.

[WCED, 1987] United Nations, "Report of the World Commission on Environment and Development", 1987, <http://www.un.org/documents/ga/res/42/ares42-187.htm>, 23 febbraio 2012.

[Zweibel e Fthenakis] Zweibel K., Fthenakis V. M., "Cadmium Facts and Handy Comparisons", National Renewable Energy Laboratory, Brookhaven National Laboratory, [s.d.], http://www.solar-sse.com/Articles/cdte_factsheet.pdf, 23 febbraio 2012.

Riferimenti normativi

- CEI EN 50380, Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici
- Decisione 2000/532/CE, Catalogo CER.
- Decreto Legislativo 151/2005, Attuazione delle direttive 2002/95/CE, 2002/96/CE e 2003/108/CE, relative alla riduzione dell'uso di sostanze pericolose nelle apparecchiature elettriche ed elettroniche, nonché allo smaltimento dei rifiuti.
- Decreto Legislativo 28/2011, Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE. (11G0067) (GU n.71 del 28-3-2011 - Suppl. Ordinario n. 81).
- Decreto Ministeriale 5 maggio 2011, Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici (11A06083), Quarto Conto Energia.
- Direttiva 2002/95/CE sulla restrizione dell'uso di determinate sostanze pericolose nelle apparecchiature elettriche ed elettroniche (RoHS).
- Direttiva 2002/96/CE sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE).
- Direttiva 2006/66/CE relativa a pile e accumulatori e ai rifiuti di pile e accumulatori
- Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.
- Direttiva 2011/65/CE sulla restrizione dell'uso di determinate sostanze pericolose nelle apparecchiature elettriche ed elettroniche (rifusione) (RoHS).
- ISO 14040:2006, Environmental management – Life cycle assessment – Principles and framework.
- ISO 14041:1998, Environmental management – Life cycle assessment – Goal and scope definition and inventory analysis.
- ISO 14042:2000, Environmental management – Life cycle assessment – Life cycle impact assessment.
- ISO 14043:2000, Environmental management – Life cycle assessment – Life cycle interpretation.
- ISO 14044:2006, Environmental management – Life cycle assessment – Requirements and guidelines.
- Legge 129/10 del 13 agosto 2010, Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi. (10G0161) (GU n. 192 del 18-8-2010).

- Raccomandazione per la seconda lettura relativa alla posizione del Consiglio in prima lettura in vista dell'adozione della direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE) (Rifusione).
- Versione consolidata del Trattato sul Funzionamento dell'Unione europea.

Risorse Web

1. [Aenergica] Il Glossario Fotovoltaico <http://www.aenergica.it/glossario-fotovoltaico.html?start=2>, 22 febbraio 2012.
2. [Aleo Solar] [s.n.], “Impegno al ritiro dei moduli fotovoltaici”, [s.d.], http://www.aleo-solar.it/images/documents/PV_Cycle_IT_0611.pdf, 22 febbraio 2012.
3. [Ecolight] Ecolight, “Sistema integrato di raccolta e recupero dei pannelli solari”, [s.d.], http://www.ecolight.it/attachp/brochure_pannelli.pdf, 22 febbraio 2012.
4. [ENI, 2010] ENI, “Risultati più rilevanti ottenuti dal MIT nell’ambito del Solar Frontiers Program 2008-2009”, 2010, http://www.eni.com/it_IT/attachments/media/comunicati-stampa/2010/05/Miit-Eni-Risultati-ita.pdf, 22 febbraio 2012.
5. [First Solar, 2010] First Solar, “Programma di ritiro e riciclaggio dei moduli First Solar”, 2010, http://www.firstsolar.com/~media/WWW/Files/Downloads/PDF/Document-Library/Sustainable-Development/Flyer_CollectionRecyclingProgram.ashx?la=it-IT&fstk=/DocLibrary/Download/Flyer_CollectionRecyclingProgram_IT.pdf, 22 febbraio 2012.
6. [Green World Investor, 2011] Green World Investor, “Efficiency of Solar Cells made of Silicon (Monocrystalline, Multicrystalline), Thin Film (CIGS, CIS, aSi, CdTe, CZTS), Multijunction”, 2011, <http://www.greenworldinvestor.com/2011/04/17/efficiency-of-solar-cells-made-of-siliconmonocrystallinemulticrystalline-thin-film-cigscisasicdtecztsmultijunction/>, 23 febbraio 2012.
7. [OPTICS, 2011] Optics, “Q-Cells pushes polysilicon cell efficiency to 19.5%”, 2011, <http://optics.org/news/2/6/3>, 23 febbraio 2012.
8. [Solarbuzz] Module Pricing. Retail Price Summary – February 2012 Update, <http://www.solarbuzz.com/facts-and-figures/retail-price-environment/module-prices>, 23 febbraio 2012.
9. [The Economist, 2011] [s.n.], “Solar Power: a Painful Eclipse”, *The Economist*, 15th Oct 2011, <http://www.economist.com/node/21532279>, 22 febbraio 2012.
10. BioSolar Inc., <http://www.biosolar.com>
11. Deutsche Solar AG, <http://www.deutschesolar.de>
12. DyeSol, <http://www.dyesol.com>
13. Enersit S.r.l., <http://www.enersit.it/tecnologia-faq.html>

14. EPIA, European Photovoltaic Industry Association, <http://www.epia.org/>
15. ERG Renew, <http://www.ergrenew.it>
16. First Solar Inc., <http://www.firstsolar.com>
17. GSE, Gestore dei Servizi Energetici, "Il contatore fotovoltaico del GSE", <http://www.gse.it/Pagine/Il-contatore-fotovoltaico.aspx>, 21 dicembre 2011.
18. GSE, Gestore dei Servizi Energetici, <http://www.gse.it/it/Pages/default.aspx>
19. Metal Pages, <http://www.metal-pages.com/>, 5 marzo 2012.
20. Metal Prices, <http://www.metalprices.com/>, 5 marzo 2012.
21. Recycle In Me, <http://www.recycleinme.com/>, 5 marzo 2012.
22. SolarPrint, <http://www.solarprint.ie>
23. SolarWorld AG, <http://www.solarworld.de>
24. Sunicon GmbH, <http://www.sunicon.de>
25. University of New South Wales, Sydney
http://www.pv.unsw.edu.au/images/future-students/solar-cell_p-n.jpg, 21 dicembre 2011.