

**ALMA MATER STUDIORUM - UNIVERSITÀ DI BOLOGNA**

---

**FACOLTA' DI INGEGNERIA**

**CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA GESTIONALE**

**LAUREA SPECIALISTICA**

*DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA CIVILE, AMBIENTALE E DEI MATERIALI*

**TESI DI LAUREA**

in

Valorizzazione delle risorse primarie e secondarie

**VALUTAZIONI AMBIENTALI DEL CICLO DI VITA DI UN IMPIANTO  
FOTOVOLTAICO**

CANDIDATO  
Valentina Mazzarini

RELATORE:  
Chiar.mo Prof.  
Alessandra Bonoli  
CORRELATORE/CORRELATORI  
Paolo Neri  
Cristina Mora

Anno Accademico 2009/2010

Sessione III

*Ai miei genitori, Daniele e Jacopo*

*“O rondinella nata in oltremare!  
Quando vanno le rondini e qui resta  
il nido solo, oh, che dolente andare!  
Non c'è più cibo qui per loro, e mesta  
la terra, e freddo è il cielo, tra l'affanno  
dei venti, e lo scrosciar della tempesta.  
Non c'è più cibo. Vanno: Torneranno?  
Lascian la lor casa senza porta;  
tornano tutte al rifiorir dell'anno...”*

*Giovanni Pascoli*

## Ringraziamenti

*Giunta al termine della mia carriera universitaria molte sono le persone da ringraziare.*

*Desidero ringraziare la Professoressa Alessandra Bonoli, mia relatrice, e la Professoressa Cristina Mora, mia correlatrice, per la loro disponibilità e il loro aiuto per la stesura di questa tesi.*

*Un particolare ringraziamento è rivolto all'Ing. Paolo Neri che con cordialità e simpatia mi ha accolto presso l'ENEA di Bologna. Oltre a trasmettermi la sua passione per lo strumento LCA, mi ha spronato ad analizzare con forte spirito critico ogni parte di questo lavoro, e ad approfondire lo studio senza mai trascurare i particolari.*

*Intendo poi ringraziare LCA – lab di Bologna, tutto lo staff di ricerca e sviluppo per avermi supportato durante il periodo di stage.*

*Ringrazio mio fratello sempre disponibile a risolvere i miei dubbi e Jacopo per avermi “sopportato e supportato” durante i momenti più critici del mio percorso universitario.*

*Ai miei genitori, che mi hanno sempre incoraggiata a credere in me stessa, e mi hanno permesso di fare tutte le esperienze nonostante gli elevati “costi” nostalgici e non, grazie di tutto.*

*Intendo infine ringraziare mia Nonna, e mia zia Paola che con semplici gesti mi hanno dato la spinta necessaria per superare ostacoli apparentemente insormontabili. Grazie.*

# INDICE

<b>ABSTRACT</b>	<b>VIII</b>
<b>INTRODUZIONE</b>	<b>IX</b>
<b>1 IL FOTOVOLTAICO</b>	<b>1</b>
1.1 L'effetto fotovoltaico	1
1.2 Vantaggi e svantaggi del fotovoltaico	2
1.3 Classificazione degli impianti fotovoltaici	3
1.4 I componenti di un impianto fotovoltaico	5
1.4.1 La cella fotovoltaica in silicio	5
1.4.2 I moduli fotovoltaici in Silicio	6
1.4.3 L'inverter	9
1.4.4 La struttura di sostegno	10
1.5 Tecnologie fotovoltaiche disponibili sul mercato	10
<b>2 IL FOTOVOLTAICO DAL MONDO ALL'ITALIA</b>	<b>14</b>
2.1 La situazione mondiale delle fonti rinnovabili	14
2.2 Il mercato fotovoltaico	15
2.2.1 Unione Europea: situazione generale e caratteristiche del mercato	15
2.3 Il mercato fotovoltaico italiano	18
2.4 Il Conto Energia	21
2.4.1 La disciplina dello scambio sul posto (TISP)	22
2.4.2 I beneficiari degli impianti solari fotovoltaici	23
2.4.3 I beneficiari di impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative	24
2.4.4 I beneficiari di impianti a concentrazione	25
2.4.5 Impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica	27
2.4.6 Procedura di accesso	27
2.4.7 Premi	27
2.4.7.1 Premio per soggetti con profilo di scambio prevedibile	29
2.4.7.2 Agevolazioni per gli enti pubblici	30
2.5 Incentivazione con il Conto Energia nel 2009	30
<b>3 PROGETTAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO</b>	<b>32</b>
3.1 Dimensionamento di un impianto grid-connected	32
3.2 La radiazione solare	34
3.3 Le diverse perdite cui è sottoposto un impianto fotovoltaico	36
3.3.1 Le perdite per temperatura	36
3.3.2 Le perdite per riflessione	37
3.3.3 Le perdite per livello di irraggiamento	37

3.3.4	Le perdite per sporcamento	37
3.3.5	Le perdite per mismatching	37
3.3.6	Le perdite ohmiche	38
3.3.7	Le perdite nel sistema di conversione	38
3.3.8	Le perdite ottiche	38
3.3.9	Perdite per ombreggiamenti locali e clinometrici	39
<b>3.4</b>	<b>Posizionamento e disposizione dei moduli fotovoltaici</b>	<b>39</b>
<b>3.5</b>	<b>Progettazione dell'impianto fotovoltaico per l'impresa</b>	<b>41</b>
3.5.1	Calcolo del fabbisogno energetico	41
3.5.2	Valutazione dell'irraggiamento	48
3.5.3	Dimensionamento impianto	52
3.5.4	Verifica accoppiamento stringa-inverter	57
<b>4</b>	<b>ANALISI DEL CICLO DI VITA: LA METODOLOGIA LCA</b>	<b>61</b>
<b>4.1</b>	<b>Introduzione</b>	<b>61</b>
<b>4.2</b>	<b>Definizioni</b>	<b>63</b>
4.2.1	Le diverse tipologie di LCA	64
<b>4.3</b>	<b>Le fasi dell' LCA</b>	<b>66</b>
4.3.1	I fase : Definizione degli obiettivi e del campo di applicazione	67
4.3.2	II fase: Analisi di Inventario (LCI)	69
4.3.3	III fase: Valutazione degli impatti (LCIA)	70
4.3.4	IV fase: Interpretazione dei risultati	73
<b>4.4</b>	<b>I metodi di valutazione</b>	<b>73</b>
4.4.1	Eco-Indicator 99	73
4.4.2	IMPACT 2002+	75
4.4.3	Il Metodo EPS 2000	77
4.4.4	Il metodo EDIP 2003	79
4.4.5	IPCC 100a 2007	80
4.4.6	La scelta di un metodo	81
<b>4.5</b>	<b>Il software SimaPro</b>	<b>81</b>
<b>5</b>	<b>IL CICLO DI VITA DI UN MODULO FOTOVOLTAICO IN POLI-SILICIO</b>	<b>84</b>
<b>5.1</b>	<b>Le fasi del ciclo di vita</b>	<b>84</b>
<b>5.2</b>	<b>La fase di produzione</b>	<b>84</b>
5.2.1	La produzione del silicio metallurgico	85
5.2.2	Il silicio metallurgico purificato	85
5.2.2.1	Il processo Siemens Modificato	86
5.2.3	La produzione del wafer di silicio	86
5.2.4	Il processo di sviluppo della cella e del modulo fotovoltaico	87
<b>5.3</b>	<b>La vita utile</b>	<b>88</b>
<b>5.4</b>	<b>“End of Life”: la fase finale del ciclo di vita</b>	<b>88</b>
5.4.1	L'importanza del riciclo	89
5.4.1.1	Il processo di riciclaggio di Deutsche Solar	90
<b>6</b>	<b>ANALISI DEL CICLO DI VITA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO DI JESI</b>	<b>95</b>
<b>6.1</b>	<b>Obiettivo dello studio</b>	<b>95</b>

6.1.1	La funzione del sistema	95
6.1.1.1	L'Unità Funzionale	95
6.1.2	Il sistema studiato	96
6.1.2.1	Confini del sistema	96
6.1.3	Qualità dei dati	96
6.1.4	Modifiche ai metodi di valutazione	96
<b>6.2</b>	<b>Inventario</b>	<b>96</b>
6.2.1	I materiali per la produzione di energia	96
6.2.1.1	Impianto	97
6.2.1.1.1	Supporto di alluminio	97
6.2.1.1.2	Impianto elettrico	98
6.2.1.1.3	Inverter	99
6.2.1.1.4	Pannello fotovoltaico	100
6.2.1.1.5	Cella fotovoltaica in Silicio multicristallino	101
6.2.1.1.6	Wafer in Silicio multi cristallino	103
6.2.1.1.7	Silicio multi cristallino	104
6.2.2	L'energia prodotta dall'impianto	105
6.2.2.1	Il processo 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I	105
<b>6.3</b>	<b>Analisi dei risultati</b>	<b>106</b>
6.3.1	Il processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH	106
6.3.2	Metodo Eco-indicator 99	107
6.3.3	IMPACT 2002	117
6.3.4	EPS 2000	129
6.3.5	EDIP 2003	136
<b>6.4</b>	<b>IPCC GWP 100a</b>	<b>147</b>
<b>6.5</b>	<b>Conclusioni</b>	<b>148</b>
<b>7</b>	<b>ANALISI DI SENSIBILITÀ</b>	<b>149</b>
<b>7.1</b>	<b>Il riciclo dei moduli FV: confronto tra le diverse ipotesi</b>	<b>149</b>
7.1.1	Ipotesi 1	149
7.1.1.1	Il processo di riciclo di DS applicato al nostro caso	152
7.1.1.1.1	Il trattamento termico	152
7.1.1.1.2	Il trattamento chimico	153
7.1.1.2	Il processo dell'ipotesi 1	155
7.1.2	Ipotesi 2: estensione dei confini del sistema alla produzione dei materiali secondari	160
7.1.2.1	Il processo dell'ipotesi 2	162
7.1.3	Ipotesi 3 : uso del coprodotto	168
7.1.3.1	Il processo dell'ipotesi 3	169
7.1.4	Ipotesi 4	174
7.1.4.1	Il processo dell'ipotesi 4	175
7.1.5	Confronto tra le quattro ipotesi di riciclo del pannello FV Multi-Si	178
<b>7.2</b>	<b>LCA “cradle to cradle” e “cradle to grave” dell'impianto fotovoltaico</b>	<b>180</b>
7.2.1	LCA “ <i>cradle to cradle</i> ” con l'ipotesi 1	180
7.2.2	LCA “ <i>cradle to cradle</i> ” con l'ipotesi 2	181
7.2.3	LCA “ <i>cradle to grave</i> ” con ipotesi 3	182
7.2.4	LCA “ <i>cradle to grave</i> ” con ipotesi 4	183
7.2.5	Conclusioni derivanti dagli LCA “ <i>cradle to grave</i> ” e “ <i>cradle to cradle</i> ”	184
<b>7.3</b>	<b>Confronto tra le diverse fonti energetiche rinnovabili e non</b>	<b>184</b>
<b>7.4</b>	<b>Confronto tra le tecnologie FV: multi-Si, mono-Si e CdTe</b>	<b>188</b>
<b>7.5</b>	<b>Confronto tra l'isolante e l'energia da FV corrispondente alla riduzione del fabbisogno dovuta allo stesso</b>	<b>190</b>

<b>8</b>	<b>VALUTAZIONE DELL'INVESTIMENTO: ANALISI DEI COSTI INTERNI ED ESTERNI, E ENERGY PAYBACK TIME</b>	<b>192</b>
8.1	La valutazione dell'investimento	192
8.2	Il ciclo economico finanziario dell'investimento	192
8.3	I metodi di valutazione degli investimenti	193
8.3.1	Il metodo del valore attuale netto VAN	193
8.3.2	Il metodo del periodo di recupero monetario (o PBT Pay Back Time)	194
8.4	Analisi dei costi interni dell'investimento FV	195
8.4.1	Calcolo dei costi ( $C_n$ )	195
8.4.2	Calcolo dei ricavi ( $R_n$ )	196
8.4.3	Calcolo dei flussi di cassa cumulati ( $F_{c_n}$ )	197
8.4.4	Calcolo dei flussi di cassa attualizzati ( $F_{a_n}$ )	197
8.4.5	Calcolo dei flussi di cassa attualizzati cumulati ( $F_{ca_n}$ o VAN)	197
8.4.6	Calcolo del tempo di recupero monetario (o PBT Pay Back Time)	200
8.5	Ripartizione percentuale dei diversi costi interni	202
8.6	Il calcolo dei costi esterni con Eco-indicator 99	203
8.7	Confronto tra i costi esterni ed interni	206
8.8	Calcolo dell'Energy Payback Time	209
<b>9</b>	<b>FOGLIO DI CALCOLO PER IL DANNO DEL PANNELLO FV MULTI-SI</b>	<b>210</b>
9.1	Presentazione del foglio di calcolo	210
9.2	Applicazione del foglio di calcolo	212
<b>10</b>	<b>CONCLUSIONI</b>	<b>218</b>
	<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>220</b>
	<b>APPENDICE</b>	
	Modifiche a Eco-Indicator 99	1
	Modifiche a EPS 2000	3
	Modifiche a EDIP 2003	7
	Modifiche a Impact 2002+	9

## **Abstract**

Climate change, mainly caused by the greenhouse effect, is the main element that promotes the use of clean energy. This phenomenon is the starting point of the international regulatory framework that leads to the reduction of greenhouse gas emissions by increasing renewable energy sources, such as the famous European legislation known as 20-20-20. By 2020, in fact, the member countries must achieve the following objectives: 20% reduction in greenhouse gas emissions (compared to 1990 base year), increasing energy efficiency by 20% and reach 20% of energy from alternatives and renewable sources. In this sense individual governments through incentives have prompted the solar industry, wind and other renewable energy sources that shows a remarkable growth despite the years of crisis.

In this regard the study of this thesis will encourage the use of photovoltaic and evaluate through LCA environmental impacts related to it. To perform the analysis that characterize the study the software SimaPro (version 7.1.5) has been used, we analyzed the type LCA cradle to gate, cradle to grave and cradle to cradle, to assess the environmental impact caused by a photovoltaic power plant in Jesi.

Then I compared the different PV technologies in the market, the electricity produced from renewable sources or not, and in the end hypothesized a new method for calculating the incentives of the Energy Account.

## Introduzione

Il cambiamento climatico, provocato principalmente dall'effetto serra, rappresenta un fondamentale elemento per promuovere l'utilizzo di energie "pulite". Tale fenomeno è il punto di partenza del quadro normativo internazionale che spinge verso la riduzione delle emissioni di gas serra con l'aumento delle energie rinnovabili, come la famosa normativa europea nota come 20-20-20. Entro il 2020, infatti, i Paesi membri dovranno raggiungere i seguenti obiettivi: riduzione del 20% dei gas serra (rispetto al 1990 anno di riferimento), aumento dell'efficienza energetica del 20% e raggiungimento della quota del 20% di energia da parte di fonti alternative e rinnovabili. In tal senso i singoli governi tramite gli incentivi hanno spinto l'industria del fotovoltaico, dell'eolico e delle altre fonti rinnovabili che registrano una crescita notevole nonostante gli anni di crisi.

Malgrado i buoni propositi dello Stato Italiano il sistema di incentivi "troppo generoso" ha prodotto meccanismi di speculazione, che gravano sulle bollette dei cittadini italiani; basti pensare che ad ogni famiglia italiana il fotovoltaico costerà in bolletta 1,70 euro al mese a partire dal 2011, secondo i dati forniti al Senato.

A seguito di tali incongruenze il governo sta mettendo appunto un nuovo sistema di incentivazione con norme e controlli ben precisi che scoraggino comportamenti opportunistici e speculativi.

Ovviamente la proposta di decreto che riorganizza il sistema degli incentivi delle fonti rinnovabili non dovrà bloccare il loro sviluppo in Italia, ma dovrà determinare delle tariffe tenendo conto della riduzione dei costi delle tecnologie, degli incentivi applicati negli Stati membri dell'Unione Europea e della differenziazione delle quote sulla base dell'area di installazione.

Le fonti rinnovabili potrebbero soddisfare la richiesta globale di energia entro il 2030 e sostituire completamente le fonti energetiche fossili nei successivi 20 anni a costi paragonabili ai combustibili fino ad ora utilizzati (petrolio e carbone), questo è ciò che è emerso dallo studio condotto da Jacobson (Università di Stanford) e Mark Delucchi (Università della California).

Secondo le stime dei due ricercatori, per produrre l'84 % dell'energia mondiale sono necessarie 4 milioni di pale eoliche da 5 megawatt e 90 mila centrali solari da 300 megawatt (sia fotovoltaiche che a concentrazione). Il restante 16 % dell'energia dovrebbe essere prodotta da sistemi geotermici (energia proveniente dal terreno), fonti idroelettriche e da tetti fotovoltaici (1,7 miliardi di pannelli solari fotovoltaici da 3 chilowatt). Quindi secondo questa prospettiva non sarebbero necessarie centrali nucleari e a biomasse.

Con questa analisi i due ricercatori hanno dimostrato che il vento, il sole e l'acqua presenti sul pianeta sono sufficienti a soddisfare la domanda di energia. Il problema principale, secondo gli autori, resta la volontà politica.

A tal proposito lo studio di questa tesi vuole promuovere l'utilizzo del fotovoltaico e valutare tramite la metodologia LCA gli impatti ambientali ad esso correlati. Per effettuare le analisi che caratterizzano lo studio si è utilizzato il software SimaPro (versione 7.1.5), creato dalla Prè (Product Ecology Consultants). E' un prodotto informatico contenente al suo interno diversi database con le differenti categorie necessarie alla descrizione di un ciclo di vita; si trovano, infatti, dettagliatamente classificati e descritti all'interno di ciascuna banca dati: materiali, processi, energia e sistemi di trasporto, metodi di smaltimento e trattamento dei rifiuti.

SimaPro 7.1.5 è un software d'indagine iterativo, aperto e flessibile. Tale flessibilità è stata sfruttata anche in questo studio, introducendo materiali, processi e trattamenti di fine vita, necessari laddove i dati forniti dal software risultavano carenti o insoddisfacenti allo scopo.

Nel primo e nel secondo capitolo verranno presentati l'effetto fotovoltaico, i componenti che costituiscono un impianto, la diffusione del fotovoltaico nel mondo, nella Comunità Europea e in Italia, ed infine verrà mostrato il Conto Energia relativo agli incentivi presenti nel nostro Paese.

Nel terzo capitolo verranno proposte le linee guida per effettuare uno studio di fattibilità tecnico per la realizzazione di un impianto fotovoltaico, seguito dal dimensionamento per una piccola impresa di Jesi.

Nel quarto capitolo verrà descritta la LCA (Life Cycle Assessment), le metodologie utilizzate durante lo studio ed il software impiegato per l'elaborazione delle analisi.

Nel capitolo successivo verrà esposto il ciclo di vita un modulo fotovoltaico costituito dalle seguenti fasi: produzione, uso e fine vita. Per quanto concerne l'end of life dei moduli fotovoltaici si è posta particolare attenzione sul riciclo dei pannelli e si è analizzato il processo sperimentale di Deutch Solar.

Nel sesto capitolo verrà analizzata la fase di produzione dell'impianto fotovoltaico di Jesi, andando a considerare l'energia prodotta durante l'intera vita utile di circa 30 anni. L'analisi svolta con SimaPro sarà effettuata con le seguenti metodologie: EcoIndicator99, IMPACT 2002, EPS 2000, EDIP 2003 e IPCC.

Nel capitolo successivo verrà svolta l'analisi di sensibilità: in primo luogo saranno proposte quattro alternative di riciclo dei moduli attraverso la valutazione dei diversi impatti ambientali e successivamente confrontate tra loro, infine verrà effettuata la LCA del tipo "cradle to grave" per analizzare l'intero ciclo di vita dell'impianto FV di Jesi con tutte le precedenti supposizioni. Successivamente verranno confrontate le diverse fonti energetiche, rinnovabili e non, per

evidenziare i relativi impatti ambientali; i principali moduli FV in commercio per la valutazione dei carichi ambientali e come l'utilizzo di un isolante riduca il fabbisogno energetico dello stabile e quindi il numero dei pannelli da installare.

Nell'ottavo capitolo verranno elaborati i costi di investimento dell'impianto da attribuire all'impresa ed i costi esterni, valutati con il metodo EPS 2000 e EcoIndicator 99 (modificato dal gruppo di studio), e sarà proposto un calcolo sperimentale degli incentivi.

Infine, nel penultimo capitolo, sarà presentato un foglio di calcolo che consente, variando alcuni parametri di progettazione, di dimostrare come si modificano gli impatti ambientali correlati all'impianto FV, senza l'utilizzo del software per l'elaborazione dell'analisi.

Nell'ultimo capitolo saranno proposte le conclusioni generali dello studio.

# 1 IL FOTOVOLTAICO

La tecnologia fotovoltaica negli ultimi anni si è diffusa molto velocemente in Italia, grazie alle numerose possibilità di impiego, ed agli incentivi offerti dallo Stato tramite il Conto Energia.

In questo capitolo viene descritto l'effetto fotovoltaico, e i diversi componenti che costituiscono un impianto fotovoltaico.

## 1.1 L'effetto fotovoltaico

Un impianto fotovoltaico sfrutta il principio fisico dell'effetto fotovoltaico che permette la conversione dell'energia irradiata dal sole in energia elettrica.

L'effetto fotoelettrico sulla superficie di un metallo fa sì che gli elettroni siano generati non appena si ha un'energia superiore a quella di legame. In una cella solare, mettendo a contatto due semiconduttori di polarità opposta si stabilisce un'asimmetria che veicola all'interno di un circuito gli elettroni generati dalla luce incidente. [1]

Una cella è costituita da due strati di semiconduttore, uno positivo (tipo p) ed uno negativo (tipo n), che insieme formano la giunzione p-n.

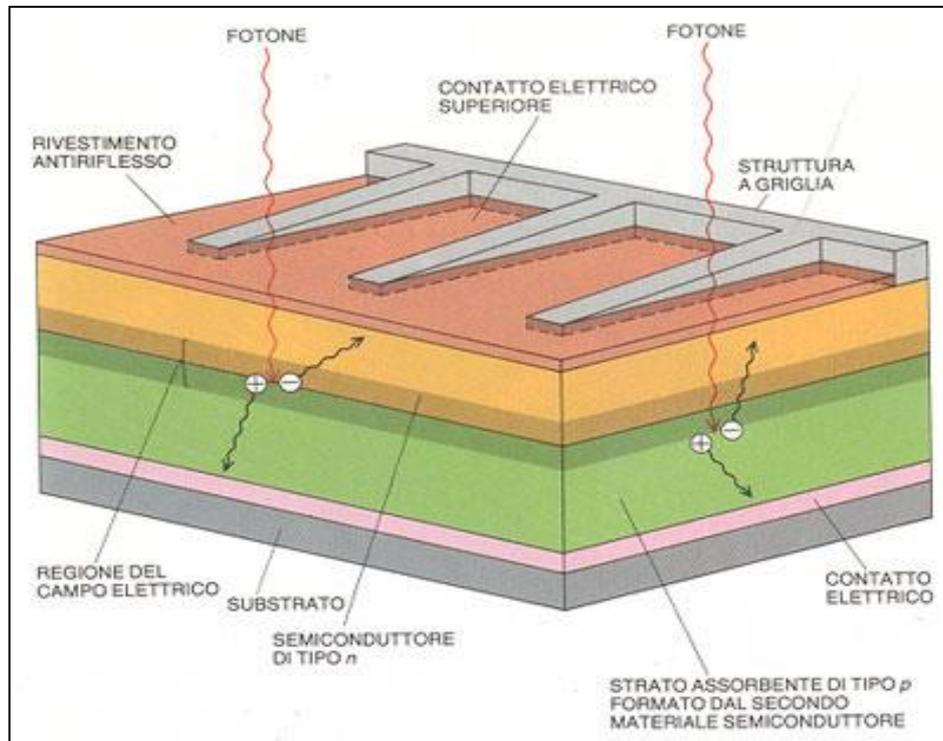
Gli elettroni nei semiconduttori sono debolmente legati al nucleo atomico e occupano la banda energetica di valenza (VB). Quando il semiconduttore è esposto alla luce, l'energia dei fotoni incidenti in eccesso rispetto alla soglia di separazione delle bande energetiche di valenza e di conduzione (bandgap) viene assorbita dagli elettroni del semiconduttore, che accedono così alla banda di conduzione (CB) e iniziano a condurre elettricità. In corrispondenza di ciascun elettrone caricato negativamente si genera una carica positiva mobile (una "buca"). [2]

A questo punto le cariche positive, buche, e le cariche negative, elettroni, in prossimità della giunzione n/p vengono deviati in direzione opposta dall'azione del campo elettrico. Il contatto elettrico devia gli elettroni su un circuito esterno dove questi perdono energia espletando un lavoro, successivamente tramite un secondo contatto elettrico, ritornano nella banda di valenza del materiale andando a chiudere il circuito.

I fotoni che contribuiscono al processo di conversione energetica sono quelli che presentano un'energia  $h\nu$  maggiore di quella di bandgap ( $E_G$ ), che quindi sono in grado di formare una coppia elettrone-buca.

L'effetto fotovoltaico, cioè l'instaurarsi di una corrente continua costante, si verifica quando un dispositivo formato da due strati congiunti e sovrapposti, costituiti da silicio drogato con atomi di fosforo (regione n a carica negativa) e da silicio drogato con atomi di boro (regione p a carica

positiva), viene esposto direttamente all'incidenza dei fotoni di cui è formata la luce. La corrente si determina in corrispondenza dell'area di giunzione, ed è tanto maggiore quanto maggiore è l'intensità della luce incidente. [3]



1.1 L'effetto fotovoltaico: la trasformazione di energia solare in energia elettrica

## 1.2 Vantaggi e svantaggi del fotovoltaico

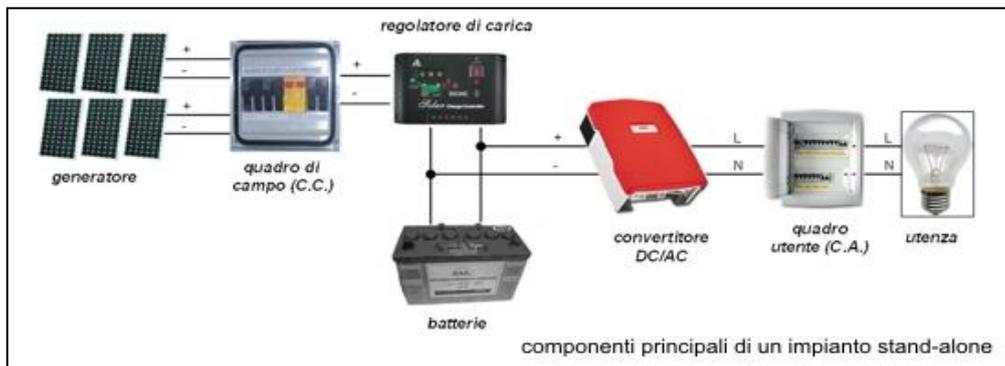
Il principale vantaggio legato agli impianti fotovoltaici è quello di sfruttare l'energia solare, che rappresenta una fonte illimitata e gratuita, infatti, grazie alle recenti tecnologie questi impianti consentono il loro utilizzo anche in condizioni di ridotto irraggiamento, per esempio nell'Antartico sono utilizzati i moduli a film sottile che sfruttano anche la componente diffusa dell'irraggiamento per la produzione di elettricità.

L'utilizzo della tecnologia fotovoltaica è a emissioni nulle, silenziosa, sicura e molto versatile poiché i moduli possono essere integrati in strutture preesistenti.

Gli svantaggi principali riguardano i costi, in quanto non esistono sistemi di accumulo energetico economicamente convenienti, quelli di installazione sono elevati e rispetto ai carburanti tradizionali hanno costi maggiori. Inoltre il fatto che la radiazione solare sia una fonte energetica non concentrata rappresenta un problema.

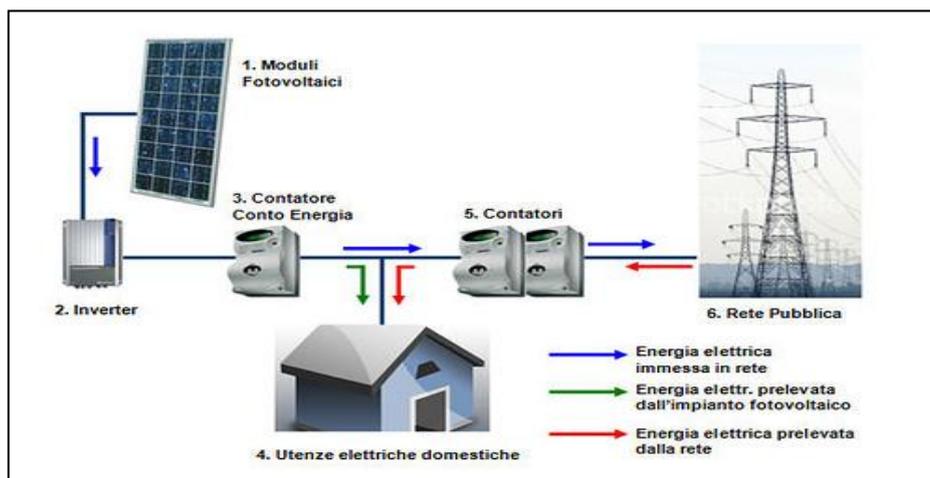
### 1.3 Classificazione degli impianti fotovoltaici

I sistemi fotovoltaici possono essere distinti in due classi principali: stand-alone e grid-connected. Gli impianti stand-alone sono sistemi isolati, che permettono di alimentare utenze remote, difficilmente raggiungibili con opere civili per la distribuzione elettrica. Durante le ore di sole l'utenza viene alimentata direttamente, mentre durante le ore notturne o in giornate con ridotta insolazione l'alimentazione avviene grazie ad un sistema di accumulo.



1.2 I componenti principali di un impianto stand-alone.

Gli impianti grid-connected sono invece quelli connessi alla rete elettrica, in questo caso l'energia prodotta in esubero viene immessa in rete, mentre durante la notte o in casi di irradiazione insufficiente viene utilizzata la connessione con la rete elettrica per l'alimentazione dell'utenza. Questi impianti possono sfruttare gli incentivi nel Conto Energia.



1.3 I componenti principali di un impianto grid-connected.

Gli impianti grid-connected a loro volta possono utilizzare sistemi fissi o ad inseguimento solare. I primi possono essere distinti in: N.I.A. impianti non integrati architettonicamente, P.I.A. impianti parzialmente integrati architettonicamente, I.A. impianti integrati architettonicamente.



1.4 Impianto fotovoltaico integrato.

I sistemi ad inseguimento sfruttano un "tracker" che gli consente di orientarsi in direzione del sole massimizzando l'irraggiamento, che è funzione dell'angolo di incidenza con cui la radiazione solare impatta sulla superficie del pannello, e quindi aumentano la produzione di energia elettrica. Questo tipo di impianto rientra nella classe dei N.I.A. e solitamente ha un costo superiore degli impianti fissi di circa 20-25% a parità di potenza installata.



1.5 Impianto fotovoltaico ad inseguimento o a collettore.

## 1.4 I componenti di un impianto fotovoltaico

Un impianto fotovoltaico grid-connected è costituito dai moduli, dall'inverter e dalla struttura di sostegno.

I moduli fotovoltaici vengono combinati tra loro per ottenere la potenza richiesta, ed essi sono costituiti da un insieme di celle che sfruttano l'effetto fotovoltaico.

La corrente generata dalle celle è continua, CC, perciò per connettere l'impianto alla rete elettrica è necessario un convertitore di corrente da CC ad alternata, AC, questo ruolo è svolto dagli inverter.

La struttura di sostegno è necessaria per consentire l'installazione dei pannelli solari sui tetti, sulle facciate degli edifici ed a terra.

### 1.4.1 La cella fotovoltaica in silicio

La cella, che sfrutta l'effetto fotovoltaico, è costituita da due wafer di circa  $100\text{ cm}^2$  di silicio, mono o policristallino di tipo p e n che sono messi a contatto tramite la giunzione n-p. Quando la cella viene colpita dalla radiazione solare, la cella genera una densità di corrente di circa  $10\text{ mA/cm}^2$ , determinati da un potenziale di 0,5-1 V.

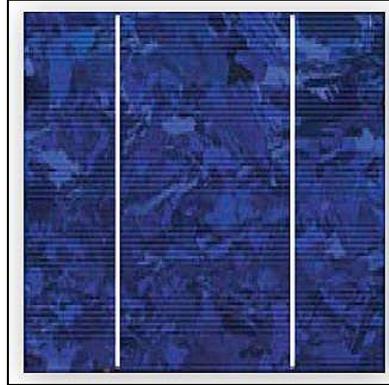
Per la realizzazione di una cella devono essere svolte le seguenti lavorazioni:

- ✓ il drogaggio che rappresenta il trattamento con fosforo e boro per ottenere correnti elettriche stabili all'interno della cella;
- ✓ realizzazione dei contatti metallici, costituiti da una superficie continua sul fronte posteriore e una griglia sul lato anteriore della cella. Il loro scopo è di captare il maggior flusso elettrico possibile;
- ✓ rivestimento antiriflettente è solitamente costituito da un sottilissimo strato di titanio, serve per minimizzare la componente di radiazione riflessa, aumentando il rendimento;
- ✓ eventuali altri trattamenti che possono essere realizzati per aumentare le prestazioni sono la testurizzazione ed i processi coloranti. La testurizzazione viene eseguita per aumentare la superficie captante e per favorire le riflessioni reciproche, tramite questo processo la superficie viene sagomata in minuscole piramidi. I trattamenti coloranti vengono compiuti per i prodotti destinati al mercato specifico dell'edilizia.

Le prestazioni di una cella fotovoltaica dipendono dalle condizioni di insolazione, quindi la quantità di energia prodotta da un impianto dipende da quanto le condizioni di esercizio si discostano da quelle standard (radiazione solare di  $1000\text{ W/m}^2$ ; temperatura di  $25^\circ\text{C}$  e spettro solare di AM 1,5).

L'efficienza di conversione è il parametro più importante della cella FV e rappresenta il rapporto tra la potenza massima che si ottiene dalla cella ( $P_{\max}$ ) e la potenza totale della radiazione incidente sulla sua superficie frontale. L'efficienza delle celle in silicio monocristallino può raggiungere il

18%, mentre quella delle celle in silicio policristallino non supera il 14%. All'aumentare della temperatura diminuiscono le prestazioni delle celle, perché viene ostacolato il passaggio degli elettroni.

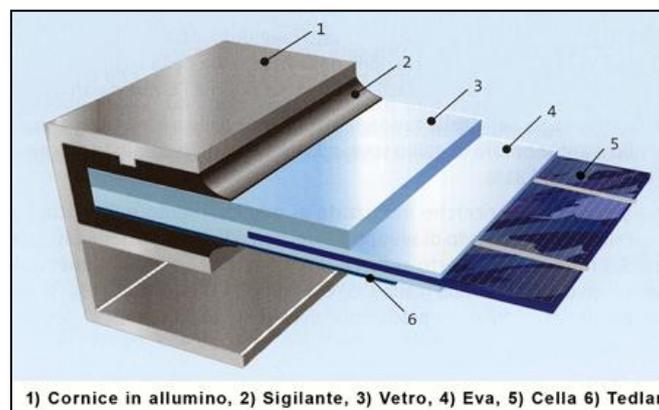


1.6 Cella fotovoltaica in silicio policristallino.

### 1.4.2 I moduli fotovoltaici in Silicio

I moduli sono costituiti da diversi strati sovrapposti:

- ✓ lastra di vetro temperato (spessore di 4 mm) deve garantire una buona trasmittanza termica e al contempo la resistenza meccanica;
- ✓ foglio sigillante di EVA (acetato vinilietilenico) che garantisce la tenuta agli agenti esterni e un buon isolamento dielettrico;
- ✓ celle fotovoltaiche;
- ✓ secondo foglio sigillante in EVA per l'isolamento posteriore;
- ✓ chiusura posteriore che può essere realizzata in vetro o in Tedlar.

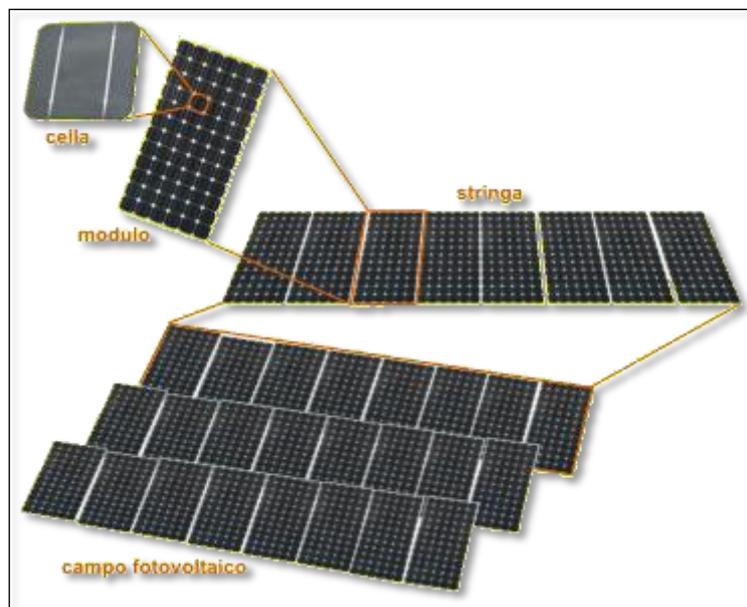


1.7 Struttura di un modulo fotovoltaico.

Tutti questi strati vengono sigillati all'interno di un forno di laminazione ad alta temperatura.

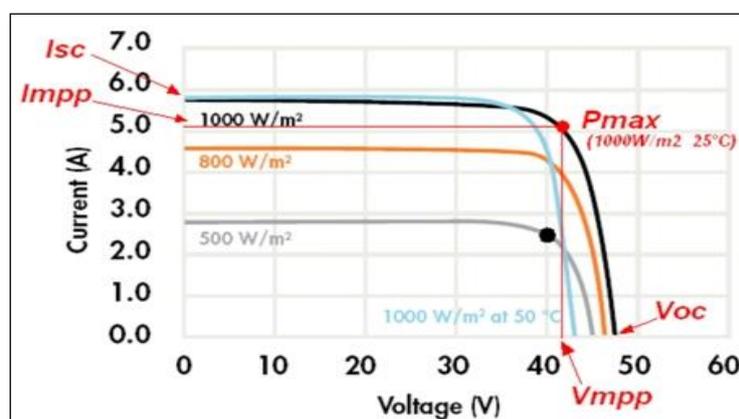
Solitamente i moduli sono provvisti di cornici in alluminio, anche se le ultime generazioni sono prive di cornice in modo da essere più leggere e più gradevoli da un punto di vista architettonico. La loro vita utile si estende dai 25 ai 30 anni.

I moduli fotovoltaici vengono realizzati con diverse tecnologie e sono costituiti dalle 28 alle 36 celle connesse in serie, le quali generano una differenza di potenziale di 12 V in condizioni standard di illuminazione (irraggiamento  $1000 \text{ W/m}^2$  e  $T 25 \text{ }^\circ\text{C}$ ). Il collegamento in serie di più moduli costituisce una stringa che, collegata in parallelo con altre stringhe, forma il sottocampo n, l'unione dei n-sottocampi costituisce il generatore fotovoltaico.



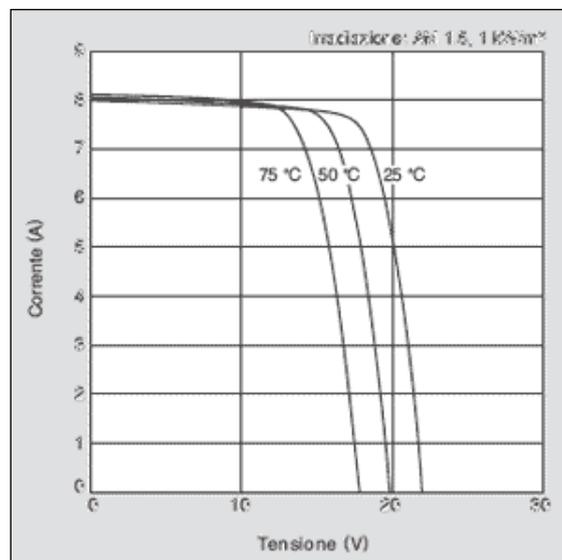
1.8 Celle FV, moduli FV, stringhe FV e campo FV.

I moduli fotovoltaici presentano un polo positivo ed uno negativo e sono caratterizzati dalla curva di generazione tensione-corrente (V-I) che presenta l'andamento riportato nella figura sottostante.



1.9 Andamento tipico della curva corrente-tensione per una cella fotovoltaica.

Conoscendo il livello di irraggiamento cui è sottoposto l'impianto, spostandosi a diversi valori di tensione ed intercettando la curva caratteristica si ottiene la potenza erogata in ogni punto di funzionamento. Il punto di funzionamento alla massima potenza dell'impianto si ottiene in prossimità del ginocchio della curva corrente-tensione. Come è possibile vedere dalla figura sovrastante il punto di massima potenza in condizioni di funzionamento standard, cioè irraggiamento di  $1000 \text{ W/m}^2$  e temperatura delle celle di  $25^\circ\text{C}$ , corrisponde alla potenza nominale o di picco del modulo fotovoltaico; l'unità di misura di tale grandezza è il  $\text{Wp}$  (Watt di picco). La corrente erogata da un modulo fotovoltaico dipende essenzialmente dal livello di irraggiamento, mentre il voltaggio è estremamente dipendente dalla temperatura della cella; nella figura sottostante è possibile visualizzare la curva caratteristica del modulo in funzione della temperatura.



1.10 Variazioni della curva corrente-tensione in funzione della temperatura.

Analizzando le curve si evince che l'efficienza di un modulo diminuisce all'aumentare della temperatura con una perdita di potenza percentuale di circa lo 0,3-0,5% per ogni grado centigrado in più rispetto alla temperatura di  $25^\circ\text{C}$ .

Durante il periodo estivo un modulo fotovoltaico può raggiungere temperature tra i  $40$  e i  $70^\circ\text{C}$ , con una perdita di potenza istantanea che varia fra il 5 e il 20%, quindi è necessaria un'areazione sufficiente del retro del modulo altrimenti si avrebbe una rilevante diminuzione dell'energia prodotta. Occorre quindi considerare con cura gli effetti della temperatura durante il dimensionamento dell'impianto e scegliere posizioni ventilate e ad alta dispersione termica per la collocazione dei pannelli.

Inoltre per ovviare alla rottura delle celle dovuto al fenomeno dell'hot spot, cioè un aumento di temperatura per effetto Joule delle celle che, in presenza di ombreggiamento localizzato, potrebbero

entrare in conduzione inversa, ovvero rappresentare per la stringa un elemento resistivo anziché generatore; ciascun modulo è equipaggiato con uno o più diodi di by-pass.

### 1.4.3 L'inverter

L'inverter si occupa del trasferimento dell'energia generata dal modulo fotovoltaico alla rete del distributore elettrico, i suoi compiti principali sono tre:

- ✓ la trasformazione della corrente elettrica prodotta dal generatore fotovoltaico dalla forma d'onda continua, CC, a quella alternata, CA, ad un livello di tensione e frequenza compatibili e in fase con quelli della rete elettrica, cui è connesso in parallelo l'impianto fotovoltaico;
- ✓ consente il funzionamento del generatore fotovoltaico alla maggiore efficienza inseguendo il punto di massima potenza del campo fotovoltaico;
- ✓ permette di operare in condizioni di massima sicurezza grazie al monitoraggio dell'intero sistema.

Gli inverter possono essere classificati a seconda della conversione centralizzata o distribuita.

Nella conversione centralizzata viene utilizzato un solo inverter per tutto l'impianto fotovoltaico, il quale è formato dal parallelo di m-stringhe nominalmente equivalenti, ciascuna dotata del proprio diodo di blocco. Questi inverter consentono un'elevata efficienza di conversione ma presentano anche diversi aspetti negativi, in primo luogo dato che si hanno m stringhe in parallelo, le quali sono caratterizzate dal proprio livello massimo di potenza erogabile, se durante la giornata un modulo dovesse trovarsi in ombra, si ridurrebbe la sua massima potenza erogabile e l'impianto subirebbe una riduzione del suo rendimento energetico, poiché l'inverter si troverebbe a lavorare in un range di valori che non corrispondono a quelli ottimali.

Inoltre con un solo inverter potremmo andare in contro al fenomeno del mismatching; questi due problemi possono essere evitati tramite l'utilizzo del principio della conversione distribuita, grazie alla quale ogni stringa è collegata ad un proprio inverter che funziona indipendentemente dagli altri. L'ultimo aspetto negativo di questa configurazione riguarda la manutenzione o i guasti dell'inverter, che essendo unico comporterebbe il non funzionamento dell'intero impianto.

Gli inverter centrali vengono utilizzati per impianti di taglia variabile tra i 50 kW e un 1 MW che permettono di avere costi per unità di potenza minori rispetto agli inverter per la conversione distribuita.

Nella conversione distribuita gli inverter vengono definiti parziali, in quanto il generatore fotovoltaico è distribuito su più inverter. Gli inverter parziali possono essere distinti in:

- ✓ inverter di sottocampo: ricevono in ingresso n-sottocampi omogenei costituiti da m-stringhe nominalmente equivalenti;
- ✓ inverter di stringa: ricevono in ingresso un unico sottocampo costituito da una stringa; con questa configurazione le perdite per disaccoppiamento sono ridotte al minimo;
- ✓ inverter multi-stringa: ricevono in ingresso n-sottocampi costituiti da m-stringhe nominalmente non equivalenti.

#### 1.4.4 La struttura di sostegno

Il sistema di fissaggio permette di poter fissare i pannelli fotovoltaici sulle superfici più svariate e con opportune sottostrutture si possono realizzare montaggi integrati, parzialmente integrati e non integrati.

Il montaggio dei pannelli fotovoltaici è una operazione semplice che prevede la posa del singolo pannello su due file di barre in alluminio e il bloccaggio tramite opportuni morsetti. Le strutture di sostegno sono garantite contro carichi da neve e vento, ed hanno una elevata resistenza alla corrosione dovuta agli agenti atmosferici anche dopo molti anni dall'installazione.

### 1.5 Tecnologie fotovoltaiche disponibili sul mercato

La tecnologia solare fotovoltaica si è sviluppata secondo tre principali “ondate di innovazione”, la loro evoluzione viene mostrata nella tabella riassuntiva sottostante.

Le tre ondate tecnologiche:

	<b>Cella a wafer</b>	<b>Film sottile su vetro</b>	<b>Film sottile stampato su roll-to-roll</b>
Processo	Processamento del wafer di silicio	Evaporazione sotto vuoto	Stampa in atmosfera libera
Controllo di processo	Wafer fragili	Metrologia costosa	Riproducibilità intrinseca
Utilizzazione materiali	30%	30-50%	>95%
Substrato	Wafer	Vetro	Foglio conduttore
Processamento continuo	No-wafer	No-vetro	Si
Corrente di modulo	Alta	Bassa	Alta
Payback energetico	3 anni	1,7 anni	< 1 mese
Resa/Capitale	1	2-5	10-25

1.11 Evoluzione tecnologica solare, secondo tre ondate di innovazione. [2]

La prima ondata tecnologica riguardò le celle solari basate sui wafer in silicio di circa 30 anni fa, che nonostante ai tempi fosse molto innovativa non tenne in considerazione i costi elevati dovuti al

silicio monocristallino, la cui sintesi richiede notevoli quantità di energia e grandi impianti molto costosi. Il silicio monocristallino è lo stesso materiale che viene impiegato per la produzione della componentistica elettronica. Le celle prodotte con questa tecnologia presentano il maggior grado di purezza del materiale, garantiscono le migliori prestazioni in termini di efficienza, variabile tra il 14 e il 17%, ma devono avere uno spessore variabile tra i 200 e i 300  $\mu\text{m}$  e sono molto fragili. Solitamente vengono utilizzati per applicazioni caratterizzate da una ridotta superficie captante che quindi richiedono un'elevata efficienza di conversione. I pannelli in silicio monocristallino hanno una vita utile di 30 anni.

Un'altra tecnologia per la produzione di celle fotovoltaiche appartenente alla stessa ondata tecnologica è rappresentata dal silicio policristallino. Queste celle sono ottenute dal riciclaggio del materiale scartato dalla produzione di componentistica elettronica, rifuso per ottenere una tessitura cristallina compatta. La struttura del silicio policristallino rimane meno ordinata di quello monocristallino, e ciò comporta una riduzione dell'efficienza di conversione che in questo caso varia tra l'11 e il 14%. Il costo di questi pannelli è inferiore a quello monocristallino e questi impianti sono più utilizzati dei precedenti.

Dato il grande utilizzo di questa tecnologia per le applicazioni architettoniche, i maggiori produttori consentono la personalizzazione della forma e delle dimensioni dei moduli in modo da consentire il loro adattamento alle diverse applicazioni. Inoltre si possono realizzare moduli con copertura in vetro su entrambi i lati che consentono il passaggio parziale della luce, utilizzati per la realizzazione di lucernai.

La seconda ondata tecnologia si ebbe circa 10 anni fa con l'introduzione delle celle a film sottile, che offrono uno spessore molto inferiore rispetto a quello delle celle in silicio, ma allo stesso tempo presentarono diversi problemi. All'inizio della loro produzione le incongruenze principali riguardavano: la deposizione del semiconduttore sulla cella, tale processo, lento e costoso, avveniva in un alto forno a vuoto, ed inoltre poiché i film sottili venivano depositati direttamente sul substrato di vetro, non si aveva la possibilità di usare un substrato conduttore direttamente come elettrodo, perciò non venivano evitati i costi di deposizione dell'elettrodo posteriore. A causa di queste problematiche il costo dei pannelli non venne ridotto rispetto a quello della tecnologia precedente.

La terza ondata, quella attuale, combina i vantaggi del film sottile, cioè la ridotta quantità di materiale e quindi il basso costo, con i vantaggi della tecnologia di stampa roll-to-roll che permette una riduzione del costo e un aumento della rapidità di processamento. La loro diffusione è stata favorita dalla carenza di silicio policristallino, che ebbe inizio nel 2004.

I moduli fotovoltaici a film sottile hanno mostrato prestazioni migliori rispetto ai precedenti in condizioni di luce diffusa, inoltre nel futuro si potranno ottenere produzioni con un costo inferiore rispetto a quella del silicio policristallino per i seguenti motivi:

- ✓ minore consumo diretto e indiretto di materiali;
- ✓ meno step produttivi e maggiori processi automatizzati (da 24 fasi a circa 12-13);
- ✓ progettazione integrata, assenza di assemblaggio delle singole celle.

Alle ultime tecnologie fotovoltaiche appartiene il silicio amorfo. Questa tecnica consiste nella deposizione di uno strato sottilissimo di silicio cristallino su superfici di altro materiale, vetro o supporti plastici. In questo caso non si parla più di celle in quanto possono essere ricoperte superfici anche consistenti in modo continuo. Una lega in a-Si assorbe la luce più efficientemente del corrispettivo silicio cristallino, perciò lo spessore della cella solare in a-Si può essere ridotto fino a 300 volte abbassando significativamente il costo dei materiali. L'efficienza di conversione, rispetto alle altre tecnologie è molto ridotta, e si aggira tra i 5-6,8% ed è soggetta ad un decadimento delle prestazioni nel primo mese di vita che impone un sovradimensionamento della superficie installata. La vita utile di questi impianti è di circa 10 anni. Nonostante presenti questi punti deboli, la ricerca continua ad interessarsi di questa tecnologia per alcuni aspetti positivi quali:

- ✓ può essere utilizzato per prodotti particolari, non ottenibili con la tecnologia cristallina, per esempio per la deposizione su vetro per realizzare superfici traslucide o quella su piani polimerici flessibili per i moduli flessibili;
- ✓ consente di sovrapporre diversi strati caratterizzati da assorbimento differenziato rispetto allo spettro solare, in grado di aumentare sia l'efficienza complessiva, che quindi può arrivare al 12%, sia la durata nel tempo delle prestazioni;
- ✓ le celle non subiscono variazioni dell'efficienza dovuta all'aumento della temperatura di esercizio, perciò possono essere applicate direttamente sul supporto finale senza avere bisogno di ventilazioni retroattive.

Nel 1997 sono stati introdotti i moduli in a-Si a tripla giunzione che forniscono livelli di efficienza e di stabilità maggiori. Con questa tecnologia vengono stratificate tre celle con diverso bandgap, che assorbono la radiazione a diverse lunghezze d'onda: nella parte superiore del pannello si trova uno strato che assorbe la frazione blu della radiazione solare, formato da una lega in a-Si con bandgap di 1,8 eV; lo strato intermedio è costituito da una lega fra silicio (85-90%) e germanio (10-15%) amorfa con bandgap di 1,6 eV, adatto per l'assorbimento della radiazione verde; lo strato inferiore, costituito da una lega in a-SiGe con una percentuale di germanio più alta (40-50%), dà luogo a un bandgap di 1,4 eV, per l'assorbimento della radiazione rossa ed infrarossa. Grazie alla presenza di

questi strati viene assorbita una percentuale maggiore di energia incidente, che consente il loro utilizzo con livelli di irradiazione più bassi e in condizione di luce diffusa.

Le celle ibride in cristallino/amorfo (HIT, Heterojunction with Intrinsic Thinlayer) sono realizzate mediante la deposizione di uno strato di silicio amorfo su un substrato di silicio monocristallino ad alto rendimento.

Queste celle sono in grado di generare corrente da entrambi i lati, richiedono spessori minori, sono meno sensibili all'aumento della temperatura rispetto alla tecnologia cristallina ed hanno un'efficienza del 17%.

Tra le celle a film sottile troviamo anche quelle in CIGS (diseleniuro di rame, indio e gallio) che presentano un'efficienza molto maggiore di quelle in a-Si e paragonabile a quelle in Si, che è del 19,5%; mentre per i moduli costituiti da CIGS l'efficienza raggiunge il 13%. Il film sottile in CIGS appartiene alla classe delle calcopiriti, i cui bandgap possono essere modificati scegliendo tra i cationi In, Ga e Al e gli anioni Se e S. A seconda delle condizioni di utilizzo dell'impianto possono essere utilizzate differenti combinazioni che consentono di sfruttare il bandgap ottimale. La vita utile dei moduli in CIGS è di 25 anni, leggermente inferiore a quella dei pannelli in silicio policristallino, però al contrario di questi ultimi queste celle spesso migliorano le loro prestazioni con il passare del tempo. La loro produzione avviene in linea in un processo automatizzato sviluppato dall'azienda Nanosolar, tale fabbricazione ha permesso di ottenere un prodotto uniforme, con ottime qualità ad un costo ridotto. Durante la produzione viene utilizzato un inchiostro costituito da una miscela omogenea di nano particelle, stabilizzate da una dispersione organica che porta ad efficienze del 12%.

Tra le celle a film sottile troviamo quelle al CdTe che sono in grado di convertire l'energia solare in elettricità con una efficienza comparabile con quella ottenibile dalle tecnologie basate sul silicio cristallino, ma utilizzando solo l'1% del materiale richiesto dall'uso del Si. Il bandgap del tellurio di cadmio, pari a 1,45 eV, si adatta bene allo spettro solare e quindi permette di convertire più energia dallo spettro solare rispetto al bandgap più basso del silicio (1,20 eV). Inoltre il grande coefficiente di assorbimento per la luce visibile fa sì che in pochi  $\mu\text{m}$  di spessore vengano assorbiti più del 90% dei fotoni incidenti. Perciò i moduli in CdTe producono più elettricità dei moduli FV tradizionali, dato che assorbono l'energia solare anche a bassa intensità e in condizioni di luce diffusa, inoltre questi moduli risentono meno dell'aumento della temperatura delle celle.

I moduli in CIS appartengono sempre alla categoria del film sottile e presentano caratteristiche simili a quelle in CIGS, la loro efficienza varia tra il 12 e il 13%.

## 2 IL FOTOVOLTAICO DAL MONDO ALL'ITALIA

In questo capitolo verrà presentata la situazione del mercato fotovoltaico nel mondo e in Italia, dopodiché verrà mostrato il sistema di incentivazione del Conto Energia.

### 2.1 La situazione mondiale delle fonti rinnovabili

Nel 2010 gli investimenti mondiali nelle fonti rinnovabili hanno raggiunto i 243 miliardi di dollari, il 30% in più rispetto ai 186,5 m.di \$ del 2009. Questo dato è stato fornito dal rapporto annuale di Bloomberg New Energy Finance che assegna al 2010 il primato storico, considerati i 51,7 m.di \$ del 2004, i 76,3 m.di \$ del 2005, i 112,9 m.di \$ del 2006, i 150,8 m.di \$ del 2007 e i 180,1 m.di \$ del 2008.

La crescita del 2010 deriva dall'utilizzo delle fonti rinnovabili in Cina, dall'eolico offshore e dal fotovoltaico (soprattutto su tetto) in Europa, ma in parte anche dalle spese in ricerca e sviluppo. Più in dettaglio, il rapporto di Bloomberg Nef stima un aumento del 91% fino a 59,6 m.di \$ degli investimenti nella piccola generazione distribuita, in particolare impianti FV su tetto, di dimensioni ridotte in Germania, Usa, Italia e Repubblica Ceca.

In Cina nel 2010 gli investimenti nelle rinnovabili sono cresciuti del 30% fino a raggiungere i 51,1 m.di \$; l'eolico in tutto il mondo è aumentato del 31% con 96 m.di \$ (di cui il 38% attribuibile alle iniziative cinesi e ai parchi offshore europei). Sul fronte della R&S, gli investimenti hanno raggiunto il livello record di 35,5 m.di \$, a seguito di una crescita delle spese sia pubbliche (dai 15,8 m.di \$ del 2009 a 21 m.di \$) che delle aziende private (da 12,8 a 14,4 m.di \$). Suddividendo i dati per settore, la crescita maggiore del 2010 ha riguardato il FV con un aumento del 49%, che ha attratto investimenti per 89,3 m.di \$ grazie al traino dell'Europa (59,6 m.di \$, con una crescita del 91%). Anche le nuove tecnologie come smart grid, energy management e veicoli elettrici hanno registrato un incremento del 27% che li ha portati a 23,9 m.di \$, mentre sono in calo i biocarburanti con 7,9 m.di \$ contro gli 8,1 m.di \$ del 2009 e rimangono invariate le biomasse e l'energia da rifiuti.

Per il 2011, ha commentato l'amministratore delegato di Bloomberg Nef, Michael Liebreich, "i segnali sono incoraggianti, data la probabile riduzione dei costi dei pannelli solari e delle turbine eoliche e il miglioramento delle fonti di finanziamento dopo il picco negativo della crisi". [4]

## **2.2 Il mercato fotovoltaico**

Nel 2009 gli impianti fotovoltaici installati nell'Unione Europea hanno raggiunto una potenza di circa 5,5 GWp. Nei principali mercati mondiali del fotovoltaico hanno riportato una capacità addizionale di circa 7 GWp, equivalenti a una crescita del 16,6 % rispetto al 2008 (6 GWp). Tuttavia la crescita registrata nel 2009 è stata inferiore a quella del 2008, anno in cui il mercato ha più che raddoppiato i livelli del 2007.

America e Giappone sono i maggiori mercati al di fuori della Unione Europea, quello giapponese cresce da 225,3 a 484 MWp, mentre quello statunitense da 338 a 475 MWp diventando rispettivamente il numero tre e il quattro del mercato mondiale.

Anche quello cinese è molto promettente in quanto è stato stimato un ammontare di energia prodotta pari a 215 MWp nel 2009, tenendo presente che dovrebbe crescere ad almeno 500 MWp e forse superare la soglia di 1 GWp.

La ragione principale dell'aumento delle installazioni nell'ultimo biennio è l'elevata redditività di progetti ad alta potenza.

Anche il mercato delle off-grid sta guadagnando terreno, ma il monitoraggio risulta difficile da effettuare a causa della mancanza di indagini complete. Il business si sta sempre più dirigendo verso le applicazioni non domestiche come infrastrutture di telecomunicazione, illuminazione pubblica, carica batteria per telefoni e cellulari, caselli autostradali, parcometri e così via.

### **2.2.1 Unione Europea: situazione generale e caratteristiche del mercato**

Il collasso del mercato spagnolo ha solamente rallentato la crescita del mercato dell'Unione Europea. Le stime disponibili pongono la capacità installata nell'U.E. nel 2009 a 5485,1 MWp che corrisponde ad un aumento del 8,1% rispetto al livello del 2008. Nella tabella sottostante (2.1) è possibile visualizzare la capacità fotovoltaica installata nell'Unione Europea durante il biennio 2008-2009 (in MWp). In questo modo la sua capacità totale arriva a circa 16 GWp, valore riscontrabile nella tabella 2.2. Questi dati ci consentono di affermare che il 2009 è stato un anno fondamentale per lo sviluppo futuro del settore europeo.

L'Europa è rimasta la principale destinazione per il mercato mondiale fotovoltaico dal momento che vi si concentra il 78,1% del volume delle installazioni. Di conseguenza l'U.E. è la più grande zona di produzione di energia elettrica solare, erogando attorno ai 13,5 TWh nel 2009 rispetto ai 7,4 TWh nel 2008. Nel panorama europeo la nazione che si contraddistingue nettamente dalle altre è la Germania, infatti, nel 2009 la capacità addizionale on-grid installata sul territorio tedesco era pari a 3806,3 MWp, aumentando la capacità cumulata connessa alla rete a quasi 10 GWp. Questi dati confermano che la Germania è la più grande produttrice di elettricità solare al mondo con una

produzione di 6,2 TWh. Per la prima volta, il solare contribuisce per l'1% alla fornitura elettrica del paese, percentuale che è quasi raddoppiata nel 2010.

	2008			2009*		
	On-grid	Off-grid	Totale	On-grid	Off-grid	Totale
Germania	1 809,000	5,000	1 814,000	3 806,300	5,000	3 811,300
Italia	337,900	0,200	338,100	574,000	0,100	574,100
Repubblica Ceca	49,042	0,171	49,213	411,027	0,200	411,227
Belgio	49,399	0,000	49,399	292,100	0,000	292,100
Francia	55,976	0,686	56,662	185,240	0,207	185,447
Spagna	2 685,901	1,324	2 687,225	97,765	1,246	99,011
Grecia	8,690	0,640	9,330	36,300	0,200	36,500
Portogallo	49,982	0,100	50,082	34,153	0,100	34,253
Regno Unito	4,303	0,117	4,420	10,000	0,100	10,100
Paesi Bassi	4,100	0,000	4,100	6,433	0,000	6,433
Slovenia	0,981	0,000	0,981	6,396	0,000	6,396
Austria	4,553	0,133	4,686	5,100	0,000	5,100
Bulgaria	1,320	0,012	1,332	3,925	0,368	4,293
Finlandia	0,017	0,533	0,550	0,000	2,000	2,000
Lussemburgo	0,628	0,000	0,628	1,760	0,000	1,760
Danimarca	0,135	0,055	0,190	1,200	0,100	1,300
Malta	0,142	0,000	0,142	1,289	0,000	1,289
Cipro	0,743	0,011	0,754	1,109	0,062	1,171
Svezia	1,403	0,275	1,678	0,500	0,300	0,800
Ungheria	0,050	0,050	0,100	0,020	0,180	0,200
Romania	0,120	0,030	0,150	0,120	0,065	0,185
Slovacchia	0,020	0,000	0,020	0,130	0,000	0,130
Estonia	0,000	0,000	0,000	0,000	0,048	0,048
Polonia	0,027	0,344	0,371	0,000	0,000	0,000
Lituania	0,000	0,015	0,015	0,000	0,000	0,000
Irlanda	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Lettonia	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>Total UE 27</b>	<b>5 064,432</b>	<b>9,696</b>	<b>5 074,128</b>	<b>5 474,867</b>	<b>10,276</b>	<b>5 485,143</b>

\*Stima. Fonte: EurObservER 2010.

## 2.1 Capacità fotovoltaica installata nell'Unione Europea durante il biennio 2008-2009 (in MWp). [5]

Questo forte incremento del livello di capacità installata nel 2009 è riconducibile alla rapida diminuzione del costo dei sistemi nel corso dell'anno. Secondo BSW Solar (Associazione tedesca per l'industria solare), il prezzo medio dei sistemi integrati su tetto fino a 100 kWp di capacità è sceso del 25,6% cioè da 4216 €/kWp a 3135 €/kWp da un anno all'altro. A oggi questa riduzione di prezzo compensa la diminuzione prevista nell'attuale sistema di tariffa feed-in, fissata a 9 e 11% il 1° gennaio 2010. Questa anomalia è stata corretta dal Governo a partire dall'1 luglio 2010, infatti,

gli impianti FV su tetto hanno subito una riduzione delle tariffe incentivanti del 16 %, gli impianti a terra del 15 % e quelli su terreni da riconvertire dell'11 %. E' stato previsto inoltre un ulteriore taglio di un punto percentuale entro l'inizio del 2011 se la nuova capacità installata supera i 3,5 GWp e di un ulteriore punto percentuale se vengono superati i 4,5 GWp.

	2008			2009*		
	On-grid	Off.grid	Totale	On-grid	Off.grid	Totale
Germania	5 979,000	40,000	6 019,000	9 785,300	45,000	9 830,300
Spagna	3 402,235	18,836	3 421,071	3 500,000	20,082	3 520,082
Italia	445,000	13,300	458,300	1 019,000	13,400	1 032,400
Repubblica Ceca	54,294	0,380	54,674	465,321	0,580	465,901
Belgio	70,870	0,053	70,923	362,970	0,053	363,023
Francia	82,990	20,912	103,902	268,230	21,119	289,349
Portogallo	65,011	2,941	67,952	99,164	3,041	102,205
Paesi Bassi	52,000	5,200	57,200	58,433	5,200	63,633
Grecia	12,000	6,500	18,500	48,300	6,700	55,000
Austria	29,030	3,357	32,387	34,130	3,357	37,487
Regno Unito	20,920	1,590	22,510	30,920	1,690	32,610
Lussemburgo	24,562	0,000	24,562	26,322	0,000	26,322
Svezia	3,079	4,831	7,910	3,579	5,131	8,710
Slovenia	1,906	0,100	2,006	8,302	0,100	8,402
Finlandia	0,170	5,479	5,649	0,170	7,479	7,649
Bulgaria	1,375	0,032	1,407	5,300	0,400	5,700
Danimarca	2,825	0,440	3,265	4,025	0,540	4,565
Cipro	1,586	0,571	2,157	2,695	0,633	3,328
Malta	0,238	0,000	0,238	1,527	0,000	1,527
Polonia	0,179	0,832	1,011	0,179	0,832	1,011
Ungheria	0,270	0,180	0,450	0,290	0,360	0,650
Romania	0,245	0,205	0,450	0,365	0,270	0,635
Irlanda	0,100	0,300	0,400	0,100	0,300	0,400
Slovacchia	0,046	0,020	0,066	0,176	0,020	0,196
Estonia	0,000	0,012	0,012	0,000	0,060	0,060
Lituania	0,000	0,055	0,055	0,000	0,055	0,055
Lettonia	0,000	0,004	0,004	0,000	0,004	0,004
<b>Total UE 27</b>	<b>10 249,931</b>	<b>126,130</b>	<b>10 376,061</b>	<b>15 724,798</b>	<b>136,406</b>	<b>15 861,204</b>

\*Stima. Fonte: EurObserv'ER 2010.

2.2 Capacità FV cumulata nell'U.E. 2008-2009. [5]

Il prezzo d'acquisto è compreso tra 0,329 €/kWh e 0,253 €/kWh a seconda del tipo di pannello e della potenza. Una riduzione troppo elevata nella tariffa feed-in però potrebbe portare problemi a molte imprese e mettere a rischio molti posti di lavoro; infatti la maggior parte delle compagnie sta rinviando gli investimenti o addirittura annunciando di spostare parzialmente la produzione in Asia.

## 2.3 Il mercato fotovoltaico italiano

L'Italia è il terzo paese dell'Unione Europea a passare la soglia simbolica di 1000 MWp installati, dopo Germania e Spagna.

	2008		2009		'09 / '08 %	
	n°	MW	n°	MW	n°	MW
<b>Classi di potenza:</b>						
1_3 (kW)	15.721	40,6	32.670	86,7	+108	+113
3_20 (kW)	13.865	112,7	33.350	262,9	+141	+133
> 20	2.432	278,2	5.264	792,7	+116	+185
<b>Totale</b>	<b>32.018</b>	<b>431,5</b>	<b>71.284</b>	<b>1.142,3*</b>	<b>+123</b>	<b>+165</b>

2.3 Tabella che illustra il numero di impianti e la potenza nominale secondo classi di potenza in Italia.\*

Gli impianti da fonte solare presentati in tabella sono tutti gli impianti fotovoltaici installati in Italia che producono energia elettrica. Questi comprendono tutti gli impianti incentivati con il Conto Energia o con altri sistemi incentivanti e quelli che non ricevono incentivi. Al 31 dicembre 2009, il parco impianti annovera 71.284 unità per una potenza installata di 1.142,3 MW (+165 % rispetto al 2008).

Rispetto all'anno precedente il 2009 gli impianti sono più che duplicati sia in termini di numerosità che di potenza. In particolare dei 39.266 nuovi impianti ben 19.485 hanno potenza compresa tra 3 e 20 kW. Un ulteriore 43% è costituito dagli impianti piccoli (1-3 kW) e solamente il 7% è la quota di quelli maggiori di 20 kW.

L'Italia deve questa ottima performance alla piena implementazione del suo programma di incentivazione "Nuovo Conto Energia" che prevede un sistema di tariffa feed-in per un tetto di capacità fino a 1200 MWp. Il nuovo sistema tiene anche presente il calo del prezzo dei moduli fotovoltaici che ha notevolmente ridotto i costi di investimento degli impianti ad alta potenza. Questa nuova normativa prevede di incrementare le tariffe standard in caso di aumento del livello di prestazioni energetiche degli edifici (fino a 0,12 €/kWh in più) o se gli impianti sono costruiti su siti inquinati o discariche (fino a 0,8 €/kWh in più).

Analizzando la composizione del parco fotovoltaico italiano per classi di potenza nel 2008 e nel 2009, si nota che le classi tra 1-3 kW e 3-20 kW hanno poco più che raddoppiato la loro potenza installata rispetto al 2008 (da 153,3 MW a 349,6 MW), mentre la classe comprendente gli impianti con potenza maggiore di 20 kW è triplicata passando da 278,2 MW installati a 792,7 MW.

\* La variazione della potenza rispetto all'anno precedente è frutto del grande incremento della potenza installata in conto energia (+719,6 MW) leggermente ridotto della dismissione di vecchi impianti non più statisticamente censiti da Terna (-8,8 MW).

Dai dati riportati nella tabella sottostante è possibile notare che:

- ✓ la Lombardia, come nell'anno precedente, si conferma al primo posto in termini di numerosità di impianti (10.814 unità), seguono a notevole distanza il Veneto (6.867 unità) e l'Emilia Romagna (6.657 unità);
- ✓ le regioni che hanno evidenziato i maggiori tassi di crescita sono state Basilicata e Sardegna (+240% e +222%);
- ✓ in termini di potenza il primato spetta alla Puglia (214,4 MW) seguita da Lombardia (126,3 MW) ed Emilia Romagna (95 MW);
- ✓ le variazioni più rilevanti rispetto all'anno precedente si riconducono a Molise e Basilicata, anche se in termini assoluti la regione con la maggiore nuova potenza installata è la Puglia con 161 MW;
- ✓ la maggiore numerosità degli impianti fotovoltaici riscontrata nelle regioni del nord e del centro è da attribuirsi anche alla elevata densità abitativa di queste regioni.

Regione	2008		2009		'09 / '08 %	
	n°	MW	n°	MW	n°	MW
Piemonte	2.655	32,7	5.777	81,3	+118	+149
Valle d'Aosta	38	0,3	96	1,0	+153	+240
Lombardia	5.148	49,8	10.814	126,3	+110	+154
Trentino Alto Adige	1.691	33,7	3.723	63,7	+120	+89
Veneto	3.052	28,8	6.867	78,3	+125	+172
Friuli Venezia Giulia	1.683	12,9	3.491	29,1	+107	+125
Liguria	445	3,8	934	7,8	+110	+105
Emilia Romagna	3.420	39,8	6.657	95,0	+95	+139
Toscana	2.251	28,9	4.973	54,8	+121	+90
Umbria	791	18,4	1.645	33,9	+108	+84
Marche	1.367	24,8	2.820	62,0	+106	+150
Lazio	1.873	22,8	4.302	85,1	+130	+273
Abruzzo	608	9,9	1.370	24,3	+125	+146
Molise	92	1,1	230	8,5	+150	+676
Campania	627	15,5	1.710	31,7	+173	+105
Puglia	2.496	53,3	5.290	214,4	+112	+302
Basilicata	284	4,6	966	29,2	+240	+535
Calabria	637	17,6	1.657	29,1	+160	+65
Sicilia	1.557	17,4	3.760	45,2	+141	+160
Sardegna	1.303	15,5	4.202	41,5	+222	+168
<b>ITALIA</b>	<b>32.018</b>	<b>431,6</b>	<b>71.284</b>	<b>1.142,3</b>	<b>+123</b>	<b>+165</b>

2.4 Potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici in Italia.

La distribuzione della potenza e della numerosità per regione è piuttosto variegata. La tendenza di fondo evidenzia però che al nord la dimensione media per impianto risulta minore che al sud. La

Puglia è caratterizzata dagli impianti più grandi, seguita da Molise e Basilicata. Le isole si attestano invece su valori caratteristici del nord Italia.

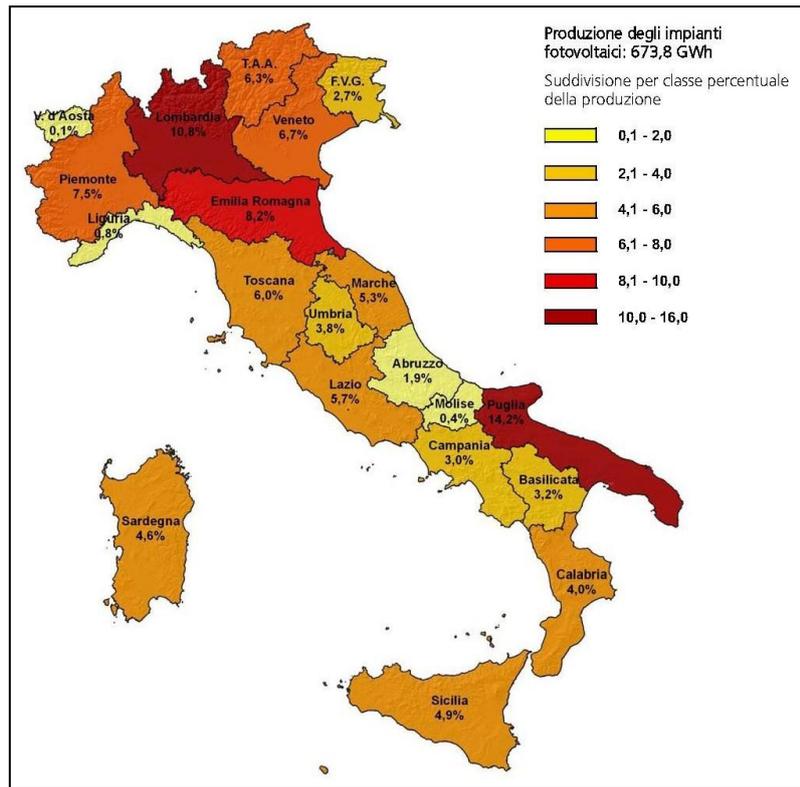
Le regioni del Nord rappresentano circa il 54% delle installazioni, quelle del sud il 27% ed infine le regioni del centro il 19%. La regione con il maggior numero di impianti è la Lombardia (15,2%) seguita da Veneto (9,6%) ed Emilia Romagna (9,3%). Al sud si distingue la Puglia con il 7,4% e al centro la Toscana al 7%.

Per quanto concerne la distribuzione regionale della potenza installata degli impianti fotovoltaici oltre il 42% della capacità installata è al Nord, il 37% al Sud e il 21% al Centro. In particolare è la Puglia, con il 18,8%, ad avere la massima potenza installata, seguita da Lombardia (11,1%) ed Emilia Romagna (8,3%).

Nella maggior parte delle regioni i pannelli più utilizzati sono a silicio policristallino anche se il silicio monocristallino ricopre sempre larga parte del residuo. A livello nazionale il 55% degli impianti sfrutta la tecnologia policristallina, il 37% quella monocristallina e l'8% quella al film sottile.

La mappa tematica sottostante descrive la distribuzione percentuale della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici. La regione più produttiva è la Puglia che con i suoi 95,4 GWh ricopre il 14,2% del totale. Al secondo posto la Lombardia, che spinta dalle sue numerosissime installazioni, raggiunge il 10,8%.

Mentre le prime posizioni sono invariate rispetto all'anno precedente, al terzo posto sale l'Emilia Romagna con l'8,2% della produzione totale. [6]



2.5 Distribuzione regionale percentuale della produzione di energia elettrica dagli impianti FV nel 2009.

## 2.4 Il Conto Energia

Con il decreto ministeriale del 6 agosto 2010 del Ministro dello Sviluppo Economico si stabiliscono gli incentivi per il biennio 2011-2013 per la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Il 24 agosto 2010 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico che regolerà le tariffe incentivanti da riconoscere alla produzione di energia elettrica ottenuta da impianti fotovoltaici che entreranno in servizio nel triennio 2011-2013.

Il Conto Energia 2007/2010 è stato in vigore fino a dicembre 2010 e – ai sensi della legge 129/2010 recentemente approvata - si applicherà, alle condizioni indicate dalla legge, anche agli impianti realizzati entro la fine dell'anno che entreranno in servizio entro il 30 giugno 2011.

Il decreto prevede che possano beneficiare delle tariffe incentivanti gli impianti che entrano in esercizio a seguito di interventi di nuova costruzione, rifacimento totale o potenziamento e che appartengano a 4 categorie:

- ✓ impianti solari fotovoltaici;
- ✓ impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative;
- ✓ impianti a concentrazione;
- ✓ impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica.

Per ogni categoria è previsto un tetto massimo di potenza incentivabile. Il GSE (Gestore dei Servizi Energetici) comunicherà sul proprio sito internet la data di raggiungimento di tali limiti.

Saranno ammessi inoltre all'incentivazione gli impianti che entreranno in esercizio entro i 14 mesi successivi a tale data (24 agosto 2010) e 24 mesi se il soggetto responsabile è un ente pubblico.

L'art. 6 del Decreto legislativo del 6 agosto 2010 relativo al ritiro e alla valorizzazione dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici stabilisce che: l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici di potenza nominale non superiore ai 200 kW possono beneficiare della disciplina dello scambio sul posto (che stabilisce i criteri di calcolo del valore dell'energia elettrica prodotta e del valore dell'energia consumata e nel caso in cui la differenza è positiva si prevede una compensazione tramite un contributo in euro che il Gestore dei Servizi Energetici elargirà al titolare dell'impianto). Inoltre per trasparenza e chiarezza il GSE metterà a disposizione sul proprio sito un simulatore di calcolo accessibile a tutti e semplice da usare. Il vincolo per il funzionamento di tale servizio è legato alla stipula del contratto con il GSE tramite istanza specifica.

L'art. 6 disciplina anche l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici che non beneficiano della disciplina dello scambio sul posto, infatti, qualora l'energia fosse immessa nella rete elettrica, può essere ritirata con le modalità e alle condizioni fissate dall'Autorità per l'energia elettrica ovvero ceduta sul mercato. [7] [8]

#### **2.4.1 La disciplina dello scambio sul posto (TISP)**

Con il termine TISP definiamo il Testo Integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo Scambio sul Posto. Il meccanismo dello scambio sul posto va ad aggiungersi all'incentivo del conto energia. Consente, in generale, di immettere in rete l'energia elettrica prodotta ma non immediatamente auto consumata, per poi prelevarla in un momento successivo per soddisfare i propri consumi.

Secondo la legislatura vigente, se la potenza dell'impianto è inferiore a 200kWp, si può optare per una delle seguenti modalità di utilizzo dell'energia prodotta:

- ✓ scambio sul posto;
- ✓ autoconsumo, e vendita dell'energia prodotta non consumata;
- ✓ vendita totale dell'energia.

Il GSE ha esteso la possibilità di aderire al meccanismo di Scambio sul posto agli impianti di potenza fino a 200 kWp per il Conto Energia 2011/2013.

Il servizio di scambio sul posto manifesta appieno i vantaggi per l'Utente qualora, su base annua, la valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete compensi totalmente l'onere energia associato ai quantitativi di energia elettrica prelevata dalla rete (cioè quando il consumo è uguale alla

produzione di energia elettrica nello stesso anno); inoltre, per la totalità dell'energia elettrica scambiata con la rete, l'Utente dello scambio vedrà ricompensarsi dal GSE i costi sostenuti dal medesimo per l'utilizzo della rete in termini di servizi di trasporto, dispacciamento e, per i soli utenti titolari di impianti alimentati da fonti rinnovabili, degli oneri generali di sistema. In particolare il regime tende a garantire:

- ✓ trasparenza, in modo che i bilanci di energia elettrica sulle reti elettriche possano tenere conto dell'energia effettivamente immessa e prelevata;
- ✓ corretta valorizzazione economica dell'energia elettrica immessa e prelevata nell'ambito dello scambio sul posto;
- ✓ visibilità dell'incentivo trasferito agli utenti dello scambio sul posto. [9]

#### **2.4.2 I beneficiari degli impianti solari fotovoltaici**

Possono beneficiare delle tariffe incentivanti di cui al presente titolo, con le modalità e alle condizioni da esso previste, i seguenti soggetti:

- ✓ le persone fisiche;
- ✓ le persone giuridiche;
- ✓ i soggetti pubblici;
- ✓ i condomini di unità immobiliari ovvero di edifici.

Il limite di potenza incentivabile per tali impianti è 3.000 MW. La durata dell'incentivazione è di 20 anni.

Gli impianti dovranno avere una potenza nominale maggiore di 1 kW ed essere entrati in esercizio in data successiva al 31/12/2010 ed entro il 31/12/2013. Questa tipologia comprende impianti realizzati su edifici e altri tipi di impianti.

Per l'anno 2011 le tariffe incentivanti sono state determinate in ragione decrescente temporalmente per ridurre la discontinuità con le precedenti in vigore fino al 31 dicembre 2010.

Per gli impianti entrati in esercizio dopo il 31/12/2011, le tariffe previste sono quelle della colonna C, decurtate del 6% annuo.

Per impianti montati su pergole, serre, barriere acustiche, tettoie e pensiline si applica una tariffa incentivante pari alla media aritmetica delle tariffe previste per impianti realizzati su edifici e altri impianti. [8]

Intervallo di potenza	A		B		C	
	Impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 Dicembre 2010 ed entro il 30 Aprile 2011	Altri impianti fotovoltaici	Impianti entrati in esercizio in data successiva al 30 Aprile 2011 ed entro il 31 Agosto 2011	Altri impianti fotovoltaici	Impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 Agosto 2011 ed entro il 31 dicembre 2011	Altri impianti fotovoltaici
[kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
$1 < P \leq 3$	0,402	0,362	0,391	0,347	0,380	0,333
$3 < P \leq 20$	0,377	0,339	0,360	0,322	0,342	0,304
$20 < P \leq 200$	0,358	0,321	0,341	0,309	0,323	0,285
$200 < P \leq 1000$	0,355	0,314	0,335	0,303	0,314	0,266
$1000 < P \leq 5000$	0,351	0,313	0,327	0,289	0,302	0,264
$P > 5000$	0,333	0,297	0,311	0,275	0,287	0,251

2.1 Tariffe previste per gli impianti solari fotovoltaici (Conto Energia 2011-2013.)

### 2.4.3 I beneficiari di impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative

Gli impianti fotovoltaici con caratteristiche innovative utilizzano moduli e componenti speciali, sviluppati specificatamente per sostituire elementi architettonici, e che rispondono a dei stabiliti requisiti costruttivi e delle indicate modalità di installazione.

Possono beneficiare delle tariffe incentivanti per questi tipi di impianti i seguenti soggetti:

- ✓ le persone fisiche;
- ✓ le persone giuridiche;
- ✓ i soggetti pubblici;
- ✓ i condomini di unità immobiliari ovvero di edifici.

Il limite di potenza incentivabile è di 300 MW e la durata dell'incentivazione è di 20 anni. Questa categoria include le installazioni che utilizzano moduli e componenti speciali espressamente realizzati per integrarsi e sostituire elementi architettonici.

Le modalità per classificare l'impianto nella categoria saranno indicate in una guida da realizzarsi a cura del GSE (Gestore dei Servizi Energetici).

Gli impianti dovranno avere una potenza nominale compresa tra 1 kW e 5.000 kW ed essere entrati in esercizio in data successiva al 31/12/2010 ed entro il 31/12/2013.

Per gli impianti entrati in esercizio dopo il 31/12/2011, le tariffe sono decurtate del 2% annuo. Gli impianti entrati in esercizio a seguito di potenziamento possono accedere alle tariffe incentivanti limitatamente alla produzione aggiuntiva ottenuta a seguito dell'intervento di potenziamento.

	Intervallo di potenza [kW]	Tariffa Corrispondente [€/kWh]
A	$1 \leq P \leq 20$	0,44
B	$20 < P \leq 200$	0,40
C	$P > 200$	0,37

2.2 Tariffe previste per gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative.

#### 2.4.4 I beneficiari di impianti a concentrazione

Un sistema solare fotovoltaico a concentrazione (o impianto a concentrazione) è un impianto di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della radiazione solare, tramite l'effetto fotovoltaico; esso è composto principalmente da un insieme di moduli in cui la luce solare è concentrata, tramite sistemi ottici, su celle fotovoltaiche, da uno o più gruppi di conversione della corrente continua in corrente alternata e da altri componenti elettrici minori. In questo modo è possibile ridurre l'area di estensione della cella e quindi ridurre la quantità di silicio a parità di output energetico. [9]

Il limite di potenza incentivabile è di 200 MW e la durata degli incentivi è di 20 anni.

A differenza degli tipi di impianti per questa categoria i soggetti responsabili possono essere esclusivamente persone giuridiche o soggetti pubblici.

Gli impianti dovranno avere una potenza nominale compresa tra 1 kW e 5000 kW ed entrare in esercizio in data successiva al 25/08/2010 (data di entrata in vigore del decreto) ed entro il 31/12/2013.

Per gli impianti entrati in esercizio dopo il 31/12/2011, le tariffe sono decurtate del 2% annuo.

	Intervallo di potenza [kW]	Tariffa Corrispondente [€/kWh]
A	$1 \leq P \leq 200$	0,37
B	$200 < P \leq 1000$	0,32
C	$P > 1000$	0,28

2.3 Tariffe previste per gli impianti a concentrazione.

Le tariffe indicate nelle tabelle A, B, C possono essere cumulabili con alcuni incentivi di natura pubblica nei seguenti casi:

- ✓ contributi in conto capitale (incremento di mezzi patrimoniali) in misura non superiore al 30% del costo di investimento per impianti fotovoltaici realizzati su edifici aventi potenza nominale non superiore a 3 kW;
- ✓ contributi in conto capitale fino al 60% del costo di investimento per impianti fotovoltaici che siano realizzati su scuole pubbliche o paritarie di qualunque ordine e grado ed il cui il soggetto responsabile sia la scuola ovvero il soggetto proprietario dell'edificio scolastico, nonché su strutture sanitarie pubbliche, ovvero su edifici che siano sedi amministrative di proprietà di enti locali o di regioni e province autonome;
- ✓ contributi in conto capitale in misura non superiore al 30% del costo di investimento per impianti fotovoltaici che siano realizzati su edifici pubblici diversi da quelli menzionati prima, ovvero su edifici di proprietà di organizzazioni riconosciute non lucrative di utilità sociale che provvedono alla prestazione di servizi sociali affidati da enti locali, ed il cui il soggetto responsabile sia l'ente pubblico o l'organizzazione non lucrativa di utilità sociale;
- ✓ contributi in conto capitale in misura non superiore al 30% del costo di investimento per impianti fotovoltaici realizzati su aree oggetto di interventi di bonifica, ubicate all'interno di siti contaminati, purché il soggetto responsabile dell'impianto assuma la diretta responsabilità delle preventive operazioni di bonifica; i predetti contributi non sono cumulabili con il premio (del 5%) legato agli impianti ubicati in zone industriali, commerciali, cave o discariche o siti contaminati;
- ✓ contributi in conto capitale in misura non superiore al 30% del costo di investimento per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative;
- ✓ contributi in conto capitale in misura non superiore al 30% del costo di investimento per impianti fotovoltaici a concentrazione;

- ✓ benefici conseguenti all'accesso a fondi di garanzia e di rotazione istituiti da enti locali o regioni e province autonome.

#### **2.4.5 Impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica**

Un impianto fotovoltaico con innovazione tecnologica è un impianto fotovoltaico che utilizza moduli e componenti caratterizzati da significative innovazioni tecnologiche definite da un successivo provvedimento del Ministro dello Sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e di intesa con la Conferenza unificata. Con il medesimo provvedimento verranno definite le tariffe incentivanti e le modalità di accesso per tali impianti. [8]

#### **2.4.6 Procedura di accesso**

Nel nuovo decreto vengono modificati due aspetti fondamentali: la tempistica e la modalità di invio della documentazione da parte del richiedente.

Per quanto riguarda la tempistica, il soggetto responsabile dovrà richiedere al GSE l'incentivo entro 90 giorni dall'entrata in servizio dell'impianto. Il mancato rispetto dei termini per la presentazione della domanda comporta la non ammissibilità alle tariffe incentivanti per il periodo intercorrente fra la data di entrata in esercizio dell'impianto e la data di comunicazione della domanda al GSE. Il GSE avrà 120 giorni per determinare la tariffa ed erogare l'incentivo.

A differenza di quanto accade con la procedura attuale, la documentazione per l'ottenimento dell'incentivo dovrà essere inviata esclusivamente per via telematica.

I documenti devono essere trasmessi al GSE, utilizzando il portale <https://applicazioni.gse.it>.

La domanda di concessione dell'incentivo dovrà, inoltre, essere inviata al GSE esclusivamente via fax o tramite posta elettronica certificata (PEC). [7]

#### **2.4.7 Premi**

L'art. 9 e 10 del decreto ministeriale del 6 agosto del 2010 stabiliscono rispettivamente premi per impianti fotovoltaici abbinati ad un uso efficiente dell'energia e premi per specifiche tipologie e applicazioni di impianti fotovoltaici. L'articolo 9 riguarda:

- 1) gli impianti fotovoltaici sugli edifici (parzialmente integrati), operanti in regime di scambio sul posto, possono beneficiare di un premio aggiuntivo qualora abbinati ad un uso efficiente dell'energia. Per accedere al premio il soggetto responsabile:
  - ✓ si dota di un attestato di certificazione energetica relativo all'edificio o unità immobiliare su cui è ubicato l'impianto, comprendente anche l'indicazione di possibili interventi migliorativi delle prestazioni energetiche dell'edificio o dell'unità immobiliare;

- ✓ effettua, successivamente alla data di entrata in esercizio dell'impianto fotovoltaico interventi sull'involucro edilizio tra quelli individuati nella medesima certificazione energetica che conseguano una riduzione di almeno il 10% di entrambi gli indici di prestazione energetica estiva e invernale dell'involucro edilizio relativi all'edificio o all'unità immobiliare rispetto ai medesimi indici come individuati nella certificazione energetica;
  - ✓ si dota di una nuova certificazione energetica dell'edificio o unità immobiliare al fine di dimostrare l'avvenuta esecuzione degli interventi e l'ottenimento della riduzione del fabbisogno di energia.
- 2) A seguito dell'esecuzione degli interventi, il soggetto responsabile presenta istanza per il riconoscimento del premio al soggetto attuatore corredata delle certificazioni energetiche dell'edificio o unità immobiliare..
  - 3) Il premio è riconosciuto a decorrere dall'anno solare successivo alla data di ricevimento dell'istanza e consiste in una maggiorazione percentuale della tariffa riconosciuta, in misura pari alla metà della percentuale di riduzione del fabbisogno di energia conseguita con arrotondamento commerciale alla terza cifra decimale. Il premio è riconosciuto per il periodo residuo di diritto alla tariffa incentivante. La maggiorazione predetta non può in ogni caso eccedere il 30% della tariffa incentivante riconosciuta alla data di entrata in esercizio dell'impianto fotovoltaico.
  - 4) L'esecuzione di nuovi interventi sull'involucro edilizio che conseguano una ulteriore riduzione di almeno il 10% di entrambi gli indici di prestazione energetica estiva e invernale dell'edificio o unità immobiliare, certificata, è presupposto per il riconoscimento di un ulteriore premio, fermo restando il limite massimo del 30%.
  - 5) Per gli impianti fotovoltaici operanti in regime di scambio sul posto, realizzati su edifici di nuova costruzione, ovvero per cui sia stato ottenuto il pertinente titolo edilizio in data successiva alla data di entrata in vigore del presente decreto, il premio consiste in una maggiorazione del 30% della tariffa riconosciuta qualora sia conseguita una prestazione energetica per il rinfrescamento estivo dell'involucro di almeno il 50% dei valori minimi (stabiliti dal DPR 59/09) nonché una prestazione energetica per la climatizzazione invernale di almeno il 50% dei valori minimi (stabiliti dal DPR 59/09). Il conseguimento di detti valori è attestato da certificazione energetica.
  - 6) Per gli edifici parzialmente climatizzati, la produzione dell'impianto fotovoltaico che può accedere al premio di cui al presente articolo è quella riferibile all'impianto o porzione di impianto che sottende l'equivalente della superficie utile climatizzata.

L'art. 10, al primo comma, è riferito agli impianti diversi da quelli installati sugli edifici e prevede:

- ✓ un premio del 5% qualora tali impianti siano ubicati in zone classificate alla data di entrata in vigore del presente decreto dal pertinente strumento urbanistico come industriali, commerciali, cave o discariche esaurite, area di pertinenza di discariche o di siti contaminati.
- ✓ per gli impianti fotovoltaici installati su edifici operanti in regime di scambio sul posto tale articolo prevede un premio del 5%, realizzati da comuni con popolazione inferiore a 5000 abitanti sulla base dell'ultimo censimento Istat effettuato prima della data di entrata in esercizio dei medesimi impianti, dei quali i predetti comuni siano soggetti responsabili;
- ✓ un premio del 10% per gli impianti fotovoltaici installati su edifici in sostituzione di coperture in eternit o comunque contenenti amianto. [8]

#### **2.4.7.1 Premio per soggetti con profilo di scambio prevedibile**

Il sistema con profilo di scambio prevedibile è il sistema avente tutte le seguenti caratteristiche:

- ✓ è costituito da uno o più impianti fotovoltaici gestiti dal soggetto responsabile unitariamente con un aggregato di punti di immissione, punti di prelievo e di eventuali sistemi di accumulo dell'energia, trattati su base oraria e sottesi ad un'unica cabina primaria;
- ✓ è realizzato con uno o più impianti fotovoltaici che hanno una potenza nominale complessiva superiore a 200 kW e inferiore a 10 MW. Tale potenza nominale deve inoltre essere almeno pari alla somma delle potenze nominali degli eventuali impianti di produzione diversi dagli impianti fotovoltaici, nonché alla somma delle potenze disponibili dei punti di prelievo di cui al punto precedente;
- ✓ ha un profilo complessivo di scambio con la rete elettrica che rispetta un programma orario nelle ore comprese tra le 8,00 e le 20,00, comunicato il giorno prima dal soggetto responsabile al soggetto attuatore con un margine di errore del 10% in ciascun giorno; (questo profilo deve essere rispettato per almeno 300 giorni l'anno).

Le nuove disposizioni prevedono un incremento delle tariffe incentivanti pari al 20% per sistemi, con profilo di scambio prevedibile. Per accedere al premio del 20% il soggetto responsabile deve:

- ✓ richiedere al soggetto attuatore la qualifica di sistema con profilo di scambio prevedibile, trasmettendo in aggiunta alla documentazione tutti gli schemi progettuali necessari alla verifica della rispondenza dei requisiti che definiscono un sistema con profilo di scambio prevedibile;
- ✓ comunicare giornalmente al soggetto attuatore il programma di scambio con la rete elettrica previsto per il giorno successivo.

### **2.4.7.2 Agevolazioni per gli enti pubblici**

Nel sindacato decreto ministeriale sono previsti alcuni vantaggi nel caso in cui i soggetti responsabili dell'impianto che richiede la tariffa incentivante siano soggetti pubblici:

- ✓ La tariffa incentivante viene incrementata del 5% per gli impianti realizzati su edifici e operanti in regime di scambio sul posto se realizzati da Comuni con meno di 5000 abitanti.
- ✓ Gli impianti fotovoltaici, operanti in regime di scambio sul posto, i cui soggetti responsabili siano Enti Locali o Regioni ricevono la tariffa, più vantaggiosa, destinata agli impianti realizzati su edifici; la stessa agevolazione si applica a tutti gli altri impianti, i cui soggetti responsabili siano Enti Locali o Regioni, che entrano in esercizio entro il 2011 e per i quali le procedure di gara si sono concluse con l'assegnazione prima dell'entrata in vigore del decreto ministeriale del 6 agosto 2010.
- ✓ Gli impianti realizzati su edifici pubblici (ad es. scuole o strutture sanitarie) hanno la possibilità di cumulare la tariffa incentivante con altri contributi in conto capitale ottenuti per lo stesso impianto;
- ✓ Sono ammessi all'incentivazione gli impianti entrati in servizio entro 24 mesi dalla data di raggiungimento dei limiti di potenza stabiliti per ogni categoria.

Per quanto riguarda il monitoraggio tecnologico e la promozione dello sviluppo delle tecnologie l'ENEA compie un monitoraggio tecnologico al fine di individuare le prestazioni delle tecnologie impiegate negli impianti fotovoltaici già realizzati ed in seguito trasmetterà al Ministero dello Sviluppo economico e al Ministero dell'Ambiente e della tutela del Territorio e del Mare, un rapporto con l'analisi, riferita a ciascuna tipologia di impianto, degli indici di prestazione degli impianti segnalando le eventuali altre esigenze di innovazione tecnologica.

Per quanto concerne il controllo c'è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas che provvede a:

- ✓ stabilire le modalità, i tempi e le condizioni per l'erogazione delle tariffe incentivanti;
- ✓ stabilire le modalità per la verifica del rispetto delle disposizioni;
- ✓ aggiornare ed integrare i propri provvedimenti in materia di connessione alla rete elettrica.

## **2.5 Incentivazione con il Conto Energia nel 2009**

Per l'anno 2009, dei 71.284 impianti con potenza pari a 1.142,3 MW, l'erogazione dell'incentivo è avvenuta per 62.827 impianti con potenza pari a 876,2 MW. Ad oggi, al netto dei conguagli che dovranno essere effettuati nel breve termine e che comporteranno un incremento del costo del Conto Energia, l'incentivo complessivo erogato a livello nazionale è stato di circa 292 M€.

La regione che nel 2009 ha realizzato più produzione incentivata è stata la Puglia, per la quale sono

stati erogati 40,32 M€. Con un margine di distacco di circa 9 M€ segue la Lombardia (30,93 M€), al terzo posto per incentivo percepito vi è l'Emilia Romagna (24,31 M€).

Le regioni per le quali si registrano le minori erogazioni sono la Valle d'Aosta (0,17 M€), il Molise (1,12 M€) e la Liguria (2,19 M€). [10]

Regione	Impianti incentivati	Potenza incentivata	Produzione incentivata	Incentivo erogato	Incentivo per kWh
	n°	MW	GWh	M€	€/kWh
Piemonte	5.030	64,6	50,2	21,68	0,432
Valle d'Aosta	72	0,6	0,4	0,17	0,425
Lombardia	9.551	99,8	72,9	30,93	0,424
Trentino Alto Adige	3.104	50,0	42,3	18,60	0,439
Veneto	5.943	59,3	45,4	19,53	0,430
Friuli Venezia Giulia	3.053	23,2	18,1	7,96	0,439
Liguria	794	6,0	5,1	2,19	0,427
Emilia Romagna	5.823	75,1	55,3	24,31	0,440
Toscana	4.514	46,7	40,4	17,81	0,441
Umbria	1.467	31,1	25,8	11,34	0,439
Marche	2.507	45,9	35,8	15,78	0,441
Lazio	3.800	76,1	38,1	16,67	0,438
Abruzzo	1.178	18,7	12,7	5,47	0,429
Molise	200	4,9	2,5	1,12	0,452
Campania	1.489	22,3	18,4	7,94	0,431
Puglia	4.797	136,8	95,0	40,32	0,424
Basilicata	859	23,4	21,7	10,03	0,463
Calabria	1.447	26,6	27,0	11,99	0,445
Sicilia	3.377	31,9	31,7	14,20	0,448
Sardegna	3.822	33,3	31,2	13,76	0,442
<b>ITALIA</b>	<b>62.827</b>	<b>876,2</b>	<b>670,1</b>	<b>291,79</b>	<b>0,435</b>

Valori preliminari soggetti a conguaglio

2.6 Incentivazione nelle diverse regione nell'anno 2009.

### 3 PROGETTAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Come detto in precedenza gli impianti fotovoltaici possono essere connessi alla rete o isolati, ed a seconda di questa distinzione devono essere considerati diversi parametri per il dimensionamento energetico. Prendiamo in esame gli impianti connessi alla rete dato che rappresentano il caso studiato.

I sistemi connessi alla rete producono energia elettrica per l'utenza e cedono la quantità prodotta in eccedenza alla rete elettrica durante il giorno, mentre durante la notte sfruttano l'energia proveniente dalla rete. Il flusso energetico è bidirezionale, perciò gli impianti grid-connected sono provvisti di due contatori o uno unico bidirezionale, che consentono la valutazione dei flussi in ingresso ed in uscita.

#### 3.1 Dimensionamento di un impianto grid-connected

Le considerazioni che devono essere prese in esame quando un impianto fotovoltaico connesso alla rete viene dimensionato sono di carattere economico, progettuale ed ambientale.

Gli aspetti economici vengono elencati di seguito:

- ✓ disponibilità economica, dato che il costo dell'impianto oscilla dai 5 €/W ai 7 €/W;
- ✓ guadagno energetico preventivato, l'energia prodotta moltiplicata per il costo del kilowattora ceduto alla rete (7-9,5 c€ cui potrebbe essere aggiunta una eventuale tariffa incentivante).

Le considerazioni di carattere ambientale riguarda la disponibilità della fonte solare a seconda della località si hanno delle variazioni, in Italia l'irraggiamento oscilla dai 1200 kWh/m<sup>2</sup>/anno ai 1990 kWh/m<sup>2</sup>/anno. La radiazione solare influenza direttamente la producibilità di energia elettrica, perciò è importante tenere in considerazione la presenza di ostacoli che possono portare alla copertura dell'impianto per alcune ore e quindi si ha una riduzione significativa della capacità produttiva.

L'elemento progettuale che deve essere valutato rappresenta un vincolo strutturale e riguarda la disponibilità di spazio sul quale installare il generatore fotovoltaico, tenendo presente che per installare 1 kW occorrono circa 7 m<sup>2</sup> nel caso di falda unica oppure 15 m<sup>2</sup> qualora si ricorra alla configurazione a filari.

In fase di progettazione è necessario valutare l'energia producibile dall'impianto ( $E_p$ ), che dipende:

- ✓ dal sito di installazione, caratterizzato dalla latitudine, dalla radiazione solare disponibile e dalla temperatura, nonché dalla riflettanza della superficie antistante i moduli fotovoltaici;

- ✓ dall'esposizione dei moduli, attraverso l'angolo di inclinazione (tilt) e angolo di orientazione (azimut);
- ✓ dalle caratteristiche dei moduli quali potenza nominale, coefficiente di temperatura, risposta angolare, ma anche dall'uniformità delle caratteristiche elettriche dei vari moduli (da cui dipende la perdita in potenza per mismatch);
- ✓ dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System), vale a dire dall'efficienza e dalle perdite nell'insieme dei dispositivi necessari a trasformare ed adattare la corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici alle esigenze dell'utenza (il dispositivo più importante del BOS è l'inverter, ma non vanno trascurate anche le perdite nei cavi).

L'energia producibile dall'impianto è data dall'espressione:

$$E_p = H \cdot S \cdot \text{Eff}_{pv} \cdot \text{Eff}_{inv} = H \cdot P_{nom} \cdot (1 - P_{pv}) \cdot (1 - P_{inv})$$

Dove:

$P_v$  sono le perdite (termiche, ottiche, resistive, caduta sui diodi, mismatch) del generatore fotovoltaico, stimabili;

$P_{inv}$  rappresenta le perdite (resistive, di commutazione, magnetiche, alimentazione dei circuiti di controllo) dell'inverter;

$P_{nom}$  è la potenza nominale del generatore fotovoltaico, necessaria per produrre l'energia  $E_p$ ;

$H$  è la radiazione solare incidente sulla superficie dei moduli.

Ovviamente l'energia producibile dall'impianto dovrà rispettare le effettive necessità energetica della struttura analizzata, della quale verrà mostrato in seguito il calcolo.

Per il calcolo di  $H$  utilizzeremo l'applicazione web dell'Unione Europea PVGIS [11] che ci permette di ottenere l'irraggiamento della superficie esposta inserendo alcuni dati riguardanti:

- ✓ la tecnologia utilizzata che può variare tra silicio mono-cristallino, silicio poli-cristallino, film-sottile;
- ✓ la potenza di picco installata;
- ✓ la stima delle perdite del sistema;
- ✓ la posizione di montaggio;
- ✓ l'inclinazione;
- ✓ l'azimuth.

Altrimenti se volessimo calcolare la radiazione complessiva cui è sottoposta una superficie, dovremo sommare le tre componenti dell'irraggiamento: diffusa, diretta e riflessa che vengono riportate sul piano dei moduli fotovoltaici. Le formule per una superficie esposta sono indicate dalle

Norme UNI 8477, mentre l'accuratezza dei calcoli dipende dalla fluttuazione dei dati climatici effettivi rispetto a quelli storici.

Per il calcolo di H i dati di input necessari sono:

- ✓ valori medi mensili dell'irraggiamento su superficie orizzontale  $H_0$ , ricavabile dai dati storici del sito in questione;
- ✓ frazione di componente diffusa (formula di Liu-Jordan) oppure componente diretta e diffusa su superficie orizzontale (direttamente forniti dalla norma UNI 10349);
- ✓ latitudine del sito;
- ✓ angoli di esposizione (tilt e azimuth);
- ✓ riflettenza del terreno (fattore di albedo).

Analizzando i valori di H di alcune superfici, rispetto a quelli di una superficie di riferimento orizzontale si evince che per un tetto esposto a sud (Azimuth 0), l'energia incidente è maggiore del 15% rispetto a quella su una superficie orizzontale; inoltre per una facciata non completamente esposta a sud l'energia incidente risulta invece minore del 30% rispetto a quella su orizzontale.

Più in generale se i pannelli vengono orientati con un angolo di azimuth diverso da zero, ovvero non sono rivolti verso sud, si alterano le modalità con cui l'energia viene raccolta nell'arco del giorno e la quantità di energia raccolta su base annuale.

### **3.2 La radiazione solare**

Per calcolare la radiazione solare raccolta da una superficie al suolo, occorre conoscere l'intensità della radiazione diretta e diffusa ed il loro andamento nel tempo.

La radiazione diretta è quella che proviene lungo la linea che congiunge il sole alla terra ed è la quota maggiore dell'energia irraggiata annualmente al suolo. Mentre la radiazione diffusa viene definita come quella parte della radiazione assorbita e riemessa in tutte le direzioni a diverse lunghezze d'onda dai gas presenti nell'atmosfera, dal vapor d'acqua e dal pulviscolo atmosferico.

Negli impianti fotovoltaici la superficie di captazione è quasi sempre inclinata rispetto al piano orizzontale, in modo tale da incrementare l'energia solare catturata. La quantità di radiazione raccolta da una superficie inclinata viene calcolata partendo dal valore dell'intensità della radiazione solare incidente su una superficie orizzontale. Questo valore è fortemente influenzato dalle variazioni delle condizioni atmosferiche che hanno andamento casuale; per questo motivo si utilizzano i dati storici dell'irraggiamento solare rilevati nella località prescelta o in località con caratteristiche climatiche simili.

I dati storici disponibili riguardano generalmente i valori giornalieri medi mensili dell'irradiazione su superficie orizzontale  $H_o$  (espressi in kWh/m<sup>2</sup>/giorno), sono relativi a medie di 5-10 anni e possono essere reperiti consultando le Norme UNI 10349 "Riscaldamento e rinfrescamento degli edifici. Dati climatici.", o dall'Atlante Europeo della radiazione solare o da ENEA (94-99).

Per calcolare la radiazione solare incidente (H) sulla superficie dei moduli (S) è necessario prima determinare le varie componenti dell'irraggiamento cui sono sottoposte le superfici fotovoltaiche e poi sommarle.

Come espresso in precedenza vi sono due metodi fondamentali per il calcolo di H, il primo che prendiamo in considerazione è quello di Liu-Jordan, mentre il secondo fa riferimento alla Norma UNI 10349.

In entrambi i metodi come primo passo si determinano i valori giornalieri medi mensili dell'irradiazione sulla superficie orizzontale  $H_o$  attraverso la consultazione dei dati storici.

Il metodo di Liu-Jordan fornisce una legge sperimentale che mette in relazione la componente diffusa  $H_{do}$  alla  $H_o$ :

$$H_{do} = 1,39 - 4,027 H_o/H_{o,f} + 5,531 (H_o/H_{o,f})^2 - 3,108 (H_o/H_{o,f})^3$$

Dove  $H_{o,f}$  è l'irradiazione su superficie orizzontale fuori dall'atmosfera.

Dopo aver ricavato la radiazione diffusa sul piano orizzontale è possibile calcolare la componente diretta sul piano orizzontale mediante la relazione:

$$H_{bo} = H_o - H_{do}$$

La Norma UNI 10349 fornisce direttamente i valori di  $H_{do}$  e  $H_{bo}$  per ciascuna provincia italiana, perciò è possibile reperire i dati direttamente in essa.

A questo punto avendo ricavato i valori  $H_{do}$  e  $H_{bo}$  con una delle due modalità sopra esposte, si passa al calcolo della radiazione globale H incidente su una superficie inclinata rispetto al piano orizzontale di un angolo  $\beta$  sommando le tre componenti:

✓ diretta:

$$H_b = R_b \cdot H_{do}$$

dove  $R_b$  è un termine dipendente dalla latitudine del sito ( $\varphi$ ), della declinazione solare ( $\delta$ ) e dell'angolo di tilt ( $\beta$ ) ed è definito dal rapporto  $H_f/H_{o,f}$  dove  $H_f$  rappresenta l'irradiazione su una superficie inclinata fuori dall'atmosfera;

✓ diffusa:

$$H_d = H_{do} \cdot (1 + \cos\beta)/2$$

✓ riflessa:

$$H_a = H_o \cdot a (1 - \cos\beta)/2$$

dove  $a$  è il fattore di albedo, che rappresenta un coefficiente di riflessione i cui valori variano tra  $[0 ; 1]$ , tali valori sono espressi in percentuale ed sono ricavati dal rapporto dell'energia radiante riflessa dalla superficie diviso l'energia incidente.

La radiazione globale  $H$ :

$$H = H_b + H_d + H_a = R_b \cdot H_{do} + H_{do} \cdot (1 + \cos\beta)/2 + H_o \cdot a (1 - \cos\beta)/2$$

Dato che il valore di  $H$  che abbiamo calcolato è un valore giornaliero medio mensile, per calcolare l'energia incidente in un anno è necessario ripetere questi calcoli per ciascun mese e sommare i valori ottenuti ciascuno moltiplicato per il numero di giorni che compone il relativo mese.

Questo metodo è estremamente semplice, però ci fornisce una stima per difetto dell'intensità della radiazione diffusa poiché questa viene considerata uniforme sull'intera volta celeste. Metodi più complessi applicano un coefficiente correttivo che tiene conto dell'incremento della radiazione diffusa dal cielo.

### 3.3 Le diverse perdite cui è sottoposto un impianto fotovoltaico

L'efficienza complessiva dell'impianto fotovoltaico è influenzata da nove categorie di perdite che si distinguono in: temperatura, riflessione, livello di irraggiamento, sporcamento, mismatching, perdite Ohmiche, perdite nel sistema di conversione, ottiche e per ombreggiamenti locali e clinometrici.

#### 3.3.1 Le perdite per temperatura

Le perdite per temperatura sono causate dalla riduzione del potenziale elettrico della cella fotovoltaica all'aumentare della sua temperatura. Osservando il grafico della corrente-tensione di un modulo fotovoltaico (figura 1.10) è possibile notare come all'aumentare della temperatura la curva si schiaccia verso valori inferiori di tensione e di conseguenza il valore della potenza erogata diminuisce.

La temperatura delle celle del modulo fotovoltaico dipende da diverse caratteristiche quali la temperatura ambiente, il valore dell'irraggiamento e la manifattura del pannello.

Il parametro caratterizzante la manifattura del pannello è il NOCT (Nominal Operative Cell Temperature) e rappresenta la temperatura del modulo quando la temperatura ambiente è di 20°C e la radiazione incidente è di 800 W/m<sup>2</sup>.

Valori tipici di NOCT si aggirano intorno ai 40-45°C e dipendono essenzialmente e dal tipo di incapsulamento delle celle fotovoltaiche. Nel caso di moduli al silicio cristallino, per ogni 10°C di aumento di temperatura si ha una diminuzione della potenza erogata pari a circa il 4% e una diminuzione di tensione dell'ordine del 3,5%.

Dato che i moduli lavorano tipicamente con temperature che rispetto a quelle di riferimento sono superiori di circa 20°C, le perdite termiche ammontano a circa l'8%.

### **3.3.2 Le perdite per riflessione**

Le perdite per riflessione sono causate dal vetro posto a protezione dei moduli fotovoltaici, infatti, una parte dell'irraggiamento incidente sul pannello viene riflesso causando una riduzione della energia erogata. Tale perdita è proprio inevitabile perché intrinseca al sistema ed il suo valore ammonta al 3% nel caso di impianti fissi.

### **3.3.3 Le perdite per livello di irraggiamento**

Questo tipo di perdita è provocata dall'inverter, infatti, quando si verificano livelli di irraggiamento ridotti si genera un voltaggio di stringa troppo basso che non viene convertito dal dispositivo perché non appartiene al suo range di funzionamento. I livelli di irraggiamento più bassi solitamente si hanno durante le prime ore del mattino e al tramonto o quando la nuvolosità è particolarmente intensa. Tali perdite sono stimante tra il 2 e il 3% a seconda della latitudine del sito.

### **3.3.4 Le perdite per sporcamento**

Le perdite per sporcamento sono dovute al calcare e al pulviscolo che si deposita sulla superficie del modulo, più l'angolo di tilt è ridotto e più aumenta questo tipo di perdita, ed è necessario programmare una pulizia periodica dell'impianto. Per pannelli con un angolo di tilt superiore ai 20° tali perdite sono molto ridotte ed il loro valore ammonta all'1%, mentre per angoli inferiori a 10° i valori aumentano fino al 6-7%.

### **3.3.5 Le perdite per mismatching**

Le perdite per mismatching si originano quando sono collegate più stringhe in parallelo allo stesso gruppo di conversione, sono dovute alla non uniformità di prestazione tra le stringhe, la quale fa sì

che il punto di massima potenza fra le stringhe non coincida, per cui il gruppo di conversione impone al campo fotovoltaico un punto di lavoro tale da non consentire uno sfruttamento ottimale delle potenzialità del sistema.

Tale perdita varia dal 2 al 3 % a seconda che ad un unico gruppo di conversione siano connesse più o meno cinque stringhe. Le perdite per mismatching si possono annullare se si utilizza la conversione di stringa (un inverter per ogni stringa), un inverter multistringa o nel caso in cui si utilizzino moduli fotovoltaici a tolleranza positiva garantita.

### 3.3.6 Le perdite ohmiche

Le perdite ohmiche sono causate dalla dissipazione di energia elettrica in calore per effetto Joule nei cavi. Tali perdite dipendono dalla sezione e dalla lunghezza dei cablaggi e devono essere contenute entro il 3% della potenza nominale dell'impianto.

### 3.3.7 Le perdite nel sistema di conversione

L'efficienza dell'inverter e le perdite nel trasformatore causano le perdite nel sistema di conversione. Nei sistemi fissi tali perdite vengono stimate come il complemento da 1 del "Rendimento Europeo", che è un dato dichiarato dal produttore dell'inverter.

### 3.3.8 Le perdite ottiche

Le perdite ottiche sono dovute al fatto che il modulo fotovoltaico presenta una curva di risposta non piatta in funzione dell'angolo di incidenza della radiazione solare rispetto alla superficie del modulo stesso. In particolare si evidenzia che per direzione della radiazione abbastanza radenti al modulo la potenza erogata dal modulo tende ad annullarsi.

In prima approssimazione, la componente diretta, riflessa e diffusa della radiazione solare si possono considerare nulle quando provengono con angoli di incidenza superiori a un valore limite  $Q_{lim}$  (che può essere compreso tra  $82$  e  $86^\circ$ ), mentre per angoli di incidenza inferiori al suddetto valore limite risultano attenuate di un fattore costante, pari al coefficiente di trasmissione del vetro  $t_o$ :

$$\begin{aligned} H_b &= 0 \quad \text{per } Q > Q_{lim} \\ H_b &= H_b \cdot t_o \quad \text{per } Q < Q_{lim} \end{aligned}$$

$$H_d = H_{do} \cdot t_o \cdot [1 + \cos(\beta + (90 - Q_{lim}))] / 2$$

$$H_a = H_o \cdot a \cdot t_o \cdot [1 - \cos(\beta - (90 - Q_{lim}))] / 2$$

In conclusione, poiché non viene sfruttata la radiazione solare proveniente da tutte le direzioni, e perdite ottiche ammontano tipicamente a circa il 4%.

### 3.3.9 Perdite per ombreggiamenti locali e clinometrici

Gli ombreggiamenti clinometrici sono causati dagli ostacoli orografici e non possono essere evitati se il sito di installazione presenta quelle caratteristiche.

Attraverso le orbite solari è possibile determinare, per una località prestabilita, la posizione del sole, con la sua elevazione e l'azimut, al variare delle stagioni e dell'ora del giorno. Riportando su una mappa riguardante le orbite solari le sagome di eventuali ostacoli, ricavabili da un sopralluogo sul sito, o con l'elaborazione di planimetrie quotate, è possibile determinare le ore del giorno e i mesi dell'anno durante i quali si verificano i fenomeni di ombreggiamento. Poi con l'ausilio dei diagrammi di distribuzione oraria e mensile della componente diretta (che è quella soggetta al fenomeno di ombreggiamento), è possibile desumere l'entità della perdita dovuta all'ombreggiamento.

Gli ombreggiamenti locali sono invece dovuti alla presenza di alberi, edifici o qualsiasi altro tipo di ostacolo che provoca un'ombra sulla superficie di uno o più moduli. Tale ombreggiamento può essere evitato durante la progettazione dell'impianto.

## 3.4 Posizionamento e disposizione dei moduli fotovoltaici

Le disposizioni più comunemente usate per l'installazione di un impianto fotovoltaico sono due:

- ✓ a falda unica (tetto o facciata), in questo caso lo spazio necessario è pari al rapporto della potenza nominale dell'impianto diviso l'efficienza dei moduli:

$$S = P_{\text{nom}}(\text{kW}) / \text{Eff}_{\text{moduli}}$$

- ✓ su piano orizzontale (a terra o su un lastrico solare); essendo in genere i moduli inclinati, non è possibile disporli per motivi di ingombro ed estetici su un unico filare, pertanto si ricorre alla disposizione a file parallele (filari), opportunamente distanziate; in questo caso la superficie necessaria è all'incirca due volte il rapporto della potenza nominale diviso l'efficienza dei moduli:

$$S \approx 2 \cdot P_{\text{nom}}(\text{kW}) / \text{Eff}_{\text{moduli}}$$

Con la seconda configurazione si possono scegliere liberamente gli angoli di tilt e di azimut, però è necessario compiere una valutazione della distanza tra le file, solitamente si cerca un compromesso tra ombreggiamento reciproco tra file ed una eccessiva distanza. Per il calcolo della distanza tra le file si sceglie di non avere ombre a mezzogiorno del solstizio invernale:

$$D/A = \sin \beta \cdot \operatorname{tg} (23,5 + \varphi) + \cos \beta$$

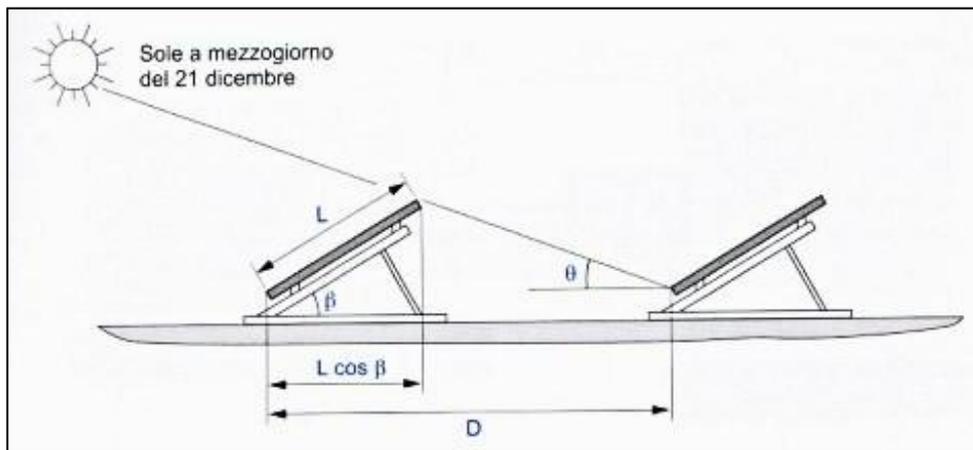
dove:

D corrisponde alla distanza tra le file;

A altezza massima delle file;

$\beta$  angolo di tilt;

$\varphi$  latitudine del sito.



3.1 Distanza tra le file di moduli fotovoltaici.

Con la configurazione a file parallele l'energia solare incidente risulta minore rispetto alla disposizione a falda unica per tre motivi:

- ✓ i moduli fotovoltaici non raccolgono la radiazione riflessa dal suolo, esclusa la prima fila;
- ✓ parte della radiazione diretta non raggiunge i moduli se la distanza tra le file è ridotta;
- ✓ i moduli raccolgono una parte ridotta della radiazione diffusa poiché l'angolo di cielo visto da ciascun filare è limitato dalla presenza del filare antistante. La componente diffusa è data da:

$$H_d = H_{do} \cdot t_o \cdot [ 1 + \cos (\beta + (90 - Q_{lim}) + r) ] / 2$$

dove r rappresenta l'angolo di cielo coperto dalla file di moduli antistante.

### 3.5 Progettazione dell'impianto fotovoltaico per l'impresa

In questa sezione verrà trattata la progettazione dell'impianto fotovoltaico dell'impresa considerando lo spazio necessario alla copertura del fabbisogno energetico confrontato con l'effettiva area del tetto. In seguito verranno prese in considerazione due configurazioni:

- ✓ la prima configurazione vuole garantire la copertura di tutto il fabbisogno energetico sfruttando al massimo la superficie del tetto;
- ✓ la seconda configurazione invece vuole garantire l'esposizione ottimale (tutti i pannelli sono rivolti a sud, azimut 0°) dell'impianto fotovoltaico al quale corrisponde il massimo irraggiamento.

Prima di tutto però verrà eseguita una stima dei carichi termici ed elettrici richiesti dalla struttura che verranno poi confrontati con i dati storici relativi alle bollette per ottenere il fabbisogno energetico della struttura. A questo punto verranno prese in esame le due configurazioni prima citate per le quali verranno determinati la potenza nominale dell'impianto e il numero di moduli necessari per il soddisfacimento del fabbisogno elettrico.

#### 3.5.1 Calcolo del fabbisogno energetico

Per il calcolo del fabbisogno energetico andremo a considerare la componente elettrica e quella termica.

La componente elettrica verrà ottenuta andando a considerare tutti i macchinari, le attrezzature, e l'illuminazione richiesta dall'impresa nell'arco di un anno, escludendo il condizionamento/riscaldamento che invece verrà trattato con la componente termica. Tali dati verranno calcolati in base ad una stima del loro utilizzo durante un anno lavorativo, costituito da 254 giorni/anno.

Il consumo elettrico giornaliero espresso in kWh dei macchinari/elettrodomestici è dato da:

$$E_{gg} \text{ (kWh/gg)} = P \cdot h/gg$$

dove:

P rappresenta la potenza del componente elettrico considerato;

h/gg sono le ore di funzionamento al giorno del componente.

Dopodiché andiamo a considerare il consumo energetico annuale ricavato dal valore ottenuto al passo precedente per il numero di giorni all'anno:

$$E \text{ (kWh/anno)} = E_{gg} \text{ (kWh/gg)} \cdot gg/anno = P \cdot h/gg \cdot gg/anno$$

Nella tabella sottostante vengono elencati tutti i macchinari e componenti che usufruiscono della energia elettrica:

<b>ENERGIA ELETTRICA (macchinari..)</b>					
<b>COMPONENTE</b>	<b>QUANTITA'</b>	<b>POTENZA (W)</b>	<b>h/gg</b>	<b>gg/anno</b>	<b>E (kWh/anno)</b>
Computer	8	200	8	254	3251,2
Monitor	9	200	8	254	3657,6
Stampante	5	95	8	254	965,2
Fotocopiatrice	1	95	8	254	193
Fax	2	37	8	254	150,4
telefono fisso	4	15	8	254	121,9
telefono cordless	3	10	8	254	61
Cassa	1	12	8	254	24,4
computer portatile	3	55	4	254	167,6
Scanner	1	2,5	1	10	0
Calcolatrice	3	7	8	254	42,7
bar code	4	7	8	254	56,9
macchina caffè	1	1400	8	254	2844,8
Radio	1	10	4	254	10,2
Trapano	3	1500	2	60	540
Fresa	2	400	2	60	96
Fresa	1	1700	2	60	204
Pulitrice	1	500	6	18	54
Compressore	1	2000	1	40	80
Muletto	1	400	1	132	52,8
<b>E<sub>el,tot</sub></b>					<b>12573,7</b>

3.2 Componenti elettrici presenti nell'impresa di Jesi.

L'energia complessiva dovuta ai carichi elettrici è pari a:

$$E_{el,tot} = 12573,7 \text{ kWh/anno}$$

Come è possibile visualizzare dalla tabella sovrastante sono stati elencati tutti i componenti che utilizzano l'energia elettrica in modo tale che andando a sommare tutti i contributi si ottenga il valore riguardante i kWh/anno richiesti dai macchinari ai quali verrà sommato il consumo energetico annuale dell'illuminazione.

<b>ENERGIA ELETTRICA (illuminazione)</b>							
<b>Luogo</b>	<b>Num Lampade</b>	<b>P lampada (W)</b>	<b>ESTATE h/gg</b>	<b>INVERNO h/gg</b>	<b>media h/gg</b>	<b>gg/anno</b>	<b>E kWh/anno</b>
Magazzino secondario	7	36	0,5	1	0,75	254	48,006
	2	58	0,5	1	0,75	254	22,098
Punto Vendita	16	18	1	8	4,5	254	329,184
	6	58	2	8	5	254	441,96
Magazzino principale	4	58	1,5	3	2,25	254	132,588
	4	36	1,5	3	2,25	254	82,296
Ufficio centrale	12	18	2	8	5	254	274,32
Ufficio 1	8	18	2	2	2	254	73,152
Ufficio 2	8	18	2	2	2	254	73,152
<b>E<sub>ill,tot</sub></b>							<b>1476,76</b>

### 3.3 Energia elettrica consumata per l'illuminazione nell'impresa di Jesi.

Anche in questo caso abbiamo calcolato l'energia totale dovuta all'illuminazione durante un anno lavorativo costituito da 254 giorni/anno, le ore al giorno di funzionamento per l'estate e per l'inverno sono differenti per cui è stata stimata una media tra le due.

$$E_{\text{ill,tot}} = 12573,7 \text{ kWh/anno}$$

L'energia totale della componente elettrica è:

$$E_{\text{el}} = 12573,7 + 1476,8 = 14050,5 \text{ kWh/anno}$$

Ora passiamo al calcolo della componente termica, per la quale è necessario andare a considerare la potenza trasmessa in inverno e in estate dall'edificio:

$$E_{\text{th}} = E_{\text{th,inv}} + E_{\text{th,est}}$$

dove:

$E_{\text{th}}$  rappresenta l'energia totale dovuta ai contributi termici;

$E_{\text{th,inv}}$  l'energia dovuta al contributo termico durante il periodo invernale;

$E_{\text{th,est}}$  l'energia dovuta al contributo termico durante il periodo estivo.

I due contributi termici sono calcolati come segue:

- ✓ contributo del carico invernale:

$$E_{\text{th,inv}} = Q_{\text{inv}} \cdot t_{\text{inv}} = \sum_{i=1}^n k_i \cdot S_i \cdot \Delta T \cdot t_{\text{inv}}$$

dove:

$Q_{inv}$  rappresenta la potenza termica trasmessa durante l'inverno dall'edificio, espressa in W;

$t_{inv}$  durata del periodo invernale espressa in h/anno;

$k_i$  trasmittanza unitaria o coefficiente globale di trasmissione termica della parete/solaio  $i$ -esima espressa in  $W/m^2\text{°C}$ ;

$S_i$  superficie della parete/solaio  $i$ -esima in  $m^2$ ;

$\Delta T$  differenza di temperature tra l'interno e l'esterno della parete/solaio considerato espressa in  $\text{°C}$ ;

$i=1 \dots n$  numero di pareti/solai.

✓ contributo del carico estivo:

$$E_{th,est} = Q_{est} \cdot t_{est} = \sum_{i=1}^n k_i \cdot S_i \cdot \Delta T_{eq} \cdot t_{est}$$

Dove:

$Q_{est}$  rappresenta la potenza termica trasmessa durante l'inverno dall'edificio, espressa in W;

$t_{est}$  durata del periodo invernale espressa in h/anno;

$k_i$  trasmittanza unitaria o coefficiente globale di trasmissione termica della parete/solaio  $i$ -esima espressa in  $W/m^2\text{°C}$ ;

$S_i$  superficie della parete/solaio  $i$ -esima in  $m^2$ ;

$\Delta T_{eq}$  temperatura equivalente in  $\text{°C}$  (tale valore è ricavato dalla tabella delle differenze di temperatura equivalente  $\Delta t_{eq}$  ( $\text{°C}$ ) per calcolare il calore entrante attraverso tetti soleggiati e tetti in ombra, calore scuro e dalla tabella delle correzioni alle differenze di temperatura equivalente  $\Delta t_{eq}$  ( $\text{°C}$ )). tabulata tra l'interno e l'esterno della parete/solaio considerato.

$i=1 \dots n$  numero di pareti/solai.

Come è possibile notare è necessario andare a considerare tutti i contributi apportati dalle pareti/solaio che sono esposti al sole, che successivamente verranno sommati per ottenere il valore dell'energia totale dovuta ai contributi termici.

Un parametro importante è rappresentato dalla trasmittanza unitaria che deve essere calcolata nel seguente modo per ogni parete/solaio:

$$1/k = 1/\alpha_i + \sum_{j=1}^n (s_j / \lambda_j) + 1/\alpha_e + \sum_{z=1}^n (1/C_z)$$

Dove:

$\alpha_i$  coefficiente di adduzione interno, espresso in  $W/m^2 \text{K}$ ; è un valore fissato dalla Norma

UNI7357-74 (per superficie orizzontale ascendente = 8, per superficie verticale = 7, per superficie orizzontale discendente = 5)

$s_j$  spessore del j-esimo strato componente della parete espresso in m;

$\lambda_j$  conducibilità termica del materiale in W/m K, ricavabile da tabelle sui materiali;

$\alpha_e$  coefficiente di adduzione esterno, espresso in W/m<sup>2</sup> K; è valore fissato dalla norma UNI 7357-74 (per superficie verticale e orizzontale ascendente = 20, per superficie orizzontali discendente = 14)

$C_z$  conduttanza dell'intercapedine d'aria W/m<sup>2</sup> K (per spessori di intercapedine d'aria tra 2 e 10 cm si ha: per strato verticale inserito in parete = 6,4; per strato orizzontale inserito in solaio = 7; per superficie orizzontale inserito in vespaio = 5,2);

$j=1 \dots n$  numero di strati componenti della parete considerata;

$z=1 \dots n$  numero di camere d'aria all'interno di una parete.

Per quanto riguarda il contributo apportato dalla pavimentazione, dovremo considerare la temperatura del suolo sia del periodo invernale sia di quello estivo confrontato con la temperatura interna dell'edificio, mentre per il coefficiente globale di trasmissione termica dovremo ponderare una trasmittanza unitaria fittizia che consideri anche il contributo apportato dal terreno.

$$1/k' = 1/k + h/\lambda'$$

Dove:

$k$  è la trasmittanza normale del pavimento espressa in W/m<sup>2</sup>°C;

$h$  è la profondità della parte interrata espressa in m;

$\lambda'$  è la conduttività del terreno umido pari a 2,91 W/m°C.

Per questi calcoli è importante la posizione della struttura oltre che la composizione delle pareti, infatti, tutti i contributi termici che andremo a valutare a seconda dell'orientamento verso sud e del periodo dell'anno in esame apportano potenze differenti.

ESTATE			INVERNO		
Parete SE	Valore	Unità misura	Parete SE	Valore	Unità misura
$K_{\text{vetro}}$	0,9	W/m <sup>2</sup> K	$K_{\text{vetro}}$	0,9	W/m <sup>2</sup> K
$A_{\text{vetro}}$	40,12	m <sup>2</sup>	$A_{\text{vetro}}$	40,12	m <sup>2</sup>
$\Delta T$	10	°C	$\Delta T$	18	°C
$Q_{\text{vetro}}$	361,08	W	$Q_{\text{vetro}}$	649,944	W
$K_{\text{muro}}$	1,06	W/m <sup>2</sup> K	$K_{\text{muro}}$	1,06	W/m <sup>2</sup> K
$\alpha_i$	7	W/m <sup>2</sup> K	$A_i$	7	W/m <sup>2</sup> K
$\alpha_e$	20	W/m <sup>2</sup> K	$A_e$	20	W/m <sup>2</sup> K
$\lambda_{\text{intonaco}}$	0,09	W/m K	$\Lambda_{\text{intonaco}}$	0,09	W/m K
$\lambda_{\text{cemento}}$	1,2	W/m K	$\Lambda_{\text{cemento}}$	1,2	W/m K
$S_{\text{intonaco}}$	0,015	m	$S_{\text{intonaco}}$	0,015	m
$S_{\text{cemento}}$	0,5	m	$S_{\text{cemento}}$	0,5	m
$A_{\text{muro}}$	12,98	m <sup>2</sup>	$A_{\text{muro}}$	12,98	m <sup>2</sup>
$\Delta T_{\text{eq}}$	17,7	°C	$\Delta T$	18	°C

Q <sub>muro</sub>	243,67	W	Q <sub>muro</sub>	247,8	W
<b>PARETE NO</b>			<b>PARETE NO</b>		
K <sub>vetro</sub>	0,9	W/m <sup>2</sup> K	K <sub>vetro</sub>	0,9	W/m <sup>2</sup> K
A <sub>vetro</sub>	11,8	m <sup>2</sup>	A <sub>vetro</sub>	11,8	m <sup>2</sup>
ΔT	10	°C	ΔT	18	°C
Q <sub>vetro</sub>	106,2	W	Q <sub>vetro</sub>	191,16	W
K <sub>porta</sub>	0,95	W/m <sup>2</sup> K	K <sub>porta</sub>	0,95	W/m <sup>2</sup> K
A <sub>porta</sub>	13,8	m <sup>2</sup>	A <sub>porta</sub>	13,8	m <sup>2</sup>
ΔT	10	°C	ΔT	18	°C
Q <sub>porta</sub>	131,1	W	Q <sub>porta</sub>	235,98	W
K <sub>muro</sub>	1,06	W/m <sup>2</sup> K	K <sub>muro</sub>	1,06	W/m <sup>2</sup> K
A <sub>muro</sub>	28,68	m <sup>2</sup>	A <sub>muro</sub>	28,68	m <sup>2</sup>
ΔT <sub>eq</sub>	20	°C	ΔT	18	°C
Q <sub>muro</sub>	608,4	W	Q <sub>muro</sub>	547,5	W
<b>SOLAIO</b>			<b>SOLAIO</b>		
K <sub>solaio</sub>	0,49	W/m <sup>2</sup> K	K <sub>solaio</sub>	0,49	W/m <sup>2</sup> K
α <sub>i</sub>	5	W/m <sup>2</sup> K	A <sub>i</sub>	5	W/m <sup>2</sup> K
α <sub>e</sub>	14	W/m <sup>2</sup> K	A <sub>e</sub>	14	W/m <sup>2</sup> K
λ <sub>intonaco</sub>	0,09	W/m K	Λ <sub>intonaco</sub>	0,09	W/m K
λ <sub>solaio</sub>	0,8	W/m K	Λ <sub>solaio</sub>	0,8	W/m K
λ <sub>isolante</sub>	0,033	W/m K	Λ <sub>isolante</sub>	0,033	W/m K
S <sub>intonaco</sub>	0,015	m	S <sub>intonaco</sub>	0,015	m
S <sub>solaio</sub>	0,2	m	S <sub>solaio</sub>	0,2	m
S <sub>isolante</sub>	0,04	m	S <sub>isolante</sub>	0,04	m
C <sub>1</sub>	7	W/m <sup>2</sup> K	C <sub>1</sub>	7	W/m <sup>2</sup> K
A <sub>solaio</sub>	273,76	m <sup>2</sup>	A <sub>solaio</sub>	273,76	m <sup>2</sup>
ΔT <sub>eq</sub>	17,7	°C	ΔT	18	°C
Q <sub>solaio</sub>	2371,7	W	Q <sub>solaio</sub>	2411,9	W
<b>PAVIMENTO</b>			<b>PAVIMENTO</b>		
K <sub>pavimento</sub>	0,67	W/m <sup>2</sup> K	K <sub>pavimento</sub>	0,67	W/m <sup>2</sup> K
λ <sub>piastrelle</sub>	1	W/m K	Λ <sub>piastrelle</sub>	1	W/m K
λ <sub>cemento</sub>	0,73	W/m K	Λ <sub>cemento</sub>	0,73	W/m K
λ <sub>c.i.s.</sub>	0,15	W/m K	λ <sub>c.i.s.</sub>	0,15	W/m K
λ <sub>suolo</sub>	2,91	W/m K	Λ <sub>suolo</sub>	2,91	W/m K
S <sub>piastrelle</sub>	0,012	m	Piastrelle	0,012	m
S <sub>cemento</sub>	0,04	m	Scemento	0,04	m
S <sub>c.i.s.</sub>	0,2	m	Sc.i.s.	0,2	m
h <sub>suolo</sub>	0,252	m	H <sub>suolo</sub>	0,252	m
A <sub>pavimento</sub>	273,76	m <sup>2</sup>	A <sub>pavimento</sub>	273,76	m <sup>2</sup>
ΔT	3,4	°C	ΔT	5,9	°C
Q <sub>pavimento</sub>	626,1	W	Q <sub>pavimento</sub>	1086,4	W

3.4 Calcolo dell'energia trasmessa attraverso le pareti dell'edificio.

Nelle tabelle sovrastanti sono elencati tutti i calcoli relativi le trasmittanze unitarie, le temperature, le aree e quindi le potenze.

Le potenze complessive dell'inverno e dell'estate sono

$$Q_{\text{est}} = 4448,2 \text{ Wh} = 4,45 \text{ kWh}$$

$$Q_{\text{inv}} = 5370,7 \text{ Wh} = 5,37 \text{ kWh}$$

Sapendo che:

$$t_{\text{est}} = 3_{\text{(mesi/anno)}} \cdot 22_{\text{(gg/mese)}} \cdot 12_{\text{(h/gg)}} = 792_{\text{(h/anno)}}$$

$$t_{\text{inv}} = 5_{\text{(mesi/anno)}} \cdot 22_{\text{(gg/mese)}} \cdot 12_{\text{(h/gg)}} = 1320_{\text{(h/anno)}}$$

Quindi l'energia termica corrispondente per il periodo invernale ed estivo è:

$$E_{\text{th}} = 4,45 \cdot 792 + 5,37 \cdot 1320 = 10612,29 \text{ kWh/anno}$$

A questo punto sommando la parte termica ed elettrica otteniamo il fabbisogno energetico richiesto dalla struttura:

$$E = E_{\text{th}} + E_{\text{el}} = 10612,29 \text{ kWh/anno} + 14050,5 \text{ kWh/anno} = 24662,79 \text{ kWh/anno}$$

Il valore ottenuto rappresenta una stima del fabbisogno energetico dell'impresa, per cui si ritiene opportuno confrontarlo con il valore dell'anno 2010 relativo al consumo energetico, che viene mostrato di seguito.

MESE	kWh
gennaio	2147
febbraio	1988
marzo	1963
aprile	1638
maggio	1678
giugno	1751
luglio	2320
agosto	3016
settembre	2553
ottobre	1813
novembre	1813
dicembre	2075
<b>totale</b>	<b>24755</b>

3.5 Consumi delle bollette dell'impresa.

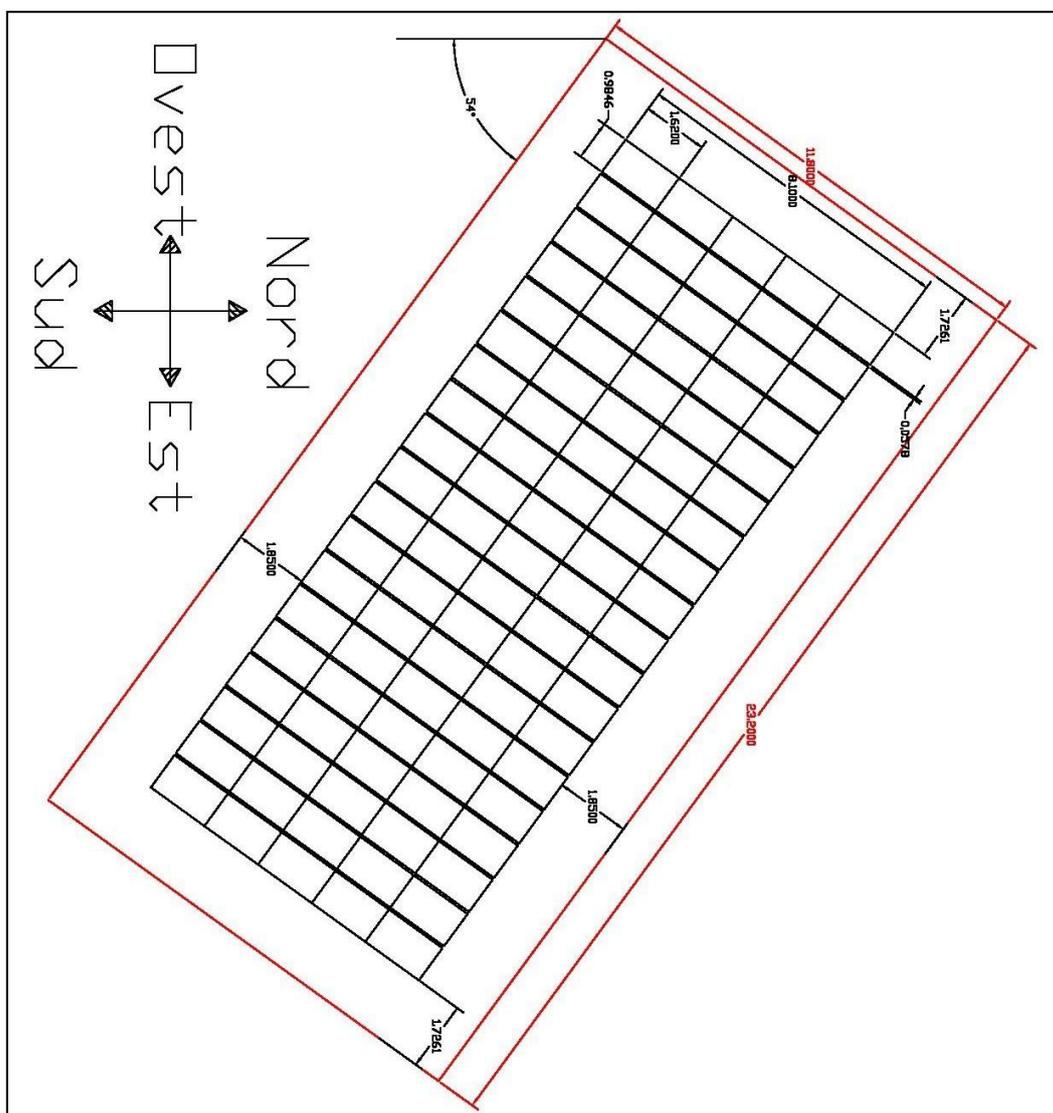
I due valori sono molto simili, comunque per i calcoli successivi il valore che verrà utilizzato è 24755 kWh/anno, poiché è preferibile considerare il valore maggiore.

### 3.5.2 Valutazione dell'irraggiamento

A questo punto è necessario scindere i due casi, poiché a seconda della disposizione e inclinazione dei pannelli otterremo valori differenti di irraggiamento.

#### PRIMO CASO

Nel primo caso, vogliamo coprire completamente il fabbisogno energetico dell'impresa per cui i pannelli avranno un'inclinazione di 2-3° e dovranno essere posti in file parallele opportunamente distanziate per ovviare al fenomeno dell'ombreggiamento reciproco tra file e saranno disposte su tutta la superficie del solaio.



3.6 Disposizioni dei pannelli nel primo caso.

In questo caso per il calcolo dell'irraggiamento effettuato con PVGIS, sono stati inseriti i seguenti dati:

- ✓ Luogo: 43°31'46" Nord, 13°15'39" Est, Quota: 0 m.s.l.m.;
- ✓ Posizione di montaggio: integrato ad un edificio;
- ✓ Inclinazione: 3°;
- ✓ Azimuth: -54 (orientamento dell'edificio è a 54° sud-est);
- ✓ Potenza nominale del sistema FV: 1.0 kW (silicio cristallino);
- ✓ Stime di perdite causata dalla temperatura: 12.9% (usando temperatura esterna locale);
- ✓ Stima di perdite causate da effetti di riflessione: 3.6%;
- ✓ Altre perdite (cavi, inverter, ecc.): 14.0%;
- ✓ Perdite totali del sistema FV: 27.8% .

Tramite l'elaborazione con PVGIS si è ottenuto la :

$E_d$ : Produzione elettrica media giornaliera dal sistema indicata (kWh);

$E_m$ : Produzione elettrica media mensile dal sistema indicata (kWh);

$H_d$ : Media dell'irraggiamento giornaliero al metro quadro ricevuto dai pannelli del sistema (kWh/m<sup>2</sup>);

$H_m$ : Media dell'irraggiamento al metro quadro ricevuto dai pannelli del sistema (kWh/m<sup>2</sup>).

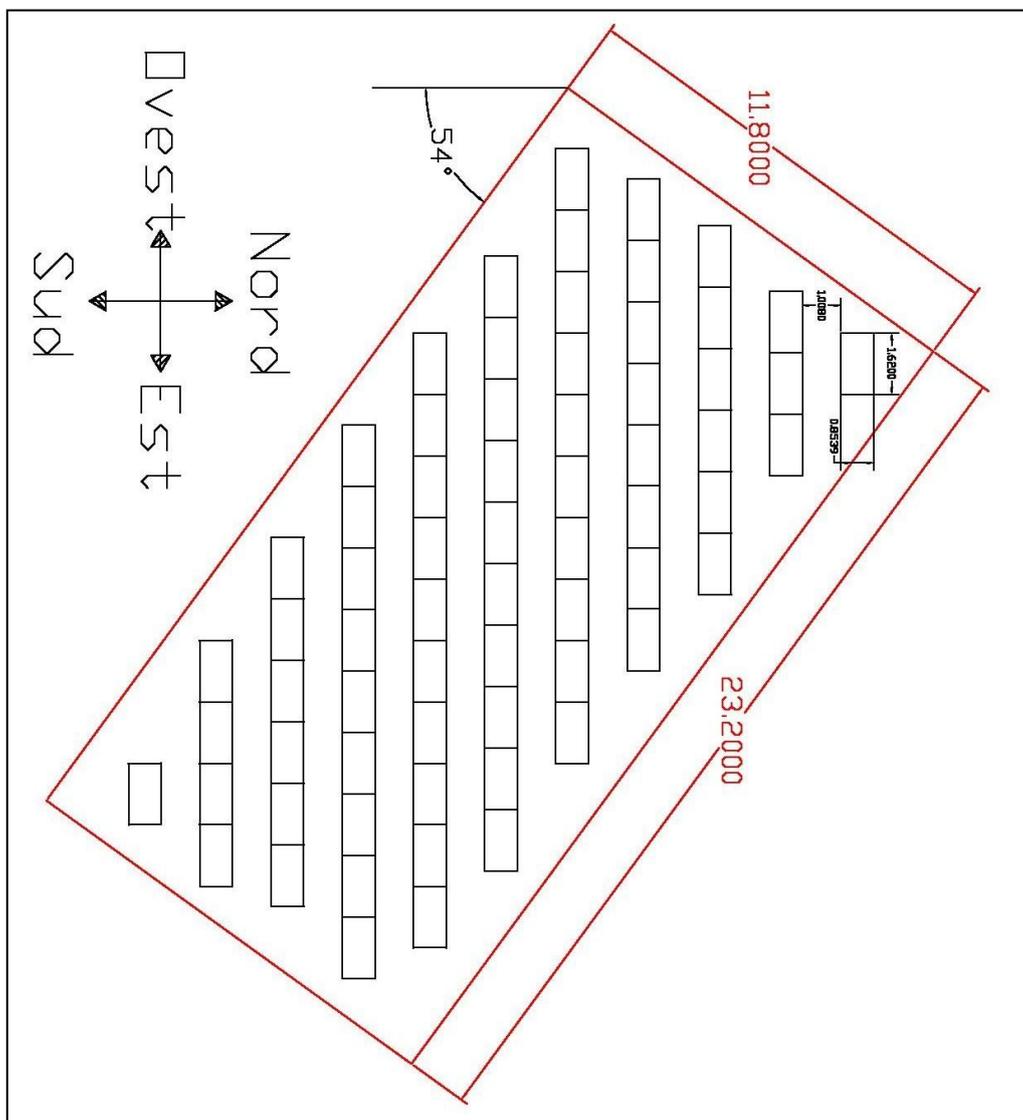
<b>Sistema fisso: inclinazione=3°, orientamento=-54°</b>				
<b>Mese</b>	<b><math>E_d</math></b>	<b><math>E_m</math></b>	<b><math>H_d</math></b>	<b><math>H_m</math></b>
Gennaio	1.16	36.0	1.52	47.0
Febbraio	1.72	48.2	2.23	62.4
Marzo	2.64	81.8	3.47	108
Aprile	3.67	110	4.99	150
Maggio	4.00	124	5.64	175
Giugno	4.56	137	6.53	196
Luglio	4.64	144	6.75	209
Agosto	4.26	132	6.19	192
Settembre	3.22	96.6	4.48	134
Ottobre	2.23	69.1	3.03	94.1
Novembre	1.29	38.8	1.72	51.7
Dicembre	0.89	27.7	1.19	36.8
<b>Media annuale</b>	<b>2.86</b>	<b>87.1</b>	<b>3.99</b>	<b>121</b>
<b>Totale per l'anno</b>		<b>1050</b>		<b>1460</b>

3.7 Irraggiamento annuo calcolato tramite il portale di PVGIS.

Come è possibile visualizzare dalla tabella sovrastante il valore dell'irraggiamento durante un anno solare H è di 1460 kWh/m<sup>2</sup>/anno; questo ammontare con quello del fabbisogno energetico verranno successivamente utilizzati per il calcolo della potenza nominale dell'impianto e per il numero di pannelli da installare.

### **SECONDO CASO**

Ora verrà valutata la possibilità di sfruttare il massimo irraggiamento che può essere ottenuto orientando i pannelli a sud (azimut 0°), ma che non ci permette di coprire il fabbisogno dell'azienda a causa dell'insufficienza di spazio sul solaio. L'insufficienza di spazio sul solaio è determinata dal fenomeno dell'ombreggiamento tra file parallele dei pannelli fotovoltaici, poiché questi sono inclinati di 30°, richiedono un distanziamento maggiore.



3.8 Disposizione dei pannelli del secondo caso.

Anche in questo caso è stato eseguito il calcolo tramite PVGIS, vengono riportati di seguito i dati inseriti ed i risultati ottenuti dal sistema.

Dati inseriti:

- ✓ Luogo: 43°31'46" Nord, 13°15'39" Est, Quota: 0 m.s.l.m.;
- ✓ Inclinazione: 30° (inclinazione ottimale per quella posizione geografica);
- ✓ Azimuth: 0° (pannelli rivolti completamente a sud);
- ✓ Potenza nominale del sistema FV: 1.0 kW (silicio cristallino);
- ✓ Stime di perdite causata dalla temperatura: 14.4% (usando temperatura esterna locale);
- ✓ Stima di perdite causate da effetti di riflessione: 2.7%;
- ✓ Altre perdite (cavi, inverter, ecc.): 14.0%;
- ✓ Perdite totali del sistema FV: 28.4%

Risultati ottenuti:

<b>Sistema fisso: inclinazione=30°, orientamento=0°</b>				
<b>Mese</b>	<b>E<sub>d</sub></b>	<b>E<sub>m</sub></b>	<b>H<sub>d</sub></b>	<b>H<sub>m</sub></b>
Gennaio	1.80	55.9	2.30	71.3
Febbraio	2.32	65.0	3.03	84.8
Marzo	3.15	97.5	4.23	131
Aprile	3.92	118	5.45	164
Maggio	3.93	122	5.63	175
Giugno	4.35	130	6.32	189
Luglio	4.50	140	6.65	206
Agosto	4.42	137	6.57	204
Settembre	3.76	113	5.34	160
Ottobre	2.95	91.4	4.07	126
Novembre	1.91	57.4	2.52	75.5
Dicembre	1.40	43.5	1.79	55.6
<b>Media annuale</b>	<b>3.21</b>	<b>97.5</b>	<b>4.50</b>	<b>137</b>
<b>Totale per l'anno</b>		<b>1170</b>		<b>1640</b>

3.9 Irraggiamento annuale calcolato tramite PVGIS.

Dove:

E<sub>d</sub>: Produzione elettrica media giornaliera dal sistema indicata (kWh);

E<sub>m</sub>: Produzione elettrica media mensile dal sistema indicata (kWh);

H<sub>d</sub>: Media dell'irraggiamento giornaliero al metro quadro ricevuto dai pannelli del sistema (kWh/m<sup>2</sup>);

H<sub>m</sub>: Media dell'irraggiamento al metro quadro ricevuto dai pannelli del sistema (kWh/m<sup>2</sup>).

Come è possibile notare dalle figure, in questo caso otteniamo dei valori d'irraggiamento maggiori rispetto all'alternativa precedentemente esaminata; infatti il valore dell'irraggiamento durante un anno solare  $H$  è di  $1640 \text{ kWh/m}^2/\text{anno}$ .

### 3.5.3 Dimensionamento impianto

Sfruttando i dati ricavati ai passi precedenti, andiamo a calcolare i valori delle potenze nominali, il numero di pannelli da installare con le rispettive disposizioni e distanze descritte in precedenza per le due alternative.

#### PRIMO CASO

I dati relativi a questa disposizione sono:

- ✓ Fabbisogno energetico annuo  $E = 24755 \text{ kWh/anno}$ ;
- ✓ Irraggiamento annuo  $H = 1460 \text{ kWh/m}^2/\text{anno}$ ;
- ✓ Efficienza BOS  $e_{\text{bos}} = 85\%$ ;
- ✓ Efficienza PV  $e_{\text{pv}} = 13,2\%$ ;
- ✓ Dimensioni del pannello  $0,986\text{m} \cdot 1,62\text{m}$  (area del pannello  $A_{\text{pv}} = 1,5973\text{m}^2$ );
- ✓ Potenza nominale di un pannello  $P_{\text{nom,pv}} = 0,210 \text{ kWp}$ .

Per ricavare la superficie totale occupata dall'impianto fotovoltaico, utilizziamo la seguente relazione:

$$E = H \cdot A \cdot e_{\text{bos}} \cdot e_{\text{pv}}$$

Perciò, poiché l'unica incognita è rappresentata da  $A$  otteniamo:

$$A = 24755 \text{ (kWh/anno)} / ( 1460 \text{ (kWh/m}^2/\text{anno)} \cdot 0,85 \cdot 0,132 ) = 151,118 \text{ m}^2$$

L'area per produrre un kWp è data da:

$$A_{\text{kWp}} = A_{\text{pv}} / P_{\text{nom,pv}}$$

Nel nostro caso:

$$A_{\text{kWp}} = 1,5973(\text{m}^2) / 0,210 \text{ (kWp)} = 7,6 \text{ (m}^2/\text{kWp)}$$

La potenza nominale dell'impianto viene ricavata da:

$$P_{\text{nom}} = A / A_{\text{kWp}}$$

Il suo valore è:

$$P_{\text{nom}} = 151,118 \text{ (m}^2\text{)} / 7,6 \text{ (m}^2\text{/kWp)} = 19,88 \text{ kWp}$$

Il numero di pannelli che garantisce tale valore di potenza nominale è:

$$N_{\text{pannelli}} = A / A_{\text{pv}} = 151,118 \text{ (m}^2\text{)} / 1,5973 \text{ (m}^2\text{)} = 94,60$$

Il numero di pannelli trovato è pari a 94,60 perciò verrà approssimato per eccesso a 95 , dato che anche se verrà prodotta dell'energia in più questa verrà direttamente immessa in rete e si potrà usufruire degli incentivi. A questo punto verranno sviluppati nuovamente i calcoli precedenti in modo da ottenere i corrispondenti valori per i 95 pannelli solari che verranno installati sul tetto dell'edificio.

L'area dell'impianto fotovoltaico costituito dai 95 pannelli è:

$$A = 95 \cdot 1,5973 \text{ (m}^2\text{)} = 151,74 \text{ m}^2$$

La potenza nominale dell'impianto è:

$$P_{\text{nom}} = 151,74 \text{ (m}^2\text{)} / 7,6 \text{ (m}^2\text{/kWp)} = 19,96 \text{ kWp}$$

L'energia elettrica prodotta in un anno è pari a:

$$E = 1460 \text{ (kWh/m}^2\text{/anno)} \cdot 151,74 \text{ (m}^2\text{)} \cdot 0,85 \cdot 0,132 = 24856,83 \text{ kWh/anno}$$

Tale valore di energia copre perfettamente il fabbisogno energetico richiesto dall'impresa durante l'intero anno.

Per la disposizione dei pannelli, il numero delle file e la loro distanza deve essere considerata l'area del solaio a disposizione.

L'area del solaio è pari a  $273,76 \text{ m}^2$  ( $= 11,8\text{m} \cdot 23,2\text{m}$ ), mentre quella richiesta dall'impianto è  $151,74 \text{ m}^2$  perciò dato che abbiamo un esubero di  $122,02 \text{ m}^2$  ( $= 273,76 \text{ m}^2 - 151,74 \text{ m}^2$ ) disporremo i 95 pannelli in 19 file ciascuna costituita da 5 pannelli.

Le file saranno distanziate sviluppando la relazione (precedentemente descritta):

$$D/A = \sin \beta \cdot \text{tg} (23,5 + \varphi) + \cos \beta$$

Da cui otteniamo:

$$D/(0,986 \cdot \sin 3) = \sin 3 \cdot \operatorname{tg} (23,5 + 43,52938) + \cos 3$$

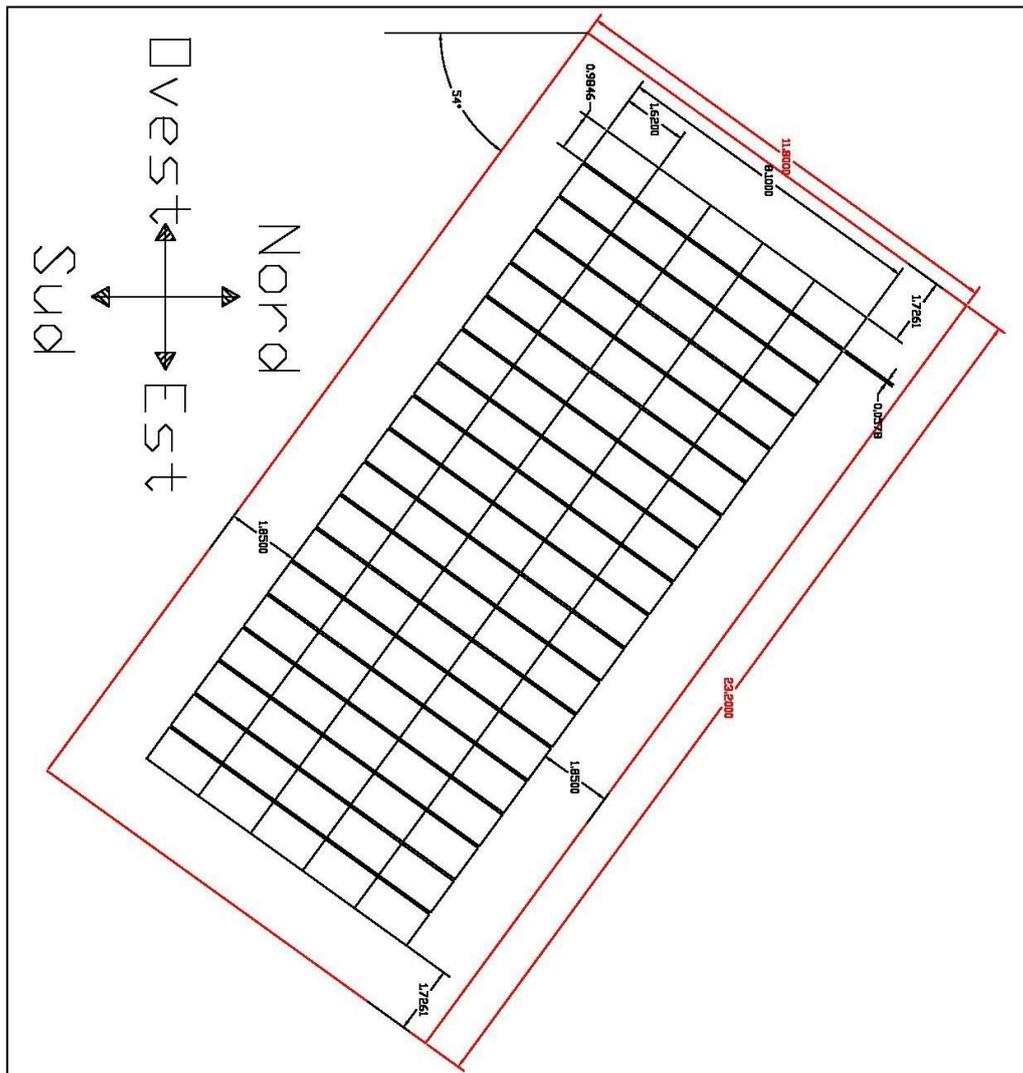
$$D = 0,0578 \text{ m}$$

I limiti riguardanti la lunghezza e la larghezza dell'edificio vengono rispettati come viene mostrato qui di seguito:

$$19 \cdot (0,986 \cdot \cos 3) = 18,707 \text{ m} < 23,2 \text{ m}$$

$$5 \cdot 1,62 = 8,1 \text{ m} < 11,8 \text{ m}$$

Nella figura sottostante è possibile visualizzare la disposizione dei pannelli sul tetto e nella tabella sono riassunti i dati principali sull'impianto.



3.12 Disposizione dei pannelli nel primo caso.

Parametro	Valore	Unità di misura
Irraggiamento	1460	kWh/m <sup>2</sup> /anno
Potenza Nominale	19,96	kWp
Energia prodotta annua	24856,83	kWh/anno
Superficie occupata	151,74	m <sup>2</sup>
Numero di pannelli	95	
Numero di stringhe	19	
Pannelli per stringhe	5	
Distanza tra le stringhe	0,0578	m

3.13 Principali parametri della prima configurazione.

## SECONDO CASO

In questo caso i dati di partenza sono diversi, infatti, bisognerà considerare fin dall'inizio i limiti dimensionali dell'edificio:

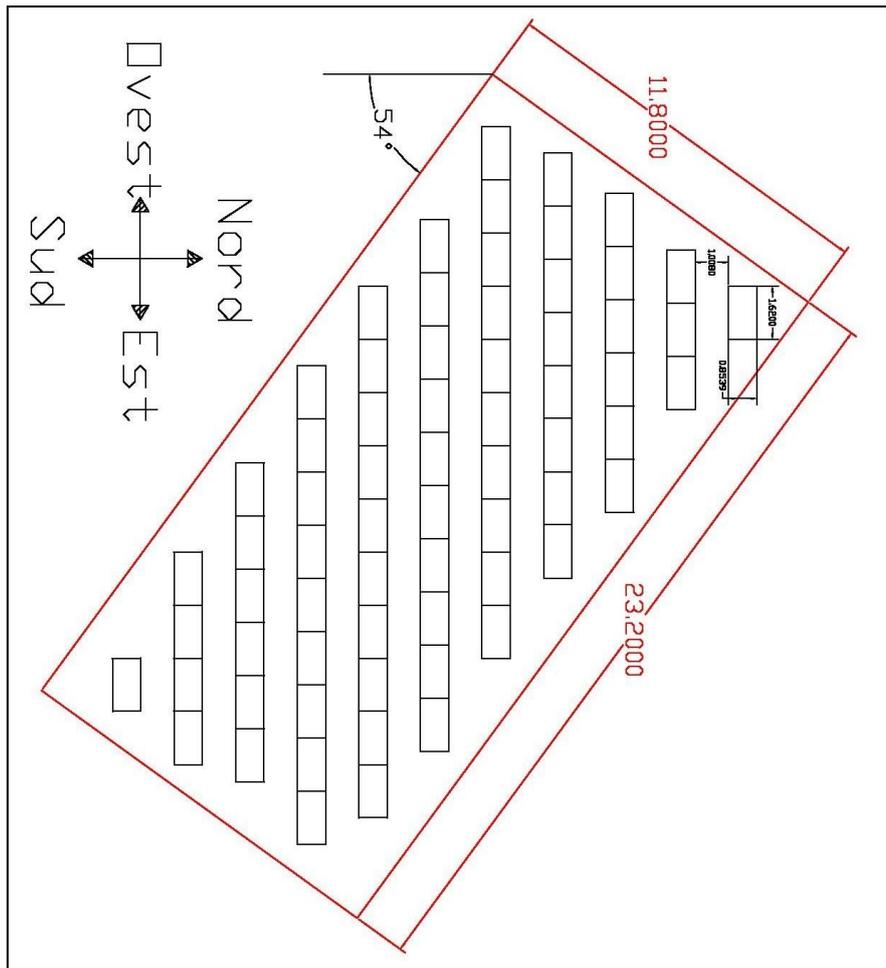
- ✓ Fabbisogno energetico annuo  $E = 24755$  kWh/anno;
- ✓ Irraggiamento annuo  $H = 1640$  kWh/m<sup>2</sup>/anno;
- ✓ Efficienza BOS  $e_{bos} = 85\%$ ;
- ✓ Efficienza PV  $e_{pv} = 13,2\%$ ;
- ✓ Dimensioni del pannello  $0,986m \times 1,62m$  (area del pannello  $A_{pv} = 1,5973m^2$ );
- ✓ Potenza nominale di un pannello  $P_{nom,pv} = 0,210$  kWp;
- ✓ Angolo di tilt  $30^\circ$ .

Per prima cosa è definita la distanza tra i pannelli:

$$D/(0,986 \cdot \sin 30) = \sin 30 \cdot \text{tg} (23,5 + 43,52938) + \cos 30$$

$$D = 1,008 \text{ m}$$

Ora che conosciamo la distanza tra le file con utilizzando il CAD definiamo il numero di pannelli da installare, dal quale poi verranno calcolati: la superficie occupata dall'impianto, l'energia prodotta, e la potenza nominale.



3.14 Disposizione dei pannelli nel secondo caso.

Come viene mostrato dalla figura possono essere installati 68 pannelli, ai quali corrisponde una superficie di:

$$A = 68 \cdot 1,5973(\text{m}^2) = 108,6164 \text{ m}^2$$

La potenza nominale dell'impianto è:

$$P_{\text{nom}} = 108,6164 (\text{m}^2) / 7,6 (\text{m}^2/\text{kWp}) = 14,29 \text{ kWp}$$

L'energia elettrica prodotta in un anno è pari a:

$$E = 1640(\text{kWh}/\text{m}^2/\text{anno}) \cdot 108,6164 (\text{m}^2) \cdot 0,85 \cdot 0,132 = 19986,29 \text{ kWh/anno}$$

Tale valore di energia è inferiore rispetto alle esigenze richieste dall'impresa durante l'anno che ammontano a 24755 kWh/anno.

Parametro	Valore	Unità di misura
Irraggiamento	1640	kWh/m <sup>2</sup> /anno
Potenza Nominale	14,29	kWp
Energia prodotta annua	19986,29	kWh/anno
Superficie occupata	108,6164	m <sup>2</sup>
Numero di pannelli	68	
Numero di stringhe	11	
Distanza tra le stringhe	1,008	m

3.15 Principali parametri della seconda configurazione.

In conclusione poiché la seconda alternativa non copre il fabbisogno energetico richiesto dalla struttura è stata scelta la prima alternativa per sviluppare lo studio con la metodologia LCA.

### 3.5.4 Verifica accoppiamento stringa-inverter

Un aspetto importante dell'impianto fotovoltaico è il corretto dimensionamento dell'inverter che deve supportare la potenza e le tensioni di stringa.

Per l'accoppiamento inverter/stringa devono essere soddisfatte le seguenti disequazioni, considerando le temperature limite pari a +70°C e -10°C:

1.

$$V_{mpp \min} (\text{stringa}) > V_{mpp \text{ in}} (\text{inverter})$$

La tensione minima (quella corrispondente a +70°C) in uscita dalla stringa, deve essere superiore alla tensione di funzionamento dell'inverter.

2.

$$V_{mpp \max} (\text{stringa}) \leq V_{mpp \max} (\text{inverter})$$

La tensione massima (corrispondente a -10°C) della stringa, deve essere inferiore alla tensione max accettabile dall'inverter.

3.

$$V_{oc \max} (\text{stringa}) < V_{oc \text{ inv}} \max (\text{inverter})$$

La tensione massima a vuoto della stringa (corrispondente ad una temperatura di -10°C), deve essere inferiore alla tensione a vuoto massima sopportabile dall'inverter.

La scheda tecnica dell'inverter preso in esame viene mostrata di seguito:

<b>MODELLO</b>	SOLEIL 20
<b>PARAMETRI DI INGRESSO</b>	
Potenza raccomandata moduli (kWp)	17,5 - 22
Tensione min/max di MPPT (V)	330/700
Tensione max di ingresso a -10°C (V)	780
Corrente massima moduli (A)	70
<b>PARAMETRI DI USCITA</b>	
Potenza massima (kW)	18
Monofase/Trifase	3f
Tensione nominale (V)	400
Distorsione armonica (%)	< 3
Separazione galvanica	BF
Rendimento di conversione max (efficienza) %	94,2
Euro rendimento %	92,7
Fattore di potenza	1
<b>CARATTERISTICHE GENERALI</b>	
Temperatura operativa (°C)	-5/+40°C
Livello acustico (dBA)	< 60
Dimensioni (LxPxH) mm	50x850x100
Grado di protezione	
Peso (kg)	300

3.16 Scheda tecnica degli inverter della serie Inverter Conergy IPG.

I dati tecnici relativi ai moduli FV utilizzati in precedenza sono:

- ✓ Peak Power (Pmax) 210W;
- ✓ Maximum Power Point Voltage (Vmpp) 26.78V;
- ✓ Maximum Power Point Current (Impp) 7.10A;
- ✓ Open Circuit Voltage (Voc) 32.50V;
- ✓ Short Circuit Current (Isc) 7.72A;
- ✓ Operating Temperature: -40 to +194°F / -40 to +90°C;
- ✓ NOCT 46°C;
- ✓ TK Isd 0.08% / °C;
- ✓ TK Voc -0.32% / °C;
- ✓ Dimensions: 1482 mm x 992 mm x 50 mm;
- ✓ Weight 16.8 kg.

La prima configurazione presa in esame considera 19 stringhe in parallelo con 5 moduli ciascuna collegati in serie, e l'inverter da 20 kW. I parametri necessari sono:

- ✓ Vmpp max del modulo = 26,78 V;
- ✓ Voc max del modulo = 32,5 V;

- ✓  $V_{mpp \text{ min}} \text{ dell'inverter} = 330 \text{ V}$ ;
- ✓  $V_{mpp \text{ max}} \text{ dell'inverter} = 700 \text{ V}$ ;
- ✓  $V_{oc \text{ max}} \text{ dell'inverter} = 780 \text{ V}$ ;
- ✓  $\text{Variazione termica della tensione a vuoto del modulo} = -0,335 \text{ \%/}^\circ\text{C}$ ;
- ✓  $\text{Corrente massima del modulo} = 7,10 \text{ A}$ ;
- ✓  $\text{Corrente massima dei moduli all'inverter} = 70 \text{ A}$ .

Verifica:

1. Il primo requisito riguardante la potenza dell'impianto e dell'inverter è soddisfatto:

$$P_{\text{impianto}} = 19,96 \text{ W} < 20,00 \text{ W} = P_{\text{inverter}}$$

2. Controllo delle disequazioni:

la temperatura ambiente è pari a  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  e il coefficiente moltiplicativo per la temperatura è ottenuto nel seguente modo:  $-0,32 / 100 \cdot 32,5 = -0,104$ .

$$5 \cdot 26,78 + 5 \cdot (-0,104) \cdot (-10 - 25) = 152,1 \text{ V} < 700 \text{ V OK}$$

$$5 \cdot 32,5 + 5 \cdot (-0,104) \cdot (-10 - 25) = 180,7 \text{ V} < 780 \text{ V OK}$$

$$5 \cdot 26,78 + 5 \cdot (-0,104) \cdot (70 - 25) = 110,5 \text{ V} > 330 \text{ V NO}$$

La terza disequazione non è soddisfatta perciò questa configurazione non è accettabile.

Viene considerata una seconda alternativa cioè si decide di avere 5 stringhe collegate in parallelo con 19 moduli ciascuna collegati in serie (i moduli si trovano ad una ridottissima distanza perciò tale modifica non comporta alcun problema).

Di seguito vengono di nuovo effettuate le verifiche:

1. Il primo requisito riguardante la potenza dell'impianto e dell'inverter è soddisfatto:

$$P_{\text{impianto}} = 19,96 \text{ W} < 20,00 \text{ W} = P_{\text{inverter}}$$

2. Controllo delle disequazioni:

$$19 \cdot 26,78 + 19 \cdot (-0,104) \cdot (-10 - 25) = 577,98 \text{ V} < 700 \text{ V OK}$$

$$19 \cdot 32,5 + 19 \cdot (-0,104) \cdot (-10 - 25) = 686,66 \text{ V} < 780 \text{ V OK}$$

$$19 \cdot 26,78 + 19 \cdot (-0,104) \cdot (70 - 25) = 419,9 \text{ V} > 330 \text{ V OK}$$

Le tre disequazioni sono conformi alle regole di conversione stringa/inverter.

3. L'ultimo controllo riguarda la corrente che dai moduli viene immessa in rete:

$$5 \cdot 7,10 = 45,5 \text{ A} < 70 \text{ A OK}$$

Dato che tutti i controlli sono stati superati, l'utilizzo di un inverter da 20 kW è corretto per l'impianto FV esaminato.

## 4 Analisi del ciclo di vita: la metodologia LCA

In questo capitolo vengono presentati la valutazione LCA, le metodologie utilizzate durante lo studio ed il software SimaPro impiegato per l'analisi.

### 4.1 Introduzione

Lo Sviluppo Sostenibile è un *“modello di sviluppo che permette alle generazioni odierne di soddisfare i propri bisogni senza compromettere la possibilità per le generazioni future di soddisfare i loro bisogni”*.

Tale affermazione è stata definita dal rapporto *“Our Common Future” della Commissione di Burtland* pubblicata nel 1987 a cura delle Nazioni Unite, ci offre una visione del progresso che integra gli obiettivi di breve e lungo termine, le azioni con le loro ripercussioni a livello locale e globale considerando in egual misura la componente economica, sociale ed ambientale.

Per quanto riguarda gli aspetti di carattere ambientale i principali punti da considerare sono:

- ✓ La riduzione del prelievo di risorse;
- ✓ La riduzione dello scarico dei rifiuti;
- ✓ Operare in un'ottica di sistema in modo tale da evitare uno shift dei problemi.

Dall'ultimo punto emerge un fattore importante che ci porta a considerare l'intero ciclo di vita del prodotto/servizio/processo che prendiamo in considerazione. Infatti tutti i processi, prodotti e servizi hanno un loro ciclo di vita.

Per i prodotti il ciclo di vita inizia dall'estrazione delle materie prime, e passando attraverso diverse fasi produttive si ottiene un prodotto finito che viene consegnato al cliente. Dopodiché il prodotto viene utilizzato e quando termina di svolgere le attività per le quali è stato progettato viene riciclato. Durante tutti questi passaggi che vanno dall'acquisizione delle materie prime allo smaltimento/riciclo del prodotto vengono consumati materiali ed energia e allo stesso tempo vengono prodotti rifiuti.

Anche i processi hanno un ciclo di vita che inizia dalla pianificazione, passando per la ricerca e sviluppo, progettazione, produzione e che termina con lo smantellamento, e se necessario bonifica per il ripristino del sito in cui è stato costruito; anche in questo caso ad ogni step verranno prodotte emissioni, rifiuti e consumate materie prime ed energia.

Fino a pochi anni fa lo studio del ciclo di vita di un prodotto/processo si focalizzava esclusivamente sulla fase di produzione non andando a considerare tutte le altre fasi che invece risultano di eguale importanza; lo stesso utilizzo e riciclo di un prodotto se non effettuati in modo corretto comportano l'inquinamento ambientale.

(L'inquinamento ambientale è il cambiamento delle caratteristiche fisiche, chimiche e biologiche dell'aria, dell'acqua o del suolo causato dall'immissione nell'ambiente di materia o energia, tale da provocare effetti negativi misurabili, immediati o differiti, e in particolare danni all'uomo e alle specie animali e vegetali, danni ai materiali, spreco o deterioramento delle risorse naturali, limitazioni alle attività economiche, culturali, ricreative, sportive, ecc.)

Da ciò emerge l'importanza della Responsabilità Sociale D'Impresa (CRS- Corporate Social Responsibility) che è stata definita sul Libro Verde della Commissione Europea del 2001, come *“integrazione volontaria delle preoccupazioni sociali ed ecologiche delle imprese nelle operazioni commerciali e nei loro rapporti con le parti interessate”*. Nel documento è specificato che essere socialmente responsabili vuol dire *“non solo soddisfare gli obblighi giuridici applicabili, ma anche andare al di là investendo di più nel capitale umano, nell'ambiente e nei rapporti con le altre parti interessate.”*(Definizione dell'unione delle camere di commercio, industria, artigianato e agricoltura).

Le motivazioni esterne che sollecitano o obbligano le imprese a prestare sempre più attenzione alle proprie performance ambientali sono:

- ✓ la costante crescita della sensibilità ambientale dei consumatori. Oggi è possibile identificare come “green customer” quella frazione di clienti che ritengono fondamentali le variabili ambientali nella scelta dei prodotti e come “consumatori con simpatie ambientali” quella parte della società disposta a privilegiare a parità di prezzo e caratteristiche, prodotti e servizi che dimostrano un impegno nella salvaguardia dell'ambiente.
- ✓ la pressione esercitata da associazioni ambientaliste e dall'opinione pubblica in generale;
- ✓ il quadro legislativo in tema di protezione dell'ambiente: l'evoluzione verso regole più restrittive nei confronti degli attori del mercato meno attenti alle problematiche legate all'inquinamento può costituire uno stimolo ad innovare o addirittura a creare nuove imprese, capaci di interpretare in modo appropriato e creativo le nuove limitazioni normative;
- ✓ introduzione di etichette ambientali che forniscono informazioni sulla performance ambientale complessiva dell'azienda, o su uno o più aspetti ambientali specifici relativi ad un prodotto o servizio;
- ✓ le dinamiche del sistema dei prezzi, spontanee e/o pilotate dalle autorità pubbliche, che tendono a rendere “non economiche” le soluzioni progettuali ritenute dannose per l'ambiente e viceversa “economiche” le misure che rispettano la natura;
- ✓ l'aumento dei costi per l'energia e degli oneri per lo smaltimento dei prodotti che la legislazione tende sempre più a delegare ai produttori.

In tale ottica l'ambiente si trasforma da vincolo, cioè da necessità di rispettare la legislazione vigente, a variabile strategica sulla quale è necessario fare leva per affrontare il mercato odierno.

Dall'atteggiamento attento alle norme che poneva la sua attenzione al controllo "end of pipe" delle emissioni, si passa alla crescente attenzione all'intero ciclo di vita del prodotto che va dalla progettazione Dfe, alla produzione, logistica, uso fino ai piani di ritiro post-uso.

Uno strumento ampiamente utilizzato per effettuare l'analisi del ciclo di vita è la LCA (Life Cycle Assessment). La LCA è uno strumento oggettivo di valutazione ambientale per analizzare e quantificare le implicazioni ambientali dei prodotti/servizi durante tutte le fasi del ciclo di vita, dall'estrazione delle materie prime, alla produzione industriale fino all'uso dei beni, incluso lo smaltimento a fine vita. Le implicazioni ambientali riguardano tutti i tipi di impatto sull'ambiente, inclusi il consumo di risorse e l'emissione di sostanze dannose per l'uomo e l'ecosistema.

## 4.2 Definizioni

LCA viene definito dalla normativa ISO 14040 come *“un sistematico insieme di procedure per individuare ed esaminare gli inputs e gli outputs di materiali ed energia e gli impatti ambientali associati direttamente attribuibili al funzionamento di un sistema prodotto o servizio attraverso il suo ciclo di vita.”*

Mentre più dettagliatamente viene definito dal SETAC nel 1990 come: *“un procedimento oggettivo di valutazione di carichi energetici ed ambientali relativi ad un processo o attività, effettuato attraverso l'identificazione dell'energia e dei materiali usati e dei rifiuti rilasciati nell'ambiente. Successivamente esso valuta l'impatto di tali sostanze assorbite dall'ambiente ed infine identifica le opportunità di miglioramento degli impatti ambientali di ogni attività. La valutazione include l'intero ciclo di vita del processo o attività, comprendendo l'estrazione e il trattamento delle materie prime, la fabbricazione, il trasporto, la distribuzione, l'uso, il riuso, il riciclo e lo smaltimento finale.”*

In tale definizione si pone l'accento su diversi aspetti: l'oggettività del procedimento, vale a dire l'esecuzione di fasi analitiche, precise, e ben determinate nonché lo studio di dati confrontabili e scientificamente verificabili; l'oggetto della valutazione che sono i carichi energetici ed ambientali imputabili ad un processo o un'attività che portano alla produzione di un prodotto in senso lato o di un servizio; l'intero ciclo di vita a partire dall'acquisizione della materia prima, al ciclo produttivo, all'uso e allo smaltimento finale secondo una visione globale e senza tralasciare nessuna fase direttamente imputabile all'oggetto di studio.

Inoltre dalla seconda definizione risulta evidente come il concetto di valutazione, che sta alla base del metodo, sia strettamente connesso con quello di confronto, perciò, come suggerisce l'Agenzia

Federale per l'Ambiente della Germania, la LCA dovrebbe essere intesa correttamente come una comparazione il più possibile completa tra due o più prodotti, sistemi, metodi o approcci alternativi, volta a rilevare i punti deboli, a migliorare le qualità ambientali, promuovere prodotti e processi ecologici, a comparare approcci alternativi e dare fondamento alle azioni suggerite.

Gli scopi fondamentali dell'utilizzo dell'analisi del ciclo di vita sono diversi:

- ✓ La valutazione dell'impatto ambientale di prodotti differenti, aventi la medesima funzione;
- ✓ L'identificazione, all'interno del ciclo produttivo o del ciclo di vita del prodotto, dei momenti in cui si registrano gli impatti più significativi, a partire dai quali possono essere indicati i principali percorsi verso possibili miglioramenti, intervenendo sulla scelta dei materiali, delle tecnologie e degli imballaggi;
- ✓ Il sostegno alla progettazione di nuovi prodotti;
- ✓ La segnalazione di direzioni strategiche per lo sviluppo, che consentano risparmi, sia per l'azienda sia per il consumatore;
- ✓ La dimostrazione di aver ottenuto un ridotto impatto ambientale ai fini dell'attribuzione del marchio ecologico comunitario ( Ecolabell);
- ✓ Il perseguimento di strategie di marketing in relazione al possesso del marchio Ecolabell;
- ✓ L'ottenimento di un risparmio energetico;
- ✓ Il sostegno nella scelta degli investimenti in procedimenti per il disinquinamento;
- ✓ Il supporto nella scelta delle soluzioni più efficaci ed idonee per il trattamento dei rifiuti;
- ✓ La base oggettiva di informazioni e di lavoro per l'elaborazione dei regolamenti che riguardano la LCA.

#### **4.2.1 Le diverse tipologie di LCA**

La metodologia LCA esamina il sistema prodotto/processo nella sua interezza, infatti una singola operazione industriale può apparentemente essere resa più efficiente e "più pulita" trasferendo l'inquinamento in altri comparti ambientali, in questo modo i benefici apportati da una singola fase vengono controbilanciati da problemi generati negli step successivi del ciclo di vita del prodotto, in tal modo non viene ottenuto nessun miglioramento complessivo.

In base ai confini del sistema esaminato e quindi della porzione del ciclo di vita considerata, possiamo distinguere quattro tipologie principali:

- ✓ *"from cradle to cradle"* (dalla culla alla culla): l'analisi inizia dall'estrazione delle materie prime e prosegue fino alla rivalorizzazione del prodotto a fine vita attraverso il recupero di energia e di materiali, nell'ottica di diminuire progressivamente la quantità di rifiuti da inviare allo smaltimento;

- ✓ *“from cradle to gate”* (dalla culla al cancello): lo studio inizia con l’approvvigionamento delle materie prime e delle fonti di energia e si conclude con l’immissione del prodotto finito sul mercato, escludendo pertanto la fase di utilizzo dello stesso;
- ✓ *“from gate to gate”* (dal cancello al cancello): lo studio analizza unicamente la realtà aziendale, quindi comprende le fasi di fabbricazione e assemblaggio del prodotto;
- ✓ *“from cradle to grave”* (dalla culla alla tomba): l’analisi comprende tutte le fasi del ciclo di vita, dall’estrazione delle materie prime, alla produzione industriale fino all’uso dei beni, incluso lo smaltimento a fine vita.

Qualunque decisione di eliminare fasi del ciclo di vita, processi o flussi in ingresso/uscita deve essere chiaramente indicata e giustificata. I criteri utilizzati nella definizione dei confini del sistema fissano il livello di confidenza per assicurare qualità ed affidabilità dei risultati dello studio in funzione degli obiettivi prefissati della LCA.

Un’altra classificazione riguardante le tipologie di LCA è quella offerta dalla CIT Ekologik, società svedese di consulenza in ecologia ambientale del prodotto e dell’amministrazione, e si basa sul obiettivo da conseguire a cui è correlato il livello di dettaglio delle informazioni.

- ✓ *Streamlined LCA* (LCA semplificato o parziale): è un’applicazione esauriente che copre l’intero ciclo di vita e utilizza dati generici sia di carattere qualitativo che quantitativo, al fine di ottenere valutazioni semplificate relative ai più importanti aspetti ambientali. Lo scopo dell’LCA semplificato è quello di ottenere gli stessi dati di un LCA dettagliato, ma con una significativa riduzione di tempi e costi. Questa riduzione potrebbe essere tale da inficiare l’accuratezza e l’affidabilità dei risultati. Il primo obiettivo da perseguire sarà quello di individuare le aree dello studio che possano essere omesse o semplificate senza compromettere il risultato completo.

La semplificazione del metodo si basa su tre stadi iterativamente legati tra loro:

1. Indagine: necessaria ad identificare le parti del ciclo di vita più importanti e di quelle che presentano lacune dei dati;
2. Semplificazione: in cui il lavoro viene impostato focalizzando l’attenzione sulle parti del sistema ritenute più importanti sulla base dei risultati dell’indagine precedente;
3. Valutazione dell’affidabilità: in essa si verifica che le semplificazioni introdotte non riducano in modo significativo l’affidabilità del risultato complessivo.

Se presentato in accordo con le prescrizioni contenute nella norma ISO standard 140140, l’LCA semplificato può essere utilizzato per scopi esterni all’azienda, mentre se privo di regole formali, viene utilizzato per attività di reporting all’interno dell’azienda. Per evitare

fraintendimenti nell'interpretazione dei risultati, l'utilizzatore di questo tipo di LCA deve essere messo al corrente dei limiti che caratterizzano questo studio.

- ✓ *Screening LCA* (LCA selettivo): è utilizzato principalmente nel caso in cui si vogliono individuare e “selezionare” le fasi di vita di un prodotto che determinano gli impatti ambientali più consistenti. Si utilizzano per lo più dati standard, contenuti in banche dati o stimati in maniera approssimata, senza approfondire la ricerca delle informazioni né dare loro effettiva valutazione. Dai risultati ottenuti e a seguito di un'analisi di sensitività si individuano i dati critici su cui intervenire, al fine di apportare un miglioramento circa la loro qualità. E' un sistema rapido che consente di valutare gli aspetti realmente importanti del ciclo di vita, sui quali focalizzare l'attenzione.
- ✓ *Detailed LCA* (LCA dettagliato): è necessario in tutti i casi in cui è richiesta una valutazione completa. Esso risulta particolarmente utile qualora i risultati dello studio siano utilizzati per comunicazioni pubbliche, poiché necessitano di una credibilità molto elevata, oppure, dopo aver identificato i punti chiave con uno *screening LCA*, per approfondire i risultati ottenuti. Uno studio dettagliato necessita di un miglioramento della qualità dei dati cosicché, anziché riferirsi a dati standard o dati secondari, si procede alla raccolta o all'utilizzo di dati specifici relativi al caso in esame forniti dalle aziende stesse.

### **4.3 Le fasi dell' LCA**

L'analisi del ciclo di vita è costituita dall'elaborazione di quattro fasi principali:

- 1- Definizione dello scopo e degli obiettivi dell'analisi (Goal and scope definition);
- 2- Inventario degli input (consumo di risorse) e degli output (rilasci nell'ambiente) (Life Cycle Inventory- LCI);
- 3- Valutazioni degli impatti ambientali che si generano a seguito dei rilasci nell'ambiente e del consumo di risorse (Life Cycle Impact Assessment LCIA);
- 4- Valutazione dei risultati della fase precedente e indicazione di eventuali miglioramenti (Life Cycle Interpretation).



4.1 Le fasi della valutazione del ciclo di vita LCA.

Lo sviluppo della LCA di un prodotto deve essere elaborato considerando l'intero sistema. Il prodotto analizzato è caratterizzato dalla funzione che esso svolge e non può quindi essere definito solo in termini di prodotto finito.

I sistemi prodotto sono suddivisi in un differenti unità di processo. Ogni unità di processo è collegata ad un'altra attraverso un flusso di prodotti intermedi e rifiuti provenienti dai trattamenti, inoltre tale unità è collegata ad altri sistemi grazie allo scambio di prodotti finiti.

La suddivisione del sistema prodotto in sotto-unità di processo facilita l'identificazione degli inputs e degli outputs del focus dell'analisi. In molti casi, alcuni degli inputs sono utilizzati come un componente del prodotto finito, mentre in altri casi non appartengono all'output finale ma sono necessari per un determinato sottoprocesso.

Ovviamente ogni unità di sotto-processo elementare genera altri outputs (flussi elementari e/o prodotti finiti) come risultato della loro attività. Il livello di dettaglio richiesto per soddisfare l'obiettivo dello studio determina i limiti e l'estensione della sotto-unità di processo.

I flussi elementari includono l'utilizzo di risorse e le immissioni in aria, acqua e nel suolo associate al sistema prodotto. Le interpretazioni possono essere ottenute attraverso questi dati, che dipendono direttamente dagli scopi e dagli obiettivi della LCA; questi dati sono i risultati del LCI che costituiscono l'input per lo sviluppo del LCIA. [ISO 14040]

#### **4.3.1 I fase : Definizione degli obiettivi e del campo di applicazione**

Nella fase iniziale vengono definite le finalità ed il campo di applicazione, l'unità funzionale ed i confini dello studio LCA; viene quindi descritto il sistema sottoposto alla valutazione, le categorie di dati da reperire, le assunzioni ed i limiti.

Per quanto concerne le finalità ed il campo di applicazione è necessario stabilire a quali necessità si vuole rispondere, le applicazioni previste, le motivazioni ed i destinatari dello studio. Alcuni scopi della valutazione sono:

- ✓ confronto di prodotti o relazione tra il proprio prodotto con uno standard (per esempio per ottenere un'etichetta ambientale);
- ✓ miglioramento di un prodotto dal punto di vista ambientale o progettazione di un nuovo prodotto;
- ✓ rispondere a domande strategiche riferite alla posizione della proprio impresa nel mercato o acquisire informazioni sul prodotto.

L'unità funzionale rappresenta l'unità di prodotto (quantità e/o funzione) a cui andranno riferiti tutti i dati e i risultati dello studio LCA. Perciò prima di iniziare lo studio è necessario definire i processi che fanno parte del ciclo di vita del sistema analizzato ed individuare le omissioni di fasi, processi o dati. In altre parole l'unità funzionale rappresenta la capacità del prodotto di rispondere alle sue funzioni e va a considerare una porzione del ciclo di vita necessaria per non perdere la significatività dell'analisi. Tale aspetto è di fondamentale importanza in quanto viene utilizzata come riferimento per il calcolo dei flussi in entrata ed in uscita nel sistema. E' il prodotto, servizio o la funzione su cui impostare l'analisi e il confronto con le possibili alternative. Il flusso di riferimento è la quantità di prodotto necessaria per soddisfare la funzione dell'unità funzionale, ed è utilizzato nell'inventario.

La scelta dei confini del sistema è fondamentale e deve essere effettuata in base all'unità funzionale del prodotto preso in esame. I confini del sistema possono essere del tipo: "cradle to gate"; "gate to gate"; "cradle to grave" e "gate to grave".

Un altro fattore di fondamentale importanza è rappresentato dalla qualità dei dati , infatti, essa determina l'affidabilità dei risultati. I requisiti da descrivere sono:

- ✓ fattori temporali;
- ✓ correlazione geografica e tecnologica: dove sono raccolti i dati e le tecnologie produttive impiegate;
- ✓ precisione: misura della variabilità dei valori per ogni categoria di dati (varianza);
- ✓ completezza: percentuale di siti da cui provengono i dati primari rapportati al numero dei potenziali esistenti, per ogni categoria di dati in unità di processo;
- ✓ rappresentatività: valutazione qualitativa del grado con cui l'insieme dei dati riflette la popolazione realmente interessata;
- ✓ coerenza: valutazione di come la metodologia è applicata uniformemente a diverse parti;

- ✓ riproducibilità: un esecutore indipendente deve sempre avere a disposizione tutte le informazioni per poter riprodurre i risultati.

### **4.3.2 Il fase: Analisi di Inventario (LCI)**

La seconda fase è il cuore dello studio LCA e richiede molto tempo, infatti, l'attendibilità dello studio dipenderà dai dati reperiti in questo passo.

LCI viene definito come una lista di tutti i flussi materiali in ingresso ed in uscita dalle unità di processo di cui è composto il sistema, degli scambi tra le operazioni della catena produttiva e dalle emissioni tra il sistema prodotto e l'ambiente. Le emissioni totali da esaminare sono costituite da quelle dirette, cioè relative al processo, e da quelle indirette, relative ai processi a monte e a valle.

Per la definizione delle componenti significative bisogna rispettare seguenti criteri fondamentali: i materiali componenti del sistema prodotto da inserire nell'analisi devono avere un peso superiore al 1% in peso del totale, ma nel caso in cui costituiscano un valore inferiore a tale limite e presentino un impatto ambientale rilevante devono essere considerati nello studio.

Questa fase devono essere gestite una serie di problematiche:

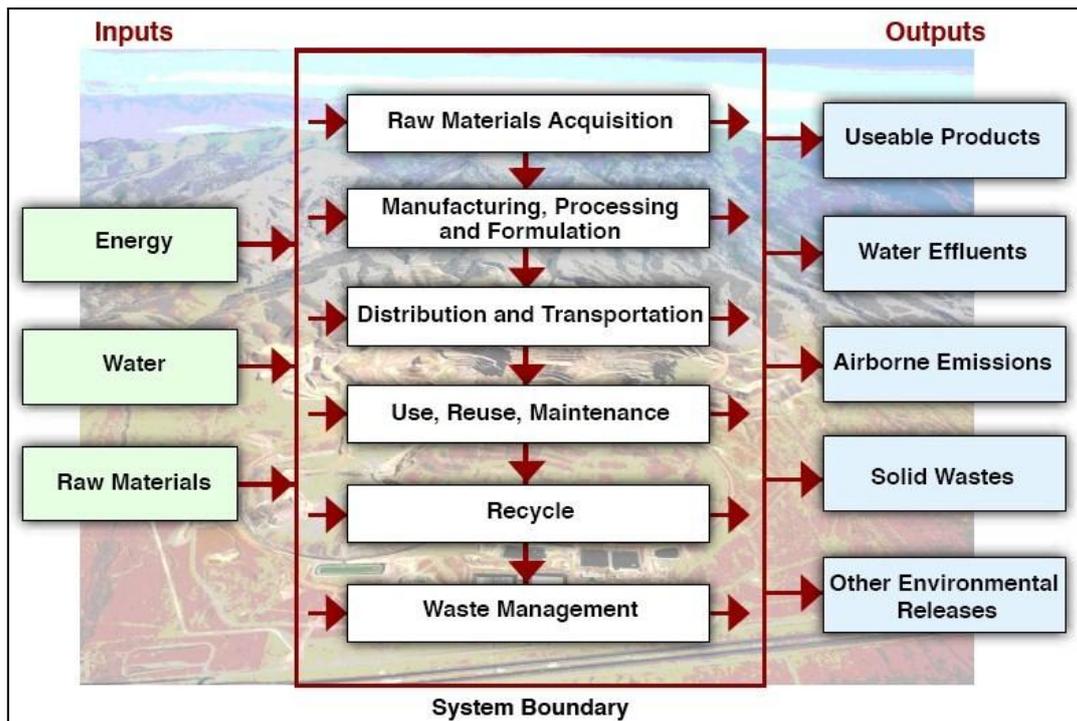
- ✓ in primo luogo bisogna definire il diagramma di flusso;
- ✓ successivamente devono essere reperiti i dati e definite le regole di allocazione degli impatti;
- ✓ infine la gestione dei dati raccolti effettuata tramite l'utilizzo di software dedicati.

Il diagramma di flusso è una rappresentazione qualitativa grafica di tutti i processi rilevanti coinvolti nel ciclo di vita del sistema studiato. Il suo principale obiettivo è di offrire una visione dei processi ed interventi ambientali rilevanti.

I dati possono essere estrapolati da processi reali, all'interno di aziende o in luoghi di produzione, attraverso questionari, report, manuali tecnici; oppure prelevati da database o dalla letteratura di riferimento.

Il problema dell'allocazione si verifica quando i dati di un processo non si riferiscono ad un singolo prodotto, ma sono comuni a più output. Perciò in questi casi occorre attribuire i flussi ai corrispondenti prodotti tramite delle regole di allocazione, per esempio in base alla massa o al consumo energetico.

Solitamente la gestione dei dati raccolti avviene tramite software dedicati, come GaBi, Simapro, Team; questi consentono la modellizzazione del sistema analizzato, hanno processi già implementati, comprendono Database specifici di LCA (materiali, combustibili, sistemi di trasporti, sistemi di gestione dei rifiuti).



4.1 Diagramma di flusso generico del LCI.

### 4.3.3 III fase: Valutazione degli impatti (LCIA)

La terza fase ha lo scopo di valutare la portata di potenziali impatti ambientali mediante l'uso dei risultati ottenuti dall'analisi dell'inventario. La valutazione degli impatti del ciclo di vita trasforma ogni flusso di sostanza dell'inventario in un contributo agli impatti stessi. L'impatto è rappresentato da una serie di parametri che definiscono il "comportamento ambientale" del prodotto, perciò si ottiene una valutazione relativa dato che viene quantificata rispetto all'unità funzionale.

Questa fase serve per far emergere diverse criticità tra le quali troviamo:

- ✓ i principali problemi ambientali a cui il ciclo di vita contribuisce;
- ✓ le fasi del ciclo di vita maggiormente critiche;
- ✓ i materiali e/o i processi responsabili degli impatti osservati;
- ✓ i flussi elementari da cui l'impatto dipende.

Questa fase è articolata in quattro passi principali:

1. Individuazione delle categorie di impatto: in primo luogo deve essere definita la classe alla quale possono essere associati i risultati della LCI e che rappresenta fatti ambientali di interesse;
2. Classificazione: i risultati della LCI sono associati ad una categoria di impatto o a più categorie di impatto sulla base dei meccanismi ambientali nei quali sono coinvolti.

Per quanto riguarda le principali categorie di impatto ambientale valutate durante la fase dell'LCIA, troviamo:

- ✓ effetto serra (GWP, global warming potential): l'indicatore di questa categoria (GWP) viene calcolato considerando, tra le sostanze emesse in aria, quelle che contribuiscono al riscaldamento globale del pianeta terra. Esso pertanto rappresenta il "contributo" che il sistema prodotto fornisce al problema del riscaldamento globale durante il suo ciclo di vita. La quantità in massa di ciascuna sostanza, calcolata sull'intero ciclo di vita del sistema prodotto, viene moltiplicata per un coefficiente di peso (fattore di caratterizzazione) specifico della sostanza, chiamato potenziale di riscaldamento globale (GWP<sub>i</sub>, global warming potential della sostanza i-esima). Sommando poi i contributi delle varie sostanze si ottiene il valore aggregato dell'indicatore, espresso in kg di CO<sub>2</sub> equivalenti, che rappresenta l'impatto, in termini di riscaldamento globale che il prodotto esercita sull'ambiente, durante il suo intero ciclo di vita;
- ✓ assottigliamento della fascia di ozono (ODP, ozone depletivo potential): la riduzione della fascia di ozono si calcola come l'indicatore precedente, ma facendo riferimento a sostanze diverse (CFC, HCFC) e con un diverso coefficiente di peso, chiamato potenziale di riduzione dell'ozono (ODP<sub>i</sub>, Ozone depletion potential della sostanza i-esima). La sostanza presa come riferimento è in questo caso un clorofluorocarburo e precisamente il CFC-11, e quindi l'indicatore di tale categoria sarà espresso in kg di CFC-11 equivalenti;
- ✓ acidificazione (AP, acification potential): l'indicatore di acidificazione è legato alle emissioni in aria di particolari sostanze acidificanti quali ossidi di azoto e ossidi di zolfo. La sostanza di riferimento è la SO<sub>2</sub> e il coefficiente di peso prende il nome di potenziale di acidificazione (AP<sub>i</sub>, acidification potential della sostanza i-esima). L'acidificazione si misura pertanto in kg di SO<sub>2</sub> equivalenti;
- ✓ eutrofizzazione (NP, nutrification potential): questo indicatore valuta l'aumento della concentrazione di sostanze nutritive in ambienti acquatici. Le sostanze che concorrono a tale fenomeno sono i composti a base di azoto e fosforo. La sostanza di riferimento è il fosfato (PO<sub>4</sub>) e il coefficiente di peso prende il nome di potenziale di nitrificazione (NP<sub>i</sub>, nutrification potential della sostanza i-esima). L'eutrofizzazione si misura pertanto in kg di PO<sub>4</sub> equivalenti;
- ✓ formazione di smog fotochimico (POCP, photochemical ozone creation potential): all'interno di questa categoria sono raggruppate tutte quelle sostanze organiche volatili che portano alla formazione fotochimica (in presenza di radiazione solare) di ozono troposferico. Il fattore di caratterizzazione è chiamato potenziale di formazione di ozono

fotochimico (POCPi , photochemical ozone creation potential) e la sostanza di riferimento è l'etilene (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>): l'indicatore di conseguenza si esprime in kg di C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> equivalenti;

- ✓ tossicità per l'uomo e per l'ambiente (HTP e ETP, human toxicity potential e eco-toxicity potential): l'indicatore di questa categoria di impatto è calcolato tenendo conto dei rilasci tossici (nell'aria, nell'acqua e nel suolo) per l'uomo e l'ambiente. La sostanza di riferimento è l'1,4-diclorobenzene e quindi l'indicatore di tale categoria di impatto si misurerà in kg equivalenti di tale sostanza (kg di 1,4-DB eq);
- ✓ esaurimento delle risorse abiotiche (ADP, abiotic re source depletion potential): quantifica il consumo di risorse naturali come ad esempio i metalli, i minerali e i combustibili fossili. In genere si misura in kg di antimonio equivalenti (kg di Sb eq).

<b>Categoria di impatto</b>	<b>Scala spaziale</b>	<b>Scala globale</b>
Riscaldamento globale	Globale	Decadi/ Secoli
Assottigliamento della fascia di ozono	Globale	Decadi
Smog fotochimico	Regionale/ locale	Ore/ giorni
Cancerogenicità per l'uomo	Locale	Ore (acuto) / Decadi (cronico)
Acidificazione	Continentale/ regionale	Anni
Tossicità acquatica	Regionale	Anni
Tossicità terrestre	Locale	Ore (acuto) / Decadi (cronico)
Distruzione dell'habitat	Regionale/ locale	Anni/ Decadi
Consumo risorse non rinnovabili	Globale	Decadi/ Secoli
Eutrofizzazione	Regionale / locale	Anni

4.2 Scale spaziali e temporali delle categorie di impatto.

3. Caratterizzazione: i risultati della LCI classificati in una 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. Il fattore di caratterizzazione misura l'intensità dell'effetto della specifica sostanza sul problema ambientale. Per esempio all'interno della categoria di impatto "effetto serra" si utilizzano di solito come unità di riferimento i kg di CO<sub>2</sub>. Pertanto il fattore di caratterizzazione per la CO<sub>2</sub> è 1, mentre per il CH<sub>4</sub> è 21. Questo significa che 1 kg di CH<sub>4</sub> ha lo stesso impatto di 21 kg di CO<sub>2</sub>.
4. Normalizzazione e ponderazione. I risultati ottenuti con l'operazione di caratterizzazione vengono normalizzati, ossia elaborati in modo tale da ottenere degli indici sintetici con cui valutare complessivamente il sistema in esame. Dunque i valori ottenuti per ciascun impatto ambientale vengono divisi per un valore di riferimento, per esempio il valore delle emissioni totali o relativo all'uso di risorse in una certa area. Nella normalizzazione è indispensabile

scegliere una situazione di riferimento sia in termini di spazio, sia di tempo, infatti, dovrà essere la medesima per tutte le categorie di impatto se si vuole passare alla ponderazione. La ponderazione viene utilizzata quando è preferibile avere un unico punteggio piuttosto di una serie di valori che possono risultare difficili da confrontare. I metodi di ponderazione stabiliscono dei “pesi” per ciascun impatto ambientale; moltiplicando i valori della caratterizzazione per il rispettivo peso e sommando i valori così ottenuti si ottiene un indice adimensionale dell’impatto totale.

#### **4.3.4 IV fase: Interpretazione dei risultati**

In questa fase i risultati vengono controllati e valutati per verificare la coerenza con gli obiettivi e il campo di applicazione, inoltre occorre garantire che lo studio sia completo. Infatti, i risultati rappresentano delle conclusioni, delle raccomandazioni e dei rapporti indirizzati a coloro che debbano prendere delle decisioni, perciò debbono essere documentati in modo trasparente e completo. L’interpretazione dei risultati non è semplice, richiede grande esperienza ed attenzione.

### **4.4 I metodi di valutazione**

Nei prossimi paragrafi vengono presentati le differenti metodologie utilizzate per lo studio.

#### **4.4.1 Eco-Indicator 99**

Eco-Indicator è una metodologia sviluppata dalla Pré (Product Ecology Consultants) per conto del Ministero dell’Ambiente olandese che consente di aggregare i risultati di un LCA in grandezze o parametri facilmente comprensibili ed utilizzabili, chiamati appunto “Eco-Indicatori”, ricordando che tutte le emissioni e tutte le forme di sfruttamento del territorio sono valutate con riferimento all’Europa (tranne poche eccezioni).

Dopo aver compilato l’inventario, il metodo valuta esclusivamente tre tipi di danno: Human Health (Salute Umana), Ecosystem Quality (Qualità dell’Ecosistema), Resources (Esaurimento delle risorse). Ogni categoria di danno è, a sua volta, suddivisa in categorie di impatto:

Danni causati da sostanze cancerogene (DALY) (Carcinogens substances)	<b>HUMAN HEALTH</b>  (DALY)
Danni causati da sostanze organiche alle vie respiratorie (DALY) (Respiratory effect (organic))	
Danni causati da sostanze inorganiche alle vie respiratorie (DALY) (Respiratory effect (inorganic))	
Danni causati dai cambiamenti climatici (DALY) (Climate change)	
Danni causati dalle radiazioni ionizzanti (DALY) (Ionising radiation)	
Danni causati dall'assottigliamento dello strato di ozono (DALY) (Ozone layer depletion)	
Emissioni tossiche (PAF*m <sup>2</sup> *yr) (Ecotoxicity)	<b>ECOSYSTEM QUALITY</b> (PAF/PDF)
Emissioni che modificano l'acidità e i livelli nutritivi (PDF*m <sup>2</sup> *yr) (Acidification/Eutrophication)	
Uso e trasformazione del territorio (PDF*m <sup>2</sup> *yr) (Land use)	
Minerals (MJ Surplus)	<b>RESOURCES</b> (MJ Surplus)
Fossil fuels (MJ Surplus)	

4.2: Categorie di impatto e danno per Eco-indicator 99

Ogni categoria di danno ha una propria unità di misura:

- ✓ L'unità di misura DALY è associata alle categorie di impatto contenute nella categoria di danno "Salute Umana".

Se si vuole quantificare il danno arrecato alla salute umana è necessario considerare una scala che sia capace di misurare la salute della popolazione: essa dovrà comprendere il numero di individui interessati dal problema, il tempo sottratto a ciascun individuo da infermità o morte prematura e la gravità della malattia. A livello internazionale, un indicatore di questo tipo, in grado di stimare il carico totale da attribuire a ciascun problema di salute, è stato sviluppato da C. Murray in *Global Burden of Disease Study (1996)*, portato avanti in collaborazione con la Banca Mondiale e l'Organizzazione Mondiale della Sanità. Questo indicatore esprime il numero di *Disability-Adjusted Life Years (DALYs)*, ovvero il peso di una infermità dovuta ad una invalidità o a una morte prematura attribuibile a ciascuna malattia. Il concetto di DALY, *Disability-Adjusted Life Years*, distingue anche gli anni trascorsi da ammalato (YLD), da quelli persi per morte prematura (YLL).

- ✓ Nella categoria di danno “Qualità dell’ecosistema” l’unità di misura  $\text{PDF}\cdot\text{m}^2\cdot\text{yr}$  (PDF: Potentially Disappeared Fraction) è associata alle categorie di impatto Acidification/Eutrophication e Land use, mentre l’unità di misura  $\text{PAF}\cdot\text{m}^2\cdot\text{yr}$  (PAF: Potentially Affected Fraction) è associata alla categoria di impatto Ecotoxicity. I realizzatori del metodo di valutazione hanno scelto di considerare la variazione del numero di specie vegetali presenti in un territorio come l’indicatore biologico della salute dell’ecosistema e, quindi, l’unità di misura associata rappresenta la diminuzione (disappeared) relativa o il danneggiamento (affected) relativo del numero di specie (espressa sotto forma di frazione) per l’area e per il tempo. La diminuzione del numero di specie è rappresentata dal PDF e può essere interpretato come la frazione di specie che hanno una alta probabilità di non sopravvivere nell’area considerata, a causa di sfavorevoli condizioni di vita.
- ✓ Il MJ Surplus è definito come la differenza fra l’energia necessaria attualmente all’estrazione di una risorsa e quella indispensabile in un istante futuro. Si calcola il surplus di energia, valutato in [MJ], che sarà necessario per estrarre 1 kg di materiale nel momento in cui il consumo di quel materiale sarà cinque volte quello estratto dall’umanità prima del 1990. La scelta del fattore  $N=5$  è totalmente arbitraria, ma valida perché l’obiettivo è quello di misurazioni relative.

Dopo la caratterizzazione, si calcola il damage assessment, ossia i danni dovuti alle categorie di impatto vengono moltiplicati per il fattore 1, per essere inseriti nelle rispettive categorie di danno, escluso quello dovuto all’Ecotoxicity che viene moltiplicato per il fattore 0.1. La normalizzazione, invece, rende omogenei i danni trovati nella fase della caratterizzazione, con l’obiettivo di rendere le tre categorie confrontabili tra loro. Infine per la valutazione del danno occorre confrontare i valori ottenuti per le tre categorie: i danni normalizzati vengono “pesati” e sommati per ottenere un unico indicatore di danno (in punti). In pratica, i valori degli effetti normalizzati sono moltiplicati per dei fattori peso di valutazione, relativi alle varie categorie di danno, e sommati, in modo da ottenere un unico valore, l’Eco-Indicatore, che esprime l’impatto associato al prodotto attraverso un indice ambientale finale. [12]

#### **4.4.2 IMPACT 2002+**

Implementato dallo *Swiss Federal Institute of Technology* di Losanna, il metodo di valutazione ambientale denominato Impact 2002+ offre una soluzione intermedia tra gli approcci delle precedenti metodologie *midpoint-oriented* (basate, cioè, sulle categorie di impatto, come EDIP) e *damage-oriented* (orientate, cioè, alla valutazione per categorie di danno, come EPS ed Eco-

Indicator 99), riconducendo i risultati ottenuti dalle analisi d'inventario a quattordici categorie d'impatto, a loro volta riconducibili a quattro categorie di danno.

Le categorie di danno utilizzate da Impact 2002+ sono: Human Health, Ecosystem quality, Climate change e Resources.

Ogni categoria di danno è, a sua volta, suddivisa in categorie di impatto:

Human toxicity (kg <sub>eq</sub> chloroethylene)	<b>HUMAN HEALTH</b> (DALY)
Respiratory inorganics (kg <sub>eq</sub> PM 2.5)	
Ionizing radiation (kg <sub>eq</sub> carbon-14)	
Ozone layer depletion (kg <sub>eq</sub> CFC-11)	
Photochemical oxidation (kg <sub>eq</sub> ethylene)	
Aquatic ecotoxicity (kg <sub>eq</sub> triethylene)	<b>ECOSYSTEM QUALITY</b> (PDF·m <sup>2</sup> ·yr)
Terrestrial ecotoxicity (kg <sub>eq</sub> triethylene)	
Terrestrial acidification/nitrification (kg <sub>eq</sub> SO <sub>2</sub> )	
Aquatic acidification (kg <sub>eq</sub> SO <sub>2</sub> )	
Aquatic eutrophication (kg <sub>eq</sub> PO <sub>4</sub> )	
Land occupation (mq <sub>eq</sub> organic arable land*yr)	<b>CLIMATE CHANGE</b> (kg <sub>eq</sub> CO <sub>2</sub> )
Global warming (kg <sub>eq</sub> CO <sub>2</sub> )	
Non-renewable energy (MJ primary non-renewable)	<b>RESOURCES</b> (MJ)
Mineral extraction (MJ Surplus)	

4.3: Categorie di impatto e danno per IMPACT 2002+

L'architettura di Impact 2002+, diversamente da quella di Eco-Indicator 99, prevede la possibilità di allocare gli apporti delle diverse categorie di impatto all'interno di più categorie di danno.

Per quanto riguarda le categorie di impatto, i fattori di caratterizzazione per le diverse categorie sono basati su un principio di equivalenza, cioè i punteggi assegnati alle diverse sostanze sono espressi in kg equivalenti di una sostanza di riferimento.

Per quanto riguarda le categorie di danno, i fattori delle diverse sostanze vengono ottenuti moltiplicando i fattori di caratterizzazione per quelli di danno (damage assessment) delle sostanze di riferimento.

Il fattore di normalizzazione è il rapporto tra l'impatto specifico, per unità di emissione, e l'impatto totale relativo all'Europa delle sostanze della specifica categoria, per persona e in un anno. L'unità di misura di tutti i fattori delle categorie di impatto è pers·year/unità di misura del danno, cioè il numero di persone equivalenti affette durante un anno, per unità del danno. Infine, segue la valutazione. [12]

### 4.4.3 Il Metodo EPS 2000

Il metodo EPS (Environmental Priority Strategies in product design) nasce nel 1989, nell'ambito di una cooperazione promossa dalla casa automobilistica Volvo tra lo Swedish Environmental Research Institute (IVL), la Swedish Federation of Industries, il Centre for Environmental Assessment of Products and Material Systems e la stessa Volvo. Da allora è stato modificato e migliorato molte volte. L'ultima versione risale al 2000.

Questo metodo vuole essere uno strumento di supporto decisionale di uso quotidiano, per assistere i progettisti nello sviluppo di nuovi prodotti con il minor impatto ambientale.

Ciò che distingue EPS 2000 dagli altri metodi è il diverso sistema di misura del fattore di damage assessment (o caratterizzazione delle categorie di impatto), basato su di un criterio di valutazione di tipo economico, che consente l'assenza della fase di normalizzazione. La peculiarità di EPS 2000 è, infatti, quella di stimare il danno in base alla buona volontà, da parte della società, a pagare WTP (willingness to pay), per evitare un peggioramento delle condizioni considerate o per rimediare al danno creato, attribuendo un valore economico al danno. La disponibilità a pagare è un concetto che nasce in ambito economico e definisce un metodo di valutazione volto a definire la cifra massima che un soggetto è disposto a pagare per ottenere un certo beneficio. Questo metodo viene spesso usato per attribuire un valore monetario a costi e benefici intangibili (come i costi esterni) e la conversione è utile al fine di permettere l'analisi costi – benefici.

I fattori peso nascono, dunque, a partire da una valutazione di carattere economico e da una quantificazione monetaria (in euro/unità di misura della categoria di impatto). Per i valori pesati è stata definita come unità di misura l'ELU (Environmental Load Unit) e si è posto il valore 1 ELU = 1euro.

Dopo aver compilato l'inventario, il metodo valuta esclusivamente quattro tipi di danno:

- ✓ Human Health;
- ✓ Ecosystem Production Capacity;
- ✓ Abiotic Stock Resources;
- ✓ Biodiversity;

Ogni categoria di danno è, a sua volta, suddivisa in categorie di impatto:

Life expectancy (Person Yr)	<b>HUMAN HEALTH (PERSON-YR)</b>
Severe morbidity (Person Yr) (come la fame)	
Morbidity (Person Yr) (come un raffreddore o un'influenza)	
Severe Nuisance (Person Yr) (che normalmente induce una reazione in modo da evitare quanto più possibile il perdurare di un disturbo)	
Nuisance (Person Yr) (irritante, ma senza alcun effetto diretto sulla salute)	
Crop growth capacity (kg)	<b>ECOSYSTEM PRODUCTION CAPACITY (kg)</b>
Wood growth capacity (kg)	
Fish and Meat production (kg)	
Soil acidification (moli equivalenti di H <sup>+</sup> )	
Production capacity irrigation water (kg)	
Production capacity drinking water (kg)	
Depletion of reserves (ELU)	<b>ABIOTIC STOCK RESOURCES (ELU)</b>
Species extinction (NEX)	<b>BIODIVERSITY (NEX)</b>

4.4: Categorie di impatto e danno per EPS 2000

L'unità di misura YOLL (Years Of Lost Life), o Person Yr, è associata alle categorie di impatto contenute nella categoria di danno "Salute Umana" e rappresenta gli anni di vita persi o trascorsi in condizioni di infermità.

L'unità di misura chilogrammo (kg) è associata alle categorie di impatto contenute nella categoria di danno "Capacità di produzione dell'ecosistema" e rappresenta, quindi, la quantità di cereali, di carne prodotta, di acqua consumata per scopi diversi dall'irrigazione o dalla potabilità.

La categoria di impatto "Acidificazione", sempre contenuta in questa categoria di danno, utilizza, invece, come unità di misura la quantità di ioni H<sup>+</sup>, emessi a causa di quella sostanza.

Gli ELU (Environmental Load Unit) rappresentano, invece, la disponibilità a pagare per evitare un danno sulle risorse energetiche e utilizzata per esprimere anche i fattori peso relativi alle categorie di impatto.

I NEX (Normalised extinction of species) rappresentano, infine, la frazione di specie scomparse, sul totale delle specie estinte in un anno, a causa delle emissioni in esame.

I danni calcolati per la caratterizzazione e per il damage assessment sono relativi all'intera popolazione mondiale.

In EPS 2000, dalla fase di damage assessment si passa direttamente alla valutazione, senza passare, come invece avviene in altri metodi, quali ad esempio Eco-Indicator 99, attraverso la normalizzazione. Il fattore peso della valutazione è 1 per tutte le categorie di danno. [12]

#### **4.4.4 Il metodo EDIP 2003**

La prima versione del metodo EDIP 2003 è stato sviluppato in Danimarca all'interno del più ampio progetto EDIP (Environmental Design of Industrial Products) nel 1991 con l'obiettivo di sviluppare una metodologia che permettesse di considerare gli aspetti ambientali nello sviluppo dei prodotti industriali. Il progetto è nato da una collaborazione tra il pubblico e il privato: i soggetti coinvolti: Danish Environmental Protection Agency, Technical University of Denmark (Institute for Product Development and Department of Technology and Social Sciences), Confederation of Danish Industries e cinque importanti aziende: Bang & Olufsen A/S, Danfoss A/S, Gram A/S, Grundfos A/S e KEW A/S.

Il metodo comprende le seguenti generali categorie di danno:

- ✓ Impatto ambientale;
- ✓ Consumo delle risorse;
- ✓ Impatto nell'ambiente di lavoro.

Queste tre categorie hanno tra loro la stessa importanza. Gli impatti interni a queste categorie principali sono ulteriormente divisi a seconda della loro estensione geografica in impatto globale, impatto regionale, impatto locale. Questa suddivisione è significativa per la parte finale della valutazione, dove i contributi alle varie categorie di impatto sono normalizzati e pesati, perché il carattere e il modo dell'azione ha effetti diversi per estensioni geografiche differenti.

Ciò che distingue EDIP dagli altri metodi di valutazione sono le diverse categorie di impatto le cui unità di misura non riguardano mai gli effetti, ma solo le cause (emissioni equivalenti, m<sup>3</sup> di fluido inquinati e kg di rifiuti prodotti), un sistema diverso di misura del fattore di normalizzazione (inverso del danno subito da una singola persona nel 1990) e di valutazione del danno (rapporto tra il danno subito da una singola persona nel 1990 e quello che si ammette possa essere subito da una persona in un anno futuro).

In EDIP 2003 le categorie di impatto e le categorie di danno coincidono.

Global Warming (CO <sup>2</sup> eq)
Ozone Depletion (CFC <sup>-11</sup> eq)
Acidification (m <sup>2</sup> )
Aquatic eutrophication EP(N) (kg N)
Aquatic eutrophication EP(P) (kg P)
Terrestrial eutrophication (kg P)
Ozone formation (Vegetation) (m <sup>2</sup> ·ppm·h)
Ozone formation (Human) (person·ppm·h)
Ecotoxicity water chronic (m <sup>3</sup> )
Ecotoxicity water acute (m <sup>3</sup> )
Ecotoxicity soil chronic (m <sup>3</sup> )
Human toxicity air (m <sup>3</sup> )
Human toxicity water (m <sup>3</sup> )
Human toxicity soil (m <sup>3</sup> )
Bulk Waste (kg)
Hazardous Waste (kg)
Radioactive Waste (kg)
Slag/Ashes (kg)
Resources (Pt)

Figura 4.5: Categorie di impatto e danno per EDIP 2003

Le Risorse (Resources) sono misurate in punti. Questo perché secondo i redattori di EDIP, questa categoria non è comparabile con le altre, per cui è stata creata una sezione apposita, chiamata “Only Resources”, all’interno della quale si sono sviluppati i risultati dell’inventario, della caratterizzazione e della normalizzazione delle risorse. Una volta terminata la valutazione, i risultati sono stati confrontati con le altre categorie. [12]

#### 4.4.5 IPCC 100a 2007

IPCC GWP 100a 2007 calcola il danno dell’effetto serra. E’ stato inserita dal gruppo di studio la *Carbon dioxide, land transformation*. Per il suo calcolo considera per l’anidride carbonica, il metano e il monossido di carbonio, sia le emissioni fossili che quelle biogeniche (ciclo breve del C). Inoltre considera l’anidride carbonica assorbita dalla vegetazione (che contribuisce negativamente all’effetto serra).

La sola categoria di impatto considerata è Global warming 100a valutata tramite i kg di CO<sub>2</sub> equivalente.

#### **4.4.6 La scelta di un metodo**

Per la presentazione dei risultati principali spesso si è scelto di usare il metodo IMPACT modificato dal gruppo di studio perché:

- ✓ misura le categorie di impatto secondo le quantità di emissioni equivalenti che rappresentano il criterio più comunemente accettato dalla comunità scientifica perché più misurabile;
- ✓ misura le categorie di danno secondo gli effetti che esse producono sull'uomo (anni di vita persi), sull'ambiente (numero di specie vegetali influenzate), sulla disponibilità delle risorse (energia non rinnovabile consumata). Tali effetti sono difficilmente misurabili ma facilmente comprensibili dalla comunità;
- ✓ contiene tutte le più importanti categorie di impatto;
- ✓ i pesi dati alle emissioni e alle categorie di impatto riducono il danno dovuto all'uso del territorio di Eco-Indicator 99 anche se fanno emergere quello della ecotossicità terrestre, specialmente se dovuta ai metalli pesanti;
- ✓ nel calcolo dell'effetto serra o riscaldamento globale non considera né la CO<sub>2</sub> assorbita dalla vegetazione né i composti CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> e CO biogenici, cioè che partecipano al 'ciclo breve' del carbonio;
- ✓ calcola il consumo di energia da combustibili non rinnovabili (fossili e uranio) che rimane uno degli indicatori più efficaci per valutare il danno ambientale di un prodotto;
- ✓ per il calcolo degli effetti delle emissioni considera come bacino l'Europa.

#### **4.5 Il software SimaPro**

Esistono numerosi pacchetti software progettati per compiere l'analisi dell'impatto ambientale associato al ciclo di vita di un prodotto o di un processo, ciascuno dei quali offre differenti caratteristiche, livelli di complessità e banche dati.

Il software scelto per lo sviluppo di questo studio è SimaPro (versione 7.1.5), compatibile con l'ambiente Windows, creato dalla Prè (Product Ecology Consultants). E' un prodotto informatico contenente al suo interno diversi database con le diverse categorie necessarie alla descrizione di un ciclo di vita; si trovano, infatti, dettagliatamente classificati e descritti all'interno di ciascuna banca dati: materiali, processi, energia e sistemi di trasporto, metodi di smaltimento e trattamento dei rifiuti.

SimaPro 7.1.5 è un software d'indagine iterativa molto aperto, poiché le banche dati di cui dispone possono essere facilmente corrette e integrate in maniera flessibile, con la possibilità di creare nuovi processi o materiali o di modificare quelli già esistenti, adattandoli alle necessità del caso studiato: i confini dello studio possono, di conseguenza, essere ampliati a piacere quando lo si ritenga necessario o quando si abbiano a disposizione le informazioni adeguate. Tale flessibilità è stata sfruttata anche in questo studio, introducendo materiali, processi e trattamenti di fine vita, necessari laddove i dati forniti dal software risultavano carenti o insoddisfacenti allo scopo.

Nella figura riportata di seguito è mostrato lo schema di calcolo utilizzato dal programma:

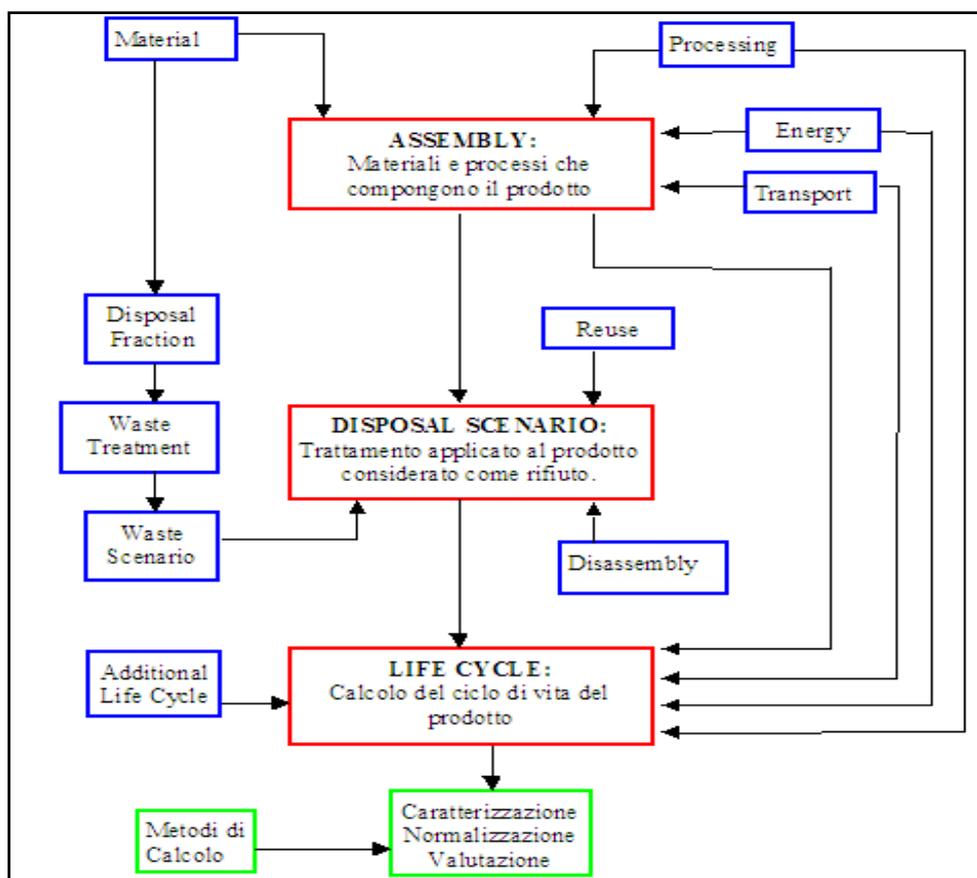


Figura 4.6: Lo schema a blocchi del Software SimaPro

Il primo passo da compiere per l'effettuazione dello studio consiste nella definizione dell'Assembly all'interno del quale saranno raccolte le informazioni relative a tutti i componenti del prodotto; esso necessita, per il suo completamento, dei dati riguardanti i materiali (tipo e quantità), le lavorazioni (Processing), i quantitativi di energia impiegati, nonché informazioni relative ad eventuali trasporti. Il Disposal Scenario rappresenta la struttura predisposta a racchiudere le informazioni sul fine vita di ciascun componente e dovrà riferirsi a ciascuna delle Assembly precedentemente create. In questa fase dello studio si sceglie il tipo di smaltimento che si ritiene più verosimile, valutando se

preferire le opzioni proposte dal programma (il Reuse, il Disassembly, una serie di Waste Scenarios come Incineration, Landfill, Recycling, ecc.) o scenari specifici inseriti dall'utente. Successivamente c'è il Life Cycle fase che permette di prendere in considerazione tutti gli aspetti legati all'utilizzo del prodotto, introducendo eventuali altri Processing, Energy, Transport, Emission. Esso può fare riferimento direttamente all'Assembly del prodotto oggetto di studio, o, altrimenti, anche ai Life Cycle dei singoli componenti; questi, considerati in una visione d'insieme, concorreranno alla valutazione completa della LCA del prodotto in esame. Infine, si esegue l'analisi. Grazie alla struttura del database, è possibile creare processi come combinazione di più sottoprocessi, ciascuno richiamato per le quantità desiderate.

## 5 Il ciclo di vita di un modulo fotovoltaico in Poli-Silicio

In questo capitolo verranno descritte le principali fasi di vita di un modulo fotovoltaico in silicio policristallino, percorrendo l'intera filiera dall'estrazione della materia prima, la silice, fino all'assemblaggio finale del modulo, senza dimenticare la fase della vita utile e dell'end of life.

### 5.1 Le fasi del ciclo di vita

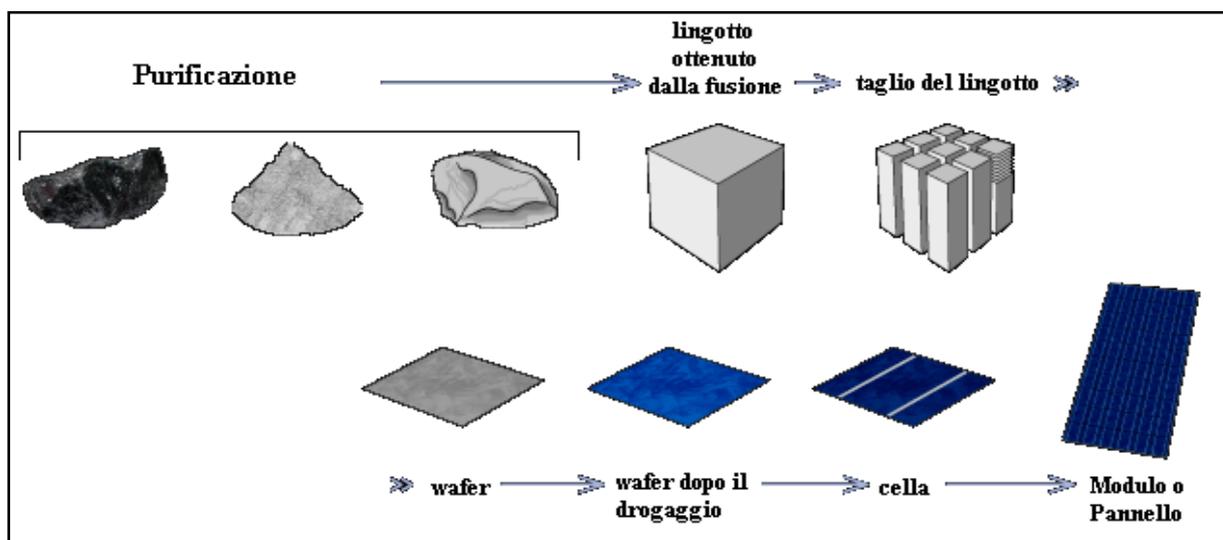
La prima fase di produzione comprende l'estrazione della materia prima, la generazione del silicio policristallino attraverso la purificazione del silicio di grado metallurgico, l'accrescimento dei lingotti, il taglio di wafer, la produzione delle celle e il loro successivo assemblaggio nel modulo FV. Il consumo di energia primaria associato alla produzione dei pannelli è la componente principale del consumo energetico complessivo.

La fase della vita utile, la cui durata può arrivare a 30 anni, è rappresentata dalla produzione di energia, che quindi non necessita dello sfruttamento di quella primaria.

La fase di "end-of-life" comprende la disinstallazione dei moduli, la loro raccolta, la separazione dei materiali principali che poi verranno riciclati o smaltiti.

### 5.2 La fase di produzione

Le fasi del processo di produzione sono: la riduzione del quarzo, la purificazione del silicio, la costituzione dei lingotti di silicio attraverso la fusione, il taglio del lingotto per ottenere il wafer, il drogaggio del wafer per la generazione della cella e l'assemblaggio di queste ultime per la determinazione del pannello.



5.1: Dalla purificazione del silicio al modulo fotovoltaico. [13]

### 5.2.1 La produzione del silicio metallurgico

La materia prima utilizzata per la produzione del silicio metallurgico è la sabbia silicea che deve essere estratta dalle miniere. Successivamente la silice ed il carbon coke vengono introdotti in un forno ad arco sommerso, dove vengono riscaldati fino ad una temperatura di 2000 °C per far avvenire la riduzione carbotermica:



Attraverso questo processo sono ottenuti silicio liquido, CO<sub>2</sub> e fumi di silice. I gas di scarico provenienti dal processo passano attraverso un filtro a maniche, al fine di recuperare SiO<sub>2</sub> (diossido di silicio) sotto forma di polvere. Mentre per quanto riguarda il silicio liquido questo viene versato fuori dalla fornace, viene ulteriormente raffinato e fatto solidificare. Attraverso il processo di solidificazione è stato ottenute il silicio di grado metallurgico (MG-Si), che ha una purezza del 98,5-99,5%. Durante il suo processo di produzione un fattore critico è rappresentato dall'energia elettrica da esso consumata.

Il silicio viene utilizzato per il 50% in composti di alluminio, per il 40% nei siliconi (materie plastiche) e solo per il 4% nella componentistica elettronica.

### 5.2.2 Il silicio metallurgico purificato

Il silicio prima di poter essere utilizzato per applicazioni di semiconduttori, tra cui le celle solari, ha bisogno di essere ulteriormente purificato. Poiché questo materiale di silicio purificato è in genere prodotto in forma policristallina esso viene denominato "Poli – silicio" usato sia nel settore del silicio (Eg – Si) di grado elettronico che per il silicio (SOG – Si) di grado solare. Il "Poli – silicio" è il materiale di partenza per la produzione di wafer di silicio cristallino, per le applicazioni elettroniche e fotovoltaiche.

Storicamente la produzione di "Poli – silicio" era in gran parte fornita dai costruttori di circuiti integrati e di altri componenti elettronici. I requisiti di impurità per le applicazioni fotovoltaiche sono meno rigidi rispetto ai circuiti integrati, per questo motivo nel passato l'industria del fotovoltaico si è basata in gran parte sugli scarti del "Poli – silicio", che non era adatto per l'industria elettronica, ed è stato riutilizzato per la produzione di wafer fotovoltaici.

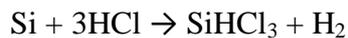
A causa della forte crescita della domanda da parte dell'industria fotovoltaica nel corso degli ultimi anni diversi metodi sono stati sviluppati per produrre "Poli – silicio" appositamente per applicazioni fotovoltaiche.

Il processo utilizzato per la produzione del silicio di grado solare prende il nome di "Siemens-Modificato" ed è caratterizzato da un consumo di energia elettrica più basso rispetto al processo Siemens Standard, grazie ai requisiti meno rigorosi richiesti nelle applicazioni fotovoltaiche. Nonostante le variazioni apportate, il processo presenta un notevole consumo di energia che in

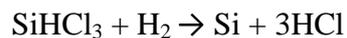
media è pari a 110 kWh di elettricità e 185 MJ di energia termica per ogni kg di poli silicio prodotto.<sup>1</sup>

### 5.2.2.1 Il processo Siemens Modificato

La prima fase prevede la reazione del silicio metallurgico con l'acido cloridrico (HCl) che porta alla formazione del triclorosilano (SiHCl<sub>3</sub>):



Il composto SiHCl<sub>3</sub> è liquido e viene purificato (dai cloruri) attraverso delle distillazioni frazionate multiple e infine vaporizzato. Il gas risultante è poi introdotto insieme all'idrogeno H<sub>2</sub> all'interno di un reattore chimico CVD (chimica vapour deposition), detto anche reattore Siemens, dove reagisce e viene fatto depositare su delle barre di silicio lunghe 1-1,5 m, le quali sono continuamente surriscaldate (1100 °C) attraverso il passaggio di corrente elettrica. La reazione che avviene all'interno del reattore è la seguente:



Questo processo è molto lento e viene rinominato deposizione chimica da fase di vapore. Man mano che il silicio si deposita sulle barre, queste aumentano di diametro passando circa da 0,5 cm a 10-15 cm. L'output finale è rappresentato di conseguenza da barre di poli-silicio di elevata purezza, che una volta estratte dal reattore, vengono frammentate in pezzi di una determinata dimensione (chunk polysilicon). Il punto debole principale di questa tecnologia è costituito dal mantenimento delle elevate temperature di processo che richiede un notevole consumo di elettricità. Inoltre il basso livello di produttività che lo caratterizza comporta consumi energetici specifici molto elevati.

Oltre al processo Siemens Modificato, che attualmente rappresenta la soluzione più diffusa per la purificazione del silicio solare, esistono tecnologie alternative che consentono di ottenere un prodotto di qualità inferiore che può essere ugualmente utilizzato nel campo fotovoltaico.

Il vantaggio di tali tecnologie sta nel minor consumo di energia elettrica che viene associato ad esse. Tra queste le più significative sono quelle del reattore a letto fluido (FBR, Fluidized Bed Reactor) e quelle basate sui processi metallurgici. Oggi l'impiego di simili processi si sta diffondendo sempre più e in un futuro potrebbero diventare la soluzione tecnologica predominante, proprio per via dei loro inferiori consumi energetici che corrispondono quindi a minori costi.

### 5.2.3 La produzione del wafer di silicio

Una volta realizzato il poli-Silicio 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

---

<sup>1</sup> Alsema e De Wild-Scholten, 2007

FV. Il processo produttivo sostenuto dipende dal tipo di tecnologia FV impiegata. Per quanto riguarda le celle in silicio multi cristallino si utilizza il processo della solidificazione direzionale (casting). Questo metodo è caratterizzato da un alto livello di produttività e da un ridotto consumo energetico, per cui il consumo specifico di energia elettrica risulta molto più basso (10-15 kWh/kg di silicio prodotto). Il materiale ottenuto presenta una struttura meno omogenea e un minor grado di purezza che spiegano i più bassi rendimenti delle celle FV policristalline rispetto a quelle monocristalline.

Nel processo di solidificazione direzionale o casting il poli-silicio viene fuso all'interno un crogiolo di quarzo e versato all'interno di un altro crogiolo a base quadrata che svolge la funzione di stampo, dopodiché viene fatto solidificare tramite un processo a temperatura controllata. Questo metodo si basa sull'estrazione controllata del calore del silicio fuso dal fondo del crogiolo, mantenendo il più possibile elevata la temperatura delle pareti e delle sommità. I lingotti ottenuti possono risultare anche molto grandi, fino a 250-300 kg con dimensioni 70·70·25 cm circa, ed è per questo che si è soliti ridurli in blocchi di più piccole dimensioni prima di tagliarli in wafer.

I lingotti una volta prodotti vengono tagliati mediante opportune seghe a filo diamantato e ridotti a forma di fette di silicio molto sottili, i wafer, che rappresentano la base di partenza per la produzione delle celle FV. In passato lo spessore dei wafer era compreso mediamente tra i 200 e i 300  $\mu\text{m}$ , ma attualmente, anche in risposta allo shortage del silicio, i produttori hanno ridotto gli spessori al di sotto dei 200  $\mu\text{m}$  in modo da diminuire il fabbisogno specifico di poli-silicio e di conseguenza anche i costi.

Va detto inoltre che il processo di taglio è caratterizzato da una notevole perdita di materia prima, che contribuisce ad incrementare il consumo di materiale: infatti circa il 30-50% del silicio viene rimosso come sfrido. I wafer una volta tagliati subiscono una sequenza di fasi di lavorazioni per ottenere le celle fotovoltaiche.

#### **5.2.4 Il processo di sviluppo della cella e del modulo fotovoltaico**

I wafer ai quali sono stati applicati i contatti elettrici, vengono interconnessi tra loro e inseriti, mediante una tecnica di assemblaggio, all'interno di una struttura a sandwich costituita da più strati di materiali sovrapposti (vetro, EVA, Tedlar). Il sandwich subisce successivamente un processo di laminazione in forno a 150 °C e una volta ottenuto il laminato, si applica ad esso una cornice di alluminio completando così il modulo cristallino. Per quanto riguarda i consumi energetici delle ultime due fasi, incidono poco sul fabbisogno complessivo di energia primaria necessaria per la fabbricazione del modulo cristallino. Inoltre il fabbisogno di energia associato all'assemblaggio

finale del modulo è legato principalmente all'energia incorporata nei materiali usati come il vetro e l'EVA.

Le fasi del ciclo di vita che incidono maggiormente sul consumo energetico complessivo di un modulo sono la produzione del poli-silicio e la crescita del lingotto: questo spiega l'alto contenuto energetico dei wafer di silicio e quindi delle celle FV. Infine occorre sottolineare un ultimo aspetto importante, cioè che il consumo complessivo di energia primaria di un modulo FV è costituito per lo più da energia elettrica.

### 5.3 La vita utile

I moduli fotovoltaici vengono installati ed insieme ad altri componenti (BOS) formano il sistema fotovoltaico. Questa fase del ciclo di vita di un modulo è caratterizzata dalla generazione di energia elettrica.

Per quanto riguarda l'energia elettrica generata da un modulo o da un sistema fotovoltaico essa dipende dalla taglia in  $W_p$  del modulo e dell'impianto, da una serie di altri fattori come ad esempio la località geografica del sito di installazione a cui è correlato l'irraggiamento annuo.

Per esempio con:

- ✓ Performance ratio  $PR = 0,75$ ;
- ✓ Irraggiamento Sud Europa =  $1700 \text{ kWh/m}^2\text{anno}$ ;
- ✓ Irraggiamento Europa Centrale =  $1000 \text{ kWh/m}^2\text{anno}$ .

Nel Sud Europa un modulo FV sarebbe teoricamente in grado produrre  $1700 \text{ kWh/kW}_p\cdot\text{anno}$ , mentre nell'Europa Centrale  $1000 \text{ kWh/kW}_p\cdot\text{anno}$ .

Il performance ratio è un parametro che concerne la qualità di un impianto FV, indipendentemente dalla sua ubicazione, che viene pertanto definito come un fattore di qualità. Esso viene espresso in percentuale e rappresenta la quota di energia realmente disponibile una volta dedotte le varie perdite energetiche riconducibili ad esempio al riscaldamento dei moduli e allo stato di pulizia dei vetri. Moltiplicando quindi PR per l'energia teoricamente producibile, si ottiene l'energia elettrica effettivamente generata all'anno per  $\text{kW}_p$  installato ( $E_{\text{output}}$  in  $\text{kWh/kW}_p\cdot\text{anno}$ ).

### 5.4 “End of Life”: la fase finale del ciclo di vita

Lo straordinario sviluppo del mercato fotovoltaico durante gli ultimi anni ha enfatizzato la necessità di un metodo sostenibile di smaltimento dei moduli FV giunti a fine vita. In questo paragrafo ci soffermeremo sulle problematiche dello smaltimento dei pannelli e il processo di Deutsche Solar.

### 5.4.1 L'importanza del riciclo

Negli ultimi anni l'utilizzo della tecnologia fotovoltaica per la produzione di energia elettrica è cresciuta notevolmente a livello mondiale, questo fenomeno sta causando un aumento della domanda delle materie prime utilizzate nella produzione dei moduli, ed in particolar modo del silicio.

I primi impianti fotovoltaici sono stati installati negli anni novanta, come già detto in precedenza la vita utile di un impianto varia tra i 20-30 anni, per cui molti di questi hanno raggiunto il loro fine vita. Per il 2015 ci si aspetta che un considerevole numero di moduli fotovoltaici andrà in disuso e quindi la quantità di rifiuti così generata crescerà bruscamente. Nel 2008 la quantità di rifiuti prodotta dal fotovoltaico nella comunità europea è stata di circa 3'800 tonnellate (corrispondenti a 51 MWp), nel 2030 ci si aspetta che tale valore cresca a 130'000 tonnellate, come viene mostrato nella tabella sottostante. [14]

	2008e	2009e	2010e	2011e	2012e	2013e	2014e	2015e	2020e	2030e
<b>In MWp</b>	50.8	68.6	103.7	101.2	124.9	152.5	184.9	222.7	472	1170
<b>In t (1 MWp è uguale a 75 t)</b>	3806.8	5145.5	7774.2	7591	9364.2	11,438.9	13,866.2	16,706.2	35,397	132,750

Figura5.2 La quantità di rifiuti dal fotovoltaico stimata. [15]

La distribuzione regionale all'interno della comunità europea di queste quantità varia fortemente, infatti nel 2008 l'80% dei rifiuti è stato attribuito alla Germania, mentre nel 2020 si pensa che tale percentuale si ridurrà al 50%; il secondo paese a cui viene attribuita una quantità notevole di rifiuti è la Spagna, seguita dall'Italia. Si deve però considerare che tale stima è affetta da notevoli incertezze, dato che le installazioni future cresceranno notevolmente. [16]

Per queste ragioni è importante che attraverso il riciclaggio i materiali di elevato valore vengano raccolti e riutilizzati in modo da diminuire la richiesta delle materie prime e ridurre il loro impatto ambientale derivante dallo smaltimento in discarica. Inoltre il riciclaggio abbassa notevolmente la quantità di energia necessaria per la loro fabbricazione e permette di eliminare le emissioni connesse a tale processo.

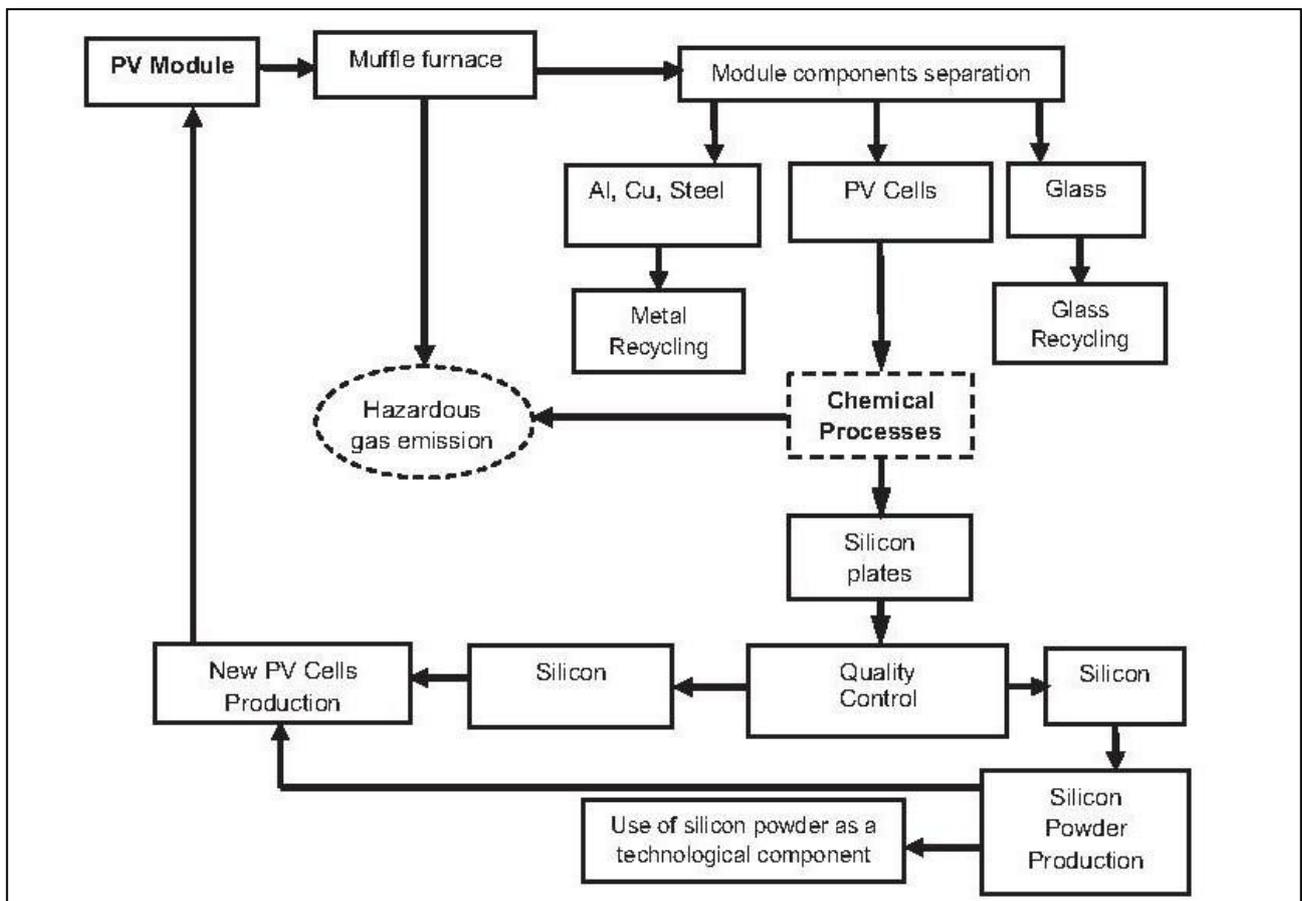
Oltre alle questioni di carattere ambientale non bisogna tralasciare quelle di carattere economico, infatti i pannelli FV sono prodotti con materiali di alto valore, che venendo riciclati possono portare a vantaggi economici rilevanti. La scarsa disponibilità di materie prime, come il silicio, potrebbe limitare l'espansione del mercato fotovoltaico e portare ad un aumento del prezzo. Di conseguenza la raccolta del silicio attraverso il riciclaggio può facilitare lo sviluppo economico del FV ed essere utile per il contenimento dei prezzi.

A tale proposito dal 2002 i ricercatori di Deutsche Solar AG e TU Bergakademie Freiberg stanno lavorando in un progetto per il riciclo dei moduli PV in modo da rendere tale processo più ecologico ed efficiente.

### 5.4.1.1 Il processo di riciclaggio di Deutsche Solar

Le celle FV di silicio cristallino sono prodotte in forma di piastre di spessore 200-500  $\mu\text{m}$  con le seguenti dimensioni: 100x100  $\text{mm}^2$ ; 125x125  $\text{mm}^2$  o 150x150  $\text{mm}^2$ . Nella prima fase della produzione delle celle, la giunzione n-p viene formata sulla facciata frontale di questo strato attraverso la diffusione atomica del fosforo, dopodiché uno strato antiriflesso (AR) viene applicato sul precedente. Nella fase successiva del processo di produzione, due elettrodi di argento e/o alluminio vengono applicati sul fronte e sul retro della piastra.

Il processo di produzione del modulo FV richiede la laminazione delle singole celle dopo la formazione dello strato connettivo della giunzione n-p ed il loro montaggio nel telaio di alluminio. Il processo di riciclaggio prevede che il modulo subisca una serie di trattamenti successivi in accordo con il flusso della figura sottostante.



5.1 Riciclo dei moduli fotovoltaici: processo termico e chimico.

Il silicio raccolto potrebbe essere utilizzato come materia prima nell'industria del fotovoltaico, come additivo da unire in lega d'acciaio per alterare le proprietà meccaniche (durezza, duttilità, resistenza all'impatto), e come materiale per la ceramica.

Il processo di Deutsche Solar è costituito da due fasi fondamentali:

- ✓ durante la prima fase avviene il trattamento termico;
- ✓ nella seconda fase vi è il processo chimico di corrosione nella "*etching line*".

Il processo termico permette un disassemblaggio semplice, veloce ed economico dei moduli durante la prima fase del riciclaggio. In primo luogo l'EVA viene bruciato in modo tale da raccogliere le celle FV; in secondo luogo l'alluminio, il rame, l'acciaio ed il vetro vengono recuperati ed inviati alle loro rispettive filiere di riciclaggio. Sono stati testati anche altri procedimenti per disassemblare il modulo tramite tecniche chimiche, ma queste si sono dimostrate più nocive e complesse del trattamento termico.

Durante la seconda fase del riciclaggio è previsto un processo chimico per il trattamento delle celle che permette di recuperare la polvere di silicio e le lastre da riutilizzare nella produzione di nuove celle fotovoltaiche, per far ciò devono essere rimossi gli elettrodi metallici, lo strato AR e il connettore n-p. Queste operazioni possono essere eseguite tramite la dissoluzione in una soluzione acida o basica.

Un'importante questione riguarda la corretta identificazione dei materiali utilizzati durante la produzione delle celle FV; solitamente di silicio monocristallino, policristallino e occasionalmente amorfo.

I diversi tipi di celle prodotte da diverse industrie si distinguono per il tipo di strato AR e per i materiali dei contatti elettrici: nella maggior parte dei casi l'elettrodo della facciata frontale è in argento, mentre quello nel retro ha uno spessore addizionale di alluminio.

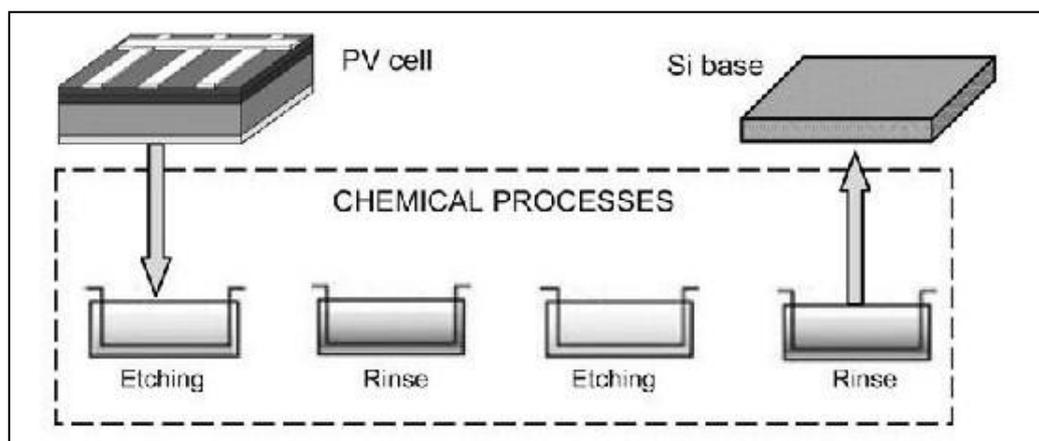
Lo strato antiriflesso viene inserito a causa dell'elevato indice di riflessione del silicio (33-54%), ed è costituito da:

- ✓  $Ta_2O_5$  tantalum peroxide;
- ✓  $TiO_2$  titanium dioxide;
- ✓ SiO silicon monoxide;
- ✓  $SiO_2$  silicon dioxide;
- ✓  $Si_3N_4$  silicon nitride;
- ✓  $Al_2O_3$  aluminium oxide;
- ✓ ITO (indium-tin-oxide) Tin-doped  $In_2O_3$ ;

Da queste considerazioni emergono diversi fattori principali: la scelta della composizione, la concentrazione della soluzione, e la temperatura ottimale per la reazione chimica della corrosione adeguate per una specifica cella.

L'efficienza della miscela di corrosione utilizzata è influenzata dal tipo di contaminanti e additivi che si trovano nel silicio raccolto dalle celle FV e dalla relativa quantità.

Il processo chimico utilizzato per rimuovere i differenti strati dalla superficie delle celle è costituito da diverse fasi, mostrate nella figura sottostante.



5.2 Trattamento chimico del riciclo dei pannelli fotovoltaici.

Lo strato antiriflesso e le giunzioni n-p possono essere rimosse con una miscela ternaria. Utilizzando un certo numero di fasi selettive di corrosione questi strati vengono rimossi consecutivamente tramite l'impiego di diversi acidi minerali e miscele acide. Le formulazioni per la corrosione devono essere adattate alle differenti tecnologie delle celle.

Sono state quindi provate numerose miscele, basate principalmente sui seguenti componenti:

- ✓ HF (acido fluoridrico);
- ✓  $\text{H}_2\text{SiF}_6$  (acido esafluorosilicico);
- ✓  $\text{HNO}_3$  (acido nitrico);
- ✓  $\text{CH}_3\text{COOH}$  (acido acetico);
- ✓  $\text{H}_2\text{O}_2$  (perossido di idrogeno);
- ✓  $\text{H}_2\text{O}$  (acqua distillata)

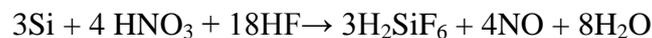
Alcuni esperimenti sono stati condotti con soluzioni arricchite di:

- ✓ KI (ioduro di potassio);
- ✓  $\text{AgNO}_3$  (nitrito di argento);
- ✓  $\text{Cu}(\text{NO}_3)_2$  (nitrato di rame);
- ✓ Br (bromo).

La corrosione chimica dei semiconduttori con soluzioni di HF/HNO<sub>3</sub>/H<sub>2</sub>O è divisa in due fasi: ossidazione e riduzione, seguita dalla dissoluzione dei prodotti ossidati per formare uno ione complesso solubile.

L'acido nitrico (HNO<sub>3</sub>) causa l'ossidazione, ma ciò che velocizza la formazione del sale solubile è soprattutto l'acido fluoridrico (HF). Entrambe le reazioni avvengono nello stesso momento, e il risultato è una corrosione uniforme, anche se nel caso della corrosione delle giunzioni n-p i rapporti delle reazioni di ossidazione e riduzione possono essere marcatamente diversi. Durante la corrosione del silicio viene prodotto l'acido esafluorosilicico H<sub>2</sub>SiF<sub>6</sub>, che si forma attraverso un processo in due fasi durante la dissoluzione del silicio nella miscela di HF/HNO<sub>3</sub>.

Nella prima fase il silicio è formalmente ossidato dal HNO<sub>3</sub> in SiO<sub>2</sub>; mentre nella seconda, gli ossidi reagiscono con HF per formare il SiF<sub>4</sub>. La reazione complessiva viene mostrata di seguito:



Il grado di selettività ed il rapporto di corrosione sono funzione dell'orientazione dei cristalli, dei difetti strutturali volumetrici e superficiali nel silicio e della temperatura della miscela di corrosione, così come l'idrodinamicità dello strato di confine tra la miscela e il semiconduttore.

L'agitazione della miscela di corrosione accelera tale processo e promuove una dissoluzione uniforme.

La maggior parte delle miscele di corrosione contengono HF come solvente ossidante e acido nitrico come agente ossidante.

La corrosione della superficie del semiconduttore è accompagnata da due attività:

- ✓ il trasporto dei prodotti di reazione della miscela di corrosione da e verso la superficie del modulo corrosa;
- ✓ la reazione chimica della superficie del semiconduttore.

La corrosione dovrebbe continuare finché uno strato rilevante non venga rimosso, anche se è essenziale evitare una eccessiva perdita di silicio. Infatti il silicio che deve essere incorporato nelle nuove celle FV non può essere troppo sottile altrimenti non possiede la resistenza meccanica adatta per supportare le fasi di produzione successive.

Anche lo strato metallico viene rimosso con una sequenza di corrosioni: la parte posteriore dello strato metallico delle vecchie celle FV solitamente contiene argento, perciò questo viene disciolto; e può essere raccolto dai rifiuti tramite elettrolisi.

Lo strato di alluminio della facciata posteriore della cella viene rimosso con una soluzione acquosa di KOH e NaOH.

La rimozione dello strato AR e delle giunzioni n-p per le celle in silicio policristallino può avvenire tramite l'utilizzo di due tipi di miscele:

- ✓  $\text{H}_2\text{SiF}_6/\text{HNO}_3/\text{CH}_3\text{COOH}$ ;
- ✓  $\text{H}_2\text{SiF}_6/\text{HNO}_3/\text{H}_2\text{O}$ .

Dopodiché deve essere effettuato un risciacquo completo nell'acqua deionizzata in modo tale che la fase di corrosione venga completata.

Il silicio recuperato attraverso questi trattamenti presenta tutte le caratteristiche di resistenza necessarie per il nuovo processo di produzione delle celle FV.

In conclusione viene riportata la procedura per il riciclo delle celle solari in silicio policristallino, caratterizzata da due step principali:

- ✓ per la rimozione del rivestimento di alluminio si utilizza una soluzione acquosa al 30% di KOH ad una temperatura di 60-80 °C per circa 2-3 minuti;
- ✓ per la rimozione dello strato di argento, per quello AR e per la giunzione n-p si utilizza una miscela di corrosione così composta: 250 ml di  $\text{HNO}_3$  (65%): 150 ml HF (40%): 150 ml  $\text{CH}_3\text{COOH}$  (99,5%) + 3 ml  $\text{Br}_2$ ; ad una temperatura di circa 40°C per 9 secondi. [17]

## 6 Analisi del ciclo di vita dell'impianto fotovoltaico di Jesi

In questo capitolo viene riportato la LCA dell'impianto FV di Jesi, effettuata tramite SimaPro (7.1.5).

### 6.1 Obiettivo dello studio

L'obiettivo dello studio è la valutazione del danno ambientale prodotto durante il ciclo di vita di un impianto fotovoltaico in silicio policristallino applicato sul tetto di un edificio.

#### 6.1.1 La funzione del sistema

La funzione del sistema è quella di produrre energia elettrica, per la quale verrà analizzato l'impatto ambientale prodotto dall'impianto fotovoltaico per la produzione della suddetta energia.

##### 6.1.1.1 L'Unità Funzionale

L'unità funzionale è costituita dall'energia prodotta in 30 anni. Ogni anno si ha un decremento pari allo 0,01% perciò l'energia prodotta durante l'intero ciclo di vita dell'impianto è calcolata come segue.

L'energia prodotta nel primo anno è pari a:

$$E = H \cdot e_{\text{bos}} \cdot P_{\text{nom}} = [\text{kWh/anno}]$$

Dove:

E energia elettrica prodotta il primo anno di vita dell'impianto espressa in [ kWh/anno];

H irraggiamento [ kWh/m<sup>2</sup> ];

$e_{\text{bos}}$  efficienza BOS;

$P_{\text{nom}}$  potenza nominale dell'impianto FV [ kWp ].

Sostituendo otteniamo:

$$E = H \cdot e_{\text{bos}} \cdot P_{\text{nom}} = 1460 \cdot 0,85 \cdot 19,96625 = 24778,11625 [\text{kWh/anno}]$$

L'energia prodotta durante i 30 anni di vita dell'impianto che considera il decremento annuo di 0,01% sulla produzione di energia diviene:

$$E_{\text{tot}} = E \cdot \sum_{i=0}^{29} 0,01^i = E \cdot \frac{1-0,99^{30}}{1-0,99} = 24778,11625 \cdot 26,02996 = 644971 [\text{kWh}]$$

L'analisi del ciclo di vita verrà effettuata utilizzando tale valore di energia: 644971 [kWh].

## 6.1.2 Il sistema studiato

Il sistema che deve essere studiato è l'impianto fotovoltaico installato sul tetto di una impresa che le permetta di soddisfare il proprio fabbisogno energetico senza dover attingere dalla rete elettrica.

### 6.1.2.1 Confini del sistema

LCA sviluppato è del tipo "cradle to gate", perciò i confini del sistema vanno dalla raccolta delle materie prime, alla loro lavorazione per la costituzione di semilavorati fino alla produzione dei prodotti componenti, come la struttura di sostegno, l'inverter, l'impianto elettrico ed i moduli fotovoltaici.

### 6.1.3 Qualità dei dati

Per l'impianto viene usato il processo della banca dati Ecoinvent relativo ad un sistema fotovoltaico costituito da moduli in silicio poli-cristallino. I dati di Ecoinvent si riferiscono alla realtà europea. I metodi usati per la valutazione del danno sono Eco-indicator 99, EPS 2000, IMPACT 2002+, EDIP 2003 e IPCC 100a modificati dal gruppo di studio nel quale è stata realizzata la tesi. Il primo e il terzo si riferiscono all'Europa, il secondo al mondo e il quarto alla Danimarca.

### 6.1.4 Modifiche ai metodi di valutazione

Durante lo studio si è provveduto ad integrare le metodologie di valutazione d'impatto dove si sono riscontrate carenze o dove semplicemente si è individuata la possibilità di migliorare la qualità finale dei risultati dello studio. Tali modifiche si trovano nell'appendice.

## 6.2 Inventario

In questa sezione vengono mostrati i dati di inventario per l'impianto: le quantità dei materiali, delle energie e delle emissioni nella fase di produzione e di uso dell'impianto.

La dimensione dell'impianto, riguardante la superficie occupata dai pannelli, è di 151.74 m<sup>2</sup>; alla quale corrisponde una potenza installata di 19.96 kWp che produce durante i 30 anni relativi la sua vita un'energia di 644971 kWh. L'energia per m<sup>2</sup> è di  $644971 \text{ kWh} / 151.74 \text{ m}^2 = 4250.50 \text{ kWh/m}^2$ .

### 6.2.1 I materiali per la produzione di energia

Dal processo Electricity,PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH si ricava che per la produzione di 1kWh viene utilizzato  $1.2051 \text{E-}5$  p di 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I.

### 6.2.1.1 Impianto

Un pannello del processo 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I è costituito da  $151.74\text{m}^2/22.8\text{m}^2=6.6553$  p, questo perché nella banca dati di Ecoinvent viene trattato un pannello di dimensioni  $22.8\text{m}^2$  mentre nel caso esaminato la superficie dell'impianto è di  $151.74\text{m}^2$ .

I sottoprocessi principali sono quattro:

- ✓ il supporto: flat roof construction, on roof/m2/CH/I è contenuto nel processo principale  $22.79\text{ m}^2$ ;
- ✓ l'impianto elettrico: Electric installation, fotovoltaic plant, at plant/CH/I è contenuto nel processo principale in quantità 1p;
- ✓ l'inverter: Inverter, 2500W, at plant/RER/I è contenuto nel processo principale in quantità 2.4p;
- ✓ il pannello fotovoltaico: Photovoltaic panel, multi-Si, at plant/RER/I è contenuto nel processo principale  $23.474\text{ m}^2$ ;  $1\text{ m}^2$  di questo processo a sua volta è costituito da  $0.93241\text{ m}^2$  di celle fotovoltaiche (Photovoltaic cell, multi-Si, at plant/RER),  $1\text{ m}^2$  di celle è formato principalmente da  $1.06\text{ m}^2$  di wafer (Multi-Si wafer, at plant/RER),  $1\text{ m}^2$  di wafer è costituito da  $1.1402\text{ kg}$  di silicio multi-Si (Silicon, multi-Si, casted, at plant/RER).

#### 6.2.1.1.1 Supporto di alluminio

Dal processo flat roof construction, on roof/m2/CH/I si ricava che per  $1\text{ m}^2$  di supporto si ha:

Materiali/Combustibili	Quantità per $1\text{m}^2$	Quantità per $22,79\text{m}^2$	Unità di misura
Alluminio (produzione)	3,2852	$3,2852*22,79=74,87$	kg
Cartone	0,023804	$0,023804*22,79=0,5425$	kg
Polyethylene, HDPE	2,5065	$2,5065*22,79=57,12$	kg
Polystyrene,HIPS	0,01082	$0,01082*22,79=0,2466$	kg
Acciaio (produzione)	0,3479	$0,3479*22,79=7,929$	kg
Estrusione barre d'alluminio	1,5949	$1,5949*22,79=36,35$	kg
Laminazione lastre d'acciaio	0,3479	$0,3479*22,79=7,929$	kg
Trasporto via nave	0,33412	$0,33412*22,79=7,615$	tkm
Trasporto ferroviario	1,374	$1,374*22,79=31,31$	tkm
Trasporto su strada	0,61504	$0,61504*22,79=14,02$	tkm

6.1Materiali e combustibili del processo flat roof construction, on roof/m2/CH/I.

Trattamento dei rifiuti	Quantità per $1\text{m}^2$	Quantità per $22,79\text{m}^2$	Unità di misura
Smaltimento cartone (inceneritore)	0,023804	$0,02380*22,79=0,5425$	kg
Trattamento polyethylene/polypropylene	2,5065	$2,5065*22,79=57,12$	kg
Trattamento isolante di polystyrene	0,01082	$0,01082*22,79=0,2466$	kg

6.2Trattamento dei rifiuti del processo flat roof construction, on roof/m2/CH/I.

### 6.2.1.1.2 Impianto elettrico

Dal processo Electric installation, photovoltaic plant, at plant/CH/I si ricava che per 1 p si ha e questa quantità corrisponde alla quantità complessiva contenuta nell'impianto:

<b>Materiali/Combustibili</b>	<b>Quantità per 1p</b>	<b>Unità di Misura</b>
Rame	14,7	kg
Ottone	0,02	kg
Zinco	0,04	kg
Acciaio	0,86	kg
Nylon	0,23	kg
Polyethylene, HDPE	17,61	kg
Polyvinylchloride	2,13	kg
Polycarbonate	0,2	kg
Resina epossidica	0,002	kg
Trafilatura del rame	14,7	kg
Trasporto via nave	2,1475	tkm
Trasporto ferroviario	13,406	tkm

6.3Materiali e combustibili del processo Electric installation, photovoltaic plant, at plant/CH/I.

<b>Trattamento dei rifiuti</b>	<b>Quantità per 1p</b>	<b>Unità di misura</b>
Smaltimento plastica (inceneritore)	20,172	kg
Smaltimento fili elettrici	0,06	kg

6.4Trattamento dei rifiuti del processo Electric installation, photovoltaic plant, at plant/CH/I.

### 6.2.1.1.3 Inverter

Dal processo Inverter, 2500W, at plant/RER/I si ricava che per 1 p si ha:

Materiali/Combustibili	Quantità per 1p	Quantità per 2,4p	Unità di misura
Elettricità	21,2	$21,2*2,4=50,88$	kWh
Alluminio	1,4	$1,4*2,4=3,36$	kg
Rame	5,51	$5,51*2,4=13,224$	kg
Acciaio	9,8	$9,8*2,4=23,52$	kg
Styrene-acrylonitrile copolymero	0,01	$0,01*2,4=0,024$	kg
Polyvinylchloride	0,01	$0,01*2,4=0,024$	kg
Scheda stampata di cablaggio	0,2246	$0,2246*2,4=0,53904$	m2
Connettore (collegamento impianto)	0,237	$0,237*2,4=0,5688$	kg
Induttore	0,351	$0,351*2,4=0,0672$	kg
Circuito integrato	0,028	$0,028*2,4=0,0672$	kg
Transistore	0,038	$0,038*2,4=0,0912$	kg
Diodo	0,047	$0,047*2,4=0,1128$	kg
Condensatore, film	0,341	$0,341*2,4=0,8184$	kg
Condensatore di tipo elettrolitico	0,256	$0,256*2,4=0,6144$	kg
Condensatore Tantalum	0,023	$0,023*2,4=0,0552$	kg
Resistore	0,005	$0,005*2,4=0,012$	kg
Laminazione acciaio	9,8	$9,8*2,4=23,52$	kg
Trafilatura del rame	5,51	$5,51*2,4=13,224$	kg
Estrusione barre alluminio	1,4	$1,4*2,4=3,36$	kg
Industri di lavorazione del metallo	8,9722E-09	$8,9722E-09*2,4=2,153E-8$	p
Cartone	2,5	$2,5*2,4=6$	kg
Polystyrene	0,3	$0,3*2,4=0,72$	kg
Polyethylene	0,06	$0,06*2,4=0,144$	kg
Trasporto su nave	2,2996	$2,2996*2,4=5,519$	tkm
Trasporto ferroviario	7,1134	$7,1134*2,4=17,07$	tkm
Trasporto transoceanico	36,271	$36,271*2,4=87,05$	tkm

6.5Materiali e combustibili del processo Inverter, 2500W, at plant/RER/I.

Emissioni in aria	Quantità per 1p	Quantità per 2,4p	Unità di misura
Calore dissipato	76,32	$76,32*2,4=183,168$	MJ

6.6Emissioni in aria del processo Inverter, 2500W, at plant/RER/I.

Trattamento dei rifiuti	Quantità per 1p	Quantità per 2,4p	Unità di misura
Smaltimento cartone (inceneritore)	2,5	$2,5*2,4=6$	kg
Smaltimento polystyrene (inceneritore)	0,31	$0,31*2,4=0,744$	kg
Smaltimento polyethylene 8inceneritore)	0,06	$0,06*2,4=0,144$	kg
Trattamento schede stampate di cablaggio	1,7028	$1,7028*2,4=4,087$	kg

6.7Trattamento dei rifiuti del processo Inverter, 2500W, at plant/RER/I.

### 6.2.1.1.4 Pannello fotovoltaico

Dal processo Photovoltaic panel, multi-Si, at plant/RER/ si ricava che per 1 m<sup>2</sup> si ha:

Materiali/Combustibili	Quantità per 1m <sup>2</sup>	Quantità per 23,474m <sup>2</sup>	Unità di misura
Elettricità	4,7107	4,7107*23,474=111,86	kWh
Gas naturale	5,4071	5,4071*23,474=126,93	MJ
Industria pannelli fotovoltaici	0,000004	0,000004*23,474=9,39E-5	p
Acqua	21,286	21,286*23,474=499,67	kg
Tempra del vetro piano	10,079	10,079*23,474=236,59	kg
Trafilatura del rame	0,11269	0,11269*23,474=2,645	kg
Celle fotovoltaiche (multi-Si)	0,93241	0,93241*23,474=21,89	m2
Lega di alluminio	2,6294	2,6294*23,474=61,72	kg
Nickel	0,00016277	1,6277E-4*23,474=0,0038	kg
Saldatura per brasatura (Cadmio)	0,0087647	0,0087647*23,474=0,2057	kg
Vetro solare	10,079	10,079*23,474=236,59	kg
Rame	0,11269	0,11269*23,474=2,645	kg
Plastica rinforzata con fibra di vetro	0,18781	0,18781*23,474=4,409	kg
Ethylvinylacetate	1,0017	1,0017*23,474=23,51	kg
Pellicola di Polyvinylfluoride	0,1104	0,1104*23,474=2,592	kg
Polyethylene	0,37297	0,37297*23,474=8,753	kg
Silicone	0,12195	0,12195*23,474=2,863	kg
Acetone	0,012959	0,012959*23,474=0,3042	kg
Methanol	0,0021556	0,0021556*23,474=0,0506	kg
Vinyl acetate	0,0016434	0,0016434*23,474=0,0386	kg
Olio lubrificante	0,0016069	0,0016069*23,474=0,0377	kg
Cartone	1,0956	1,0956*23,474=25,72	kg
1-propanol	0,0081386	0,0081386*23,474=0,191	kg
Trasporto via nave	1,6093	1,6093*23,474=37,78	tkm
Trasporto ferroviario	9,4484	9,4484*23,474=221,8	tkm

6.8Materiali e combustibili del processo Photovoltaic panel, multi-Si, at plant/RER/.

Emissioni in aria	Quantità per 1m <sup>2</sup>	Quantità per 23,474m <sup>2</sup>	Unità di misura
Calore disperso	16,958	16,958*23,474=398,07	MJ

6.9Emissioni in aria del processo Photovoltaic panel, multi-Si, at plant/RER/.

Trattamento dei rifiuti	Quantità per 1m <sup>2</sup>	Quantità per 23,474m <sup>2</sup>	Unità di misura
Smaltimento dei rifiuti solidi (inceneritore)	0,03	0,03*23,474=0,7042	kg
Smaltimento polyvinylfluoride (inceneritore)	0,1104	0,1104*23,474=2,592	kg
Smaltimento plastic (inceneritore)	1,6861	1,6861*23,474=39,58	kg
Smaltimento oli minerali usati (inceneritore)	0,0016069	0,0016*23,474=0,038	kg
Trattamento acque	0,021286	0,021286*23,474=5	m <sup>3</sup>

6.10Trattamento dei rifiuti Photovoltaic panel, multi-Si, at plant/RER/.

### 6.2.1.1.5 Cella fotovoltaica in Silicio multicristallino

Dal processo photovoltaic cell, multi-Si, at plant/m2/RER si ricava che per 1 m<sup>2</sup> si ha:

Materiali/Combustibili	Quantità per 1m <sup>2</sup>	Quantità totale (0,93241*23,474=21,887)	Unità di misura
Elettricità	30,243	30,243*21,887=661,93	kWh
Gas naturale	4,7666	4,7666*21,887=104,327	MJ
Olio carburante	1,1641	1,1641*21,887=25,479	MJ
Industria celle fotovoltaiche	0,0000004	0,0000004*21,887=8,775E-7	p
Wafer multi-Si	1,06	1,06*21,887=23,2	m <sup>2</sup>
Colla per metalli, lato frontale	0,0073964	0,0073964*21,887=0,1619	kg
Colla per metalli, lato posteriore	0,004931	0,004931*21,887=0,1079	kg
Colla per metalli, lato posteriore (alluminio)	0,07191	0,07191*21,887=1,574	kg
Ammoniaca	0,006739	0,006739*21,887=0,1475	kg
Phosphoric acid	0,0076744	0,0076744*21,887=0,168	kg
Phosphoryl chloride	0,001595	0,001595*21,887=0,0349	kg
Titanium dioxide	1,4177E-06	1,4177E-06*21,887=3,103E-5	kg
Ethanol da ethylene	0,00064103	0,00064103*21,887=0,014	kg
Isopropanol	0,078895	0,078895*21,887=1,727	kg
Solvente	0,0014341	0,0014341*21,887=0,03139	kg
Silicone	0,0012122	0,0012122*21,887=0,02653	kg
Sodium silicate	0,074786	0,074786*21,887=1,637	kg
Calcium chloride	0,021573	0,021573*21,887=0,4722	kg
Acetic acid	0,0028271	0,0028271*21,887=0,06188	kg
Hydrochloric acid	0,045611	0,045611*21,887=0,9983	kg
Hydrogen fluoride	0,037722	0,037722*21,887=0,8256	kg
Nitric acid	0,026668	0,026668*21,887=5,837	kg
Sodium hydroxide	0,15697	0,15697*21,887=3,4356	kg
Argon	0,025682	0,025682*21,887=0,5621	kg
Oxygen	0,10191	0,10191*21,887=0,2231	kg
Nitrogen	1,8532	1,8532*21,887=40,56	kg
Tetrafluoroethylene	0,0031558	0,0031558*21,887=0,06907	kg
Polystyrene	0,00040722	0,00040722*21,887=0,008913	kg
Trasporto transoceanico	0,03062	0,03062*21,887=0,6702	tkm
Trasporto via nave	0,27389	0,27389*21,887=5,995	tkm
Trasporto ferroviario	1,5198	1,5198*21,887=33,26	tkm
Acqua	137,25	137,25*21,887=30003,99	kg

6.11Materiali e Combustibili del processo photovoltaic cell, multi-Si, at plant/m2/RER.

<b>Emissioni in aria</b>	<b>Quantità per 1m<sup>2</sup></b>	<b>Quantità totale (0,93241*23,474=21,887)</b>	<b>Unità di misura</b>
Calore disperso	108,88	108,88*21,887=2383,06	MJ
Alluminio	0,00077252	0,00077252*21,887=0,1691	kg
Ethane, hexafluoro-, HFC-116	0,00011861	1,1861E-4*21,887=2,596E-3	kg
Hydrogen chloride	0,00026627	2,6627E-4*21,887=5,828E-3	kg
Hydrogen fluoride	4,8488E-06	4,8488E-06*21,887=1,061E-4	kg
Piombo	0,00077252	0,00077252*21,887=0,01691	kg
NMVOC	0,19354	0,19354*21,887=4,236	kg
Nitrogen oxides	0,00005	0,00005*21,887=0,001094	kg
Metano, tetrafluoro-, CFC-14	0,00024763	0,00024763*21,887=0,00542	kg
Particolato, < 2.5 um	0,0026627	0,0026627*21,887=0,05828	kg
Silicio	0,000072732	0,000072732*21,887=0,001592	kg
Silver	0,00077252	0,00077252*21,887=0,1691	kg
Sodio	0,000048488	0,000048488*21,887=0,001061	kg
Tin	0,00077252	0,00077252*21,887=0,1691	kg

6.12 Emissioni in aria del processo photovoltaic cell, multi-Si, at plant/m2/RER.

<b>Trattamento dei rifiuti</b>	<b>Quantità per 1m<sup>2</sup></b>	<b>Quantità totale (0,93241*23,474=21,887)</b>	<b>Unità di misura</b>
Trattamento delle celle pv effluenti	0,21734	0,21734*21,887=4,757	m <sup>3</sup>
Smaltimento del wafer	0,27572	0,27572*21,887=6,035	kg

6.13 Trattamento dei rifiuti del processo photovoltaic cell, multi-Si, at plant/m2/RER.

### 6.2.1.1.6 Wafer in Silicio multi cristallino

Per 1 m<sup>2</sup> di Multi-Si wafer, at plant/RER si ha:

Materiali/combustibili	Quantità per 1m <sup>2</sup>	Quantità totale (1,06*0,93241*23,474=23,2)	Unità di misura
Elettricità	8	8*23,2=185,6	kWh
Gas naturale	4	4*23,2=92,8	MJ
Acqua corrente	0,006	0,006*23,2=0,1392	kg
Acqua completamente addolcita	65	65*23,2=1508	kg
Silicio, multi-Si	1,1402	1,1402*23,2=26,45	kg
Carburo di silicio	0,49	0,49*23,2=11,37	kg
Carburo di silicio, riciclato	2,14	2,14*23,2=49,65	kg
Sodium hydroxide	0,015	0,015*23,2=0,348	kg
Hydrochloric acid	0,0027	0,0027*23,2=0,06264	kg
Acetic acid	0,039	0,039*23,2=0,9048	kg
Triethylene glycol	0,11	0,11*23,2=2,552	kg
Triethylene glycol riciclato	2,6	2,6*23,2=60,32	kg
Dipropylene glycol	0,3	0,3*23,2=6,96	kg
Alkylbenzene sulfonate	0,24	0,24*23,2=5,568	kg
Acrylic binder	0,002	0,002*23,2=0,0464	kg
Lana di vetro opaca	0,01	0,01*23,2=0,232	kg
Carta	0,19	0,19*23,2=4,408	kg
Polystyrene	0,2	0,2*23,2=4,64	kg
Pellicola di imballaggio	0,1	0,1*23,2=2,32	kg
Ottone	0,00745	0,00745*23,2=0,1728	kg
Acciaio	1,4826	1,4826*23,2=34,4	kg
Laminazione acciaio	1,49	1,49*23,2=34,57	kg
Trasporto via nave	1,1031	1,1031*23,2=25,59	tkm
Trasporto ferroviario	4,1329	4,1329*23,2=95,88	tkm
Industria del wafer	0,000004	0,000004*23,2=0,0000928	p

6.14Materiali e combustibili del processo Multi-Si wafer, at plant/RER.

Emissioni in aria	Quantità per 1m <sup>2</sup>	Quantità totale (1,06*0,93241*23,474=23,2)	Unità di misura
Calore disperso	28,8	28,8*23,2=668,2	MJ

6.15Emissioni in aria del processo Multi-Si wafer, at plant/RER.

Emissioni in acqua	Quantità per 1m <sup>2</sup>	Quantità totale (1,06*0,93241*23,474=23,2)	Unità di misura
AOX, Adsorbable Organic Halogen as Cl	0,00050129	0,00050129*23,2=0,01163	kg
Cadmium, ione	6,0508E-06	6,0508E-06*23,2=1,404E-6	kg
Chromium, ione	0,000030254	0,000030254*23,2=0,0007019	kg
COD, Chemical Oxygen Demand	0,029555	0,029555*23,2=0,6857	kg
Rame, ione	0,000060508	0,000060508*23,2=0,001404	kg
Piombo	0,000030254	0,000030254*23,2=0,0007019	kg
Mercurio	6,0508E-06	6,0508E-06*23,2=1,404E-6	kg
Nickel, ione	0,000060508	0,000060508*23,2=0,001404	kg
Nitrogen	0,0099449	0,0099449*23,2=0,2307	kg
Fosfato	0,00050129	0,00050129*23,2=0,01163	kg
BOD5, Biological Oxygen Demand	0,029555	0,029555*23,2=0,6857	kg
DOC, Dissolved Organic Carbon	0,011083	0,011083*23,2=0,2571	kg
TOC, Total Organic Carbon	0,011083	0,011083*23,2=0,2571	kg

6.16Emissioni in acqua del processo Multi-Si wafer, at plant/RER.

Trattamento dei rifiuti	Quantità per 1m <sup>2</sup>	Quantità totale (1,06*0,93241*23,474=23,2)	Unità di misura
Smaltimento rifiuti derivanti dalla produzione dei wafer (deposito sottoterra)	0,17	0,17*23,2=3,944	kg

6.17Trattamento dei rifiuti del processo Multi-Si wafer, at plant/RER.

### 6.2.1.1.7 Silicio multi cristallino

Per 1 kg di Silicon, multi-Si, casted, at plant/RER si ha:

Materiali/Combustibili	Quantità per 1kg	Quantità totale (1,1402*1,06*0,93241*23,474=26,45)	Unità di misura
Elettricità	19,295	19,295*26,45=510,35	kWh
Argon	0,26661	0,26661*26,45=7,052	kg
Helium, gas	0,00011943	0,00011943*26,45=0,003159	kg
Nitrogen, liquid	0,046747	0,046747*26,45=1,236	kg
Piastrelle di ceramica	0,34204	0,34204*26,45=9,047	kg
Silicio per il fotovoltaico	1,1402	1,1402*26,45=30,158	kg
Trasposto via nave	1,173	1,173*26,45=31,03	tkm
Trasporto ferroviario	0,065551	0,065551*26,45=1,734	tkm
Silicone	1E-11	1E-11*26,45=2,645E-10	p

6.18Materiali e combustibili del processo Silicon, multi-Si, casted, at plant/RER.

Emissioni in aria	Quantità per 1kg	Quantità totale (1,1402*1,06*0,93241*23,474=26,45)	Unità di misura
Calore disperso	69,463	69,463*26,45=1837,29	MJ

6.19Emissioni in aria del processo Silicon, multi-Si, casted, at plant/RER.

## 6.2.2 L'energia prodotta dall'impianto

Il fabbisogno di energia elettrica annuale dell'impresa di Jesi è di 24755 kWh/anno. I pannelli sono posizionati sul tetto dell'edificio, inclinati di  $3^\circ$  con un orientamento verso Sud di  $-54^\circ$ .

### 6.2.2.1 Il processo 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I

Il processo usato per lo studio è stato ricavato dalla banca dati Ecoinvent [18] modificato per tenere conto delle diverse condizioni climatiche.

Le caratteristiche dell'impianto considerate nel processo sono le seguenti:

- ✓ l'area di un modulo è di  $0.986\text{m} \cdot 1.62\text{m} = 1.5973\text{m}^2$ ;
- ✓ l'area attiva della cella è  $0.156\text{m} \cdot 0.156\text{m} = 0.02434\text{m}^2$ ;
- ✓ un modulo contiene 60 celle;
- ✓ area della cella è  $1.5973\text{m}^2/60 = 0.02662\text{m}^2/\text{cella}$ ;
- ✓  $1\text{m}^2$  di modulo contiene  $1/0.02662 = 37.56 = 37.6\text{celle}/\text{m}^2$ ;
- ✓ la potenza di un modulo è 210Wp;
- ✓ la potenza di una cella è  $210\text{Wp}/60 = 3.5\text{Wp}/\text{cella}$ ;
- ✓ la potenza di  $1\text{m}^2$  di modulo (capacità di  $1\text{m}^2$  di modulo) è  $37.56 \cdot 3.5 = 131.46\text{Wp}$ ;
- ✓ la potenza del pannello è di 3kWp;
- ✓ l'area del pannello necessaria per ottenere 3000Wp vale:  $3000/131.46 = 22.8\text{m}^2$ ;
- ✓ 1 kWp è la potenza prodotta da un pannello irraggiato con una insolazione di  $1000\text{kWh}/\text{m}^2$  alla temperatura di  $25^\circ\text{C}$ ;
- ✓ l'area del pannello che produce la potenza di 1 kWp vale:  $22.8/3000 = 7.6\text{m}^2/\text{kWp}$ ;
- ✓ l'area attiva del pannello di  $22.8\text{m}^2$  vale:  $(0.0243/0.0266) \cdot 22.8 = 20.8$ ;
- ✓ efficienza della cella: 14.4%;
- ✓ efficienza del pannello: 13.2%;
- ✓ numero moduli:  $22.8\text{m}^2(\text{pannello})/1.5973\text{m}^2(\text{modulo}) = 14.274$ .

L'area totale del pannello. Il processo 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I considera l'area di pannello necessaria per avere una potenza di 3kWp. Tale area è di  $22.8\text{m}^2$  (14.274 moduli), ma ad essa va sommata l'area dovuta alla manutenzione. Il processo considera che il 2% dei moduli venga riparato e che l'1% venga sostituito. Perciò il numero totale dei moduli diventa:  $14.274 \cdot 1.03 = 14.702$  che corrisponde ad un'area del pannello pari a:  $14.702 \cdot 1.5973 = 23.484\text{m}^2$ .

L'area delle celle contenute in  $1\text{m}^2$  di modulo. Il processo Photovoltaic panel, multi-Si, at plant/RER/I U considera l'area delle celle contenute in  $1\text{m}^2$  di pannello. Le celle contenute in  $1\text{m}^2$  di pannello sono:  $60/1.5973 = 37.563$ . Il processo considera che il 2% delle celle venga sostituito. L'area totale delle celle contenute in  $1\text{m}^2$  di modulo vale:  $37.563 \cdot 0.02434 \cdot 1.02 = 0.93257\text{m}^2$ .

Il processo Multi-Si wafer, at plant/RER U considera un Wafer di spessore 270-300  $\mu\text{m}$ . con una efficienza di 13.5% e una potenza di 1.3Wp. Le colonne di silicio metallurgico sono tagliate in wafer quadrati di dimensione 156·156  $\text{mm}^2$ (0.0234 $\text{mm}^2$ ) e uno spessore di 240  $\mu\text{m}$ . Il peso è di 559  $\text{g}/\text{m}^2$ .

Il processo di cristallizzazione: Silicon, multi-Si, casted, at plant/RER U considera la produzione di blocchi di policristallino con un peso di circa 250 kg.

Il processo di purificazione: il processo Silicon, production mix, fotovoltaics, at plant/GLO U: ‘Purified silicon is melted in cast in a graphite box. Than edges are sliced and blocks are sawn’.

La produzione del silicio con il processo Silicon, production mix, fotovoltaics, at plant/GLO U: ‘Production mix of different feedstock for silicon used in photovoltaic industry. Purity >98% sufficient for use in photovoltaic industry’.

La produzione del silicio metallurgico con il processo MG-silicon, at plant/NO U.

*Calcolo dell'area del pannello necessaria per ottenere l'energia richiesta dall'impresa:*

Nel processo base l'energia prodotta vale  $(1\text{kWh}/1,2051\text{E}-5\text{p}) \cdot 6.6553\text{p} = 644971 \text{ kWh}$ .

I dati usati per l'impianto di Jesi e quelli usati da Ecoinvent presentano i seguenti valori:

- ✓ insolazione globale che per Jesi vale 1460  $\text{kWh}/\text{m}^2$ anno. Ecoinvent ha usato un valore che non viene indicato ma che si potrebbe ricavare da quello indicato da ETH: 890  $\text{kWh}/\text{kWp}$ ;
- ✓ il coefficiente di efficienza usato nello studio è il medesimo di Ecoinvent, cioè 0.132 (a cui corrispondono 7.6 $\text{m}^2/\text{kWp}$ );
- ✓ il coefficiente di efficienza BOS (Balance of System) per il passaggio dalla corrente continua alla corrente alternate usato nello studio è 0.85 come quello di Ecoinvent.

Il valore dell'insolazione ICH usato da Ecoinvent vale:

$$\text{ICH} = 82980.6655\text{kWhel}/30/(22.8\text{m}^2 \cdot 0.132 \cdot 0.85) = 1081,255\text{kWhel}/\text{m}^2.$$

L'energia elettrica in c.a per kWp usata da Ecoinvent vale:

$$1081,255\text{kWhel}/\text{m}^2 \text{ anno} \cdot 7.6\text{m}^2/\text{kWp} \cdot 0.132 \cdot 0.85 = 922,008 \text{ kWhel}/\text{kWp}.$$

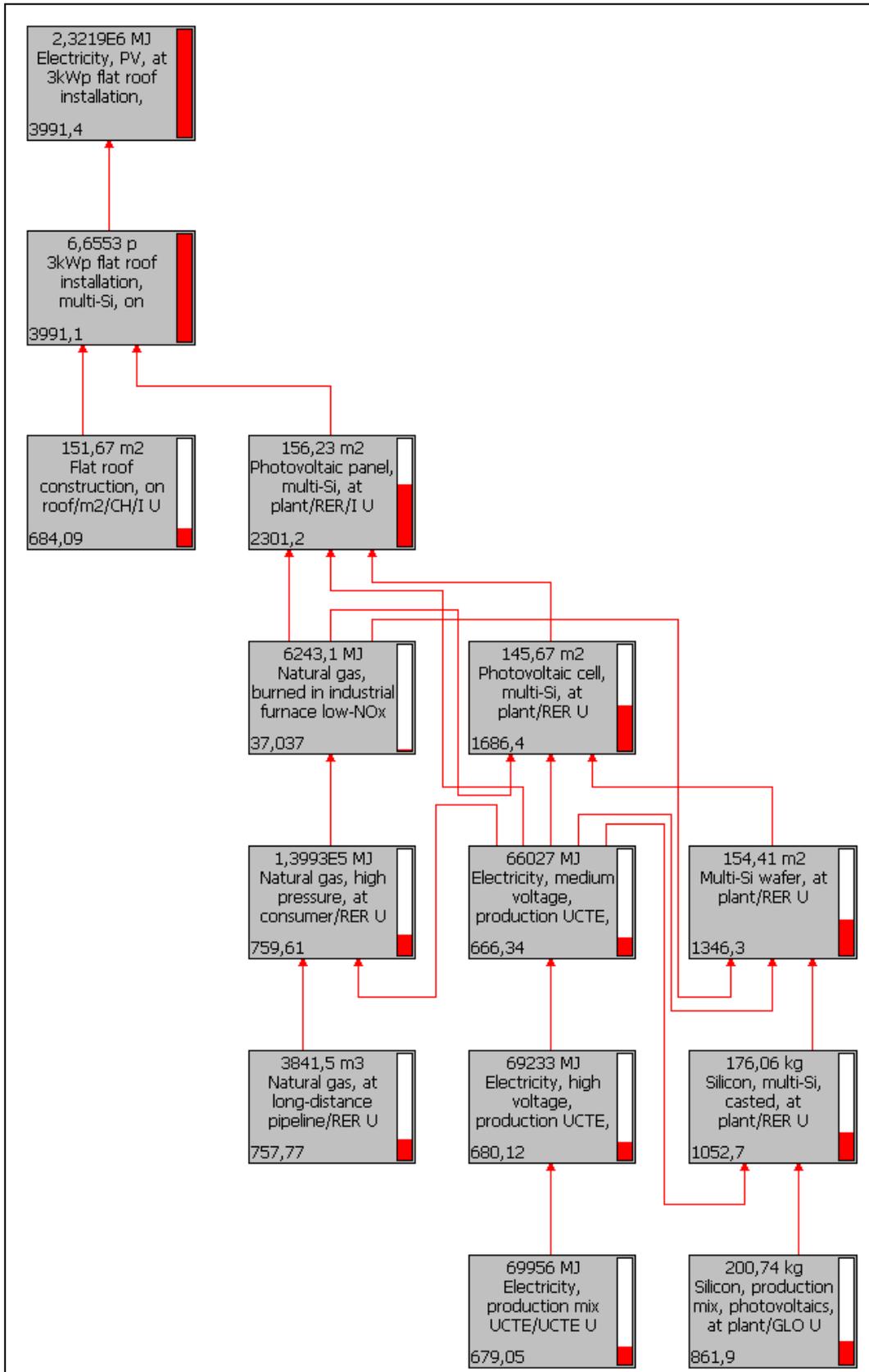
## 6.3 Analisi dei risultati

Nei paragrafi seguenti vengono riportate le analisi effettuate con i diversi metodi.

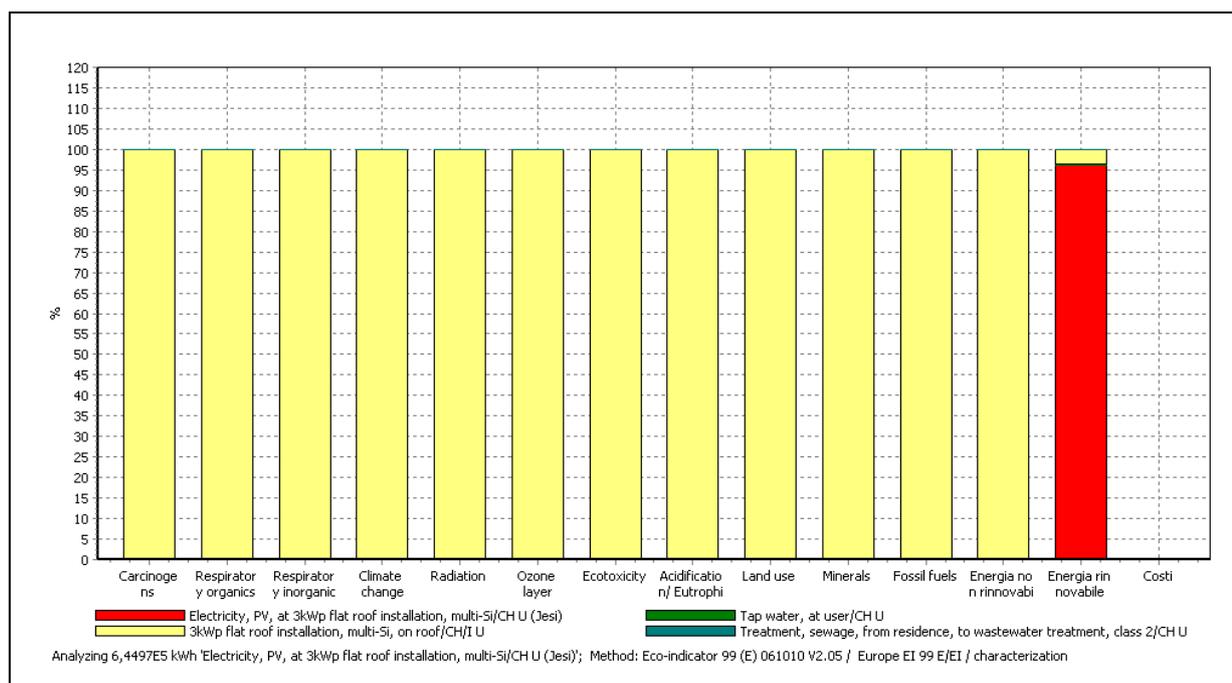
### 6.3.1 Il processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH

L'analisi viene eseguita per 644971 kWh, che rappresenta l'energia prodotta durante i 30 anni di vita dell'impianto fotovoltaico che considera una perdita di efficienza nella conversione dell'elettricità pari all'1% annuo.

### 6.3.2 Metodo Eco-indicator 99



6.20II network secondo Eco-indicator 99 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi.)



6.21 Il diagramma della caratterizzazione secondo Eco-indicator99 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat-roof, multi-Si, panel/ CH (Jesi)

Impact category	Unit	Total	Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi)	Tap water, at user/CH U	3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I U	Treatment, sewage, from residence, to wastewater treatment, class 2/CH U
Carcinogens	DALY	0,006675509	0	1,51E-07	0,006674512	8,47E-07
Respiratory organics	DALY	6,27E-05	0	3,30E-10	6,27E-05	8,70E-10
Respiratory inorganics	DALY	0,025035326	0	3,35E-07	0,025033722	1,27E-06
Climate change	DALY	0,007718918	0	9,86E-08	0,007718408	4,11E-07
Radiation	DALY	0,000208427	0	2,07E-08	0,000208394	1,25E-08
Ozone layer	DALY	8,06E-06	0	3,72E-11	8,06E-06	1,38E-10
Ecotoxicity	PAF*m2yr	25278,37251	0	0,151678789	25277,14371	1,077120008
Acidification/ Eutrophication	PDF*m2yr	604,8348758	0	0,007296029	604,7789389	0,048640852
Land use	PDF*m2yr	652,3433873	0	0,04155982	652,2842071	0,017620412
Minerals	MJ surplus	14648,63176	0	2,668583834	14645,68041	0,282773499
Fossil fuels	MJ surplus	36941,07578	0	0,35358452	36939,88814	0,834052561
Energia non rinnovabile	MJ	594921,0576	0	14,70695946	594889,0666	17,2840323
Energia rinnovabile	MJ	2584844,417	2483331,841	2,9548385	101508,2103	1,411076664
Costi	Euro	0	0	0	0	0

6.22 La caratterizzazione secondo Eco-indicator99 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat-roof, multi-Si, panel/ CH (Jesi)

Dall'analisi dei risultati della caratterizzazione si nota che:

- ✓ in **Carcinogens** il danno vale 0.0066755 DALY dovuto per il 41.13% a 5.1565E-5 kg di *Arsenic, ion* in acqua (per il 99.983% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I, e, in particolare, per il 53.70% in Disposal, redmud from bauxite digestion, 0% water, to residual material landfill (in Aluminum hydroxide, at plant)), per il 30.38% a 0.015023 kg di *Cadmium* in aria (per il 99.999% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I, e, in particolare, per il 75.65% in Copper, primary, at refinery/RLA) e per il 16.32% a 0.044291 kg *Arsenic* in aria (per il 99.999% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I, e, in particolare, per il 73.41% in Copper, primary, at refinery/RLA).
- ✓ In **Respiratory organics** il danno vale 6.2659E-5 DALY dovuto per l'87.99% a 43.072 kg di *NM VOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified origin* in aria (per il 99.998% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I, e, in particolare, per il 65.46% in Photovoltaic cell, multi-Si, at plant/RER).
- ✓ In **Respiratory inorganics** il danno vale 0.025035 DALY dovuto per il 31.38% a 11.222 kg di *Particulates, <2.5µm* in aria (per il 99.995% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I, e, in particolare, per il 12.94% in Aluminium, primary, liquid, at plant), per il 28.45% a 79.95 kg di *Nitrogen oxides* in aria (per il 99.993% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I, e, in particolare, per l'11.68% in Electricity, at cogen 1MWe lean burn, allocation exergy/RER), per il 23.56% a 108.04 kg di *Sulfur dioxide* in aria (per il 99.995% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I, e, in particolare, per l'11.94% in Copper, primary, at refinery) e per il 15.36% a 10.252 kg di *Particulates, >2.5 µm, and <10µm* in aria (per il 99.992% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I, e, in particolare, per il 32.43% in Bauxite, at mine/GLO).
- ✓ In **Climate change** il danno vale 0.0077189 dovuto per l'86.08% a 31641 kg di *Carbon dioxide, fossil* in aria (per il 99.995% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I, e, in particolare, per il 15.74% in Electricity, at cogen 1 MWe lean burn, allocation exergy/RER).
- ✓ In **Radiation** il danno vale 0.00020843 DALY dovuto per il 67.66% a 5.8759E9 Bq di *Radon-222* in aria (per il 99.985% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I, e, in particolare, per il 97.59% in Tailings, uranium milling/GLO) e per il 32.06% a 3.1816E5 Bq di *Carbon-14* in aria (per il 99.983% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I, e, in particolare, per il 97.17% in Nuclear spent fuel, in processing, at plant/RER).

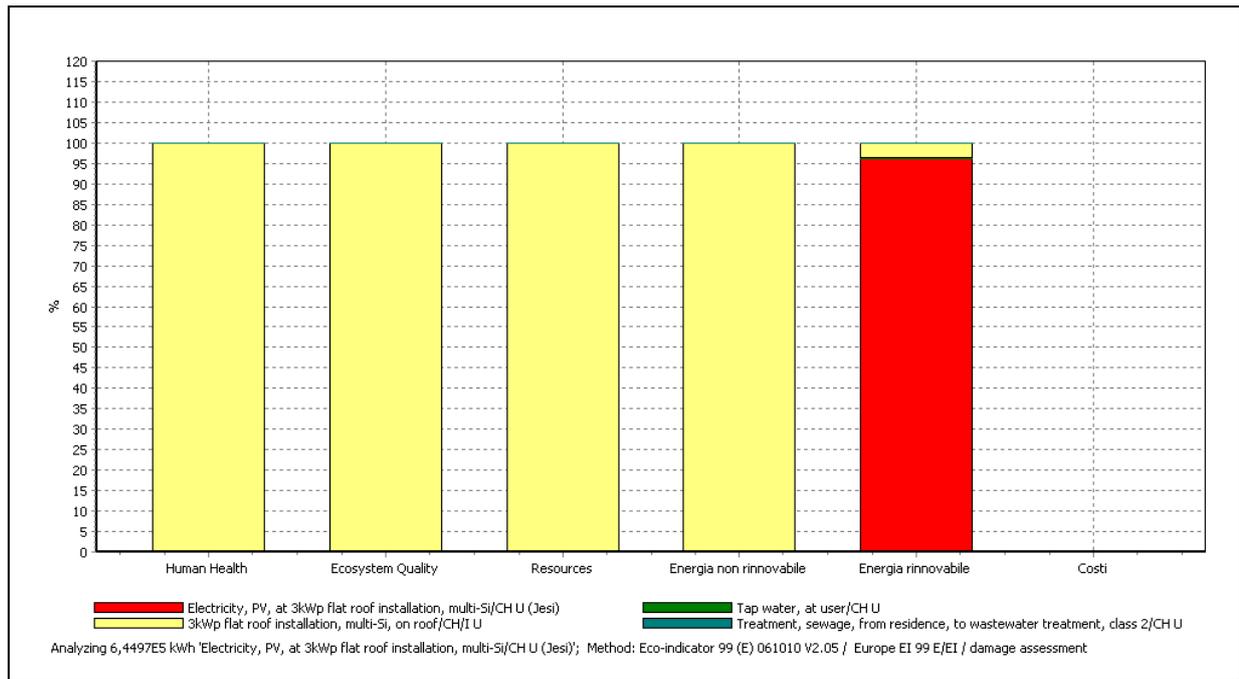
- ✓ In **Ozone layer** il danno vale 8.0626E-6 DALY dovuto per il 29.83% a 0.0019087 kg di *Methane, tetrachloro-, CFC-10* in aria (per il 99.996% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I, e, in particolare, per il 73.68% in Trichloromethane, at plant/RER), per il 25.12% a 0.049069 kg di *Methane, chlorodifluoro, HCFC-22* in aria (per il 100% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I, e, in particolare, per il 93.05% in Tetrafluoroethylene, at plant/RER), per il 17.49% a 0.00026252 kg di *Methane bromochlorodifluoro, Halon 1211* in aria (per il 99.999% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I, e, in particolare, per il 62.38% in Transport, natural gas, pipeline, long distance/RU), per il 12.58% a 8.0517E-5 kg di *Methane, bromotrifluoro, Halon 1301* in aria (per il 99.995% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I, e, in particolare, per il 36.61% in Crude oil, at production onshore/RME), per il 12.56% a 0.001174 kg di *Methane, dichlorodifluoro, CFC-12* in aria (per il 100% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I, e, in particolare, per il 61.28% in Chlorodifluoromethane, at plant/NL/RER).
- ✓ In **Ecotoxicity** il danno vale 25278 PAF\*m2yr dovuto per il 26.77% a 0.095301 kg di *Nickel* in aria (per il 99.998% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I, e, in particolare, per il 66.66% in Copper, primary, at refinery/RLA), per il 24.82% a 0.24702 kg di *Lead* in aria (per il 100 % in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I, e, in particolare, per il 45.56% in Photovoltaic cell, multi-Si, at plant/RER), per il 14.49% a 0.12676 kg di *Zinc* in aria (per il 99.997% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I, e, in particolare, per il 25.18% in Zinc., primary, at regional storage/RER).
- ✓ In **Acidification/eutrophication** il danno vale 604.83 PDF\*m2yr dovuto per il 75.52% a *Nitrogen oxides* in aria e per il 18.60% a *Sulfur dioxide* in aria.
- ✓ In **Land occupation** il danno vale 652.34 PDF\*m2yr dovuto per il 33.60% a 260.92 m2a di *Occupation, dump site* (per il 99.998% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I, e, in particolare, per il 83.97% in Disposal, sulfidic tailings, off-site/GLO), per il 24.81% a 6.4322 m2 di *Transformation, to mineral extraction site* (per il 99.977% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I, e, in particolare, per il 47.56% in Well for exploration and production, onshore/GLO/I), e per il 14.94% a 885.76 m2a di *Occupation, forest, intensive, normal* (per il 99.992% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I, e, in particolare, per il 53.6% in Hardwood, standing, under bark, in forest /RER).
- ✓ In **Minerals** il danno vale 14649 MJ Surplus dovuto per il 24.88% a 3635.9 m3 di *Water, cooling, unspecified natural origin/m3* (per il 99.999% in 3kWp flat roof installation, multi-

Si, on roof/CH/I, e, in particolare, per il 50.08% in Silicon, electronic grade, at plant/DE), per il 21.19% a 84.563 kg di *Copper, 2.19% in sulfide, Cu 1.83% and Mo 8.2E-3% in crude ore, in ground* (per il 99.999% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I, e, in particolare, per il 99.989% in Copper concentrate, at beneficiation/RER), per il 14.7% a 58.675 kg di *Copper, 1.18% in sulfide, Cu 0.39% and Mo 8.2E-3% in crude ore, in ground* (per il 99.999% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I, e, in particolare, per il 99.989% in Copper concentrate, at beneficiation/RLA)) e per il 10.54% a 648.75 kg di *Aluminium, 24% in bauxite, 11% in crude ore, in ground* (per il 99.999% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I, e, in particolare, per il 99.992% in Bauxite, at mine/GLO).

- ✓ In **Fossil fuels** il danno vale 36941 MJ Surplus dovuto per il 49.24% a 5939 m3 di *Gas, natural, in ground* (per il 99.998% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I, e, in particolare, per il 30.04% in Natural gas, at production offshore/RU), per il 25.59% a 2988.3 kg di *Oil, crude, in ground* (per il 99.996% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I, e, in particolare, per il 16.95% in Crude oil, at production offshore/RME), e per il 15.15% a 4240 kg di *Coal, hard, unspecified, in ground* (per il 99.995% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I, e, in particolare, per il 30.93% in Hard coal, at mine/WEU).
- ✓ L'**energia non rinnovabile** usata nel processo è 5.9492E5 MJ ed è costituita per il 38.23% da *Gas, natural, in ground*, per il 23.01% da *Oil, crude, in ground* e per il 17.69% da 0.18798 kg di *Uranium, in ground* (per il 99.985% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I, e, in particolare, per il 57.66% in Uranium natural, at underground mine/RNA) e per il 13.61% da *Coal, hard, unspecified, in ground*.

Si può affermare che l'impianto è in grado di produrre  $6.4497E5 * 3.6 = 2321892$  MJ di energia rinnovabile utilizzando 5.9492E5 MJ con un rapporto di efficienza che vale:  $2321892/5.9492E5 = 3.9$ .

- ✓ L'**energia rinnovabile** usata nel processo è 2.5848 MJ ed è costituita per il 96.07% da 2.4834E6 MJ *Energy, solar, converted* (per il 99.999% in Electricity, PV, at 3kWp roof installation, multi-Si/CH (Jesi)).



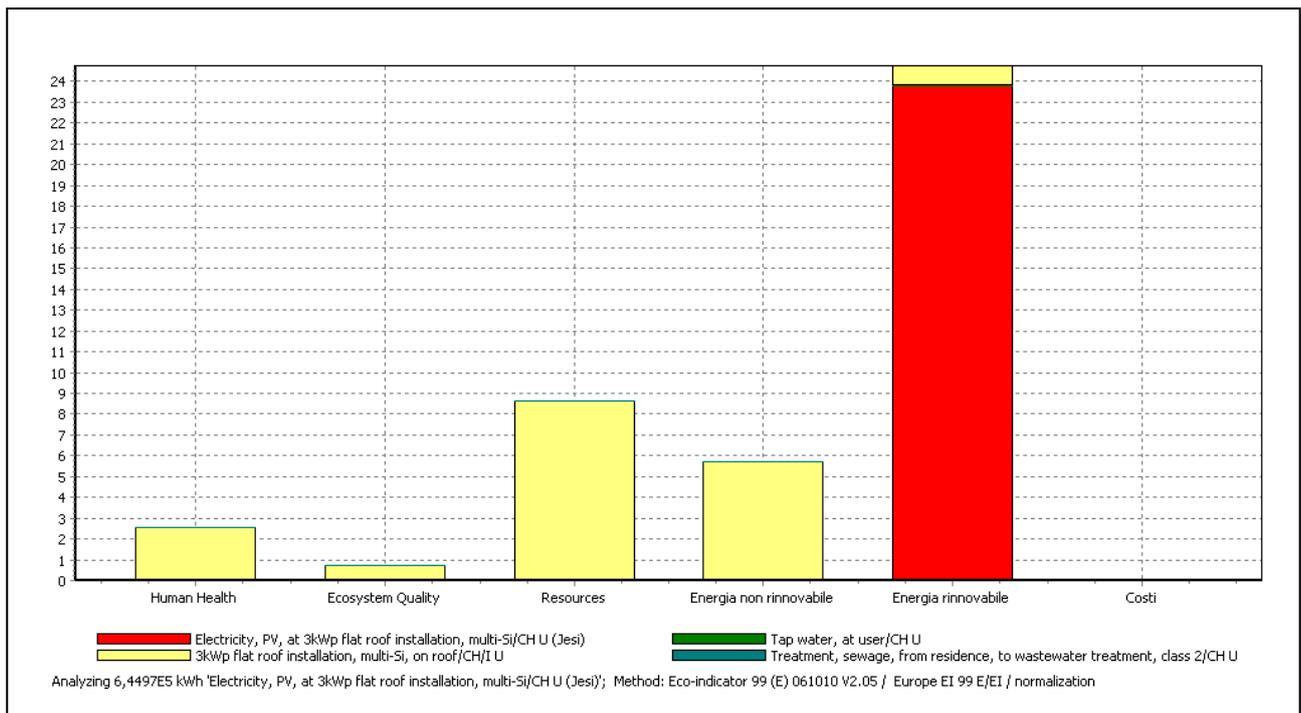
6.23 Il diagramma della caratterizzazione delle categorie di danno (damage assessment) secondo Eco-indicator99 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat-roof, multi-Si, panel/CH (Jesi)

Impact category	Unit	Total	Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi)	Tap water, at user/CH U	3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I U	Treatment, sewage, from residence, to wastewater treatment, class 2/CH U
Carcinogens	DALY	0,006675509	0	1,51E-07	0,006674512	8,47E-07
Respiratory organics	DALY	6,27E-05	0	3,30E-10	6,27E-05	8,70E-10
Respiratory inorganics	DALY	0,025035326	0	3,35E-07	0,025033722	1,27E-06
Climate change	DALY	0,007718918	0	9,86E-08	0,007718408	4,11E-07
Radiation	DALY	0,000208427	0	2,07E-08	0,000208394	1,25E-08
Ozone layer	DALY	8,06E-06	0	3,72E-11	8,06E-06	1,38E-10
Ecotoxicity	PDF*m2yr	2527,837251	0	0,015167879	2527,714371	0,107712001
Acidification/ Eutrophication	PDF*m2yr	604,8348758	0	0,007296029	604,7789389	0,048640852
Land use	PDF*m2yr	652,3433873	0	0,04155982	652,2842071	0,017620412
Minerals	MJ surplus	14648,63176	0	2,668583834	14645,68041	0,282773499
Fossil fuels	MJ surplus	36941,07578	0	0,35358452	36939,88814	0,834052561
Energia non rinnovabile	MJ	594921,0576	0	14,70695946	594889,0666	17,2840323
Energia rinnovabile	MJ	2584844,417	2483331,841	2,9548385	101508,2103	1,411076664
Costi	Euro	0	0	0	0	0

6.24 La caratterizzazione delle categorie di danno (damage assessment) secondo Eco-Indicator99 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat-roof, multi-Si, panel/ CH (Jesi)

Dall'analisi dei risultati del damage assessment si nota che:

- ✓ in **Human Health** il danno vale 0.039709 DALY dovuto per il 20.06% a *Particulates, <2.5µm*, per il 17.94% a *Nitrogen oxides*, per il 16.73% a *Carbon dioxide, fossil*, per il 14.86% a *Sulfur dioxide*, per il 9.68% a *Particulates, >2.5µm, and<10µm*. Il processo che produce il danno massimo è 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I (0.039706 DALY per il 99.992%). La categoria di impatto che produce il danno massimo è **Respiratory inorganics** (0.025035 DALY per il 63.05%).
- ✓ In **Ecosystem Quality** il danno vale 3785 PDFm2yr dovuto per il 17.88% a *Nickel* in aria, per il 16.58% a *Lead* in aria, per il 12.07% a *Nitrogen oxides* in aria e per il 9.68% a *Zinc* in aria. Il processo che produce il danno massimo è 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I (2527.8 PDFm2yr per il 99.994%). La categoria di impatto che produce il danno massimo è **Ecotoxicity** (0.0034581 PDFm2yr per il 66.78%).
- ✓ In **Resources** il danno vale 51590 MJ Surplus dovuto per il 35.26% a *Gas, natural, in ground*, per il 20.79% a *Oil, crude, in ground*, per il 10.85% a *Coal, hard, unspecified, in ground*. Il processo che produce il danno massimo è 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I (51586 MJ primary per il 99.992%). La categoria di impatto che produce il danno massimo è **Fossil fuels** (36941 MJ Surplus per il 71.6%).
- ✓ L'**Energia non rinnovabile** usata è 5.9492E5 MJ. Poiché l'energia prodotta è 6.44970E5kWh: l'efficienza di conversione dell'impianto vale  $6.44970E5 \cdot 3.6 / 5.9492E5 = 3.9$  %.
- ✓ L'**Energia rinnovabile** usata è 2.5848E6 MJ.



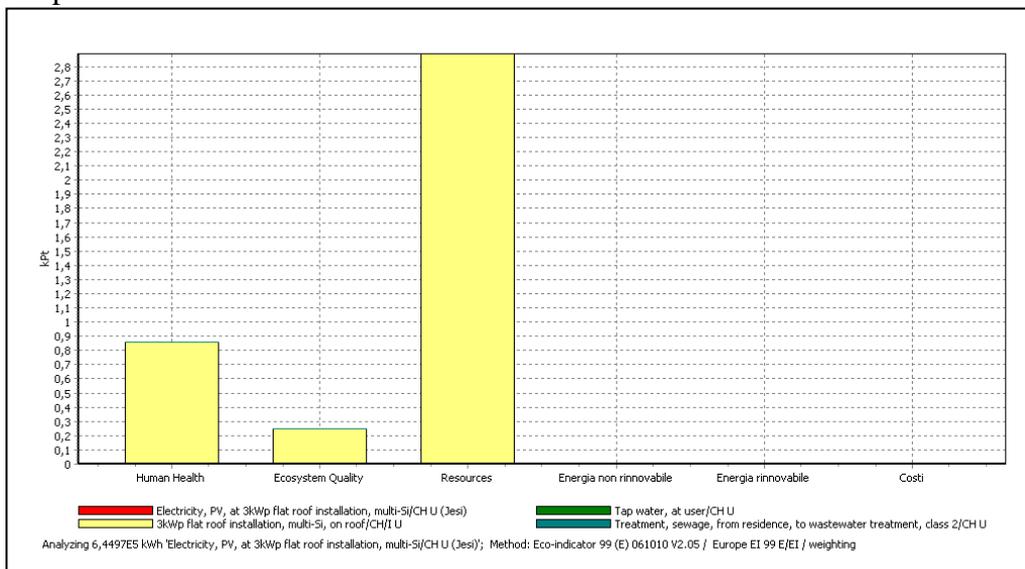
6.25 Il diagramma della normalizzazione delle categorie di danno (damage assessment) secondo Eco-indicator99 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat-roof, multi-Si, panel/ CH (Jesi)

Impact category	Unit	Total	Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi)	Tap water, at user/CH U	3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I U	Treatment, sewage, from residence, to wastewater treatment, class 2/CH U
Carcinogens		0,43190545	0	9,75E-06	0,431840922	5,48E-05
Respiratory organics		0,004054018	0	2,14E-08	0,00405394	5,63E-08
Respiratory inorganics		1,61978562	0	2,17E-05	1,619681792	8,22E-05
Climate change		0,499413979	0	6,38E-06	0,499381026	2,66E-05
Radiation		0,013485243	0	1,34E-06	0,013483095	8,07E-07
Ozone layer		0,000521648	0	2,40E-09	0,000521636	8,94E-09
Ecotoxicity		0,492928264	0	2,96E-06	0,492904302	2,10E-05
Acidification/ Eutrophication		0,117942801	0	1,42E-06	0,117931893	9,48E-06
Land use		0,127206961	0	8,10E-06	0,12719542	3,44E-06
Minerals		2,460970136	0	0,000448322	2,460474308	4,75E-05
Fossil fuels		6,206100731	0	5,94E-05	6,205901208	0,000140121
Energia non rinnovabile		5,698477526	0	0,000140871	5,698171099	0,000165556
Energia rinnovabile		24,75904599	23,78670331	2,83E-05	0,972300859	1,35E-05
Costi		0	0	0	0	0

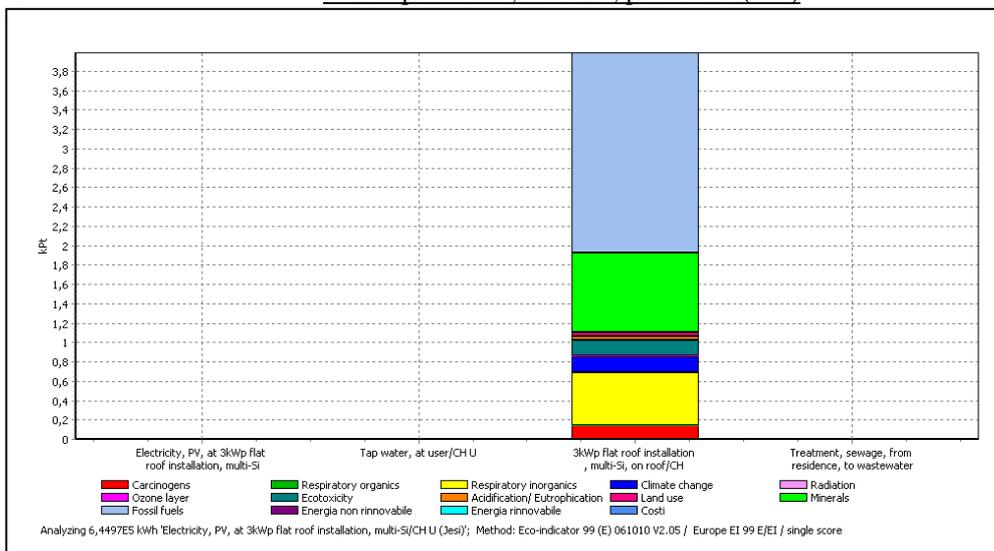
6.26 La normalizzazione secondo Eco-Indicator99 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat-roof, multi-Si, panel/ CH (Jesi)

Dall'analisi dei risultati della normalizzazione si può notare che:

- ✓ in **Human health** il danno è 2.5692 volte il danno sulla salute della popolazione europea a causa delle attività umane in Europa in 1 anno, riferito ad un singolo cittadino europeo.
- ✓ In **Ecosystem Quality** il danno è 0.73808 volte il danno sulle specie vegetali europee a causa delle attività umane in Europa in 1 anno, riferito ad un singolo cittadino europeo.
- ✓ In **Resources** il danno è 8.6671 volte il danno sulle risorse a causa delle attività umane in Europa in 1 anno riferito ad un singolo cittadino europeo.
- ✓ L'**Energia non rinnovabile** è 5.6985 volte l'energia usata per persona in 1 anno da 1 cittadino europeo.
- ✓ L'**Energia rinnovabile** è 24.759 volte l'energia usata per persona in 1 anno da 1 cittadino europeo.



6.27 Il diagramma della valutazione per impact category secondo Eco-indicator99 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat-roof, multi-Si, panel/ CH (Jesi)



6.28 Il diagramma della valutazione per single score secondo Eco-indicator99 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat-roof, multi-Si, panel/ CH (Jesi)

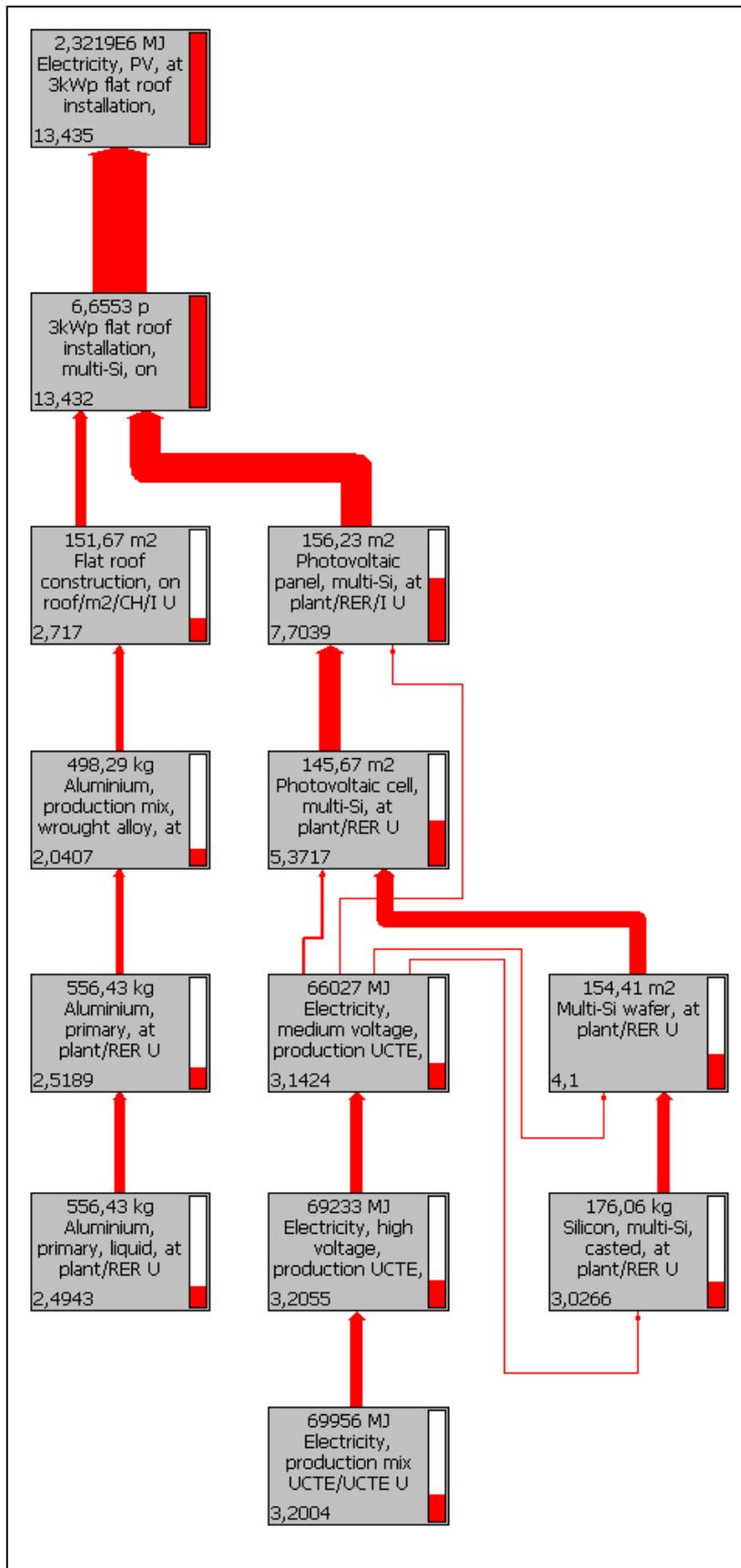
Impact category	Unit	Total	Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi)	Tap water, at user/CH U	3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I U	Treatment, sewage, from residence, to wastewater treatment, class 2/CH U
Total	Pt	3991,434292	0	0,186454533	3991,11919	0,128647678
Carcinogens	Pt	143,9683395	0	0,003249655	143,9468299	0,01825991
Respiratory organics	Pt	1,351337913	0	7,13E-06	1,351312015	1,88E-05
Respiratory inorganics	Pt	539,9280001	0	0,00722093	539,8933909	0,027388252
Climate change	Pt	166,4711598	0	0,002126074	166,4601754	0,008858325
Radiation	Pt	4,495076615	0	0,000447152	4,494360474	0,000268989
Ozone layer	Pt	0,17388236	0	8,01E-07	0,173878579	2,98E-06
Ecotoxicity	Pt	164,309257	0	0,000985911	164,3012698	0,007001273
Acidification/ Eutrophication	Pt	39,31422761	0	0,000474241	39,31059172	0,003161652
Land use	Pt	42,40227777	0	0,002701386	42,39843106	0,001145326
Minerals	Pt	820,3225584	0	0,149440545	820,1572825	0,0158353
Fossil fuels	Pt	2068,698175	0	0,019800713	2068,631667	0,046706897
Energia non rinnovabile	Pt	0	0	0	0	0
Energia rinnovabile	Pt	0	0	0	0	0
Costi	Pt	0	0	0	0	0

6.29La valutazione secondo Eco-indicator99 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat-roof, multi-Si, panel/ CH (Jesi)

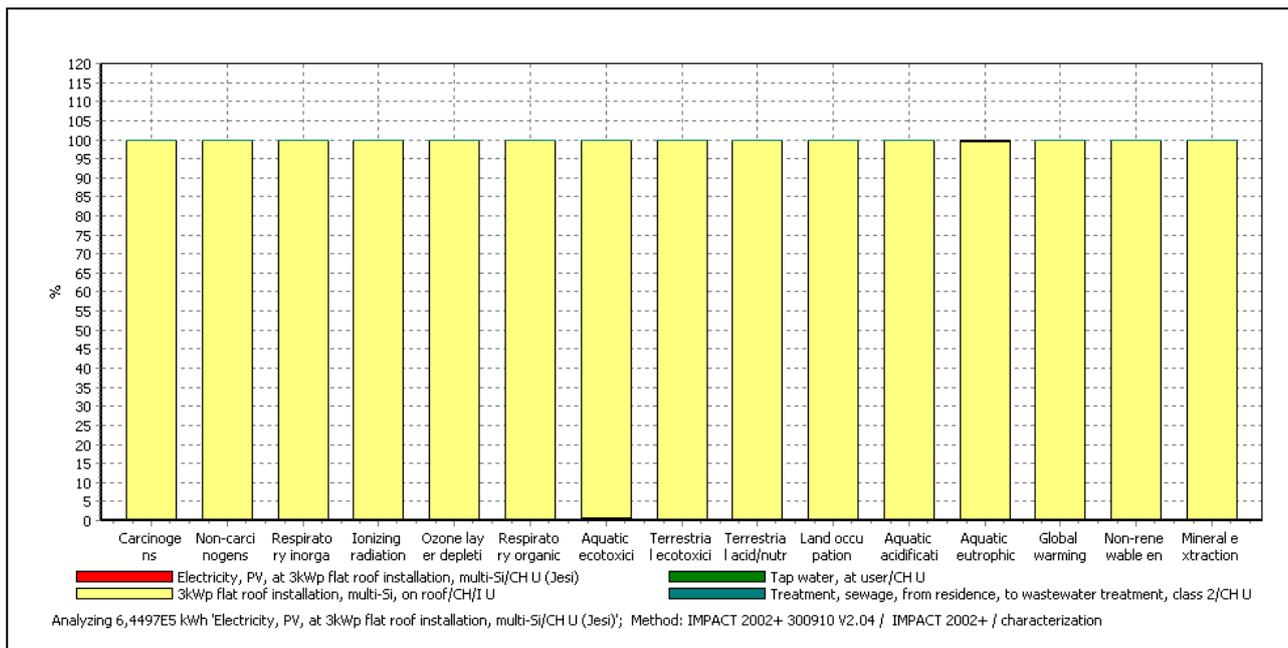
Dall'analisi dei risultati della valutazione si può notare che:

- ✓ il danno totale vale 3991.4 Pt dovuto per il 99.992% all'impianto (3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I);
- ✓ inoltre il danno è dovuto per il 21.46% a **Human health**, per il 6.16% a **Ecosystem Quality** e per il 72.38% a **Resources**.

### 6.3.3 IMPACT 2002



6.30II network con un cut-off del 19% secondo IMPACT 2002 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi)



6.31II diagramma della caratterizzazione secondo IMPACT 2002 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat- roof installation, multi-Si /CH (Jesi)

Impact category	Unit	Total	Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi)	Tap water, at user/CH U	3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I U	Treatment, sewage, from residence, to wastewater treatment, class 2/CH U
Carcinogens	kg C2H3Cl eq	970,0550042	0	0,012317626	969,9903371	0,052349386
Non-carcinogens	kg C2H3Cl eq	1729,43617	0	0,02209053	1728,892072	0,522008265
Respiratory inorganics	kg PM2.5 eq	38,83040148	0	0,000544935	38,82789405	0,001962495
Ionizing radiation	Bq C-14 eq	1041313,056	0	102,5781463	1041148,722	61,75604364
Ozone layer depletion	kg CFC-11 eq	0,007721612	0	3,76E-08	0,007721472	1,02E-07
Respiratory organics	kg C2H4 eq	28,75328493	0	0,000146524	28,75275123	0,000387177
Aquatic ecotoxicity	kg TEG water	5048045,278	0	14177,22275	5025413,03	8455,024696
Terrestrial ecotoxicity	kg TEG soil	1197540,914	0	8,332645668	1195406,091	2126,490469
Terrestrial acid/nutri	kg SO2 eq	580,3069778	0	0,006964674	580,2533167	0,046696426
Land occupation	m2org.arable	833,6334912	0	0,064135829	833,5126319	0,056723478
Aquatic acidification	kg SO2 eq	171,2635518	0	0,00202062	171,2514944	0,010036707
Aquatic eutrophication	kg PO4 P-lim	2,954554458	0	8,01E-06	2,94426044	0,010286004
Global warming	kg CO2 eq	36061,57394	0	0,463287634	36059,92728	1,183364429
Non-renewable energy	MJ primary	604736,9117	0	14,72196935	604704,8256	17,36420738
Mineral extraction	MJ surplus	8191,959572	0	2,645233509	8189,131558	0,182780565

6.32 La caratterizzazione secondo IMPACT 2002 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat- roof installation, multi-Si /CH (Jesi).

Dall'analisi dei risultati della caratterizzazione si nota che:

- ✓ in **Carcinogens** il danno vale 970.06 kg C2H3Cl eq dovuto per il 52.96% a 0.14524kg di *Hydrocarbons, aromatic* in aria (per il 99.993% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH, e, in particolare, per il 29.71% in Polyethylene, HDPE, granulate, at plant/RER), per il 18.49% a 0.05071 kg di *PAH, polycyclic aromatic hydrocarbons* in aria (per il 100% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH, e, in particolare, per il 50.15% in

Aluminium, primary, liquid, at plant) e per il 11.79% a 6.6395E-8 kg di *Dioxins, measured as 2,3,7,8-tetrachlorodibenzo-p-dioxin* in aria (per il 99.988% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH), e, in particolare, per il 76.24% in Polyvinylchloride, bulk polymerised, at plant).

- ✓ In **Non-carcinogens** il danno vale 1729.4 kg C<sub>2</sub>H<sub>3</sub>Cl eq dovuto per il 33.39% a *Dioxins, measured as 2,3,7,8-tetrachlorodibenzo-p-dioxin* in aria, per il 31.98% a 0.044291 kg di *Arsenic* in aria (per il 99.988% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH), e, in particolare, per il 66.7% in Polyvinylchloride, bulk polymerised, at plant), per il 19.88% a 0.041795 kg di *Arsenic, ion* in acqua (per il 99.999% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH), e, in particolare, per il 73.41% in Copper, primary, at refinery/RLA) e per il 10.72% a 0.66679 kg di *Antimony* in acqua (per il 99.991% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH), e, in particolare, per il 95.72% in Disposal, plastic, industr. Electronics, 15.3% water, to municipal incineration/CH)).
- ✓ In **Respiratory inorganics** il danno vale 38.83 kg PM<sub>2.5</sub> eq dovuto per il 28.9% a 11.222kg di *Particulates, <2.5µm* in aria (per il 99.995% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH), e, in particolare, per il 12.94% in Aluminium, primary, liquid, at plant), per il 26.21% a 79.95 kg di *Nitrogen oxides* in aria (per il 99.993% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH), e, in particolare, per l'11.68% in Electricity, at cogen 1MWel lean burn, allocation exergy/RER), per il 21.7% a 108.04 kg di *Sulfur dioxide* in aria (per il 99.995% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH), e, in particolare, per l'11.94% in Copper, primary, at refinery) e per il 14.14% a 10.252 kg di *Particulates, >2.5 µm, and <10µm* in aria (per il 99.992% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH), e, in particolare, per il 32.43% in Bauxite, at mine/GLO).
- ✓ In **Ionizing radiation** il danno vale 1.0413E6 Bq C-14 eq dovuto per il 64.49% a 5.8759E9 Bq di *Radon-222* in aria (per il 99.985% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH), e, in particolare, per il 97.59% in Tailings, uranium milling/GLO) e per il 30.55% a 3.1816E5 Bq di *Carbon-14* in aria (per il 99.983% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH), e, in particolare, per il 97.17% in Nuclear spent fuel, in processing, at plant/RER).
- ✓ In **Ozone layer depletion** il danno vale 0.0077216 kg CFC-11 eq dovuto per il 31.77% a 0.049069kg di *Methane, chlorodifluoro, HCFC-22* in aria (per il 100% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH), e, in particolare, per il 91.21% in Tetrafluoroethylene, at plant/RER), per il 20.40% a 0.00026252kg di *Methane, bromochlorodifluoro, Halon 1211* in aria (per il 99.999% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH), e, in particolare,

- per il 62.38% in Transport, natural gas pipeline, long distance/RU), per il 18.05% a 0.0019087 kg di *Methane tetrachloro, CFC-10* in aria (per il 99.996% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH), e, in particolare, per il 73.68% in Trichloromethane, at plant/RER), per il 15.21% a 0.001174 kg di *Methane, dichlorodifluoro, CFC-12* in aria (per il 100% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH), e, in particolare, per il 61.24% in Chlorodifluoromethane, at plant/NL/RER) e per il 12.51% a 8.0517E-5 kg di *Methane, bromotrifluoro, Halon 1301* in aria (per il 99.995% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH), e, in particolare, per il 36.61% in Crude oil, at production onshore/RME).
- ✓ In **Respiratory organics** il danno vale 28.753 kg C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> eq dovuto per il 90.02% a 43.072 kg di *NM VOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified origin* in aria (per il 99.998% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH), e, in particolare, per il 65.46% in Photovoltaic cell, multi-Si, at plant/RER).
  - ✓ In **Aquatic ecotoxicity** il danno vale 5.048E6 kg TEG-water dovuto per il 31.52% a 3.2258 kg di *Aluminum* in aria (per il 99.998% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH), e, in particolare, per il 94.97% in Blasting/RER), per il 14.24% a 0.20563 kg di *Aluminum* nel suolo (per il 99.157% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH), e, in particolare, per il 51.98% in Treatment, PV cell production effluent, to wastewater treatment, class 3/CH), per il 12.00% a 0.74609 kg di *Copper, ion* in acqua (per il 99.899% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH), e, in particolare, per il 32.05% in Silver, from combined gold-silver production, at refinery/PE), per il 9.87% a 0.16941 kg di *Copper* in aria (per il 99.999% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH), e, in particolare, per il 52.88% in Copper, primary, at refinery/RLA), per il 9.72% a *Antimony* in acqua e per il 9.23% a 41.289 kg di *Aluminum* in acqua (per il 96.80% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH), e, in particolare, per il 45.70% in Uranium natural, in yellowcake, at mill plant/RNA).
  - ✓ In **Terrestrial ecotoxicity** il danno vale 1.1975E6 kg TEG-soil dovuto per il 34.076% a *Aluminum* in aria, per il 16.74% a *Copper* in aria, per il 13.02% a *Aluminum* nel suolo e per il 10.71% a 0.12676 kg di *Zinc* in aria (per il 99.997% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH), e, in particolare, per il 25.18% in Zinc, primary, at regional storage/RER).
  - ✓ In **Terrestrial acid/nutri** il danno vale 580.31 kg SO<sub>2</sub> eq dovuto per il 75.61% a *Nitrogen oxides* in aria e per il 18.61% a *Sulfur dioxide* in aria.
  - ✓ In **Land occupation** il danno vale 833.63 m<sup>2</sup>org.arable dovuto per il 24.12% a 260.92 m<sup>2</sup>a di *Occupation, dump site* (per il 99.998% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH), e, in particolare, per l'83.97% in Disposal, sulfidic tailings, off-site/GLO), per il

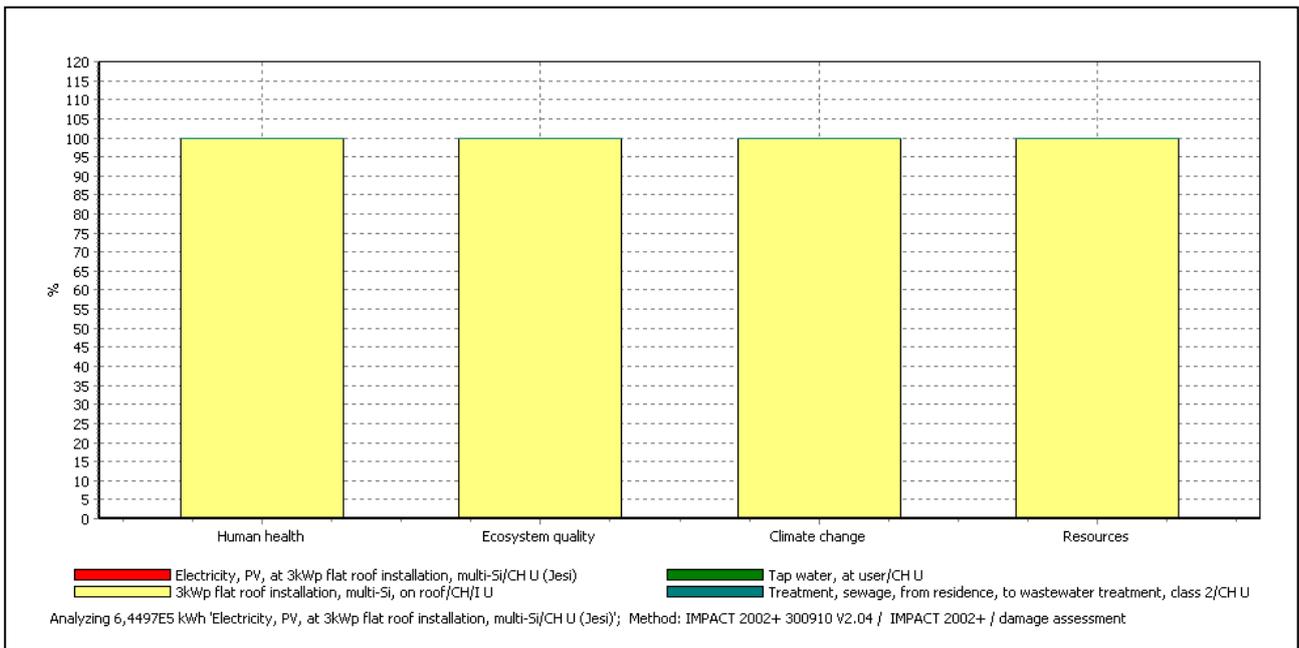
17.84% a 6.4322m2 di *Transformation, to mineral extraction site* (per il 99.977% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH , e, in particolare, per il 47.56% in Well for exploration and production, onshore/GLO/I), e per il 10.72% a 545.71 m2a di *Occupation, forest, intensive, normal* (per il 99.992% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH , e, in particolare, per il 55.02% in Hardwood, standing, under bark, in forest /RER).

- ✓ In **Aquatic acidification** il danno vale 171.26 kg SO<sub>2</sub> eq dovuto per il 63.09% a *Sulfur dioxide* in aria e per il 32.68% a *Nitrogen oxides* in aria.
- ✓ In **Aquatic eutrophication** il danno vale 2.9546 kg PO<sub>4</sub> P-lim dovuto per il 48.75% a 3.195 kg di *Phosphate* in acqua (per il 99.43% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH , e, in particolare, per l'86.04% in Treatment, PV cell production effluent, to wastewater treatment, class 3/CH) e per il 48.15% a 174.04 kg di *COD, Chemical Oxygen Demand* in acqua (per il 99.857% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH , e, in particolare, per il 32.43% in Crude oil, at production onshore/RU).
- ✓ In **Global warming** il danno vale 36062 kg CO<sub>2</sub> eq dovuto per l'87.74%% a 31641 kg di *Carbon dioxide, fossil* in aria (per il 99.995% 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH , e, in particolare, per il 15.74% in Electricity, at cogen 1 MWe learn burn, allocation exergy/RER).
- ✓ In **Non-renewable energy** il danno vale 6.474E5 MJ Primary dovuto per il 39.58% a 5939 m<sup>3</sup> di *Gas, natural, in ground* (per il 99.998% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH, e, in particolare, per il 30.04% in Natural gas, at production offshore/RU), per il 22.63% a 2988.3 kg di *Oil, crude, in ground* (per il 99.996% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH, e, in particolare, per il 16.95% in Crude oil, at production offshore/RME), per il 17.40% a 0.18798 kg di *Uranium, in ground* (per il 99.985% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH , e, in particolare, per il 57.66% in Uranium natural, at underground mine/RNA) e per il 13.39% a 4240 kg di *Coal, hard, unspecified, in ground* (per il 99.995% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH , e, in particolare, per il 30.93% in Hard coal, at mine/WEU).

Si può affermare che l'impianto è in grado di produrre 644971 kWh di energia rinnovabile in 30 anni utilizzando 6.474E5 MJ =2330640 kWh di energia non rinnovabile con una efficienza di conversione che vale:  $6.474E5 \text{ MJ} \cdot 3.6/644971 = 3.61\%$ .

- ✓ In **Minerals extraction** il danno vale 8192 MJ Surplus dovuto per il 44.5% a 3635.9 m<sup>3</sup> di *Water, cooling, unspecified natural origin/m<sup>3</sup>* (per il 99.999% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH , e, in particolare, per il 50.08% in Silicon, electronic grade, at plant/DE), per il 18.85% a 648.75kg di *Aluminium, 24% in bauxite, 11% in crude ore, in*

ground (per il 99.999% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH, e, in particolare, per il 99.99% in Bauxite, at mine/GLO), per il 7.52% a 0.58973 kg di *Silver*, 0,007% in *sulfide*, Ag 0.004%, *Pb, Zn, Cd, In, in ground* (per il 100% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH, e, in particolare, per il 100% in Resource correction, Pb Zn, Silver, positive/GLO).



6.33 Il diagramma della caratterizzazione delle categorie di danno (damage assessment) secondo IMPACT 2002 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat- roof installation, multi-Si /CH (Jesi).

Impact category	Unit	Total	Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi)	Tap water, at user/CH U	3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I U	Treatment, sewage, from residence, to wastewater treatment, class 2/CH U
Carcinogens	DALY	0,002716154	0	3,45E-08	0,002715973	1,47E-07
Non-carcinogens	DALY	0,004842421	0	6,19E-08	0,004840898	1,46E-06
Respiratory inorganics	DALY	0,027181281	0	3,81E-07	0,027179526	1,37E-06
Ionizing radiation	DALY	0,000218676	0	2,15E-08	0,000218641	1,30E-08
Ozone layer depletion	DALY	8,11E-06	0	3,95E-11	8,11E-06	1,08E-10
Respiratory organics	DALY	6,12E-05	0	3,12E-10	6,12E-05	8,25E-10
Aquatic ecotoxicity	PDF·m <sup>2</sup> ·yr	253,4118729	0	0,711696582	252,2757341	0,42444224
Terrestrial ecotoxicity	PDF·m <sup>2</sup> ·yr	9472,54863	0	0,065911227	9455,662179	16,82053961
Terrestrial acid/nutri	PDF·m <sup>2</sup> ·yr	603,5192569	0	0,007243261	603,4634493	0,048564283
Land occupation	PDF·m <sup>2</sup> ·yr	908,6605054	0	0,069908054	908,5287688	0,061828591
Aquatic acidification		-	-	-	-	-
Aquatic eutrophication		-	-	-	-	-
Global warming	kg CO2 eq	36061,57394	0	0,463287634	36059,92728	1,183364429
Non-renewable energy	MJ primary	604736,9117	0	14,72196935	604704,8256	17,36420738
Mineral extraction	MJ primary	8191,959572	0	2,645233509	8189,131558	0,182780565

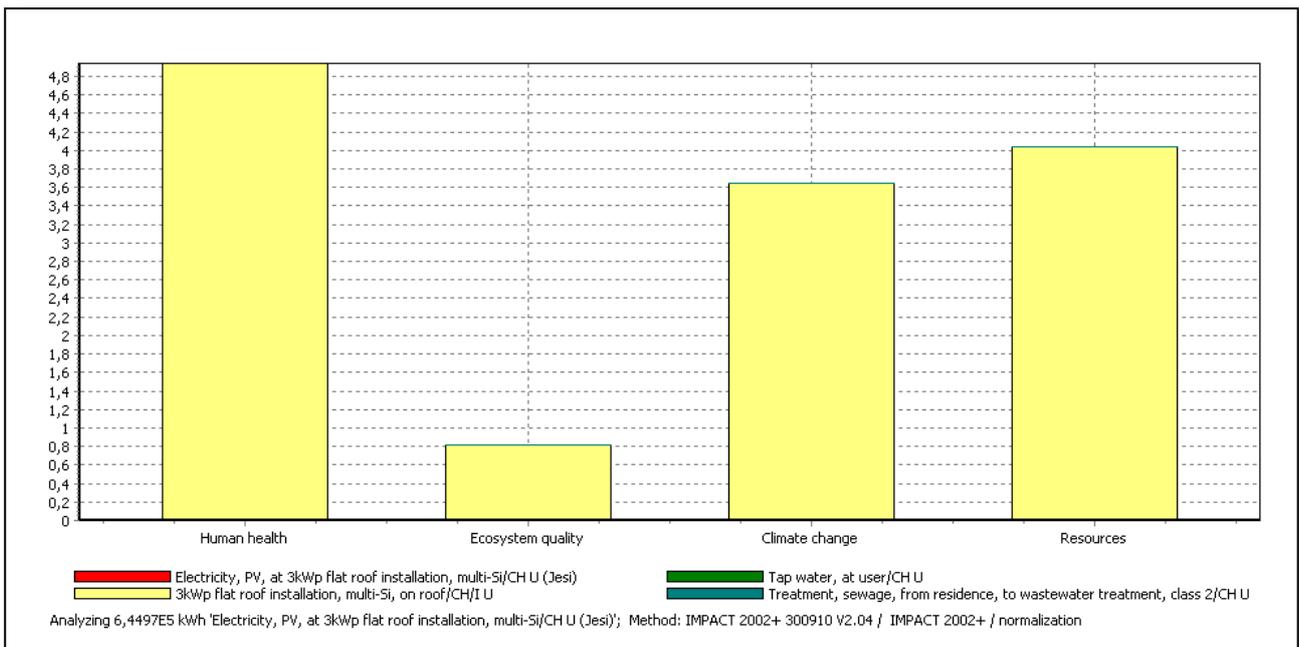
6.34 La caratterizzazione delle categorie di danno (damage assessment) secondo IMPACT 2002 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat- roof installation, multi-Si /CH (Jesi).

Dall'analisi dei risultati del damage assessment si nota che:

- ✓ in **Human Health** il danno vale 0.035028 DALY dovuto per il 22.43% a *Particulates, <2.5µm*, per il 20.34% a *Nitrogen oxides*, per il 16.84% a *Sulfur dioxide*, per il 10.98% a *Particulates, >2.5µm, and <10µm*. Il processo che produce il danno massimo è 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH (0.035024 DALY per il 99.99%). La categoria di

impatto che produce il danno massimo è **Respiratory inorganics** (0.027181 DALY per il 77.6%).

- ✓ In **Ecosystem Quality** il danno vale 11238 PDFm2yr dovuto per il 29.43% a *Aluminum* in aria, per il 14.34% a *Copper* in aria, per l'11.3% a *Aluminum* nel suolo, e per il 9.04% a *Zinc* in aria. Il processo che produce il danno massimo è 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH (11220 PDFm2yr per il 99.84%). La categoria di impatto che produce il danno massimo è **Terrestrial ecotoxicity** (9472.5 PDFm2yr per l'84.20%).
- ✓ In **Climate change** il danno vale 36062 kgCO2eq
- ✓ In **Resources** il danno vale 6.1293E5 MJ primary dovuto per il 39.05% a *Gas, natural, in ground*, per il 22.33% a *Oil, crude, in ground*, per il 17,17% a *Uranium, in ground* e per il 13.21% a *Coal, hard, unspecified, in ground*. Il processo che produce il danno massimo è 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH (6.1289E5 MJ primary per il 99.994%). La categoria di impatto che produce il danno massimo è **Non renewable energy** (6.0474E5 MJ primary per il 98.66%).



6.35II diagramma della normalizzazione delle categorie di danno (damage assessment) secondo IMPACT 2002 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat- roof installation, multi-Si /CH (Jesi).

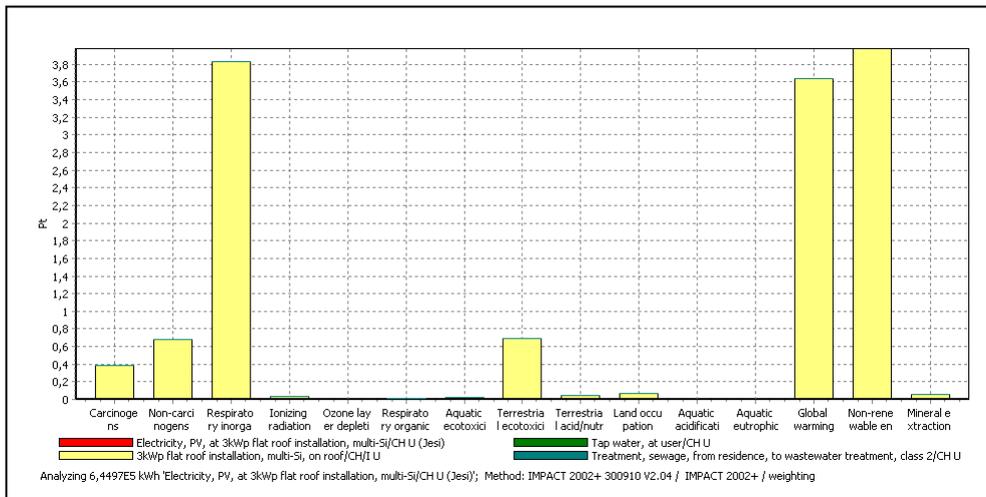
Impact category	Unit	Total	Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi)	Tap water, at user/CH U	3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I U	Treatment, sewage, from residence, to wastewater treatment, class 2/CH U
Carcinogens		0,382977716	0	4,86E-06	0,382952185	2,07E-05
Non-carcinogens		0,6827814	0	8,72E-06	0,68256659	0,000206089
Respiratory inorganics		3,832560626	0	5,38E-05	3,832313143	0,000193698
Ionizing radiation		0,03083328	0	3,04E-06	0,030828414	1,83E-06
Ozone layer depletion		0,001143185	0	5,57E-09	0,001143164	1,52E-08
Respiratory organics		0,008635474	0	4,40E-08	0,008635314	1,16E-07
Aquatic ecotoxicity		0,018499067	0	5,20E-05	0,018416129	3,10E-05
Terrestrial ecotoxicity		0,69149605	0	4,81E-06	0,690263339	0,001227899
Terrestrial acid/nutri		0,044056906	0	5,29E-07	0,044052832	3,55E-06
Land occupation		0,066332217	0	5,10E-06	0,0663226	4,51E-06
Aquatic acidification		-	-	-	-	-
Aquatic eutrophication		-	-	-	-	-
Global warming		3,642218968	0	4,68E-05	3,642052656	0,00011952
Non-renewable energy		3,979168879	0	9,69E-05	3,978957752	0,000114256
Mineral extraction		0,053903094	0	1,74E-05	0,053884486	1,20E-06

6.36La normalizzazione secondo IMPACT 2002 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat- roof installation, multi-Si /CH (Jesi).

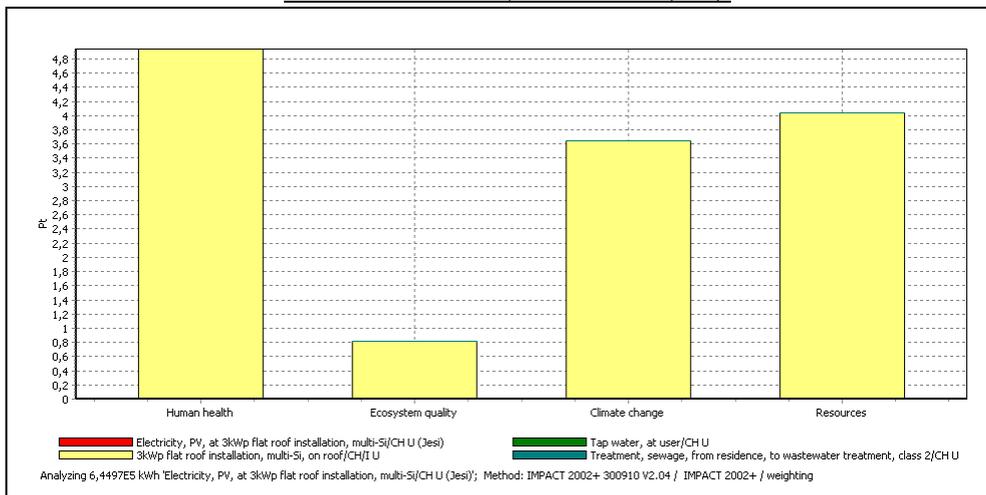
Dall'analisi dei risultati della normalizzazione si può notare che:

- ✓ in **Human health** il danno è 4.9389 volte il danno sulla salute della popolazione europea a causa delle attività umane in Europa in 1 anno riferito ad un singolo cittadino europeo.
- ✓ In **Ecosystem Quality** il danno è 0.82038 volte il danno sulle specie vegetali europee a causa delle attività umane in Europa in 1 anno, riferito ad un singolo cittadino europeo.
- ✓ In **Climate change** il danno è 3.6422 volte il danno sul cambiamento climatico a causa delle attività umane in Europa in 1 anno riferito ad un singolo cittadino europeo.

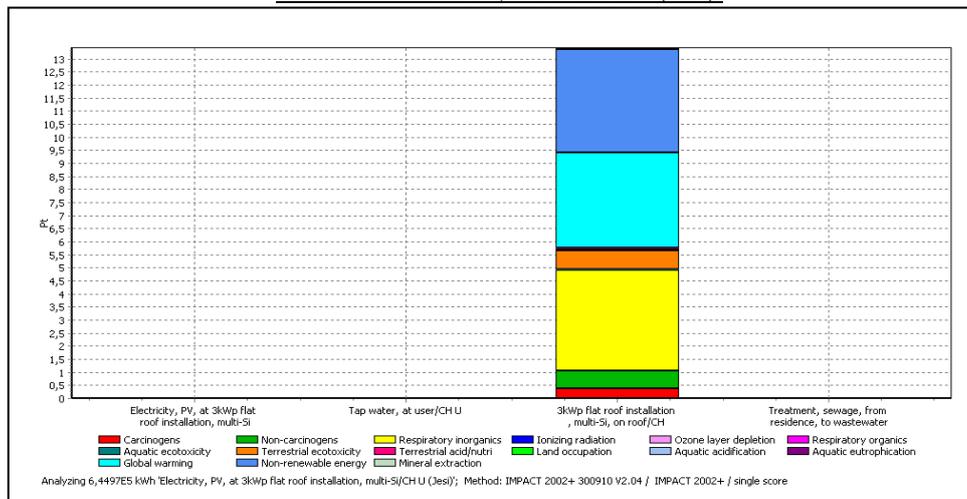
- ✓ In **Resources** il danno è 4.0331 volte il danno sulle risorse a causa delle attività umane in Europa in 1 anno riferito ad un singolo cittadino europeo.



6.37 Il diagramma della valutazione per impact category secondo IMPACT 2002 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat- roof installation, multi-Si /CH (Jesi).



6.38 Il diagramma della valutazione per damage category secondo IMPACT 2002 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat- roof installation, multi-Si /CH (Jesi).



6.39 Il diagramma della valutazione per single score secondo IMPACT 2002 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat- roof installation, multi-Si /CH (Jesi).

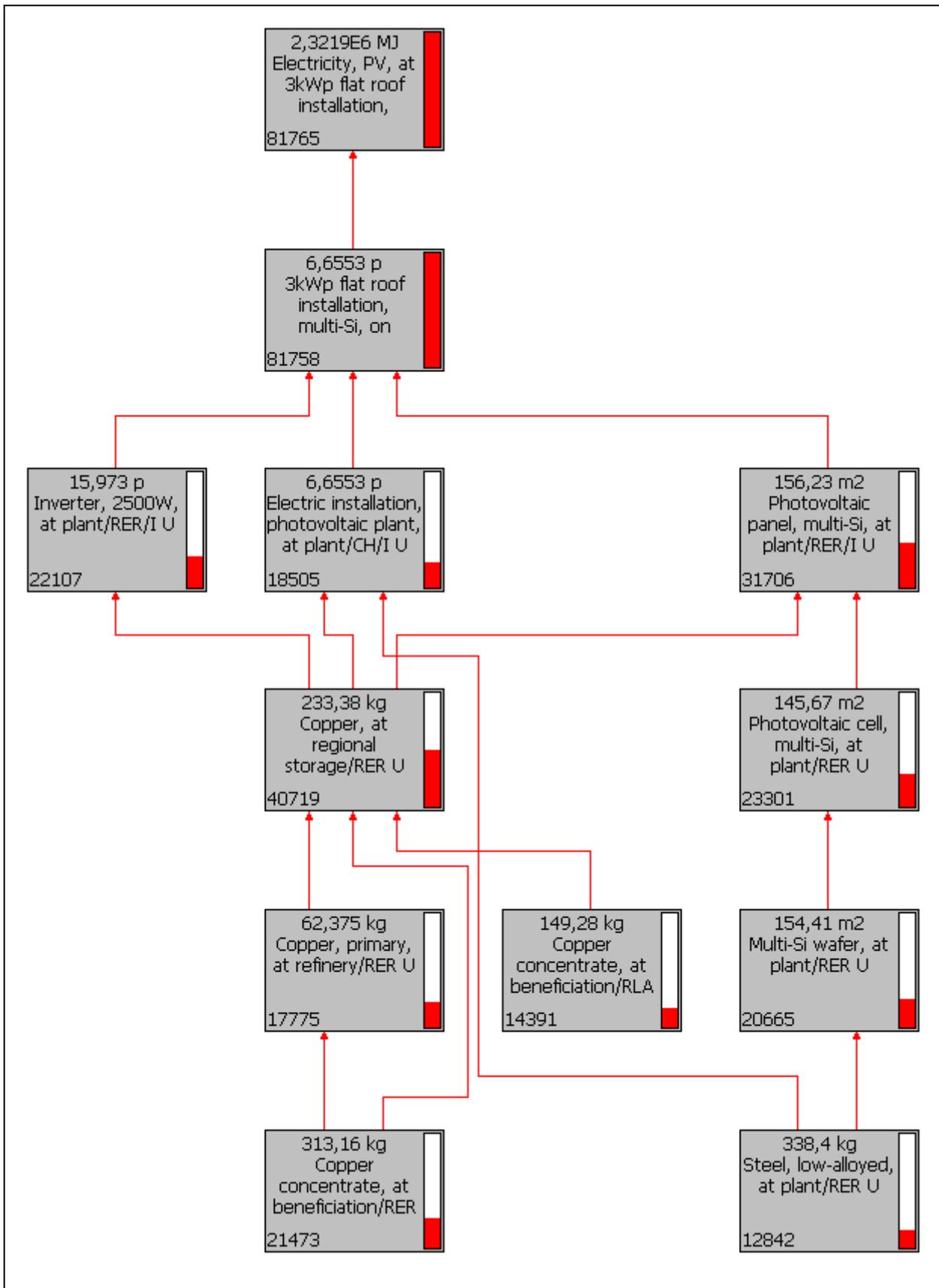
Impact category	Unit	Total	Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi)	Tap water, at user/CH U	3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I U	Treatment, sewage, from residence, to wastewater treatment, class 2/CH U
Total	Pt	13,43460686	0	0,000293922	13,4323886	0,001924336
Carcinogens	Pt	0,382977716	0	4,86E-06	0,382952185	2,07E-05
Non-carcinogens	Pt	0,6827814	0	8,72E-06	0,68256659	0,000206089
Respiratory inorganics	Pt	3,832560626	0	5,38E-05	3,832313143	0,000193698
Ionizing radiation	Pt	0,03083328	0	3,04E-06	0,030828414	1,83E-06
Ozone layer depletion	Pt	0,001143185	0	5,57E-09	0,001143164	1,52E-08
Respiratory organics	Pt	0,008635474	0	4,40E-08	0,008635314	1,16E-07
Aquatic ecotoxicity	Pt	0,018499067	0	5,20E-05	0,018416129	3,10E-05
Terrestrial ecotoxicity	Pt	0,69149605	0	4,81E-06	0,690263339	0,001227899
Terrestrial acid/nutri	Pt	0,044056906	0	5,29E-07	0,044052832	3,55E-06
Land occupation	Pt	0,066332217	0	5,10E-06	0,0663226	4,51E-06
Aquatic acidification	Pt	-	-	-	-	-
Aquatic eutrophication	Pt	-	-	-	-	-
Global warming	Pt	3,642218968	0	4,68E-05	3,642052656	0,00011952
Non-renewable energy	Pt	3,979168879	0	9,69E-05	3,978957752	0,000114256
Mineral extraction	Pt	0,053903094	0	1,74E-05	0,053884486	1,20E-06

6.40 La valutazione secondo IMPACT 2002 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat- roof installation, multi-Si /CH (Jesi).

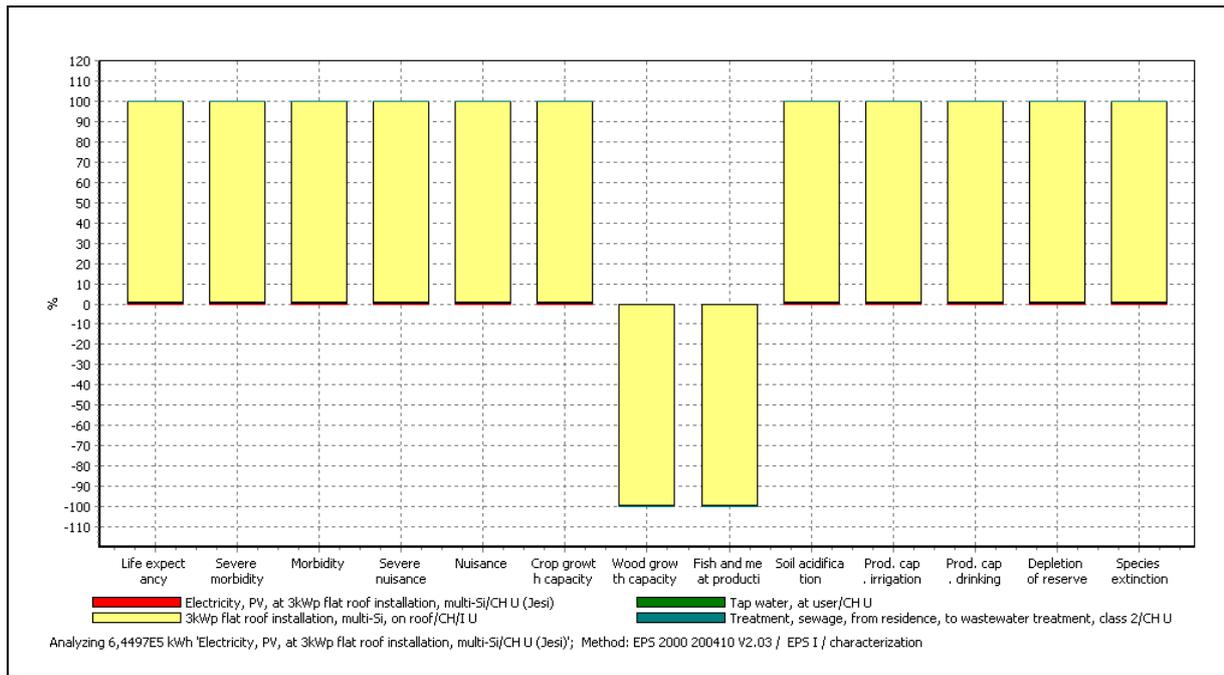
Dall'analisi dei risultati della valutazione si può notare che:

- ✓ il danno totale vale 13.435 Pt dovuto per il 99.983% all'impianto (3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I).
- ✓ Inoltre il danno è dovuto per il 36.76% a **Human health**, per il 6.11% a **Ecosystem Quality**, per il 27.11% a **Climate change** e per il 30.02% a **Resources**.

### 6.3.4 EPS 2000



6.41II network secondo EPS 2000 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi)



6.42 Il diagramma della caratterizzazione secondo EPS 2000 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi)

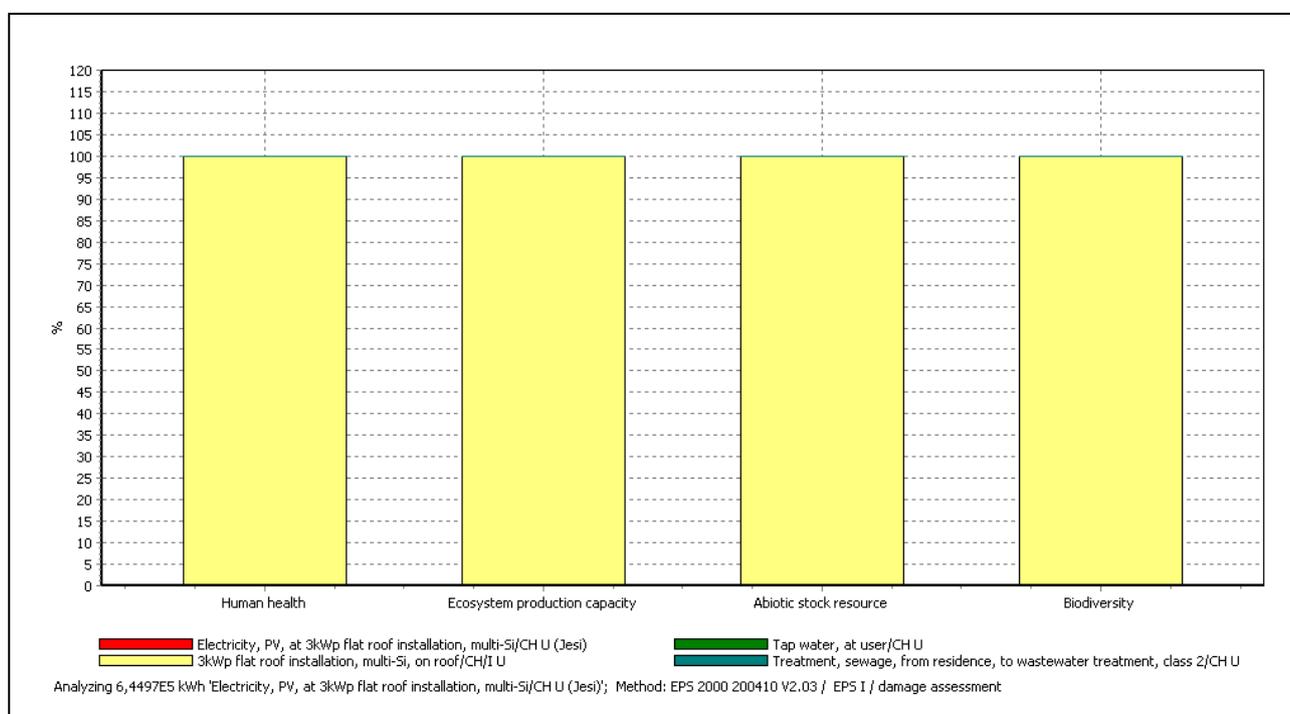
Impact category	Unit	Total	Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi)	Tap water, at user/CH U	3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I U	Treatment, sewage, from residence, to wastewater treatment, class 2/CH U
Life expectancy	PersonYr	0,083431098	0	7,86E-07	0,083427426	2,89E-06
Severe morbidity	PersonYr	0,021285725	0	1,83E-07	0,021284794	7,48E-07
Morbidity	PersonYr	0,025995414	0	3,30E-07	0,025993715	1,37E-06
Severe nuisance	PersonYr	0,071882143	0	1,16E-07	0,071881609	4,18E-07
Nuisance	PersonYr	1,000978661	0	1,02E-05	1,000919168	4,93E-05
Crop growth capacity	kg	100,7443133	0	0,001421782	100,7375078	0,005383765
Wood growth capacity	kg	-1535,99202	0	-0,020741256	-1535,878102	-0,093175908
Fish and meat production	kg	-3,561351475	0	-3,77E-05	-3,560439249	-0,000874542
Soil acidification	H+ eq	265,3423401	0	0,002691067	265,3255276	0,014121493
Prod. cap. irrigation Water	kg	1826324,678	0	1273,69455	1825034,962	16,02216553
Prod. cap. drinking water	kg	1826324,678	0	1273,69455	1825034,962	16,02216553
Depletion of reserves	ELU	65372,24045	0	0,310457931	65369,80642	2,123568177
Species extinction	NEX	6,51E-10	0	2,36E-14	6,51E-10	9,55E-14

6.43La caratterizzazione con EPS2000 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH (Jesi).

Dall'analisi dei risultati della caratterizzazione si nota che:

- ✓ in **Life expectancy** il danno vale 0.083431 PersonYr ed è dovuto per il 34.52% a 0.05071 kg di *PAH, polycyclic aromatic hydrocarbons* in aria (per il 100% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 50.15% in Aluminium, primary, liquid, at plant/RER), per il 30.07% a 31641 kg di *Carbon dioxide, fossil* in aria (per il 99.995% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 15.74% in Electricity, at cogen 1MWe lean burn, allocation energy/RER) e per l'10.64% a 11.222 kg di *Particulates, <2.5µm* in aria (per il 99.995% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 12.94% in Aluminium, primary, liquid, at plant/RER).
- ✓ In **Severe morbidity** il danno vale 0.021286 PersonYr ed è dovuto per il 52.47% a *Carbon dioxide, fossil* in aria e per il 38.11% a *PAH, polycyclic aromatic hydrocarbons* in aria.
- ✓ In **Morbidity** il danno vale 0.025995 PersonYr ed è dovuto per il 79.72% a *Carbon dioxide, fossil* in aria.
- ✓ In **Severe nuisance** il danno vale 0.071882 PersonYr ed è dovuto per il 100% a 0.24702 kg *Lead* in aria (per il 99.999% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 45.56% in Photovoltaic cell, multi-Si, at plant/RER).
- ✓ In **Nuisance** il danno vale 1,001 PersonYr ed è dovuto per il 69.62% a 108.04 kg di *Sulfur dioxide* in aria (per il 99.994% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 11.94% in Copper, primary, at refinery/RLA) e per il 19.25% a 79.95 kg di *Nitrogen oxides* in aria (per il 99.993% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 11.68% in Electricity, at cogen 1MWe lean burn, allocation energy/RER).
- ✓ In **Crop growth capacity** il danno vale 100.74 kg ed è dovuto per il 55.55% a *Nitrogen oxides* in aria e per il 23.74% a *Carbon dioxide, fossil*.
- ✓ In **Wood growth capacity** si ha un vantaggio che vale -1536 kg ed è dovuto per il -83.43% a *Carbon dioxide, fossil* in aria e per il -14.21% a *Nitrogen oxides* in aria.
- ✓ In **Fish and meat production** si ha un vantaggio che vale -3.5614 kg ed è dovuto per il -76.1% a *Nitrogen oxides* in aria e per il -20.23% a 1.7965 kg di *Nitrogen* in acqua (per il -99.917% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il -85.55% in Multi-Si wafer, at plant/RER).
- ✓ In **Soil acidification** il danno vale 265.34 H+eq dovuto per il 63.52% a *Sulfur dioxide* in aria e per il 32.84% a *Nitrogen oxides* in aria.

- ✓ In **Prod. cap. irrigation Water** e in **Prod. cap. drinking Water** si ha un danno che vale 1.8263E6 kg ed è dovuto per il 96.65% a 3635.9 m3 di *Water, cooling, unspecified natural origin/m3* (per il 96.722% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare, per il 50.08% in Silicon, electronic grade, at plant/DE).
- ✓ In **Depletion of reserves** si ha un danno che vale 65372 ELU ed è dovuto per il 26.91% a 84.563 kg di *Copper, 2.19% in sulfide, Cu 1.83% and Mo 8.2E-3% in crude ore, in ground* (per il 99.999% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare, per il 99.989% in Copper concentrate, at beneficiation/RER), per il 18.67% a 58.675 kg di *Copper, 1.18% in sulfide, Cu 0.39% and Mo 8.2E-3% in crude ore, in ground* (per il 99.999% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare, per il 99.989% in Copper concentrate, at beneficiation/RER) e per il 10.06% a 3.1019 kg di *Molybdenum, 0.11% in sulfide, Mo 4.1E-2% and Cu 0.36 in crude ore, in ground* (per il 99.999% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare, per il 99.981% in Molibdenum concentrate, at beneficiation/RER).
- ✓ In **Species extinction** si ha un danno che vale 6.5081E-10 NEX ed è dovuto per il 61.26% a *Carbon dioxide, fossil* e per il 16.6% a 260.92 m2a di *Occupation, dump site* (per il 99.998% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare, per l'83.97% in Disposal, sulfidic tailings, off-site/GLO).



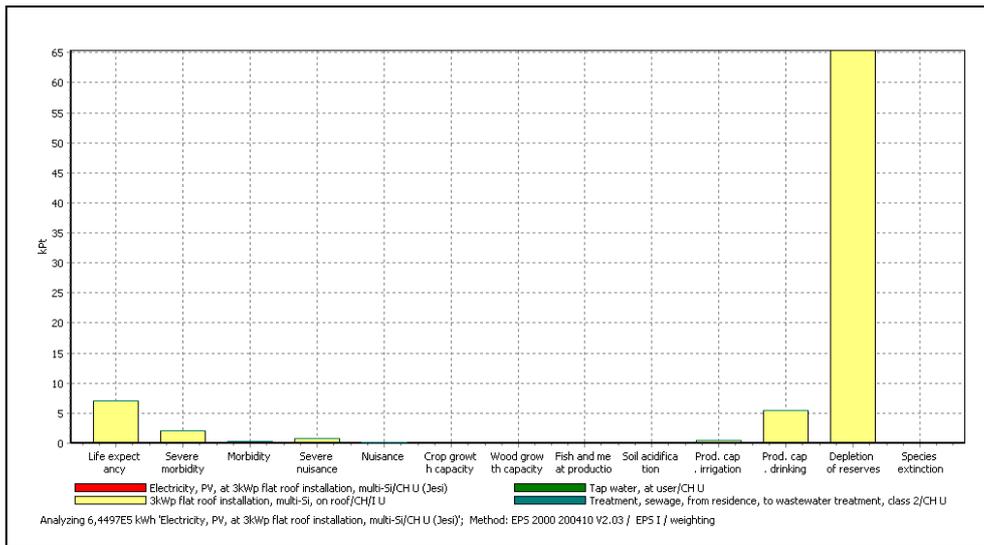
6.44 Il diagramma della caratterizzazione delle impact category secondo EPS 2000 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH (Jesi)

Impact category	Unit	Total	Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi)	Tap water, at user/CH U	3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I U	Treatment, sewage, from residence, to wastewater treatment, class 2/CH U
Life expectancy	ELU	7091,643302	0	0,066830519	7091,331176	0,245295749
Severe morbidity	ELU	2128,572523	0	0,018262037	2128,479433	0,074828057
Morbidity	ELU	259,9541405	0	0,003304207	259,9371539	0,013682379
Severe nuisance	ELU	718,8214339	0	0,001160353	718,8160909	0,004182713
Nuisance	ELU	100,0978661	0	0,001022385	100,0919168	0,004926883
Crop growth capacity	ELU	15,111647	0	0,000213267	15,11062617	0,000807565
Wood growth capacity	ELU	-61,43968078	0	-0,00082965	-61,43512409	-0,003727036
Fish and meat production	ELU	-3,561351475	0	-3,77E-05	-3,560439249	-0,000874542
Soil acidification	ELU	2,653423401	0	2,69E-05	2,653255276	0,000141215
Prod. cap. irrigation Water	ELU	5478,974035	0	3,821083651	5475,104885	0,048066497
Prod. cap. drinking water	ELU	54789,74035	0	38,21083651	54751,04885	0,480664966
Depletion of reserves	ELU	65372,24045	0	0,310457931	65369,80642	2,123568177
Species extinction	ELU	71,58897567	0	0,00260062	71,57586817	0,010506889

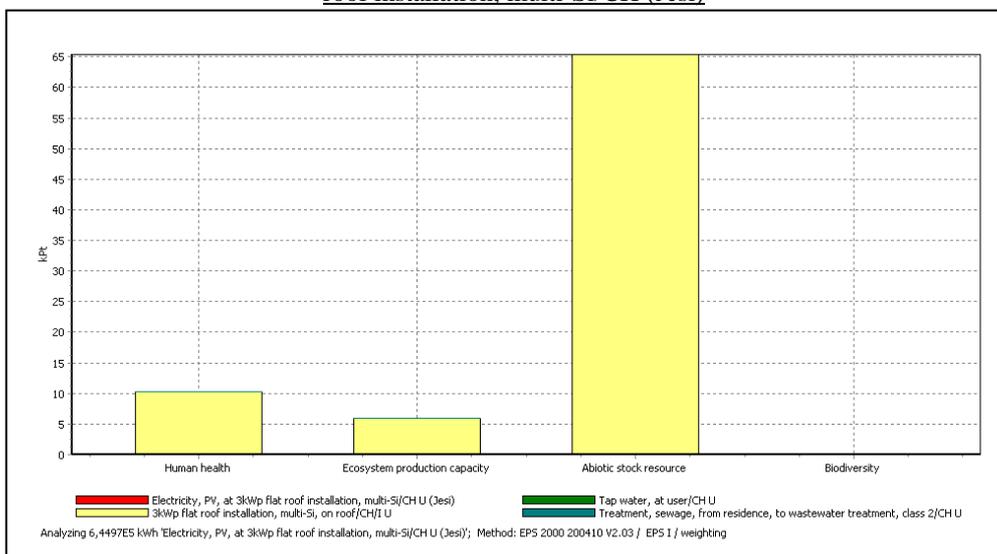
6.45 La caratterizzazione delle impact category secondo EPS 2000 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH (Jesi)

Dall'analisi dei risultati del damage assessment si nota che:

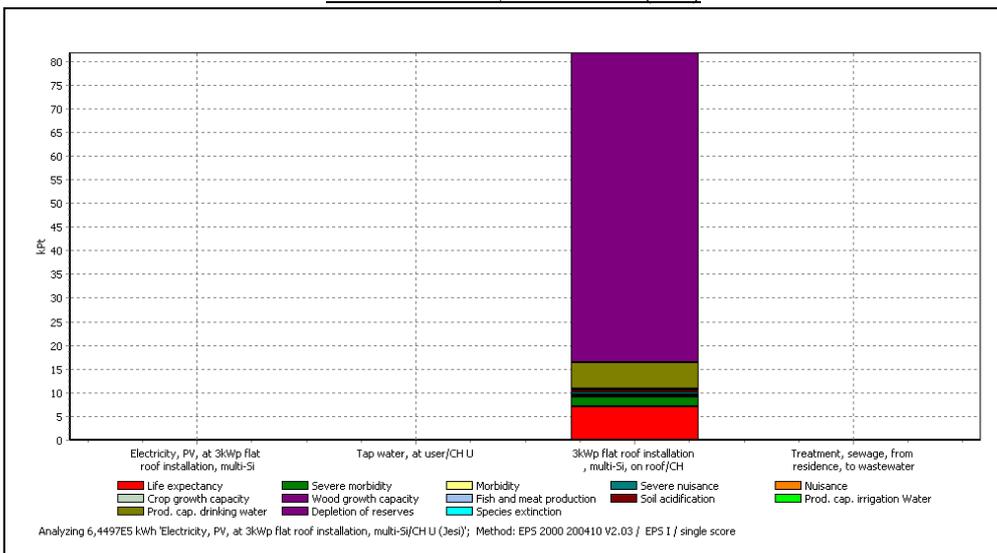
- ✓ in **Human health** il danno è 10299 ELU dovuto per il 33.57% a *Carbon dioxide, fossil* e per il 31.65.% a *PAH, polycyclic aromatic hydrocarbons* in aria. Il processo che produce il danno massimo è 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I (10299 ELU per il 99.996%). La categoria di impatto che produce il danno massimo è **Life expectancy** (7091.6 ELU per il 68.86%).
- ✓ In **Ecosystem production capacity** il danno è 60221 ELU dovuto per il 96.73% a *Water, cooling unspecified natural origin/m3*. Il processo che produce il danno massimo è 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I (60179 ELU per il 99.929%). La categoria di impatto che produce il danno massimo è **Prod. cap. drinking water** (54790 ELU per il 90.98%).
- ✓ In **Abiotic stock resource** il danno vale 65372 ELU.
- ✓ In **Biodiversity** il danno vale 71.589 ELU.



6.46 Il diagramma della valutazione per impact category secondo EPS 2000 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH (Jesi)



6.47 Il diagramma della valutazione per damage category secondo EPS 2000 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH (Jesi)



6.48 Il diagramma della valutazione per single score secondo EPS 2000 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH (Jesi)

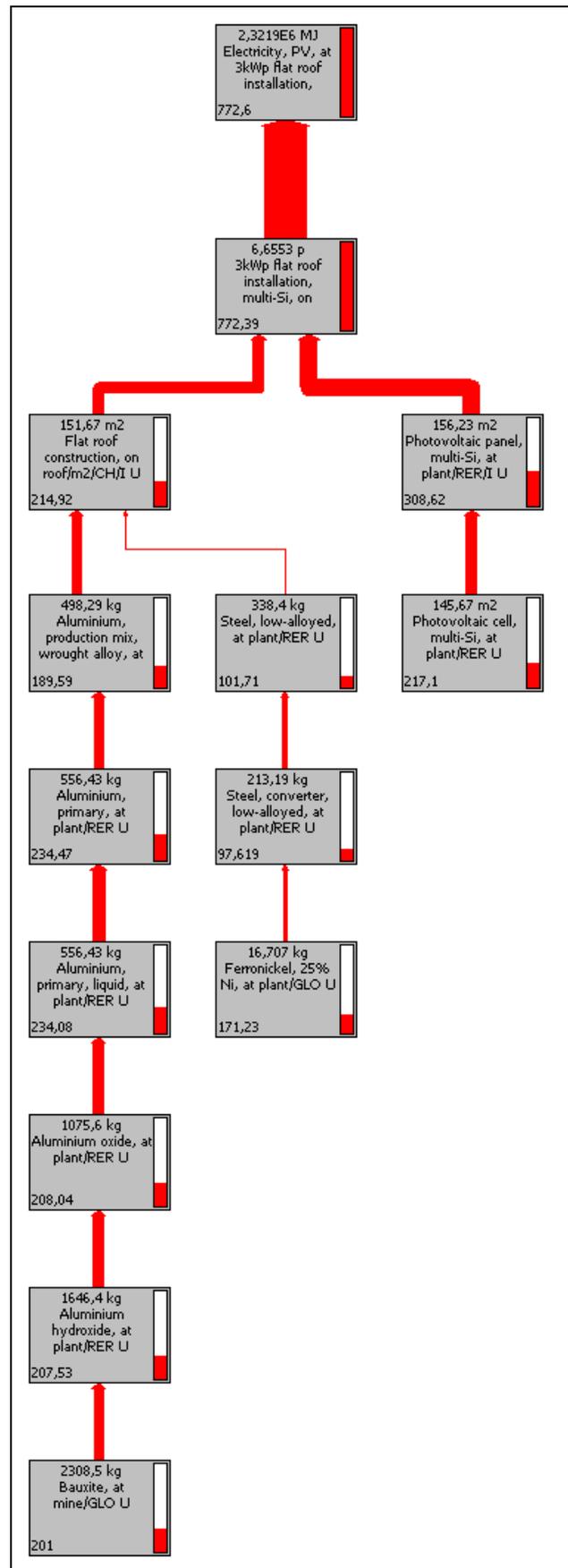
Impact category	Unit	Total	Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi)	Tap water, at user/CH U	3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I U	Treatment, sewage, from residence, to wastewater treatment, class 2/CH U
Total	Pt	81765,06653	0	4,606767352	81757,93027	2,529498713
Life expectancy	Pt	7091,643302	0	0,066830519	7091,331176	0,245295749
Severe morbidity	Pt	2128,572523	0	0,018262037	2128,479433	0,074828057
Morbidity	Pt	259,9541405	0	0,003304207	259,9371539	0,013682379
Severe nuisance	Pt	718,8214339	0	0,001160353	718,8160909	0,004182713
Nuisance	Pt	100,0978661	0	0,001022385	100,0919168	0,004926883
Crop growth capacity	Pt	1,5111647	0	2,13E-05	1,511062617	8,08E-05
Wood growth capacity	Pt	-6,143968078	0	-8,30E-05	-6,143512409	-0,000372704
Fish and meat production	Pt	-0,356135148	0	-3,77E-06	-0,356043925	-8,75E-05
Soil acidification	Pt	0,26534234	0	2,69E-06	0,265325528	1,41E-05
Prod. cap. irrigation Water	Pt	547,8974035	0	0,382108365	547,5104885	0,00480665
Prod. cap. drinking water	Pt	5478,974035	0	3,821083651	5475,104885	0,048066497
Depletion of reserves	Pt	65372,24045	0	0,310457931	65369,80642	2,123568177
Species extinction	Pt	71,58897567	0	0,00260062	71,57586817	0,010506889

6.49 La valutazione secondo EPS 2000 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH (Jesi)

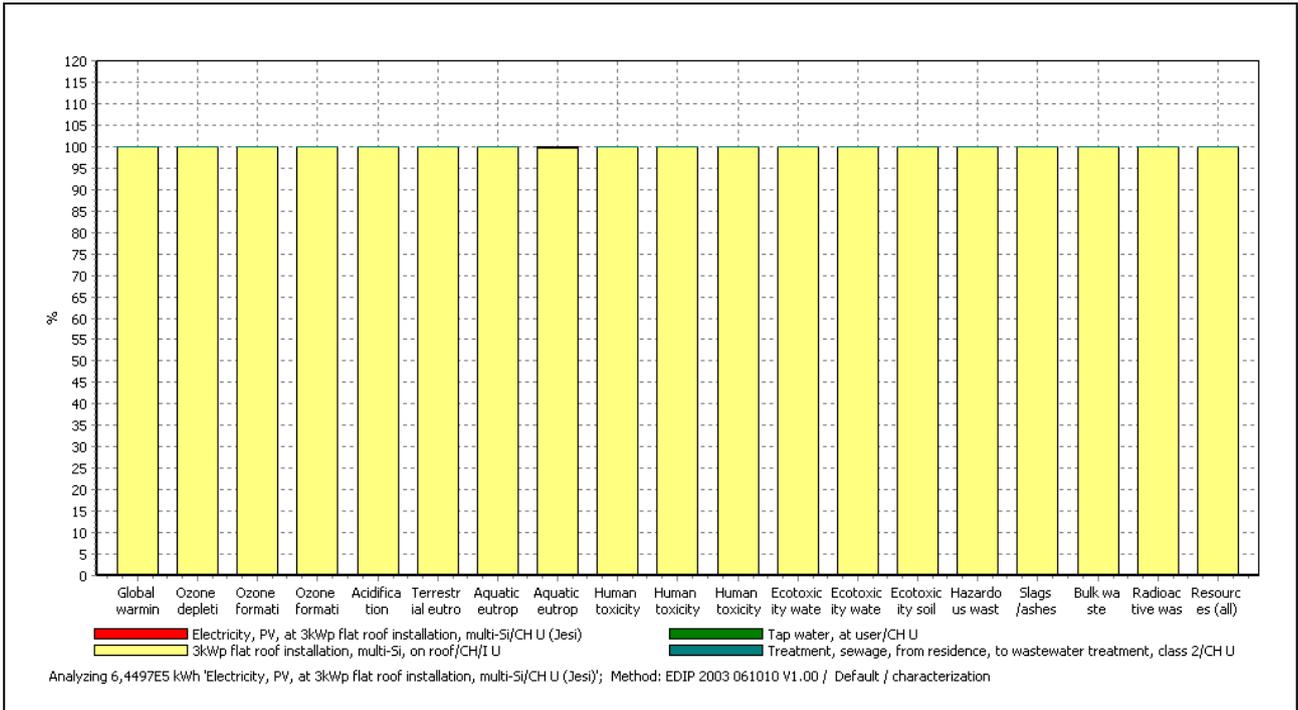
Dall'analisi della valutazione si nota che:

- ✓ Il danno totale vale 81765 ELU(=€) ed è dovuto per il 99.991% all'impianto (3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I);
- ✓ inoltre il danno è dovuto per il 12.6% a **Human health**, per il 7.37% a **Ecosystem production capacity**, per il 79.95% a **Abiotic stock resource** e per lo 0.09% in **Biodiversity**.

### 6.3.5 EDIP 2003



6.50 Il network con EDIP 2003 con un cut-off del 22% del processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi).



6.5.1 Il diagramma della caratterizzazione secondo EDIP 2003 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi)

Impact category	Unit	Total	Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi)	Tap water, at user/CH U	3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I U	Treatment, sewage, from residence, to wastewater treatment, class 2/CH U
Global warming 100a	kg CO2 eq	38262,15689	0	0,562184801	38259,63283	1,961881555
Ozone depletion	kg CFC11 eq	0,007720786	0	3,76E-08	0,007720646	1,02E-07
Ozone formation (Vegetation)	m2.ppm.h	220897,5214	0	2,783468239	220884,3549	10,38304826
Ozone formation (Human)	person.ppm.h	15,80160524	0	0,000197774	15,80068823	0,000719241
Acidification	m2	2833,441532	0	0,027334507	2833,270667	0,143530165
Terrestrial eutrophication	m2	2256,953559	0	0,028357871	2256,693116	0,23208494
Aquatic eutrophication EP(N)	kg N	11,79760528	0	0,000107427	11,77568852	0,021809336
Aquatic eutrophication EP(P)	kg P	0,947931611	0	5,79E-06	0,945370343	0,002555482
Human toxicity air	m3	2305010968	0	191442,1865	2304572125	247401,0309
Human toxicity water	m3	721623,4818	0	19,91002464	721520,5924	82,97937139
Human toxicity soil	m3	9639,055011	0	0,063922357	9623,725344	15,26574432
Ecotoxicity water chronic	m3	9646687,233	0	1420,895084	9643649,977	1616,360784
Ecotoxicity water acute	m3	2933195,972	0	1301,835965	2930358,604	1535,532825
Ecotoxicity soil chronic	m3	28238,86425	0	0,163057548	28234,48361	4,217580577
Hazardous waste	kg	45,95653915	0	3,76E-05	45,95576949	0,000732107
Slags/ashes	kg	51,25067758	0	0,000435142	51,17278064	0,0774618
Bulk waste	kg	4681,290347	0	0,504380252	4678,226579	2,559387359
Radioactive waste	kg	1,432472669	0	0,00013365	1,432258202	8,08E-05
Resources (all)	Pt	556,6926292	0	0,006055376	556,6342181	0,052355726

6.52 La caratterizzazione secondo EDIP 2003 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi)

Dall'analisi dei risultati della caratterizzazione si nota che:

- ✓ in **Global warming** il danno vale 38262 kgCO<sub>2</sub>eq ed è dovuto per l'82.69% a 31641 kg di *Carbon dioxide, fossil* in aria (per il 99.995% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 15.74% in Electricity, at cogen 1MWe lean burn, allocation energy/RER).
- ✓ In **Ozone depletion** il danno vale 0.0077208 kg CFC-11eq ed è dovuto per il 31.78% a 0.049069 kg di *Methane chlorodifluoro-, HCFC-22* in aria (per il 100% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 91.21% in Tetrafluoroethylene, at plant/RER), per il 20.40% a 0.00026252 kg di *Methane bromochlorodifluoro-, Halon 1211* in aria (per il 99.999% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 62.38% in Transport, natural gas, pipeline, long distance/RU), per il 18.05% a 0.0019087 kg di *Methane, tetrachloro-, CFC-10* in aria (per il 99.996% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 73.68% in Trichloromethane, at plant/RER), per il 15.21% a *Methane, dichlorodifluoro-, CFC-12* in aria (per il 100% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 61.24% in Chlorodifluoromethane, at plant/NL) e per il 12.51% a 8.0517E-5 kg di *Methane, bromotrifluoro-, Halon 1301* in aria (per il 99.995% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 36.61% in Crude oil, at production onshore/RME).
- ✓ In **Ozone formation (Vegetation)** il danno vale 2.209E5 m<sup>2</sup>.ppm.h ed è dovuto per il 65.15% a 79.95 kg di *Nitrogen oxides* in aria (per il 99.993% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 11.68% in Electricity, at cogen 1 MWhe lean burn, allocation energy/RER), per il 14.82% a 90.916 kg di *Methane, fossil* in aria (per il 99.997% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 20.93% in Electricity, at cogen 1 MWhe lean burn, allocation energy/RER), per il 14.23% a 43.072 kg di *NM VOC, Non Methane Volatile Organic Compounds, unspecified origin* in aria (per il 99.998% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 65.46% in Photovoltaic cell, multi-Si, at plant/RER).
- ✓ In **Ozone formation (Human)** il danno vale 15.802 person.ppm.h ed è dovuto per il 60.72% a *Nitrogen oxides* in aria e per il 16.69% a *Methane, fossil* in aria, per il 16.08% a *NM VOC, Non Methane Volatile Organic Compounds, unspecified origin* in aria.
- ✓ In **Acidification** il danno vale 2833.4 m<sup>2</sup> ed è dovuto per il 67.49% a 108.04 kg di *Sulfur dioxide* (per il 99.995% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in

particolare per il 11.94% in Copper, primary, at refinery/RLA) e per il 24.27% a *Nitrogen oxides* in aria.

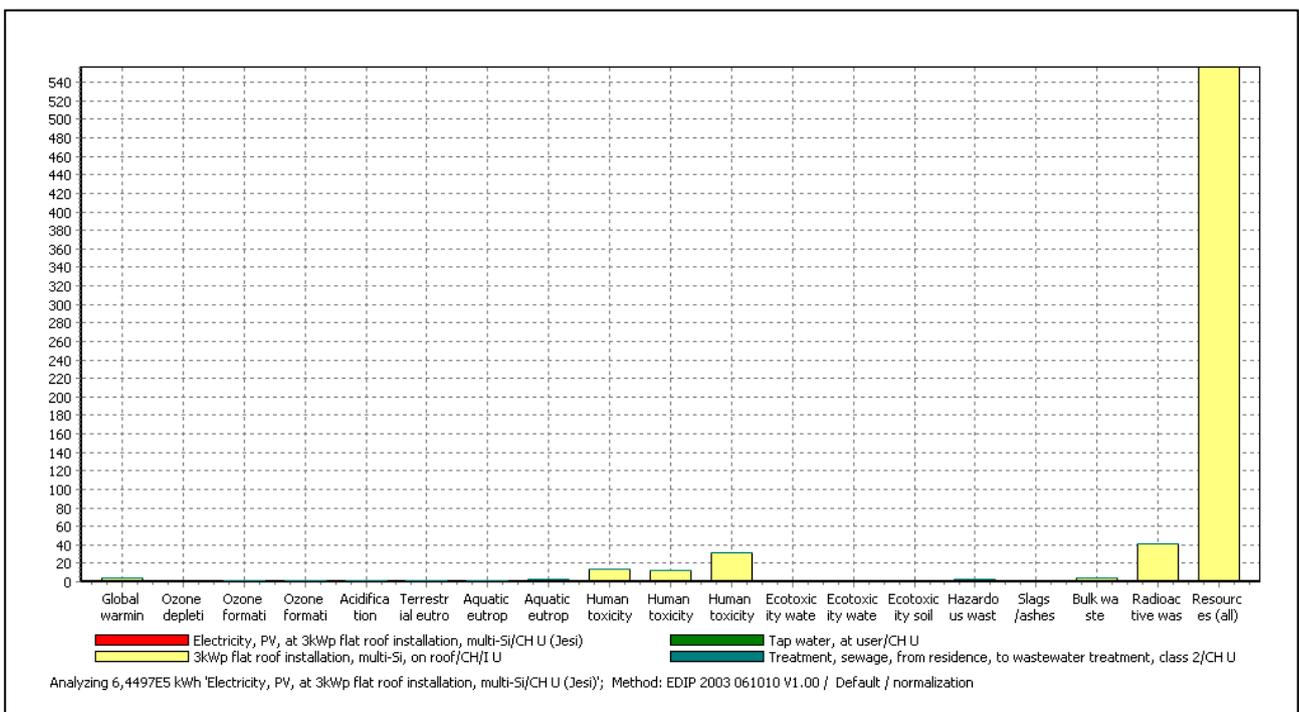
- ✓ In **Terrestrial eutrophication** il danno vale 2257 m<sup>2</sup> ed è dovuto per l'89.98% a *Nitrogen oxides* in aria e per il 10.02% a 2.2399 kg di *Ammonia* in aria (per il 99.949% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 53.47% in Blasting/RER).
- ✓ In **Aquatic eutrophication EP(N)** il danno vale 11.798 kg N ed è dovuto per il 65.08% a *Nitrogen oxides* in aria e per il 21.91% a 19.052 kg di *Nitrate* in acqua (per il 99.23% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per l'86.7% in Treatment, PV cell production effluent, to wastewater treatment, class 3/CH) e per il 8.98% a 1.7965 kg di *Nitrogen* in acqua (per il 99.917% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 85.55% in Multi-Si wafer, at plant/RER).
- ✓ In **Aquatic eutrophication EP(P)** il danno vale 0.94793 kg P ed è dovuto per il 97.88% a 3.195 kg di *Phosphate* in acqua (per il 99.724% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 40.06% in Treatment, PV cell production effluent, to wastewater treatment, class 3/CH).
- ✓ In **Human toxicity air** si ha un danno che vale 2.305E9 m<sup>3</sup> ed è dovuto per il 78.23% a 0.18033 kg di *Benzene* in acqua (per il 99.999% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 89.43% in P-dichlorobenzene, at plant/RER).
- ✓ In **Human toxicity water** si ha un danno che vale 7.2162E5 m<sup>3</sup> ed è dovuto per il 35.85% a 0.0023802 kg di *Mercury* in aria (per il 99.99% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 36.43% in Steel, electric, un-alloyed, at plant/RER), per il 29.38% a 0.66679 kg di *Antimony* in acqua (per il 99.999% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 95.23% in Disposal, plastic, industr.electronics, 15.3% water, to municipal incineration/CH) e per il 22.27% a 0.0014782 kg di *Mercury* in acqua (per il 99.983% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 63.22% in Multi-Si wafer, at plant/RER).
- ✓ In **Human toxicity soil** si ha un danno che vale 9639.1 m<sup>3</sup> ed è dovuto per il 28.64% a 2.8648 kg di *Iron* nel suolo (per il 99.455% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 73.1% in Treatment, PV cell production effluent, to wastewater treatment, class 3/CH), per il 27.03% a *Benzene* in acqua e per il 25.45% a 0.1698 kg di *Benzene* in aria (per il 99.997% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 24.1% in P-dichlorobenzene, at plant/RER).
- ✓ In **Ecotoxicity water chronic** si ha un danno che vale 9.6467E6 m<sup>3</sup> ed è dovuto per il 57.27% a 41.289 kg di *Aluminum* in acqua (per il 99.95% in 3kWp flat roof installation,

multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 46.96% in Disposal, redmud from bauxite digestion, 0% water, to residual material landfill), per l'11.87% a 0.66679 kg di *Antimony* in acqua e per il 10.62% a 0.11253 kg di *Silver* in aria (per il 100% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 99.999% in Photovoltaic cell, multi-Si, at plant/RER).

- ✓ In **Ecotoxicity water acute** si ha un danno che vale 2.9332E6 m3 ed è dovuto per l'85.4% a *Aluminum* in acqua..
- ✓ In **Ecotoxicity soil chronic** si ha un danno che vale 28239 m3 ed è dovuto per il 34.97% a *Silver* in aria, per il 21.24% a 0.089589 kg di *Formaldehyde* in aria (per il 99.996% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 25.77% in Operation, van<3.5t/CH) e per l'8.95% a 0.00023823 kg di *Metribuzin* nel suolo (per il 100% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per l'89.67% in Potatoes IP, at plant/RER).
- ✓ In **Hazardous waste** il danno vale 45.957 kg dovuto per il 100% a 0.028723 m3 di *Volume occupied, underground deposit* (per il 99.998% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 57.12% in Disposal waste, silicon wafer production, 0% water, to underground deposit/DE).
- ✓ In **Slags/ashes** il danno vale 51.251 kg dovuto per il 100% a 0.0022778 m2 di *Transformation, to dump site, slag compartment* (per il 99.848% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 99.98% in Process-specific burdens, slag compartment/CH).
- ✓ In **Bulk waste** il danno vale 4681.3 kg dovuto per il 58.03% a 0.16978 m2 di *Transformation, to dump site, residual material landfill* (per il 99.996% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 97.92% in Process-specific burdens, residual material landfill/CH) e per il 39.35% a 0.081866 m2 di *Transformation, to dump site, inert material landfill* (per il 99.894% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 99.77% in Process-specific burdens, inert material landfill/CH).
- ✓ In **Radioactive waste** il danno vale 1.4325 kg dovuto per il 64.68% a 0.00037058 m3 di *Volume occupied, final repository for low- active radioactive waste* (per il 99.984% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 99.92% in Radioactive waste, in final repository for nuclear waste LLW/CH) e per il 35.33% a 9.3709E-5 m3 di *Volume occupied, final repository for radioactive waste* (per il 99.986% in

3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare per il 99.92% in Radioactive waste, in final repository for nuclear waste SF, HLW, and ILW/CH).

- ✓ In **Resources** si ha un danno che vale 556.69 Pt ed è dovuto per il 36.08% a 648.75 kg di *Aluminium*, 24% in *bauxite*, 11% in *crude ore, in ground* (per il 99.999% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare, per il 99.992% in Bauxite, at mine/GLO), per il 30.56% a 29.091 kg di *Nickel*, 1.98% in *silicates*, 1.04% in *crude ore, in ground* (per il 99.97% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare, per il 99.93% in Ferronickel, 25% Ni, at plant/GLO) e per il 9.4% a 84.563 kg di *Copper*, 2.19% in *sulfide*, *Cu* 1.83% and *Mo* 8.2E-3% in *crude ore, in ground* (per il 99.999% in 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e, in particolare, per il 99.989% in Copper concentrate, at beneficiation/RER).



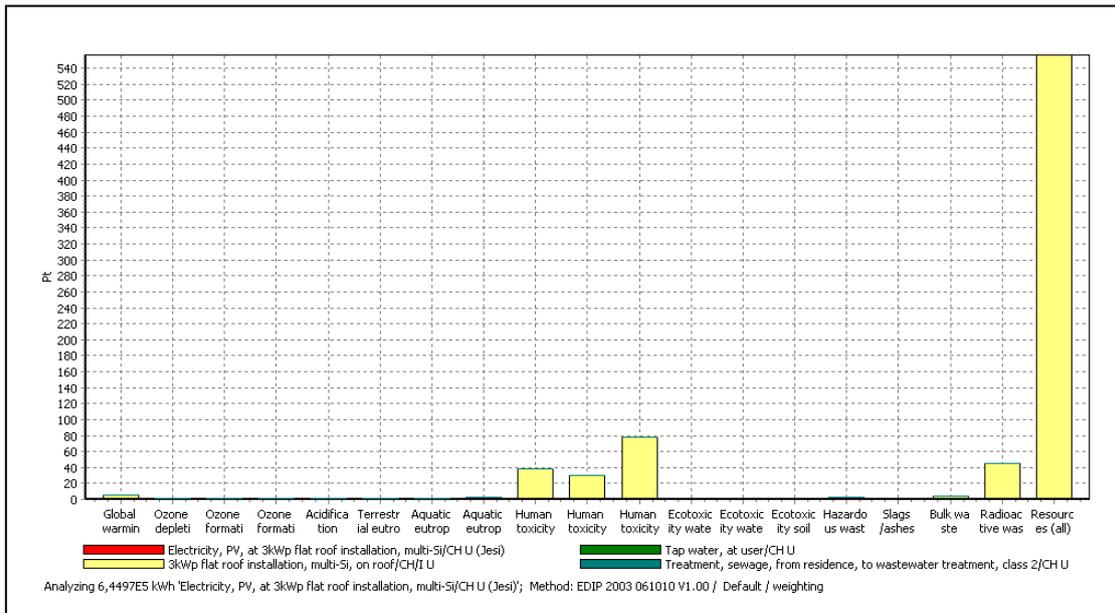
6.53 Il diagramma della normalizzazione delle impact category secondo EDIP 2003 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi)

<b>Impact category</b>	<b>Unit</b>	<b>Total</b>	<b>Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi)</b>	<b>Tap water, at user/CH U</b>	<b>3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I U</b>	<b>Treatment, sewage, from residence, to wastewater treatment, class 2/CH U</b>
Global warming 100a		4,400148043	0	6,47E-05	4,399857775	0,000225616
Ozone depletion		0,074968829	0	3,65E-07	0,074967469	9,95E-07
Ozone formation (Vegetation)		1,577208303	0	1,99E-05	1,577114294	7,41E-05
Ozone formation (Human)		1,580160524	0	1,98E-05	1,580068823	7,19E-05
Acidification		1,289215897	0	1,24E-05	1,289138153	6,53E-05
Terrestrial eutrophication		1,074309894	0	1,35E-05	1,074185923	0,000110472
Aquatic eutrophication EP(N)		0,98274052	0	8,95E-06	0,980914854	0,001816718
Aquatic eutrophication EP(P)		2,312953131	0	1,41E-05	2,306703636	0,006235376
Human toxicity air		13,55346449	0	0,00112568	13,55088409	0,001454718
Human toxicity water		12,19543684	0	0,000336479	12,19369801	0,001402351
Human toxicity soil		31,13414768	0	0,000206469	31,08463286	0,049308354
Ecotoxicity water chronic		0	0	0	0	0
Ecotoxicity water acute		0	0	0	0	0
Ecotoxicity soil chronic		0	0	0	0	0
Hazardous waste		2,219700841	0	1,81E-06	2,219663666	3,54E-05
Slags/ashes		0,146576938	0	1,24E-06	0,146354153	0,000221541
Bulk waste		3,468836147	0	0,000373746	3,466565895	0,001896506
Radioactive waste		40,96871834	0	0,003822387	40,96258459	0,002311369
Resources (all)		556,6926292	0	0,006055376	556,6342181	0,052355726

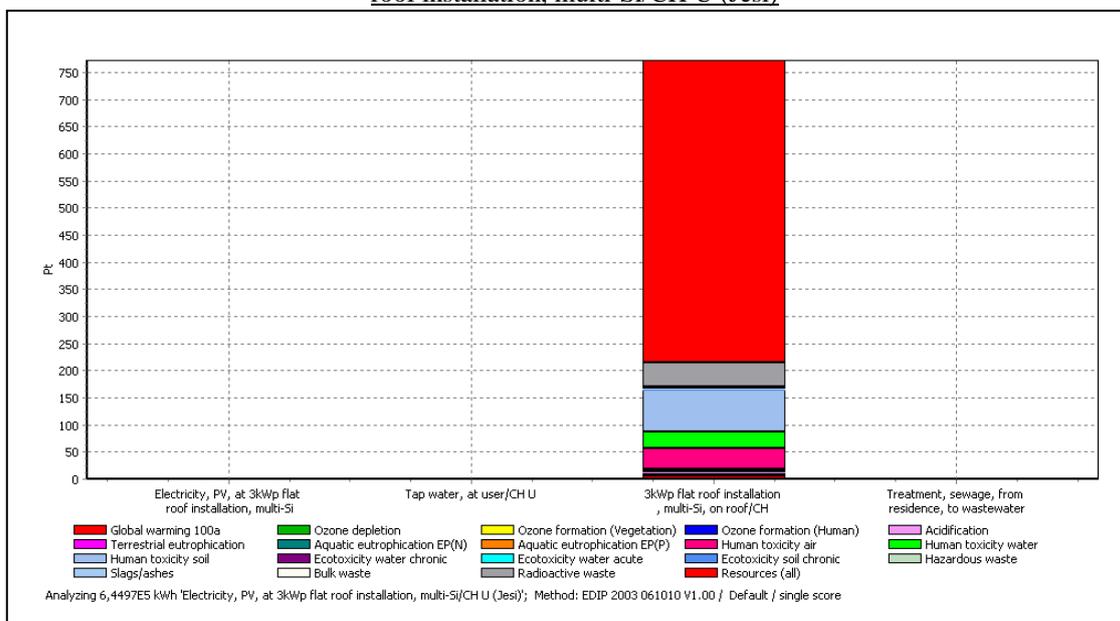
6.54 La normalizzazione secondo EDIP 2003 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi)

Dall'analisi dei risultati della normalizzazione si nota che:

- ✓ in **Global warming 100a** il danno è 4.4001 volte quello prodotto per persona nel 1990;
- ✓ in **Ozone depletion** il danno è 0.074969 volte quello prodotto per persona nel 1990;
- ✓ in **Human toxicity soil** il danno è 31.134 volte quello prodotto per persona nel 1990 in Danimarca;
- ✓ in **Radioactive waste** il danno è 40.969 volte quello prodotto per persona nel 1990 in Danimarca.



6.55 Il diagramma della valutazione per impact category secondo EDIP 2003 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi)



6.56 Il diagramma della valutazione per single score secondo EDIP 2003 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi)

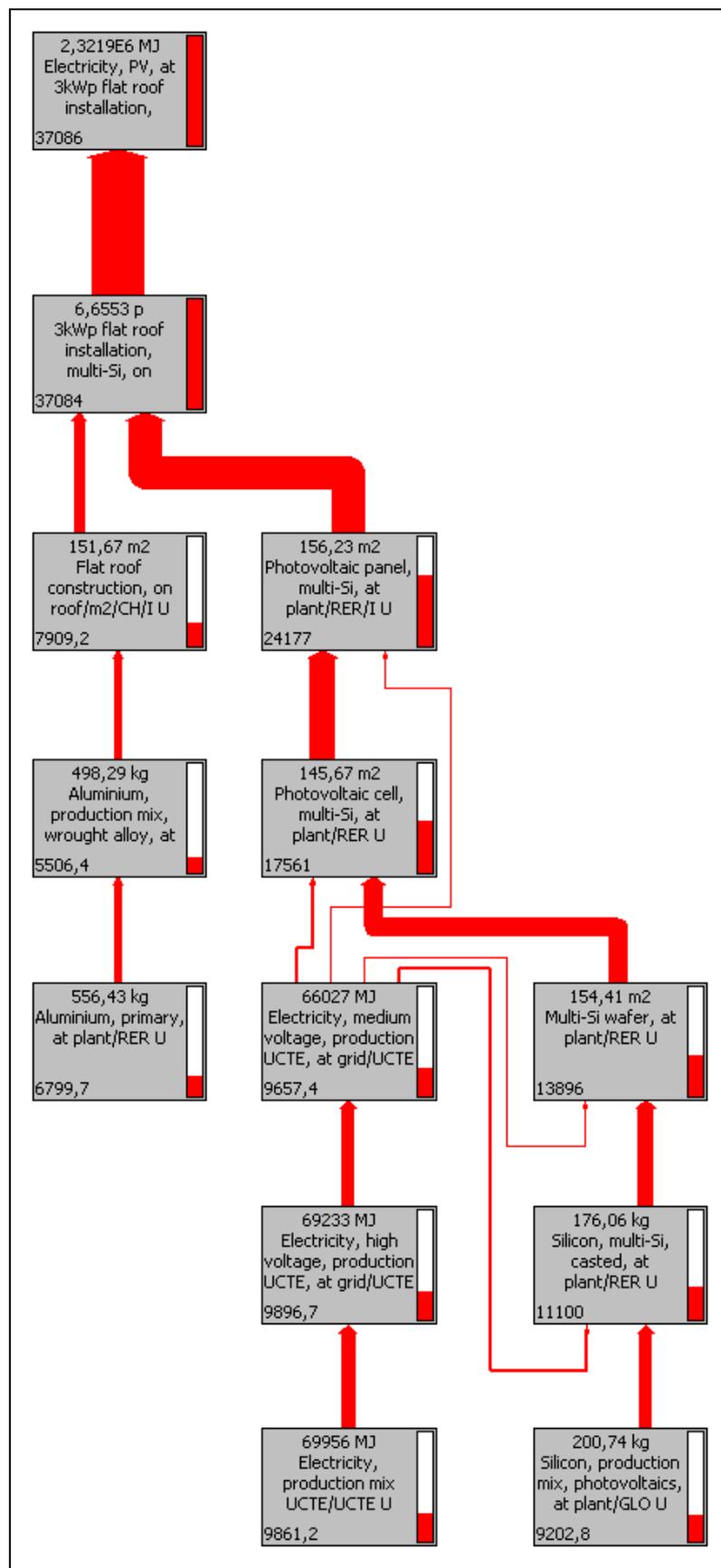
Impact category	Unit	Total	Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi)	Tap water, at user/CH U	3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I U	Treatment, sewage, from residence, to wastewater treatment, class 2/CH U
Total	Pt	772,6038096	0	0,015383839	772,3899374	0,198488382
Global warming 100a	Pt	5,720192456	0	8,40E-05	5,719815108	0,000293301
Ozone depletion	Pt	1,72428306	0	8,40E-06	1,72425178	2,29E-05
Ozone formation (Vegetation)	Pt	1,892649963	0	2,38E-05	1,892537153	8,90E-05
Ozone formation (Human)	Pt	1,896192629	0	2,37E-05	1,896082587	8,63E-05
Acidification	Pt	1,675980666	0	1,62E-05	1,675879599	8,49E-05
Terrestrial eutrophication	Pt	1,289171873	0	1,62E-05	1,289023108	0,000132567
Aquatic eutrophication EP(N)	Pt	1,179288624	0	1,07E-05	1,177097824	0,002180061
Aquatic eutrophication EP(P)	Pt	2,775543757	0	1,69E-05	2,768044364	0,007482452
Human toxicity air	Pt	37,94970058	0	0,003151904	37,94247546	0,004073211
Human toxicity water	Pt	30,48859211	0	0,000841199	30,48424503	0,003505878
Human toxicity soil	Pt	77,83536921	0	0,000516173	77,71158215	0,123270885
Ecotoxicity water chronic	Pt	0	0	0	0	0
Ecotoxicity water acute	Pt	0	0	0	0	0
Ecotoxicity soil chronic	Pt	0	0	0	0	0
Hazardous waste	Pt	2,441670925	0	2,00E-06	2,441630033	3,89E-05
Slags/ashes	Pt	0,161234632	0	1,37E-06	0,160989568	0,000243695
Bulk waste	Pt	3,815719762	0	0,00041112	3,813222485	0,002086157
Radioactive waste	Pt	45,06559018	0	0,004204626	45,05884305	0,002542506
Resources (all)	Pt	556,6926292	0	0,006055376	556,6342181	0,052355726

6.57 La valutazione secondo EDIP 2003 del processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH (Jesi)

Dall'analisi della valutazione si nota che:

- ✓ Il danno totale vale 772.6 Pt ed è dovuto per il 99.972% all'impianto (3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I)
- ✓ Inoltre il danno è dovuto per il 72.05% a **Resources**, per il 10.07% a **Human toxicity soil**, per il 5.83% a **Radioactive waste**, per lo 0.74% a **Global warming 100a**, per lo 0.22% a **Ozone depletion**.

## 6.4 IPCC GWP 100a



6.58 Il network con il metodo IPCC con un cut-off del 18% del processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi).

Impact category	Unit	Total	Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi)	Tap water, at user/CH U	3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I U	Treatment, sewage, from residence, to wastewater treatment, class 2/CH U
IPCC GWP 100a	kg CO <sub>2</sub> eq	37086,19869	0	0,468717089	37083,78091	1,949061482

6.59 La caratterizzazione secondo IPCC del processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi)

Dai risultati si ottiene: che l'anidride carbonica equivalente è pari a 37086,19869 kg CO<sub>2</sub> eq.

## 6.5 Conclusioni

Dall'analisi dei risultati si nota che per i tutti i metodi, escluso IMPACT 2002 il danno del pannello è dovuto principalmente all'esaurimento delle risorse, mentre con IMPACT 2002 il danno maggiore è causato alla salute umana.

Per tutti i metodi il componente che produce il danno massimo è il pannello.

L'efficienza di conversione data dal rapporto dell'energia non rinnovabile (consumata durante la fase di produzione) e quella rinnovabile (prodotta durante la vita utile dell'impianto) è pari a 3,9% con Eco-Indicator99 mentre con IMPACT 2002 è 3,61%.

Confrontando i valori dei kg CO<sub>2</sub> eq si evince che il contributo all'effetto serra con IMPACT 2002 è pari a 36061,57394 kg CO<sub>2</sub> eq, con EDIP 2003 è di 38262,15689 kg CO<sub>2</sub> eq, mentre con IPCC è di 37086,19869 kg CO<sub>2</sub> eq.

## 7 Analisi di sensibilità

In questo capitolo saranno affrontate diverse problematiche, quali il riciclo dei pannelli, il confronto tra le diverse tecnologie FV, la comparazione dell'impatto ambientale tra le fonti rinnovabili e quelle non ed infine la riduzione del fabbisogno energetico dovuto all'inserimento di uno strato di isolante.

Per queste analisi sarà utilizzata una versione modificata del Metodo IMPACT (versione 300910) con l'inserimento nella categoria di impatto **Minerals** della risorsa Cadmium nelle due forme:

- ✓ *Cadmium;*
- ✓ *Cadmium, 0.30% in sulfide, Cd 0.18%, Pb, Zn, Ag, In, in ground.*

Il Metodo nella nuova versione è indicato col nome: IMPACT 300910 (310111).

Come fattore di caratterizzazione si è assunto il valore 314.136 MJ surplus/kg ottenuto dal procedimento descritto di seguito. Per determinare il fattore di caratterizzazione di tali sostanze si è preso come riferimento il fattore di caratterizzazione che Cadmium ha in EPS (29100) e si è considerato il rapporto tra i fattori di caratterizzazione della sostanza Chromium in IMPACT (0.9165) e in EPS (84.9) supponendo che tale rapporto si mantenga costante anche per il Cd:  $0.9165/84.9=x/29100$  perciò il fattore di caratterizzazione utilizzato è  $x=314.136$  MJ surplus/kg.

### 7.1 Il riciclo dei moduli FV: confronto tra le diverse ipotesi

Nei successivi paragrafi verranno presentate quattro diverse ipotesi di riciclo dell'impianto fotovoltaico e degli impianti ad esso connessi (elettrico, di sostegno ed inverter).

Dopo averle descritte e averle analizzate tramite IMPACT modificato, verranno confrontate tra loro.

#### 7.1.1 Ipotesi 1

Per prima cosa verrà definito il concetto di prodotto evitato, dopo di che sarà descritta e sviluppata la prima ipotesi.

Il prodotto evitato può essere considerato come risultante dal seguente ragionamento:

- ✓ per produrre un prodotto è necessaria una certa quantità di materiale;
- ✓ se al termine della sua vita utile il prodotto viene riciclato si ottiene un materiale secondario che serve per produrre un secondo prodotto uguale al primo;
- ✓ se il processo di riciclo non prevede perdita di massa, con il materiale di partenza si potrebbero ottenere infiniti prodotti e i soli danni sarebbero dovuti alla fabbricazione del prodotto primario (energie, emissioni, acqua, ausiliari), perciò in questo caso non ci sarebbe consumo di materiale;

- ✓ se il processo di riciclo prevede una perdita di massa del 10%, per la produzione di ogni prodotto successivo al primo sarebbe necessaria l'aggiunta di nuovo materiale. Dopo la produzione di 10 prodotti, il materiale servito per il primo prodotto (P<sub>1</sub>) sarebbe esaurito. Durante ciascuna delle 10 produzioni del materiale iniziale viene usata una quantità che è proporzionale ai termini della serie dei numeri primi: P<sub>1</sub>·(Σ (da 1 a 10) N). La somma della serie vale: (1/10·(10+1)/10)·P<sub>1</sub>/2=5.5·P<sub>1</sub>. Da tale ragionamento si può concludere che il materiale usato per il processo, se viene riciclato con una perdita del 10% per ogni prodotto, è come se venisse usato per 5.5 prodotti senza alcuna perdita. In questo caso il consumo di materiale per ciascuno dei 5.5 prodotti è rappresentato da P<sub>1</sub>/5.5.
- ✓ Quindi se l'LCA studiato considera il consumo di P<sub>1</sub>, nel processo di riciclo deve essere considerato un prodotto evitato x che vale P<sub>1</sub>-x = P<sub>1</sub>/5.5. Da cui si ottiene: x = P<sub>1</sub>(1-1/5.5)=4.5·P<sub>1</sub>/5.5. In generale, se il numero di ricicli del primo prodotto è n, il prodotto evitato si ottiene con il seguente procedimento:  
 numero di prodotti senza perdite: 1/n· (n· (n+1)/2) = (n+1)/2  
 x=P<sub>1</sub>· (1-1/(n+1)/2)= P<sub>1</sub>(n-1)/(n+1)
- ✓ Dalla espressione ricavata si può notare che aumentando il numero di ricicli il prodotto evitato tende a P<sub>1</sub>. Ciò significa che il concetto del prodotto evitato è tanto più reale o scientifico, quanto più il numero di ricicli senza perdite ottenibile da un prodotto, è grande.

La prima ipotesi di riciclo si estende dalla raccolta dei materiali fino alla produzione del prodotto secondario. Per quanto riguarda i materiali dell'impianto elettrico, della struttura di sostegno e dell'inverter questi vengono raccolti, separati in modo da ottenere i materiali costituenti dai quali verrà prodotto il materiale secondario, rappresentato da un semilavorato che poi dovrà essere sottoposto a trattamenti successivi a seconda degli scopi futuri per i quali verrà utilizzato; perciò il 95% di questi prodotti viene recuperato, mentre il 5% viene inviato in discarica.

<b>Materiale</b>	<b>kg/m<sup>2</sup></b>	<b>% in massa</b>	<b>Tasso di recupero %</b>
Vetro	10,0	74,16	90
Alluminio	1,39	10,3	100
Celle solari	0,47	3,48	90
EVA, Tedlar	1,37	10,15	-
Ribbons	0,10	0,75	95
Adesivo, ecc.	0,16	1,16	-

7.1La tabella mostra le quantità recuperate dei vari componenti che costituiscono un impianto fotovoltaico. I dati sono stati rilevati dal sito <http://www.nextville.it>

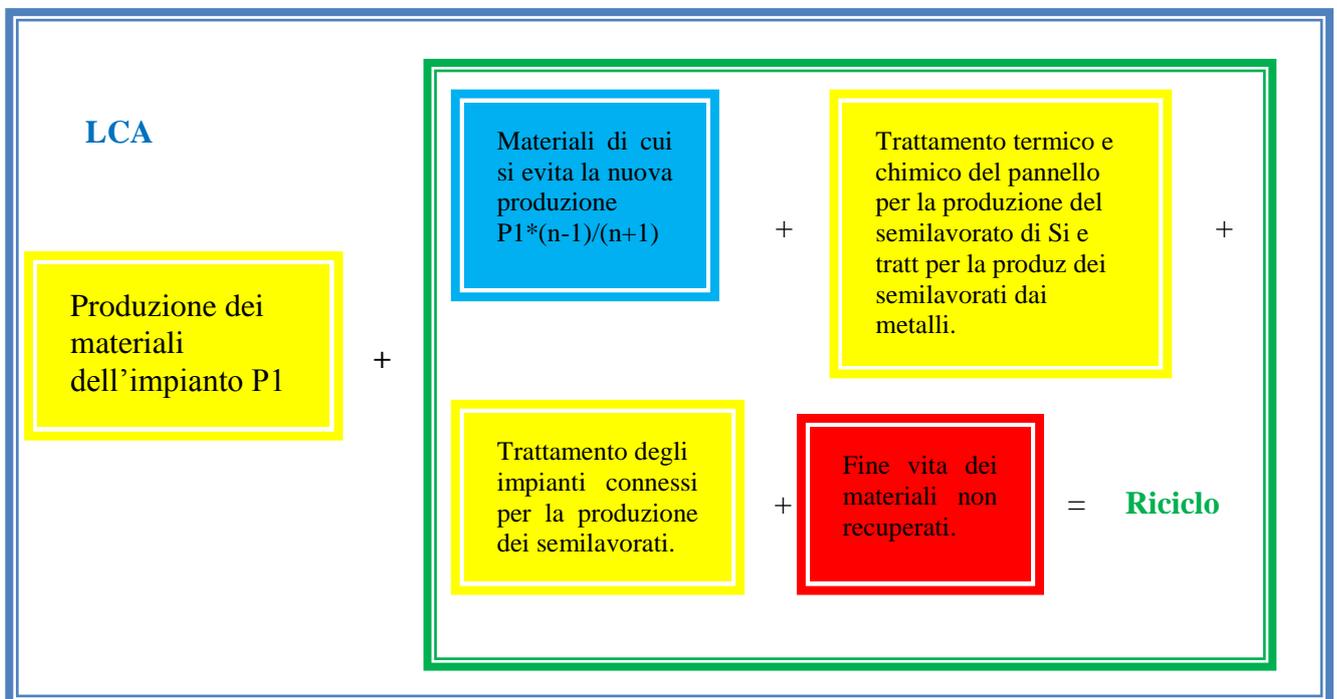
Il riciclo dei pannelli è costituito dalle seguenti fasi:

- ✓ raccolta con trasporto da Jesi a Freiberg, dove è situata la struttura per il riciclaggio dei pannelli;
- ✓ trattamento termico per la separazione delle celle, dai metalli (alluminio, acciaio e rame) e dal vetro;
- ✓ trattamento chimico delle celle FV per il recupero del silicio multi-Si casted.

La produzione del materiale secondario per quanto riguarda la lavorazione dei metalli comprende il processo di frantumazione, di fusione e il conseguente consolidamento sottoforma di filo e/o vergella a seconda del metallo trattato. Invece il vetro solare proveniente dai pannelli a fine vita viene lavorato per ottenere un vetro da packaging, anche questo trattamento passerà attraverso le fasi di frantumazione, fusione e consolidamento.

In questa ipotesi i semilavorati ottenuti dal processo di riciclo verranno trattati come prodotti evitati. Gli scarti che derivano dai materiali che non possono essere recuperati verranno inviati in discarica per essere smaltiti.

Nel paragrafo successivo verranno descritti più nel dettaglio i trattamenti chimici e termici sviluppati da DS ed applicati al nostro caso.



7.2 Schema del processo di riciclo, secondo la prima ipotesi, applicato al pannello e agli impianti connessi.

### 7.1.1.1 Il processo di riciclo di DS applicato al nostro caso

Nell'impianto di DS è stata sviluppata una metodologia che consente il riciclo del silicio multicristallino, proveniente dai pannelli nella fase di end of life, per la produzione di nuovi wafer o per il suo utilizzo in altri ambiti, quale il mercato dei semiconduttori o della ceramica.

Il processo di riciclo si compone di due fasi principali:

- ✓ durante la prima fase viene effettuato un processo termico;
- ✓ nella seconda fase si sviluppa un trattamento chimico.

#### 7.1.1.1.1 Il trattamento termico

Il processo applicato da DS prevede il trattamento termico per disassemblare i componenti metallici (alluminio, rame, acciaio) dal vetro. Questo trattamento avviene in una fornace industriale alla temperatura di 600°C. [19]

Si è supposto che tale fornace abbia una forma cubica il cui lato sia lungo un metro, il materiale delle sue pareti è costituito da materiale refrattario, da uno strato isolante ed acciaio. La parete del forno ha uno spessore di 0,46 m e la sua trasmittanza unitaria è pari a 0,005 W/mK dai quali si ottiene un coefficiente globale di scambio termico pari a 92 W/m<sup>2</sup>K.

Devono essere considerati due fenomeni per il riscaldamento del pannello:

- ✓ In primo luogo il pannello deve raggiungere una temperatura pari a 600°C, per cui l'energia spesa per tale processo è influenzata dai diversi calori specifici di cui è costituito modulo fotovoltaico. Il peso totale del modulo di 23.474 m<sup>2</sup> è pari a 342,586 kg; il quale è costituito dalle seguenti quantità: alluminio 61.85193 kg (C<sub>p</sub><sub>alluminio</sub> = 880J/kg°C); vetro 212.94 kg (C<sub>p</sub><sub>vetro</sub> = 795J/kg°C); rame 2.63145 kg (C<sub>p</sub><sub>rame</sub> = 385J/kg°C); silicio 30.2589 kg (C<sub>p</sub><sub>silicio</sub> = 700J/kg°C); acciaio 34.397 kg (C<sub>p</sub><sub>acciaio</sub> = 502J/kg°C). La rimanente parte di 0.50672 kg (=342.586 – 342.07928) è costituita da 0.198312 kg argento (C<sub>p</sub><sub>argento</sub> = 232J/kg°C) perciò si assume che abbia il calore specifico di tale materiale. Perciò la potenza richiesta dal processo è pari a:

$$Q_1 = m \cdot C_p \cdot \Delta T =$$
$$= (61.85193 \cdot 880 + 212.94 \cdot 795 + 2.63145 \cdot 385 + 30.2589 \cdot 700 + 34.397 \cdot 502 + 0.50672 \cdot 232) \cdot 580 \cdot 10^{-6} = 152,71179 \text{ MJ}$$

- ✓ in secondo luogo il forno deve mantenere la temperatura di 600°C per un minuto in modo tale che il pannello possa essere disassemblato; l'energia necessaria è pari a 5.336 kWh. Tale valore è ricavato come segue:

La potenza vale  $Q_2 = k/s \cdot S \cdot \Delta T$  dove:  $k/s = 92 \text{ W/m}^2\text{K}$ ;  $S = 6 \cdot 1 \cdot 1 = 6 \text{ m}^2$ ;  $\Delta T = 600 - 20 = 580 \text{ °C}$

Sostituendo si ottiene:  $Q_2=92 \cdot 6 \cdot 580/1000=320.16\text{kW}$

tempo di riscaldamento a  $600^\circ\text{C}$ : 1 min (ipotesi)  $T_{\text{ambiente}}=20^\circ\text{C}$ ;

Energia consumata:  $E_2 = 20.16\text{kW} \cdot 1 \text{ h}/60 = 5.336\text{kWh}$ .

### 7.1.1.1.2 Il trattamento chimico

La procedura per il trattamento chimico utilizzata nella nostra analisi considera le seguenti due fasi. Durante la prima fase avviene la rimozione del rivestimento di alluminio per la quale viene utilizzata una soluzione acquosa al 30% di KOH con una temperatura di  $60-80^\circ\text{C}$  per circa 2-3 minuti. Supponiamo che l'idrossido di potassio necessario per la reazione sia di 150 ml/cella, mentre la densità della soluzione è pari a 1.165 g/ml. Il numero di celle presente in un  $1 \text{ m}^2$  di pannello è pari a 37.6 ( $=1/0.02662=37.56$ , l'area di una cella è di  $0.02662 \text{ m}^2$ ), quindi le celle in  $23.474 \text{ m}^2$  sono ( $23.474 \cdot 37.6 = 882.6224$ ) 882.62. La quantità di soluzione di idrossido di potassio necessaria per un pannello di  $23.474 \text{ m}^2$  è di  $(150 \cdot 1,165 \cdot 882.62=) 1.5424 \cdot 10^5 \text{ g}$ .

La reazione si è ipotizzato che avvenga a  $70^\circ\text{C}$  per 2.5 minuti, perciò dovremo considerare l'energia necessaria per riscaldare il pannello fino a tale temperatura e quella per il suo mantenimento. Le quantità di materiali rimanenti dal trattamento termico sono le seguenti: alluminio = 0,12893 kg ( $C_{p\text{alluminio}} = 880\text{J/kg}^\circ\text{K}$ ); silicio = 30.2589 kg ( $C_{p\text{silicio}} = 700\text{J/kg}^\circ\text{K}$ ); argento = 0.198312kg ( $C_{p\text{argento}} = 232\text{J/kg}^\circ\text{K}$ ). Dalla relazione  $Q_1=m \cdot C_p \cdot DT$  otteniamo che l'energia necessaria per riscaldare il pannello corrisponde a  $(30,2589 \cdot 700 + 0,12893 \cdot 880 + 0,19831 \cdot 232) \cdot (70-20) \cdot 1\text{E}-6 \text{ MJ}$ . Mentre la potenza necessaria per mantenere la temperatura del forno a  $70^\circ\text{C}$  è calcolata come segue:  $Q_2=k/s \cdot S \cdot DT$ , dove:  $k/s=92\text{W/m}^2\text{K}$   $S=6 \cdot 1 \cdot 1=6\text{m}^2$  (si suppone un forno cubico di lato pari a 1m);  $DT=70-20$ . Sostituendo si ottiene:  $Q_2=92 \cdot 6 \cdot 50=27.6\text{kW}$ . Il tempo di riscaldamento a  $70^\circ\text{C}$  è di 2.5 minuti perciò la potenza necessaria è pari a  $E_2=27.6\text{kW} \cdot 2.5/60\text{h}=1.15\text{kWh}$ .

Nella seconda fase avviene la rimozione dell'argento, dello strato AR e della giunzione n-p, durante la quale si utilizza una miscela di corrosione così composta: 250 ml di  $\text{HNO}_3$  (65%), 150 ml HF (40%), 150 ml  $\text{CH}_3\text{COOH}$  (99,5%) e 3 ml  $\text{Br}_2$ ; ad una temperatura di circa  $40^\circ\text{C}$  per 9 secondi.

E' stato utilizzato l'acido nitrico al 50% in acqua, dato che sono necessari 250 ml per ogni cella contenuta nel pannello di  $23.474 \text{ m}^2$  il peso della soluzione è pari a  $250 \cdot 882,62 = 220655 \text{ g}$ .

La quantità di fluoruro di idrogeno è stata calcolata come in precedenza ed è pari a  $150 \cdot 882.62 = 1.3239\text{E}5 \text{ g}$ .

L'acido acetico utilizzato è al 98% in  $\text{H}_2\text{O}$  considera l'Unità e il peso totale della soluzione è pari a  $150 \cdot 882.62 = 1.3239\text{E}5 \text{ g}$ .

Il Bromine ( $\text{Br}_2$ ) ha una densità di 3.12 g/ml, dato che la quantità richiesta è di 3 ml per cella, il peso totale della soluzione è pari a  $3 \cdot 3.12 \cdot 882.62 = 8261.3 \text{ g}$ .

Questa reazione avviene a 40 °C per 9 secondi, per cui dovremo calcolare l'energia necessaria per il riscaldamento delle celle e quella per il mantenimento della temperatura all'interno del forno.

L'energia per il riscaldamento delle celle è pari a:

$$Q1 = m \cdot C_p \cdot \Delta T = (30,2589 \cdot 700 + 0,19831 \cdot 232) \cdot (40 - 20) \cdot 10^{-6} \text{ MJ}$$

dove Silicio: 30.2589kg  $C_{p\text{silicio}}$ : 700J/kg°K Argento: 0.198312kg  $C_{p\text{argento}}$ : 232J/kg°K.

Mentre l'energia necessaria alla fase di mantenimento della temperatura del forno a 40°C è

$$E2 = k/s \cdot S \cdot \Delta T \cdot t = 320.16 \text{ kW} \cdot 9/3600 \text{ h} = 0.0276 \text{ kWh}$$

con  $k/s = 92 \text{ W/m}^2\text{K}$ ,  $S = 6 \cdot 1 \cdot 1 = 6 \text{ m}^2$ ,  $\Delta T = 40 - 20 \text{ °C}$ .

### 7.1.1.2 Il processo dell'ipotesi 1

L'unità funzionale analizzata è costituita da un pannello di dimensioni di 23,474 m<sup>2</sup>, il quale contiene 964.579 (=23,474/0.024336) celle di area pari a 0.156\*0.156=0.024336m<sup>2</sup>.

PRODOTTI EVITATI	Quantità	Valore	U.d.m.	Impiego
Aluminium, production mix, wrought alloy, at plant/RER U	3,2852*22,79	74,870	kg	Imp. di sostegno
Steel, low-alloyed, at plant/RER U	0,3479 *22,79	7,929	kg	Imp.di sostegno
Copper, at regional storage/RER U	14,7	14,7	kg	Imp. Elettrico
Brass, at plant/CH U	0,02	0,02	kg	Imp. Elettrico
Zinc, primary, at regional storage/RER U	0,04	0,04	kg	Imp. Elettrico
Steel, low-alloyed, at plant/RER U	0,86	0,86	kg	Imp. Elettrico
Aluminium, production mix, cast alloy, at plant/RER U	1,4*2,4	3,36	kg	Inverter
Copper, at regional storage/RER U	5,51*2,4	13,224	kg	Inverter
Steel, low-alloyed, at plant/RER U	9,8*2,4	23,52	kg	Inverter
Aluminium alloy, AlMg3, at plant/RER U	2,6294*23,474	61,723	kg	Alluminio pannello:ric100%
Solar glass, low-iron, at regional storage/RER U	0,9*10,079*23,474	212,935	kg	Vetro pannello:ric90%
Copper, at regional storage/RER U	0,95*0,11269*23,474	2,513	kg	Contatti pannello:ric.95%
Nickel, 99.5%, at plant/GLO U	0,95*0,00016277*23,474	0,00363	kg	Contatti pannello:ric.95%
Copper, at regional storage/RER U	0,95*0,606*0,0087647*23,474	0,118	kg	Contatti pannello:ric.95%
Zinc, primary, at regional storage/RER U	0,95*0,404*0,0087647*23,474	0,078964	kg	Contatti pannello:ric.95%
Silver, at regional storage/RER U	0,95*0,8383*0,0073964*0,93241*23,474	0,128925	kg	Contatti cella: ric95%
Lead, primary, at plant/GLO U	0,95*0,0505*0,0073964*0,93241*23,474	0,007767	kg	Contatti cella: ric95%
Silver, at regional storage/RER U	0,95*0,6767 *0,004931*0,93241*23,474	0,069382	kg	Contatti cella: ric95%
Lead, primary, at plant/GLO U	0,95*0,0808 *0,004931*0,93241*23,474	0,008284	kg	Contatti cella: ric95%
Aluminium, primary, at plant/RER U	0,95*0,0808 *0,07191*0,93241*23,474	0,120814	kg	Contatti cella: ric95%
Steel, low-alloyed, at plant/RER U	1,4826*1,06*0,93241*23,474	34,397	kg	Wafer
Brass, at plant/CH U	0,00745*1,06*0,93241*23,474	0,172845	kg	Wafer
Silicon, multi-Si, casted, at plant/RER U	0,9*1,1402*1,06*0,93241*23,474	23,808	kg	Wafer: riciclo Si 90%

7.3 Prodotti Evitati del processo Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 1(tr.term. e ch.)Jesi 070211.

Materiali/Combustibili	Quantità	Valore	U.d.M	Impiego
Potassium hydroxide, at regional storage/RER U	150*1,165*882,62	154237,8	g	150ml/cella; densità sol1.165g/ml
Nitric acid, 50% in H2O, at plant/RER U	250*882,62	220655	g	HNO3 al 65% 250 ml/cella
Hydrogen fluoride, at plant/GLO U	150*882,62	132393	g	HF al 40% 150 ml/cella
Acetic acid, 98% in H2O, at plant/RER U	150*882,62	132393	g	CH3COOH 150ml/cella
Bromine	3*3,12*882,62	8261,323	g	Br2 3ml/cella con3.12g/ml

7.4 Materiali e Combustibili del processo Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 1(tr.term. e ch.)Jesi 070211.

Elettricità/Trasporti	Quantità	Valore	U.d.M	Impiego
Transport, lorry >28t, fleet average/CH U	342,586*1200	411103,2	kgkm	Trasporto pannello 1200km
Heat, natural gas, at industrial furnace >100kW/RER U	$(61,85193*880+212,94*795+2,63145*385+30,2589*700+34,397*502+0,50672*232)*580E-6$	152,71179	MJ	Riscaldamento del pannello da 20°C (tambiente) a 600°C; $Q1=m*Cp*DT$
Heat, natural gas, at industrial furnace >100kW/RER U	$92*6*580/1000*1/60$	5,336	kWh	Mantenimento del forno a 600°C; $Q2=k/s*S*DT$ ; tempo di riscaldamento a 600°C: 1min(hp); $E2=Q2*trisc$
Heat, natural gas, at industrial furnace >100kW/RER U	$(30,2589*700+0,12893*880+0,19831*232)*(70-20)*1E-6$	1,0670348	MJ	Riscaldamento delle celle da 20 a 70°C (rimozione dell'Al con KOH) per 2-3min: $Q1=m*Cp*DT$
Heat, natural gas, at industrial furnace >100kW/RER U	$92*6*50*2.5/60*1E-3$	1,15	kWh	Riscaldamento a 70 °C (separazione Al): fase di mantenimento della temperatura del forno a 70° per 2,5 min. $Q2=k/s*S*DT$ ; $E2=Q2*trisc$
Heat, natural gas, at industrial furnace >100kW/RER U	$(30,2589*700+0,19831*232)*(40-20)*1E-6$	0,4245448	MJ	Riscaldamento celle senza Al da 20 a 40°C (rimozione Ag, giunzione n-p e strato AR) per 9sec: $Q1=m*Cp*DT$
Heat, natural gas, at industrial furnace >100kW/RER U	$92*6*20*9/3600*1E-3$	0,0276	kWh	Riscaldamento a 40 °C(separazione del Si e Ag e altri metalli): fase di mantenimento del forno a 40°C per 9 sec; $Q2=k/s*S*DT$ ; $E2=Q2*trisc$
Aluminium, secondary, from old scrap, at plant/RER U	2,6294*23,474	61,722536	kg	Produzione Al secondario dall'Al del pannello (riciclo 100%)
Packaging glass, green, at plant/RER U	0,9*10,079*23,474	212,935	kg	Produzione vetro secondario dal vetro del pannello (riciclo 90%)

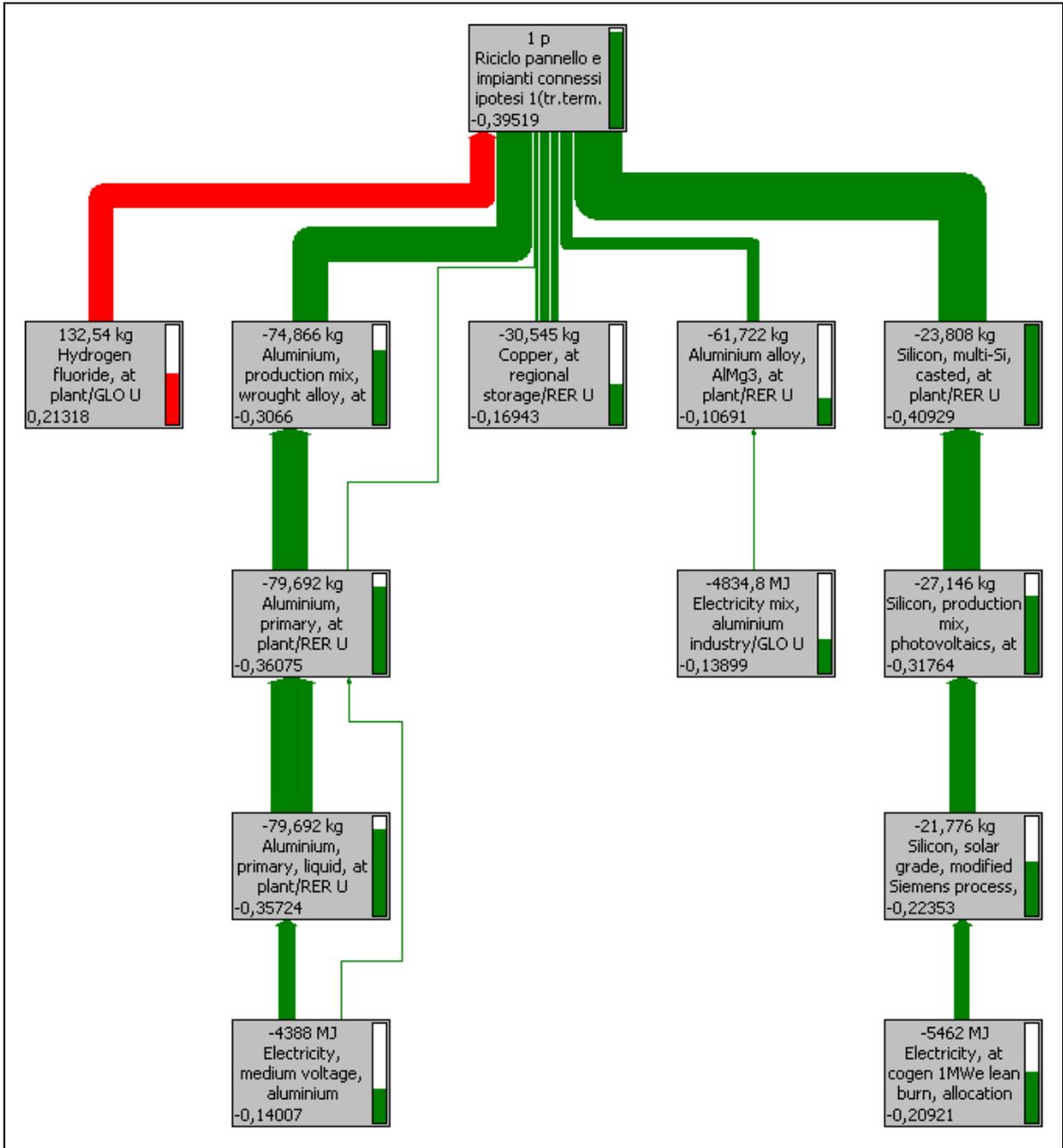
Copper, secondary, from electronic and electric scrap recycling, at refinery/SE U	0,95*0,11269*23,474	2,5130208	kg	Produzione Cu secondario dal Cu del pannello (riciclo 95%)
Nickel, secondary, from electronic and electric scrap recycling, at refinery/SE U	0,95*0,00016277*23,474	0,0036298	kg	Produzione Ni secondario dal Ni del pannello (riciclo 95%)
Copper, secondary, from electronic and electric scrap recycling, at refinery/SE U	0,95*0,606*0,0087647*23,474	0,118446	kg	Produzione Cu secondario dal Cu del pannello (riciclo 95%)
Zinc, secondary, at regional storage/RER (da Zinc, primary con Zinc scrap)	0,95*0,404*0,0087647*23,474	0,078964	kg	Produzione Zn secondario dallo Zn del pannello (riciclo 95%)
Silver, secondary, at precious metal refinery/SE U	0,95*0,8383*0,0073964*0,93241*23,474	0,1289251	kg	Produzione Ag secondario dall'Ag del pannello (riciclo 95%)
Lead, secondary, from electronic and electric scrap recycling, at plant/SE U	0,95*0,0505*0,0073964*0,93241*23,474	0,0077666	kg	Produzione Pb secondario dal Pb del pannello (riciclo 95%)
Silver, secondary, at precious metal refinery/SE U	0,95*0,6767*0,004931*0,93241*23,474	0,0693823	kg	Produzione Ag secondario dall'Ag del pannello (riciclo 95%)
Lead, secondary, from electronic and electric scrap recycling, at plant/SE U	0,95*0,0808*0,004931*0,93241*23,474	0,0082845	kg	Produzione Pb secondario dal Pb del pannello (riciclo 95%)
Aluminium, secondary, from old scrap, at plant/RER U	0,95*0,0808*0,07191*0,93241*23,474	0,1208143	kg	Produzione Al secondario dall'Al del pannello (riciclo 95%)
Steel, electric, un- and low-alloyed, at plant/RER U	1,4826*1,06*0,93241*23,474	34,397263	kg	Produzione acciaio secondario dall'acciaio del pannello (riciclo 95%)
Copper, secondary, from electronic and electric scrap recycling, at refinery/SE U	0,00745*1,06*0,93241*23,474	0,1728447	kg	Produzione Cu secondario dall'ottone del pannello (riciclo 95%)
Zinc, secondary, at regional storage/RER (da Zinc, primary con Zinc scrap)	0,3*0,00745*1,06*0,93241*23,474	0,0518534	kg	Produzione Zn secondario dall'ottone del pannello (riciclo 95%)
Aluminium, secondary, from old scrap, at plant/RER U	3,2852*22,79	74,869708	kg	Produzione Al secondario con Al imp. sostegno
Steel, electric, un- and low-alloyed, at plant/RER U	0,3479 *22,79	7,928641	kg	Produzione acciaio secondario con acciaio imp. sostegno
Copper, secondary, at refinery/RER U	14,7	14,7	kg	Produzione Cu secondario con Cu imp. sostegno
Copper, secondary, at refinery/RER U	0,02*0,707	0,01414	kg	Produzione Cu secondario dal Cu(0.707) dell'ottone dell'imp. sostegno
Zinc, secondary, at regional storage/RER (da Zinc, primary con Zinc scrap)	0,02*0,303	0,00606	kg	Produzione Cu secondario dal Cu (0.303) dell'ottone dell'imp. sostegno
Zinc, secondary, at regional storage/RER (da Zinc, primary con Zinc scrap)	0,04	0,04	kg	Produzione Zn secondario con Zn imp. sostegno
Steel, electric, un- and low-alloyed, at plant/RER U	0,86	0,86	kg	Produzione acciaio secondario con acciaio imp. sostegno
Aluminium, secondary, from old scrap, at plant/RER U	1,4*2,4	3,36	kg	Produzione Al secondario con Al inverter

Copper, secondary, at refinery/RER U	5,51*2,4	13,224	kg	Produzione Cu secondario con Cu inverter
Steel, converter, unalloyed, at plant/RER U	9,8*2,4	23,52	kg	Produzione acciaio secondario con acciaio inverter

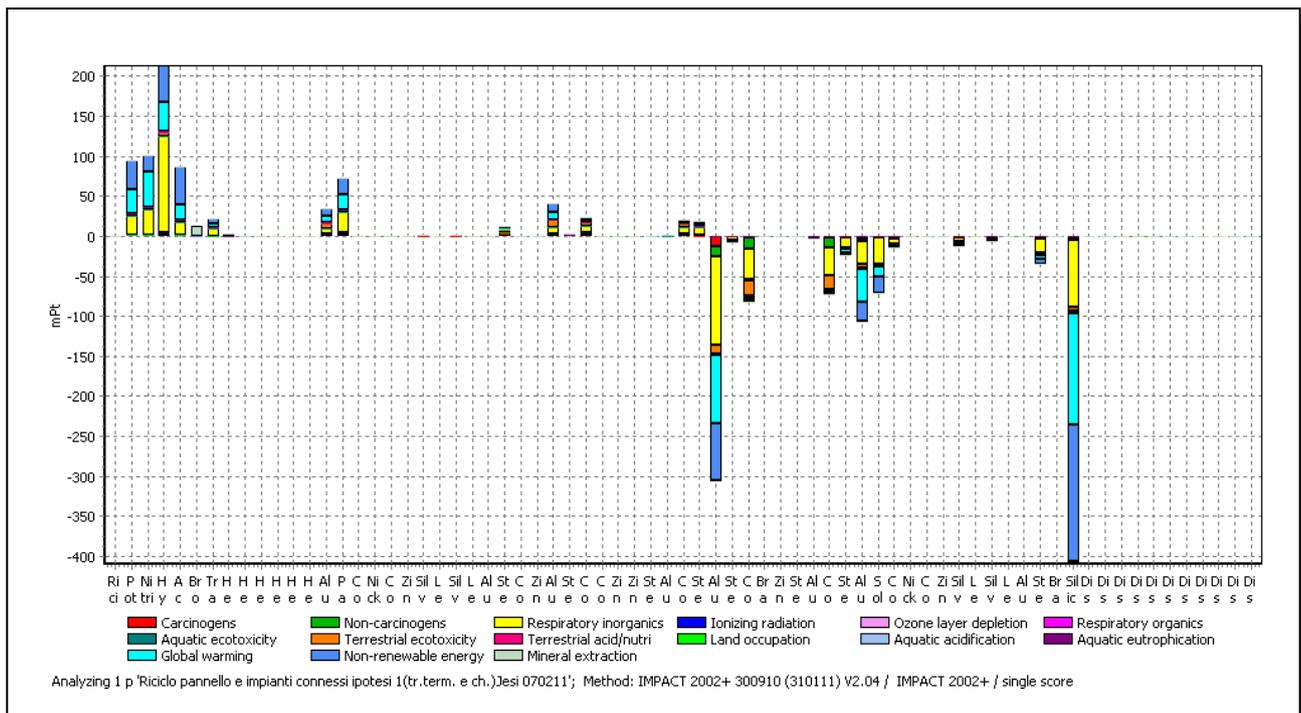
7.5 Elettrici e Trasporti del processo Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 1(tr.term. e ch.)Jesi 070211.

Waste to treatment	Quantità	Valore	U.d. M	Impiego
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,11269*23,474	0,1322643	kg	5% di rame del pannello
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,00016277*23,474	0,000191	kg	5% di nickel del pannello
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,606*0,0087647*23,474	0,006234	kg	5% di rame del pannello
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,404*0,0087647*23,474	0,004156	kg	5% di zinco del pannello
Disposal, glass, 0% water, to inert material landfill/CH U	0,1*10,079*23,474	23,659445	kg	10% del vetro del pannello
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,8383*0,0073964*0,93241*23,474	0,0067855	kg	5% di silver
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,0505*0,0073964*0,93241*23,474	0,0004088	kg	5% di lead
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,6767 *0,004931*0,93241*23,474	0,0036517	kg	5% di silver
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,0808 *0,004931*0,93241*23,474	0,000436	kg	5% di lead
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,0808 *0,07191*0,93241*23,474	0,0063586	kg	5% di aluminum primary
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,1*1,1402*1,06*0,93241*23,474	2,6453365	kg	10% di Multi-Si casted

7.6 Trattamento dei rifiuti del processo Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 1(tr.term. e ch.)Jesi 070211.



7.7 Il network del processo con IMPACT e con un cut-off del 34% del processo Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 1(tr.term. e ch.)Jesi 070211



7.8 Il diagramma della valutazione per single score con IMPACT del processo Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 1(tr.term. e ch.)Jesi 070211

Dal risultati dell'analisi, sviluppata tramite IMPACT, si nota che il processo di riciclo produce un danno evitato pari a -0.39519 Pt. Il risultato negativo è causato dal prodotto evitato, infatti i contributi maggiori sono dovuti al recupero dell'alluminio e del Multi-Si casted.

### 7.1.2 Ipotesi 2: estensione dei confini del sistema alla produzione dei materiali secondari

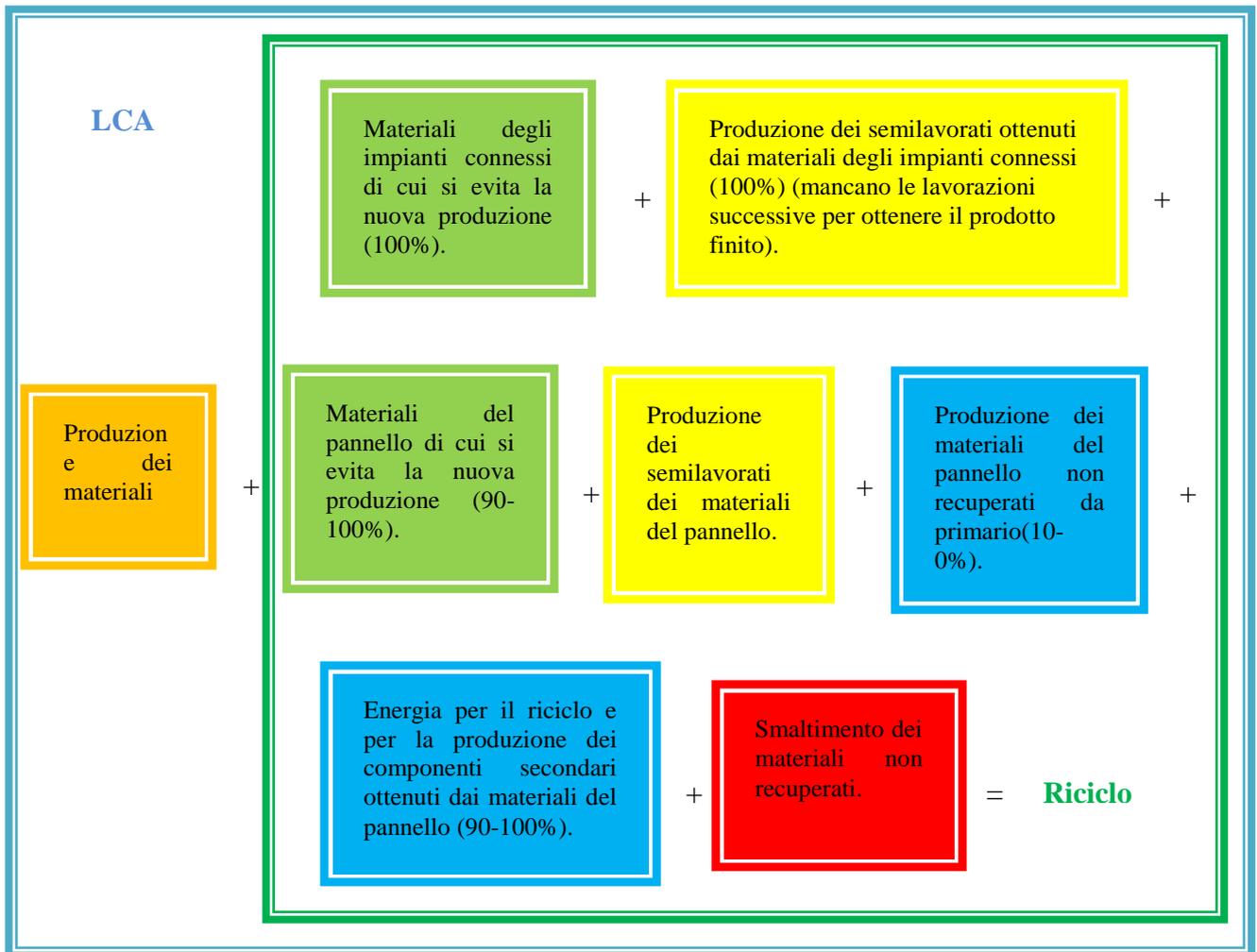
Nella seconda ipotesi vengono ampliati i confini della funzione di riciclo fino alla produzione dell'impianto fotovoltaico secondario. I prodotti evitati corrispondono a quelli definiti nella prima supposizione, anche quelli smaltiti in discarica sono gli stessi, ma per effettuare la produzione del pannello secondario devono essere ripristinati. Anche l'EVA/ Tedlar che viene incenerito durante il processo di vita del pannello deve essere ristabilito per ottenere il nuovo modulo.

Le energie per la produzione del pannello secondario sono riportate nella tabella sottostante:

	<b>Modulo nuovo (kWh/Wafer)</b>	<b>Modulo riciclato (kWh/Wafer)</b>
Produzione di silicio	7,55	-
Produzione di celle	0,62	0,65
Produzione dei moduli	1,12	1,12
Riciclaggio	-	0,4
Somme	9,32	2,17
Consumo di energia (per ogni kWh generato)	0,129 kWh	0,030 kWh

7.9 Nella tabella sono mostrate le energie consumate per la produzione del pannello secondario, questi dati sono stati rilevati dal sito <http://www.nextville.it/>

Come è possibile notare le energie sono espresse per kWh/wafer perciò tale valore è stato opportunamente moltiplicato per il numero di wafer contenuti nel pannello di 23,474 m<sup>2</sup> che è pari a 882,6224 (= 23,474·37,6). I processi del trattamento termico e chimico sono gli stessi sviluppati nella prima ipotesi, che possono essere consultati nel paragrafo precedente. Inoltre con questa ipotesi si attribuisce alla produzione del primo impianto (quello ottenuto con i materiali primari) anche il danno dovuto alla produzione del secondario.



7.10 Schema del processo di riciclo applicato al pannello e agli impianti connessi con la seconda ipotesi.

## 7.1.2.1 Il processo dell'ipotesi 2

PRODOTTI EVITATI	Quantità	Valore	U.d.m.	Impiego
Aluminium, production mix, wrought alloy, at plant/RER U	3,2852*22,79	74,870	kg	Imp. di sostegno
Steel, low-alloyed, at plant/RER U	0,3479 *22,79	7,929	kg	Imp.di sostegno
Copper, at regional storage/RER U	14,7	14,7	kg	Imp. Elettrico
Brass, at plant/CH U	0,02	0,02	kg	Imp. Elettrico
Zinc, primary, at regional storage/RER U	0,04	0,04	kg	Imp. Elettrico
Steel, low-alloyed, at plant/RER U	0,86	0,86	kg	Imp. Elettrico
Aluminium, production mix, cast alloy, at plant/RER U	1,4*2,4	3,36	kg	Inverter
Copper, at regional storage/RER U	5,51*2,4	13,224	kg	Inverter
Steel, low-alloyed, at plant/RER U	9,8*2,4	23,52	kg	Inverter
Aluminium alloy, AlMg3, at plant/RER U	2,6294*23,474	61,723	kg	Alluminio pannello:ric100%
Solar glass, low-iron, at regional storage/RER U	0,9*10,079*23,474	212,935	kg	Vetro pannello:ric90%
Copper, at regional storage/RER U	0,95*0,11269*23,474	2,513	kg	Contatti pannello:ric.95%
Nickel, 99.5%, at plant/GLO U	0,95*0,00016277*23,474	0,00363	kg	Contatti pannello:ric.95%
Copper, at regional storage/RER U	0,95*0,606*0,0087647*23,474	0,118	kg	Contatti pannello:ric.95%
Zinc, primary, at regional storage/RER U	0,95*0,404*0,0087647*23,474	0,078964	kg	Contatti pannello:ric.95%
Silver, at regional storage/RER U	0,95*0,8383*0,0073964*0,93241*23,474	0,128925	kg	Contatti cella: ric95%
Lead, primary, at plant/GLO U	0,95*0,0505*0,0073964*0,93241*23,474	0,007767	kg	Contatti cella: ric95%
Silver, at regional storage/RER U	0,95*0,6767 *0,004931*0,93241*23,474	0,069382	kg	Contatti cella: ric95%
Lead, primary, at plant/GLO U	0,95*0,0808 *0,004931*0,93241*23,474	0,008284	kg	Contatti cella: ric95%
Aluminium, primary, at plant/RER U	0,95*0,0808 *0,07191*0,93241*23,474	0,120814	kg	Contatti cella: ric95%
Steel, low-alloyed, at plant/RER U	1,4826*1,06*0,93241*23,474	34,397	kg	Wafer
Brass, at plant/CH U	0,00745*1,06*0,93241*23,474	0,172845	kg	Wafer
Silicon, multi-Si, casted, at plant/RER U	0,9*1,1402*1,06*0,93241*23,474	23,808	kg	Wafer: riciclo Si 90%

7.11 Prodotti Evitati del processo Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 2(tr.term. e ch.)Jesi 070211.

<b>Materiali Combustibili</b>	<b>Quantità</b>	<b>Valore</b>	<b>U.d.M</b>	<b>Impiego</b>
Potassium hydroxide, at regional storage/RER U	150*1,165*882,62	154237,8	g	150ml/cella; densità sol1.165g/ml
Nitric acid, 50% in H2O, at plant/RER U	250*882,62	220655	g	HNO3 al 65% 250 ml/cella
Hydrogen fluoride, at plant/GLO U	150*882,62	132393	g	HF al 40% 150 ml/cella
Acetic acid, 98% in H2O, at plant/RER U	150*882,62	132393	g	CH3COOH 150ml/cella
Bromine	3*3,12*882,62	8261,323	g	Br2 3ml/cella con3.12g/ml
Solar glass, low-iron, at regional storage/RER U	0,1*10,079*23,474	23,6594446	kg	Vetro del pannello: il 10% da reintegrare
Copper, at regional storage/RER U	0,05*0,11269*23,474	0,132264253	kg	Pannello: il 5% di rame da reintegrare
Nickel, 99.5%, at plant/GLO U	0,05*0,00016277*23,474	0,000191043	kg	Pannello: il 5% di nickel da reintegrare
Copper, at regional storage/RER U	0,05*0,606*0,0087647*23,474	0,006234	kg	Pannello: il 5% di rame da reintegrare
Zinc, primary, at regional storage/RER U	0,05*0,404*0,0087647*23,474	0,004156	kg	Pannello: il 5% di zinco da reintegrare
Silver, at regional storage/RER U	0,05*0,8383*0,0073964*0,93241*23,474	0,006785532	kg	Celle: 5% di argento da reintegrare
Lead, at regional storage/RER U	0,05*0,0505*0,0073964*0,93241*23,474	0,000408767	kg	Celle: 5% di piombo da reintegrare
Silver, at regional storage/RER U	0,05*0,6767 *0,004931 *0,93241*23,474	0,003651701	kg	Celle: 5% di argento da reintegrare
Lead, at regional storage/RER U	0,05*0,0808 *0,004931 *0,93241*23,474	0,000436024	kg	Celle: 5% di piombo da reintegrare
Aluminium, primary, at plant/RER U	0,05*0,0808 *0,07191 *0,93241*23,474	0,006358646	kg	Celle: 5% di alluminio da reintegrare
Silicon, multi-Si, casted, at plant/RER U	0,1*1,1402*1,06*0,93241*23,474	2,645336503	kg	Multi-Si, casted 10% da reintegrare
Ethylvinylacetate, foil, at plant/RER U	1,0017*23,474	23,5139058	kg	EVA: reintegrare al 100%

7.12 Materiali e combustibili del processo Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 2(tr.term. e ch.)Jesi 070211.

<b>Elettricità/Trasporti</b>	<b>Quantità</b>	<b>Valore</b>	<b>U.d.M</b>	<b>Impiego</b>
Transport, lorry >28t, fleet average/CH U	342,586*1200	411103,2	kgkm	Trasporto pannello1200km
Heat, natural gas, at industrial furnace >100kW/RER U	(61,85193*880+212,94*795+2,63145*385+30,2589*700+34,397*502+0,50672*232)*580E-6	152,71179	MJ	Riscaldamento del pannello da 20°C (ambiente) a 600°C; Q1=m*Cp*DT

Heat, natural gas, at industrial furnace >100kW/RER U	$92*6*580/1000*1/60$	5,336	kWh	Mantenimento del forno a 600°C; $Q2=k/s*S*DT$ ; tempo di riscaldamento a 600°C: 1min(hp); $E2=Q2*trisc$
Heat, natural gas, at industrial furnace >100kW/RER U	$(30,2589*700+0,12893*880+0,19831*232)*(70-20)*1E-6$	1,0670348	MJ	Riscaldamento delle celle da 20 a 70°C (rimozione dell'Al con KOH) per 2-3min: $Q1=m*Cp*DT$
Heat, natural gas, at industrial furnace >100kW/RER U	$92*6*50*2.5/60*1E-3$	1,15	kWh	Riscaldamento a 70 °C (separazione Al): fase di mantenimento della temperatura del forno a 70° per 2,5 min. $Q2=k/s*S*DT$ ; $E2=Q2*trisc$
Heat, natural gas, at industrial furnace >100kW/RER U	$(30,2589*700+0,19831*232)*(40-20)*1E-6$	0,4245448	MJ	Riscaldamento celle senza Al da 20 a 40°C (rimozione Ag, giunzione n-p e strato AR) per 9sec: $Q1=m*Cp*DT$
Heat, natural gas, at industrial furnace >100kW/RER U	$92*6*20*9/3600*1E-3$	0,0276	kWh	Riscaldamento a 40 °C (separazione del Si e Ag e altri metalli): fase di mantenimento del forno a 40°C per 9 sec; $Q2=k/s*S*DT$ ; $E2=Q2*trisc$
Aluminium, secondary, from old scrap, at plant/RER U	$2,6294*23,474$	61,722536	kg	Produzione Al secondario dall'Al del pannello (riciclo 100%)
Packaging glass, green, at plant/RER U	$0,9*10,079*23,474$	212,935	kg	Produzione vetro secondario dal vetro del pannello (riciclo 90%)
Copper, secondary, from electronic and electric scrap recycling, at refinery/SE U	$0,95*0,11269*23,474$	2,5130208	kg	Produzione Cu secondario dal Cu del pannello (riciclo 95%)
Nickel, secondary, from electronic and electric scrap recycling, at refinery/SE U	$0,95*0,00016277*23,474$	0,0036298	kg	Produzione Ni secondario dal Ni del pannello (riciclo 95%)
Copper, secondary, from electronic and electric scrap recycling, at refinery/SE U	$0,95*0,606*0,0087647*23,474$	0,118446	kg	Produzione Cu secondario dal Cu del pannello (riciclo 95%)
Zinc, secondary, at regional storage/RER (da Zinc, primary con Zinc scrap)	$0,95*0,404*0,0087647*23,474$	0,078964	kg	Produzione Zn secondario dallo Zn del pannello (riciclo 95%)
Silver, secondary, at precious metal refinery/SE U	$0,95*0,8383*0,0073964*0,93241*23,474$	0,1289251	kg	Produzione Ag secondario dall'Ag del pannello (riciclo 95%)
Lead, secondary, from electronic and electric scrap recycling, at plant/SE U	$0,95*0,0505*0,0073964*0,93241*23,474$	0,0077666	kg	Produzione Pb secondario dal Pb del pannello (riciclo 95%)
Silver, secondary, at precious metal refinery/SE U	$0,95*0,6767*0,004931*0,93241*23,474$	0,0693823	kg	Produzione Ag secondario dall'Ag del pannello (riciclo 95%)
Lead, secondary, from electronic and electric scrap recycling, at plant/SE U	$0,95*0,0808*0,004931*0,93241*23,474$	0,0082845	kg	Produzione Pb secondario dal Pb del pannello (riciclo 95%)

Aluminium, secondary, from old scrap, at plant/RER U	0,95*0,0808 *0,07191*0,93241*23,474	0,1208143	kg	Produzione Al secondario dall'Al del pannello (riciclo 95%)
Steel, electric, un- and low-alloyed, at plant/RER U	1,4826*1,06*0,93241*23,474	34,397263	kg	Produz acciaio secondario dall'acciaio del pannello (riciclo 95%)
Copper, secondary, from electronic and electric scrap recycling, at refinery/SE U	0,00745*1,06*0,93241*23,474	0,1728447	kg	Produzione Cu secondario dall'ottone del pannello (riciclo 95%)
Zinc, secondary, at regional storage/RER (da Zinc, primary con Zinc scrap)	0,3*0,00745*1,06*0,93241*23,474	0,0518534	kg	Produzione Zn secondario dall'ottone del pannello (riciclo 95%)
Aluminium, secondary, from old scrap, at plant/RER U	3,2852*22,79	74,869708	kg	Produzione Al secondario con Al imp. sostegno
Steel, electric, un- and low-alloyed, at plant/RER U	0,3479 *22,79	7,928641	kg	Produzione acciaio secondario con acciaio imp. sostegno
Copper, secondary, at refinery/RER U	14,7	14,7	kg	Produzione Cu secondario con Cu imp. sostegno
Copper, secondary, at refinery/RER U	0,02*0,707	0,01414	kg	Produzione Cu secondario dal Cu(0.707) dell'ottone dell'imp. sostegno
Zinc, secondary, at regional storage/RER (da Zinc, primary con Zinc scrap)	0,02*0,303	0,00606	kg	Produzione Cu secondario dal Cu (0.303) dell'ottone dell'imp. sostegno
Zinc, secondary, at regional storage/RER (da Zinc, primary con Zinc scrap)	0,04	0,04	kg	Produzione Zn secondario con Zn imp. sostegno
Steel, electric, un- and low-alloyed, at plant/RER U	0,86	0,86	kg	Produzione acciaio secondario con acciaio imp. sostegno
Aluminium, secondary, from old scrap, at plant/RER U	1,4*2,4	3,36	kg	Produzione Al secondario con Al inverter
Copper, secondary, at refinery/RER U	5,51*2,4	13,224	kg	Produzione Cu secondario con Cu inverter
Steel, converter, unalloyed, at plant/RER U	9,8*2,4	23,52	kg	Produzione acciaio secondario con acciaio inverter
Electricity, low voltage, at grid/IT U	0,4*23,474*37,6	353,04896	kWh	en. elettrica per il riciclo: 0.4kWh/Wafer <sup>2</sup>
Electricity, low voltage, at grid/IT U	0,65*23,474*37,6	573,70456	kWh	en. elettrica per la produzione della cella: 1.12kWh/Wafer <sup>3</sup>
Electricity, low voltage, at grid/IT U	1,12*23,474*37,6	988,537088	kWh	en. elettrica per la produzione del modulo: 1.12kWh/Wafer <sup>4</sup>

7.13 Elettricità e trasporto del processo Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 2(tr.term. e ch.)Jesi 070211.

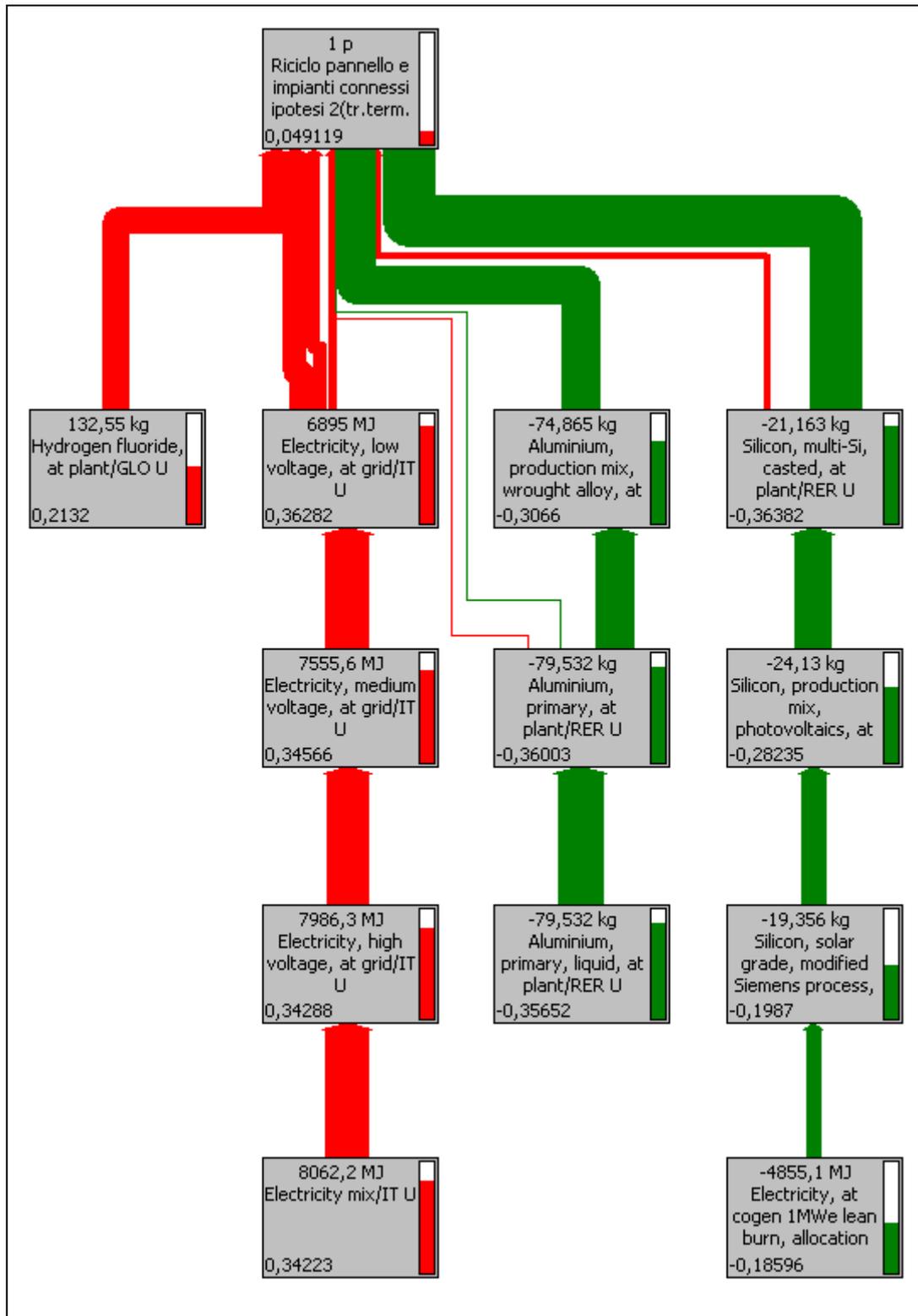
<sup>2</sup> Si assume che l'energia necessaria sostituisca la produzione dei secondari (metalli e Multi-Si casted).

<sup>3</sup> Si assume che il dato si riferisca all'assemblaggio delle celle.

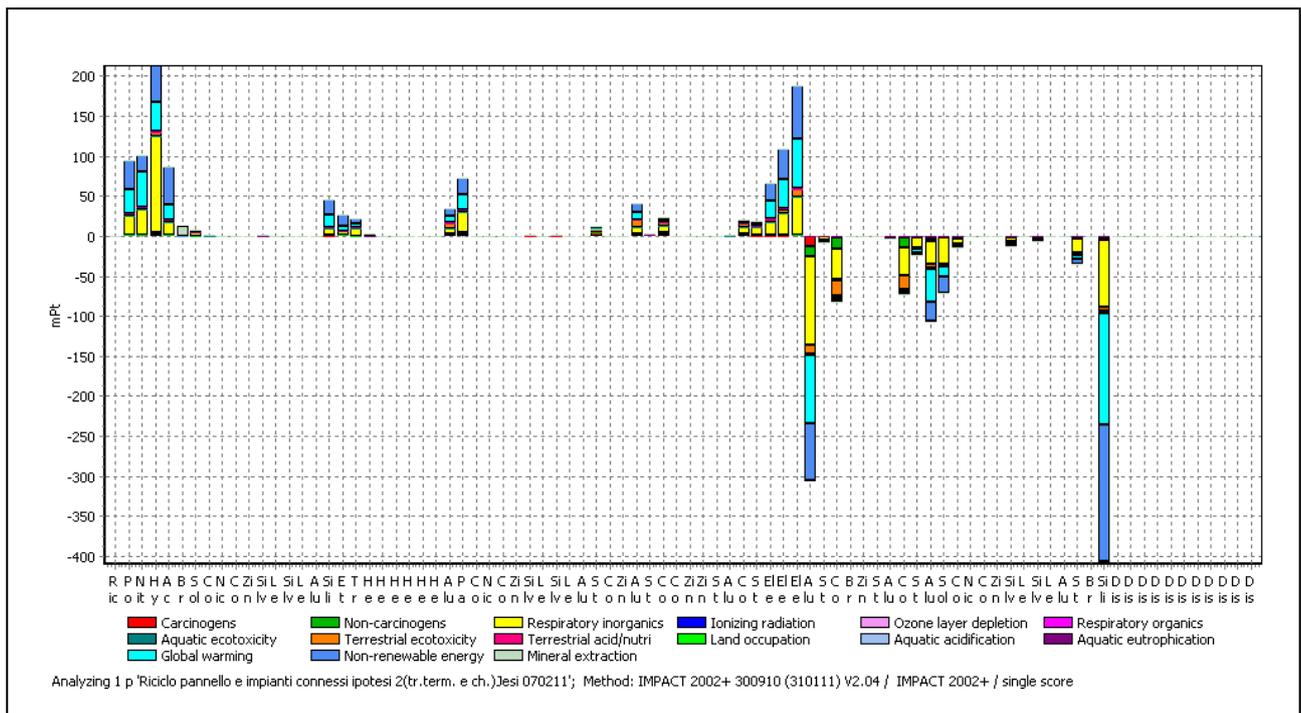
<sup>4</sup> Si assume che il dato si riferisca all'assemblaggio dei moduli.

Waste to treatment	Quantità	Valore	U.d.M	Impiego
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,11269*23,474	0,1322643	kg	5% di rame del pannello
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,00016277*23,474	0,000191	kg	5% di nickel del pannello
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,606*0,0087647*23,474	0,006234	kg	5% di rame del pannello
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,404*0,0087647*23,474	0,004156	kg	5% di zinco del pannello
Disposal, glass, 0% water, to inert material landfill/CH U	0,1*10,079*23,474	23,659445	kg	10% del vetro del pannello
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,8383*0,0073964*0,93241*23,474	0,0067855	kg	5% di silver
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,0505*0,0073964*0,93241*23,474	0,0004088	kg	5% di lead
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,6767 *0,004931*0,93241*23,474	0,0036517	kg	5% di silver
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,0808 *0,004931*0,93241*23,474	0,000436	kg	5% di lead
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,0808 *0,07191*0,93241*23,474	0,0063586	kg	5% di aluminum primary
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,1*1,1402*1,06*0,93241*23,474	2,6453365	kg	10% di Multi-Si casted

7.14 Il processo Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 2(tr.term. e ch.)Jesi 070211.



7.15 Il network secondo IMPACT e con un cut-off del 45% del processo Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 2(tr.term. e ch.)Jesi 070211.



7.16 Il diagramma della valutazione per single score con IMPACT del processo Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 2(tr.term. e ch.)Jesi 070211.

Dall'analisi dei risultati si nota che il danno vale 0.049119 Pt. Il prodotto evitato, dovuto al recupero dei materiali di elevato valore, viene superato dai danni dovuti al trattamento termico, chimico e soprattutto all'energia elettrica consumata per la produzione del nuovo pannello.

### 7.1.3 Ipotesi 3 : uso del coprodotto

La terza ipotesi viene sviluppata come la prima, la differenza principale riguarda l'esclusione dei prodotti evitati che non sono inseriti nell'analisi.

In tale supposizione si considera il concetto del co-prodotto; i due prodotti sono rappresentati dalla funzione di riciclo dell'impianto FV primario e dall'impianto secondario.

L'allocazione degli impatti ambientali avviene in base all'energia non rinnovabile consumata dai co-prodotti. Alla funzione di riciclo devono essere attribuiti i processi di trasporto, di trattamento termico del pannello (stadio di separazione dei materiali) e di smaltimento in discarica dei materiali che non possono essere recuperati, mentre tutti gli altri processi vanno attribuiti all'impianto secondario.

L'energia non rinnovabile complessiva consumata in tutto il processo Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 3(tr.term. e ch.)Jesi 070211 è di 32080 MJ, quella relativa al trasporto è di 962,46 MJ, l'energia consumata durante i trattamenti termici è pari a 226,577 MJ( = 201,26 MJ + 25,317 MJ), mentre quella per lo smaltimento in discarica è di 10,4912685 MJ (ottenuta sommando i singoli contributi dei materiali inviati nella stessa). Perciò l'energia consumata dal riciclo è di

1199,528268 MJ ( =962,46 MJ + 201,26 MJ + 25,317 MJ + 10,49126825 MJ), invece quella da attribuire all'impianto secondario è pari a 30880,47173 MJ ( = 32080 MJ – 1199,528268 MJ). A questo punto siamo in grado di definire i coefficienti di allocazione: il 96,26% (= 300880,47173 MJ/32080 MJ \*100) dell'impatto ambientale dovrà essere attribuito all'impianto secondario ed il 3,74% dovrà essere assegnato alla fase di riciclo.

### 7.1.3.1 Il processo dell'ipotesi 3

Prodotti	Valore	U.d.M	%	Impiego
Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 3(tr.term. e ch.)Jesi 070211	342,586	kg	3,74	Trasporto dei pannelli;processi di trattamento chimico; produzione dei secondari dei metalli e del vetro; scarica per i materiali non riciclabili
Secondario pannello e impianti connessi ipotesi 3(tr.term. e ch.)Jesi 070211	342,586-26,46478163	kg	96,26	En. non rinnovabile tot consumata(processo multioutput):32080MJ; en non rinnovabile consumata nella funz di riciclo (Raccolta rifiuti +calore dei trattamenti termici+ smaltimento scarti dovuti al riciclo); En non rinnovabile consumata nella funz di produzione del secondario 32080MJ-1199.528=30880.47173MJ; Allocazione del primario 1199.528268/32080=0.0374; Allocazione del secondario 30880.47173/32080=0.9626; Unità Funzionale è la differenza tra il peso del pannello e gli scarti che vanno in scarica(26,46478163kg).

7.17 Prodotti del processo Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 3(tr.term. e ch.)Jesi 070211.

Materiali/Combustibili	Quantità	Valore	U.d.M	Impiego
Potassium hydroxide, at regional storage/RER U	150*1,165*882,62	154237,8	g	150ml/cella; densità sol1.165g/ml
Nitric acid, 50% in H2O, at plant/RER U	250*882,62	220655	g	HNO3 al 65% 250 ml/cella
Hydrogen fluoride, at plant/GLO U	150*882,62	132393	g	HF al 40% 150 ml/cella
Acetic acid, 98% in H2O, at plant/RER U	150*882,62	132393	g	CH3COOH 150ml/cella
Bromine	3*3,12*882,62	8261,323	g	Br2 3ml/cella con3.12g/ml

7.18 Materiali e Combustibili del processo Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 3(tr.term. e ch.)Jesi 070211.

Elettricità/Trasporti	Quantità	Valore	U.d.M	Impiego
Transport, lorry >28t, fleet average/CH U	342,586*1200	411103,2	kgkm	Trasporto pannello1200km
Heat, natural gas, at industrial furnace >100kW/RER U	(61,85193*880+212,94*795+2,63145*385+30,2589*700+34,397*502+0,50672*232)*580E-6	152,71179	MJ	Riscaldamento del pannello da 20°C (ambiente) a 600°C; Q1=m*Cp*DT

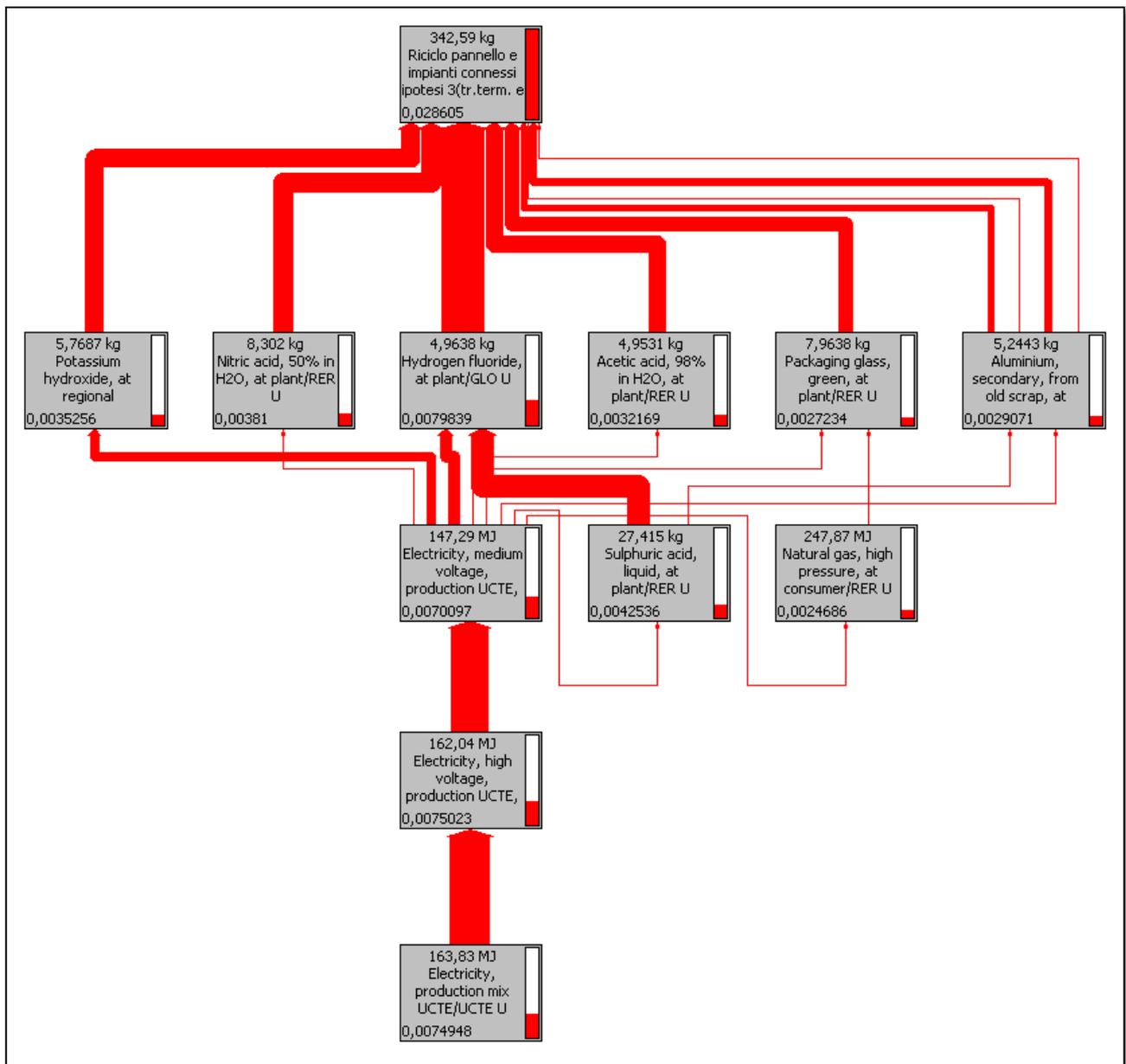
Heat, natural gas, at industrial furnace >100kW/RER U	$92*6*580/1000*1/60$	5,336	kWh	Mantenimento del forno a 600°C; $Q2=k/s*S*DT$ ; tempo di riscaldamento a 600°C: 1min(hp); $E2=Q2*trisc$
Heat, natural gas, at industrial furnace >100kW/RER U	$(30,2589*700+0,12893*880+0,19831*232)*(70-20)*1E-6$	1,0670348	MJ	Riscaldamento delle celle da 20 a 70°C (rimozione dell'Al con KOH) per 2-3min: $Q1=m*Cp*DT$
Heat, natural gas, at industrial furnace >100kW/RER U	$92*6*50*2.5/60*1E-3$	1,15	kWh	Riscaldamento a 70 °C (separazione Al): fase di mantenimento della temperatura del forno a 70° per 2,5 min. $Q2=k/s*S*DT$ ; $E2=Q2*trisc$
Heat, natural gas, at industrial furnace >100kW/RER U	$(30,2589*700+0,19831*232)*(40-20)*1E-6$	0,4245448	MJ	Riscaldamento celle senza Al da 20 a 40°C (rimozione Ag, giunzione n-p e strato AR) per 9sec: $Q1=m*Cp*DT$
Heat, natural gas, at industrial furnace >100kW/RER U	$92*6*20*9/3600*1E-3$	0,0276	kWh	Riscaldamento a 40 °C (separazione del Si e Ag e altri metalli): fase di mantenimento del forno a 40°C per 9 sec; $Q2=k/s*S*DT$ ; $E2=Q2*trisc$
Aluminium, secondary, from old scrap, at plant/RER U	$2,6294*23,474$	61,722536	kg	Produzione Al secondario dall'Al del pannello (riciclo 100%)
Packaging glass, green, at plant/RER U	$0,9*10,079*23,474$	212,935	kg	Produzione vetro secondario dal vetro del pannello (riciclo 90%)
Copper, secondary, from electronic and electric scrap recycling, at refinery/SE U	$0,95*0,11269*23,474$	2,5130208	kg	Produzione Cu secondario dal Cu del pannello (riciclo 95%)
Nickel, secondary, from electronic and electric scrap recycling, at refinery/SE U	$0,95*0,00016277*23,474$	0,0036298	kg	Produzione Ni secondario dal Ni del pannello (riciclo 95%)
Copper, secondary, from electronic and electric scrap recycling, at refinery/SE U	$0,95*0,606*0,0087647*23,474$	0,118446	kg	Produzione Cu secondario dal Cu del pannello (riciclo 95%)
Zinc, secondary, at regional storage/RER (da Zinc, primary con Zinc scrap)	$0,95*0,404*0,0087647*23,474$	0,078964	kg	Produzione Zn secondario dallo Zn del pannello (riciclo 95%)
Silver, secondary, at precious metal refinery/SE U	$0,95*0,8383*0,0073964*0,93241*23,474$	0,1289251	kg	Produzione Ag secondario dall'Ag del pannello (riciclo 95%)
Lead, secondary, from electronic and electric scrap recycling, at plant/SE U	$0,95*0,0505*0,0073964*0,93241*23,474$	0,0077666	kg	Produzione Pb secondario dal Pb del pannello (riciclo 95%)
Silver, secondary, at precious metal refinery/SE U	$0,95*0,6767*0,004931*0,93241*23,474$	0,0693823	kg	Produzione Ag secondario dall'Ag del pannello (riciclo 95%)
Lead, secondary, from electronic and electric scrap recycling, at plant/SE U	$0,95*0,0808*0,004931*0,93241*23,474$	0,0082845	kg	Produzione Pb secondario dal Pb del pannello (riciclo 95%)

Aluminium, secondary, from old scrap, at plant/RER U	0,95*0,0808 *0,07191*0,93241*23,474	0,1208143	kg	Produzione Al secondario dall'Al del pannello (riciclo 95%)
Steel, electric, un- and low-alloyed, at plant/RER U	1,4826*1,06*0,93241*23,474	34,397263	kg	Produz acciaio secondario dall'acciaio del pannello (riciclo 95%)
Copper, secondary, from electronic and electric scrap recycling, at refinery/SE U	0,00745*1,06*0,93241*23,474	0,1728447	kg	Produzione Cu secondario dall'ottone del pannello (riciclo 95%)
Zinc, secondary, at regional storage/RER (da Zinc, primary con Zinc scrap)	0,3*0,00745*1,06*0,93241*23,474	0,0518534	kg	Produzione Zn secondario dall'ottone del pannello (riciclo 95%)
Aluminium, secondary, from old scrap, at plant/RER U	3,2852*22,79	74,869708	kg	Produzione Al secondario con Al imp. sostegno
Steel, electric, un- and low-alloyed, at plant/RER U	0,3479 *22,79	7,928641	kg	Produzione acciaio secondario con acciaio imp. sostegno
Copper, secondary, at refinery/RER U	14,7	14,7	kg	Produzione Cu secondario con Cu imp. sostegno
Copper, secondary, at refinery/RER U	0,02*0,707	0,01414	kg	Produzione Cu secondario dal Cu(0.707) dell'ottone dell'imp. sostegno
Zinc, secondary, at regional storage/RER (da Zinc, primary con Zinc scrap)	0,02*0,303	0,00606	kg	Produzione Cu secondario dal Cu (0.303) dell'ottone dell'imp. sostegno
Zinc, secondary, at regional storage/RER (da Zinc, primary con Zinc scrap)	0,04	0,04	kg	Produzione Zn secondario con Zn imp. sostegno
Steel, electric, un- and low-alloyed, at plant/RER U	0,86	0,86	kg	Produzione acciaio secondario con acciaio imp. sostegno
Aluminium, secondary, from old scrap, at plant/RER U	1,4*2,4	3,36	kg	Produzione Al secondario con Al inverter
Copper, secondary, at refinery/RER U	5,51*2,4	13,224	kg	Produzione Cu secondario con Cu inverter
Steel, converter, unalloyed, at plant/RER U	9,8*2,4	23,52	kg	Produzione acciaio secondario con acciaio inverter

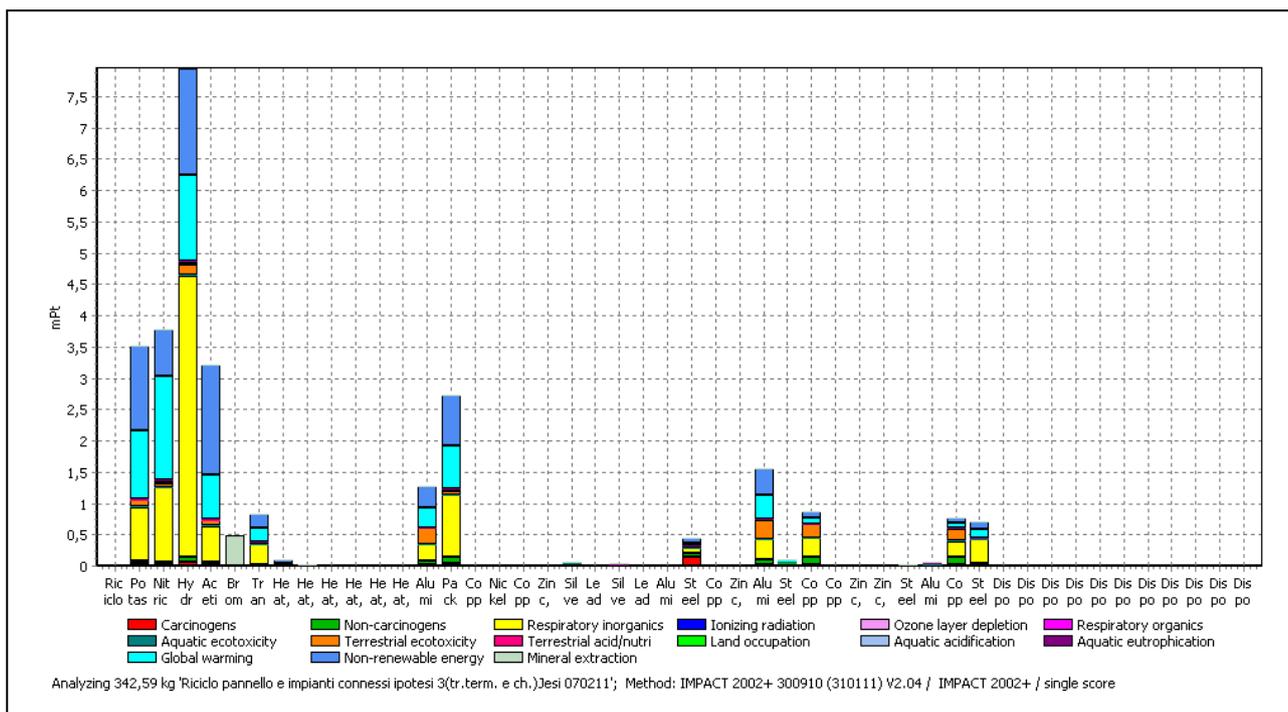
7.19 Elettricità e Trasporti del processo Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 3(tr.term. e ch.)Jesi 070211.

Waste to treatment	Quantità	Valore	U.d.M	Impiego
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,11269*23,474	0,1322643	kg	5% di rame del pannello
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,00016277*23,474	0,000191	kg	5% di nickel del pannello
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,606*0,0087647*23,474	0,006234	kg	5% di rame del pannello
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,404*0,0087647*23,474	0,004156	kg	5% di zinco del pannello
Disposal, glass, 0% water, to inert material landfill/CH U	0,1*10,079*23,474	23,659445	kg	10% del vetro del pannello
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,8383*0,0073964*0,93241*23,474	0,0067855	kg	5% di silver
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,0505*0,0073964*0,93241*23,474	0,0004088	kg	5% di lead
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,6767 *0,004931*0,93241*23,474	0,0036517	kg	5% di silver
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,0808 *0,004931*0,93241*23,474	0,000436	kg	5% di lead
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,0808 *0,07191*0,93241*23,474	0,0063586	kg	5% di aluminum primary
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,1*1,1402*1,06*0,93241*23,474	2,6453365	kg	10% di Multi-Si casted

Figura 7.20 Trattamento dei rifiuti del processo Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 3(tr.term. e ch.)Jesi 070211.



7.21II network second IMPACT con il cut off dell'8.6% del processo Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 3(tr.term. e ch.)Jesi 070211.



7.22 Il diagramma della valutazione con IMPACT per single score del processo Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 3(tr.term. e ch.)Jesi 070211.

Il danno dovuto alla terza ipotesi di riciclo calcolato con IMPACT vale 0.028605 Pt. dovuto principalmente ai reagenti delle miscele utilizzate nel trattamento chimico di DS applicato alle celle.

### 7.1.4 Ipotesi 4

L'ipotesi 4 riduce notevolmente i confini del sistema e considera per la fase di riciclo i seguenti processi:

- ✓ il trasporto da Jesi a Freiberg del pannello fotovoltaico;
- ✓ il trattamento termico per la separazione dei materiali costituenti;
- ✓ i materiali non recuperabili che vengono inviati in discarica per essere smaltiti.

Il trasporto dell'impianto elettrico, della struttura di sostegno e dell'inverter non sono stati considerati dato che il trattamento di tali componenti si ipotizza avvenga nei pressi di Jesi e quindi risulta trascurabile.

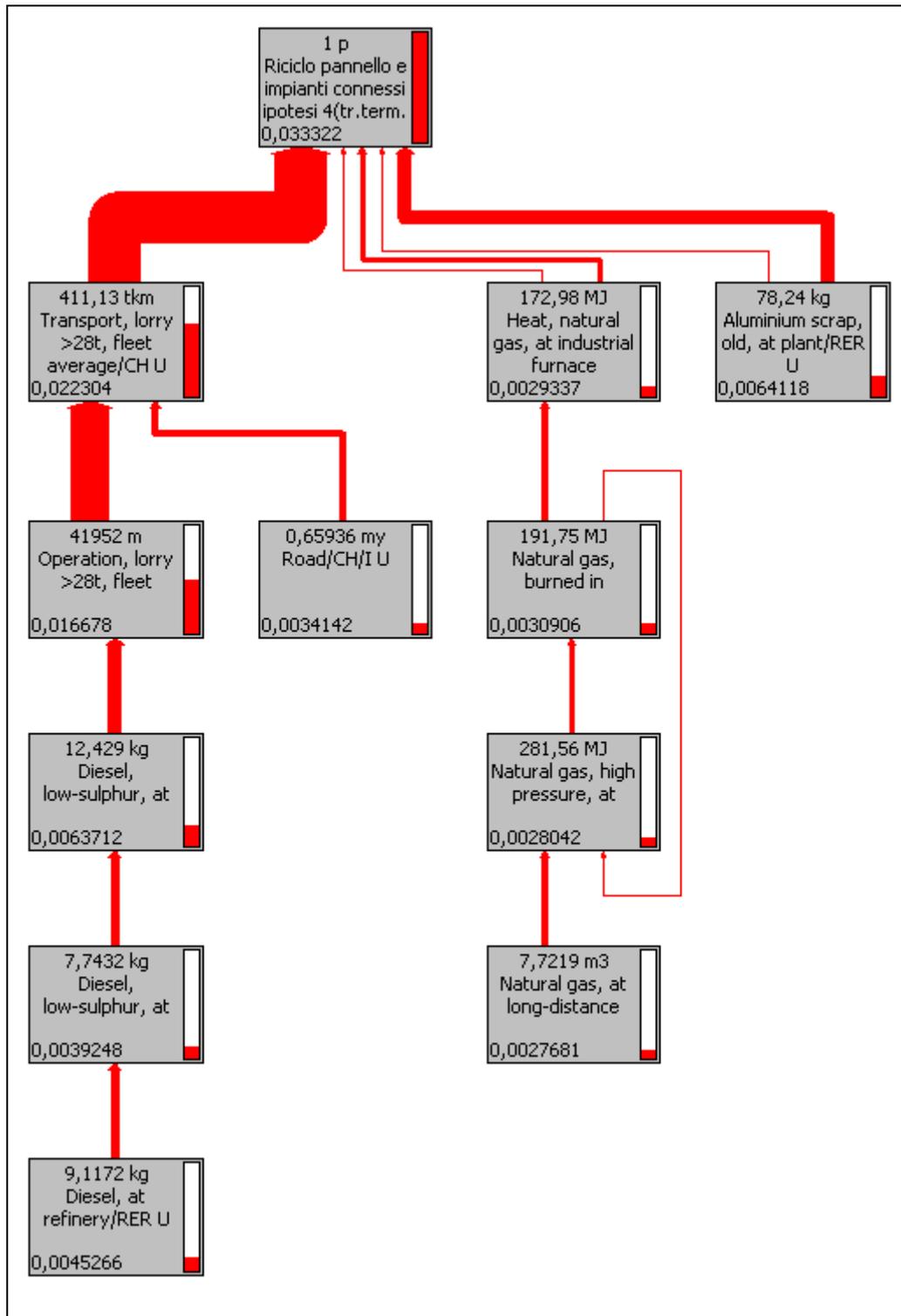
### 7.1.4.1 Il processo dell'ipotesi 4

Elettricità/Trasporti	Quantità	Valore	U.d.M	Impiego
Transport, lorry >28t, fleet average/CH U	342,586*1200	411103,2	kgkm	Trasporto pannello 1200km
Heat, natural gas, at industrial furnace >100kW/RER U	$(61,85193*880+212,94*795+2,63145*385+30,2589*700+34,397*502+0,50672*232)*580E-6$	152,71179	MJ	Riscaldamento del pannello da 20°C (ambiente) a 600°C; $Q1=m*Cp*DT$
Heat, natural gas, at industrial furnace >100kW/RER U	$92*6*580/1000*1/60$	5,336	kWh	Mantenimento del forno a 600°C; $Q2=k/s*S*DT$ ; tempo di riscaldamento a 600°C: 1min(hp); $E2=Q2*trisc$
Aluminium scrap, old, at plant/RER U	3,2852*22,79	74,869708	kg	Impianto di sostegno
Iron scrap, at plant/RER U	0,3479 *22,79	7,928641	kg	Impianto di sostegno
Copper scrap, at plant/RER S	14,7	14,7	kg	Impianto elettrico
Copper scrap, at plant/RER S	0,02	0,02	kg	Impianto elettrico
Zinc scrap, at plant/RER (da Iron scrap)	0,04	0,04	kg	Impianto elettrico
Iron scrap, at plant/RER U	0,86	0,86	kg	Impianto elettrico
Aluminium scrap, old, at plant/RER U	1,4*2,4	3,36	kg	Inverter
Copper scrap, at plant/RER S	5,51*2,4	13,224	kg	Inverter
Iron scrap, at plant/RER U	9,8*2,4	23,52	kg	Inverter

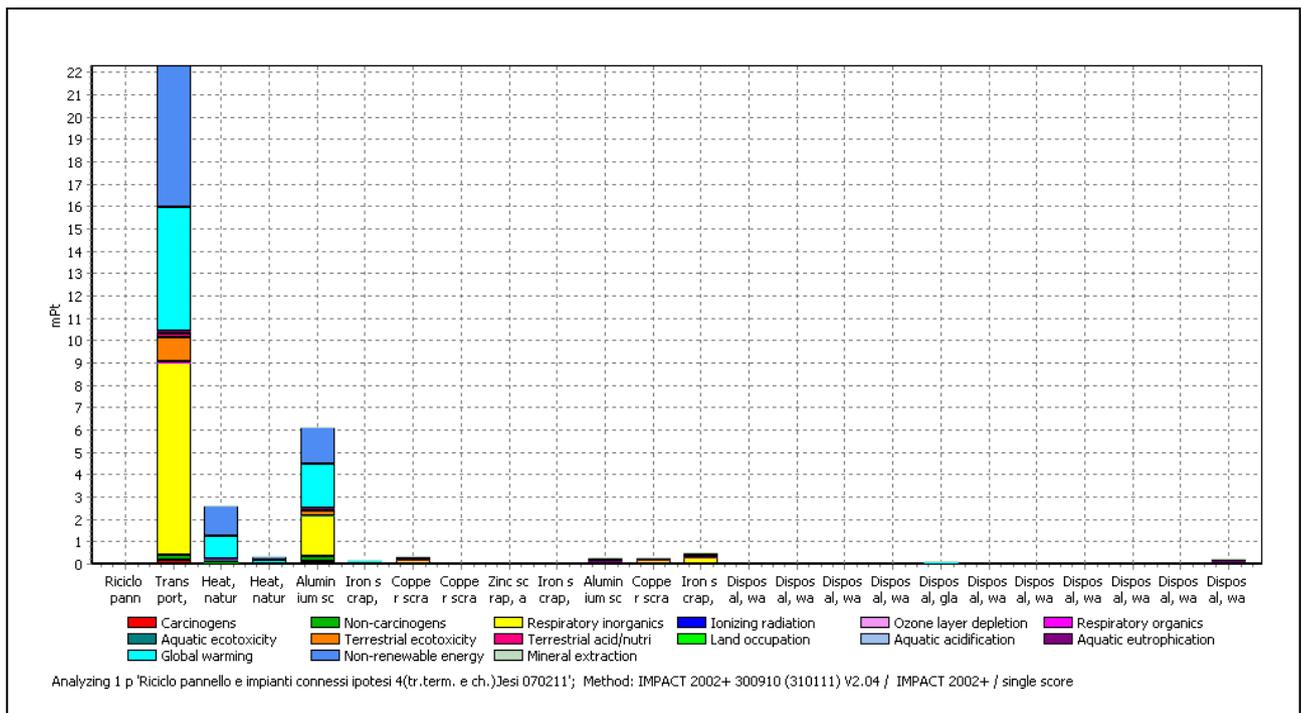
7.23 Elettricità e Trasporti del processo Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 4 (tr.term. e ch.)Jesi 070211.

Waste to treatment	Quantità	Valore	U.d.M	Impiego
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,11269*23,474	0,1322643	kg	5% di rame del pannello
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,00016277*23,474	0,000191	kg	5% di nickel del pannello
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,606*0,0087647*23,474	0,006234	kg	5% di rame del pannello
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,404*0,0087647*23,474	0,004156	kg	5% di zinco del pannello
Disposal, glass, 0% water, to inert material landfill/CH U	0,1*10,079*23,474	23,659445	kg	10% del vetro del pannello
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,8383*0,0073964*0,93241*23,474	0,0067855	kg	5% di silver
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,0505*0,0073964*0,93241*23,474	0,0004088	kg	5% di lead
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,6767 *0,004931*0,93241*23,474	0,0036517	kg	5% di silver
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,0808 *0,004931*0,93241*23,474	0,000436	kg	5% di lead
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,05*0,0808 *0,07191*0,93241*23,474	0,0063586	kg	5% di aluminum primary
Disposal, waste, Si waferprod., inorg, 9.4% water, to residual material landfill/CH U	0,1*1,1402*1,06*0,93241*23,474	2,6453365	kg	10% di Multi-Si casted

7.24Trattamento dei rifiuti del processo Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 4 (tr.term. e ch.)Jesi 070211.



7.25II network secondo IMPACT e con un cut-off dell'8.3% del processo Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 4(tr.term. e ch.)Jesi 070211.

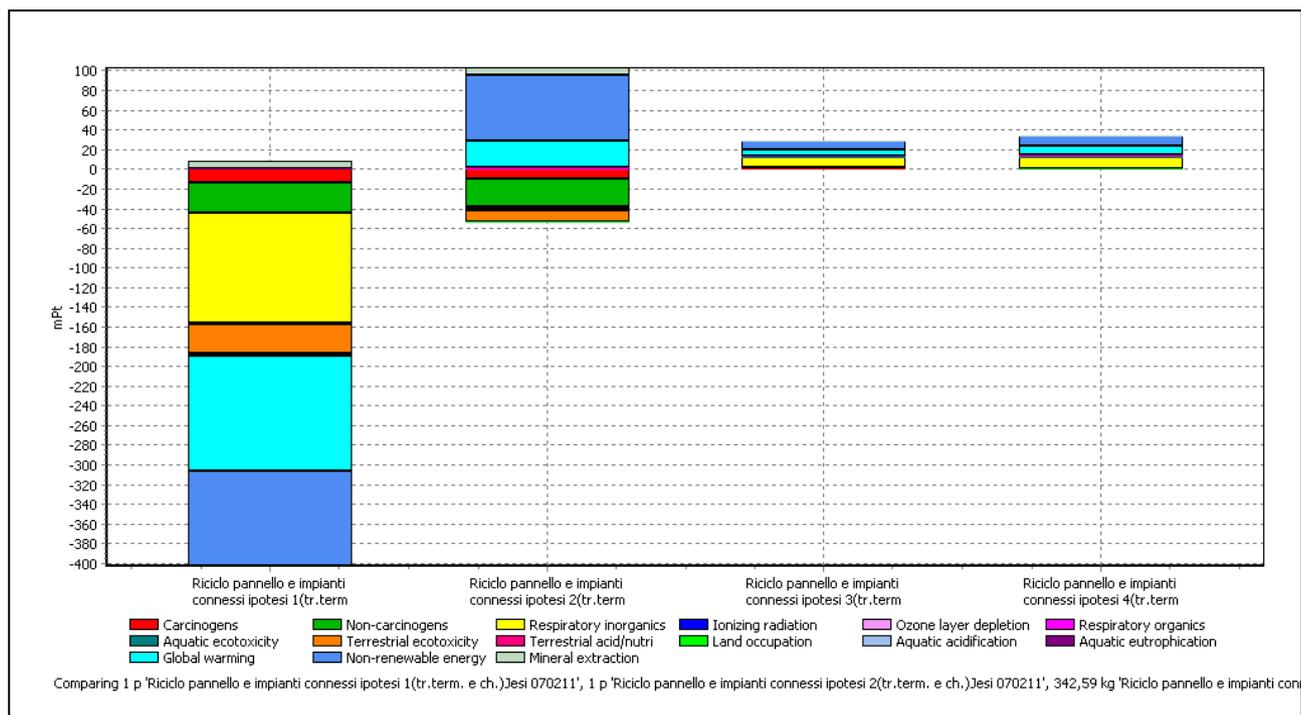


7.26 IL diagramma della valutazione per single score con IMPACT del processo Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 4(tr.term. e ch.)Jesi 070211.

Dall'analisi dei risultati si nota che il processo produce un danno pari a 0.033322 Pt. Il maggiore contributo al danno è quello dovuto al trasporto del pannello da Jesi alla Germania. Il risultato ottenuto è molto simile a quello dell'ipotesi 4, la differenza è dovuta all'allocazione su base energetica effettuata nella supposizione precedente, che quindi risulta corretta.

### 7.1.5 Confronto tra le quattro ipotesi di riciclo del pannello FV Multi-Si

Dopo aver analizzato nel dettaglio le diverse ipotesi possiamo al loro confronto sviluppato tramite il metodo IMPACT2002+300910(310111). La comparazione è stata effettuata tra 1 p del processo Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 1(tr.term. e ch.)Jesi 070211, 1 p di Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 2(tr.term. e ch.)Jesi 070211, 342,59 kg di Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 3(tr.term. e ch.)Jesi 070211 e 1 p 'Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 4(tr.term. e ch.)Jesi 070211. Per il terzo processo analizzato sono stati presi 342,59 kg perché tale valore corrisponde ad 1 p.



7.27 Confronto tra le ipotesi di riciclo.

Impact category	Unit	Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 1(tr.term. e ch.)Jesi 070211	Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 2(tr.term. e ch.)Jesi 070211	Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 3(tr.term. e ch.)Jesi 070211	Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 4(tr.term. e ch.)Jesi 070211
Total	Pt	-0,395188864	0,049119221	0,028605381	0,033321985
Carcinogens	Pt	-0,013806233	-0,010355751	0,000505252	0,000376743
Non-carcinogens	Pt	-0,030943416	-0,027833954	0,000824873	0,000534148
Respiratory inorganics	Pt	-0,110933908	-0,002874321	0,010078041	0,011311153
Ionizing radiation	Pt	-0,00027973	0,000555345	6,0196E-05	2,82265E-05
Ozone layer depletion	Pt	-2,27363E-05	-2,31736E-06	9,37231E-07	1,9242E-06
Respiratory organics	Pt	-4,50424E-05	5,23106E-05	6,00154E-06	1,79968E-05
Aquatic ecotoxicity	Pt	-0,000949263	-0,000607741	1,95689E-05	1,85963E-05
Terrestrial ecotoxicity	Pt	-0,030149709	-0,011639492	0,001543209	0,001426423
Terrestrial acid/nutri	Pt	3,89586E-05	0,001689476	0,000146294	0,000221892
Land occupation	Pt	-0,001833921	-0,000767801	0,000120401	0,000205554
Aquatic acidification	Pt	-	-	-	-
Aquatic eutrophication	Pt	-	-	-	-
Global warming	Pt	-0,117168774	0,026376511	0,00688648	0,009196292
Non-renewable energy	Pt	-0,096653695	0,066272414	0,007894547	0,009968992
Mineral extraction	Pt	0,007558604	0,00825454	0,00051958	1,40457E-05

7.28 Confronto tra le ipotesi di riciclo.

Dall'analisi dei risultati si nota che le ipotesi 2, 3 e 4 producono un danno molto simile, mentre l'ipotesi 1 produce un danno evitato nettamente preponderante sui danni dovuti alla separazione (trattamento termico) e al recupero (trattamento chimico) dei materiali del pannello.

## **7.2 LCA “*cradle to cradle*” e “*cradle to grave*” dell'impianto fotovoltaico**

Nei successivi paragrafi verrà considerato il ciclo di vita completo dell'impianto fotovoltaico dal reperimento delle materie prime fino alla fase di riciclo e di riuso dei materiali recuperati; cioè verranno eseguiti LCA è del tipo “*cradle to grave*” e “*cradle to cradle*”.

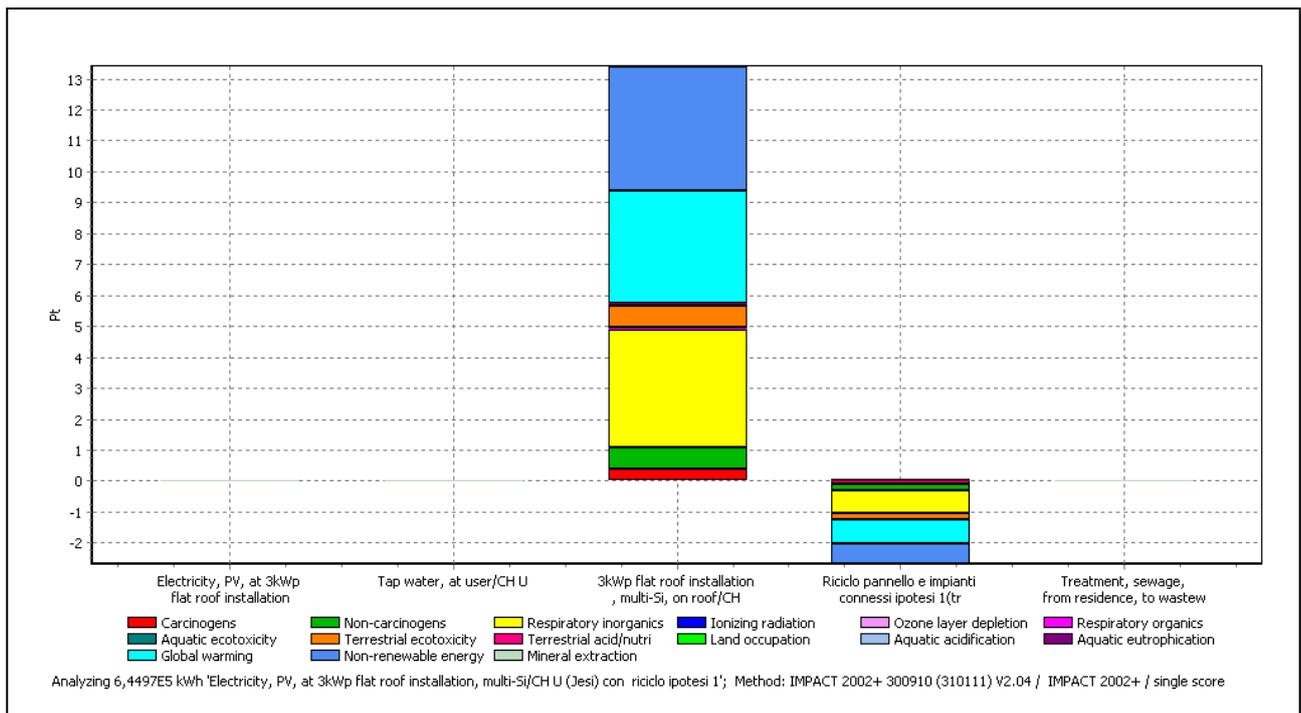
Verranno illustrati quattro diversi LCA che considerano le precedenti ipotesi di riciclo.

Il calcolo per i quattro casi è stato effettuato con IMPACT per 644971 kWh, che rappresenta l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico studiato durante i 30 anni.

### **7.2.1 LCA “*cradle to cradle*” con l'ipotesi 1**

Con questa analisi viene valutato il ciclo di vita dell'impianto fotovoltaico dalla produzione dei componenti (moduli FV, impianto elettrico, struttura di sostegno ed inverter) fino alla sua fase di disuso, che considera l'ipotesi 1 per il riciclo e lo smaltimento. Alla fine del ciclo di vita si ottengono dei semilavorati che successivamente potranno essere utilizzati per la produzione di un altro impianto fotovoltaico o per altri scopi.

Il processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi) con riciclo ipotesi 1 chiama per 6,6553 p Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 1 (tr. Term. E ch.)Jesi 070211 e per 6,6553 p 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I. Il valore di 6,6553 p corrisponde all'area complessiva dell'impianto di Jesi pari a 151,74 m<sup>2</sup> diviso l'area effettiva del pannello che è pari a 22,8 m<sup>2</sup>.



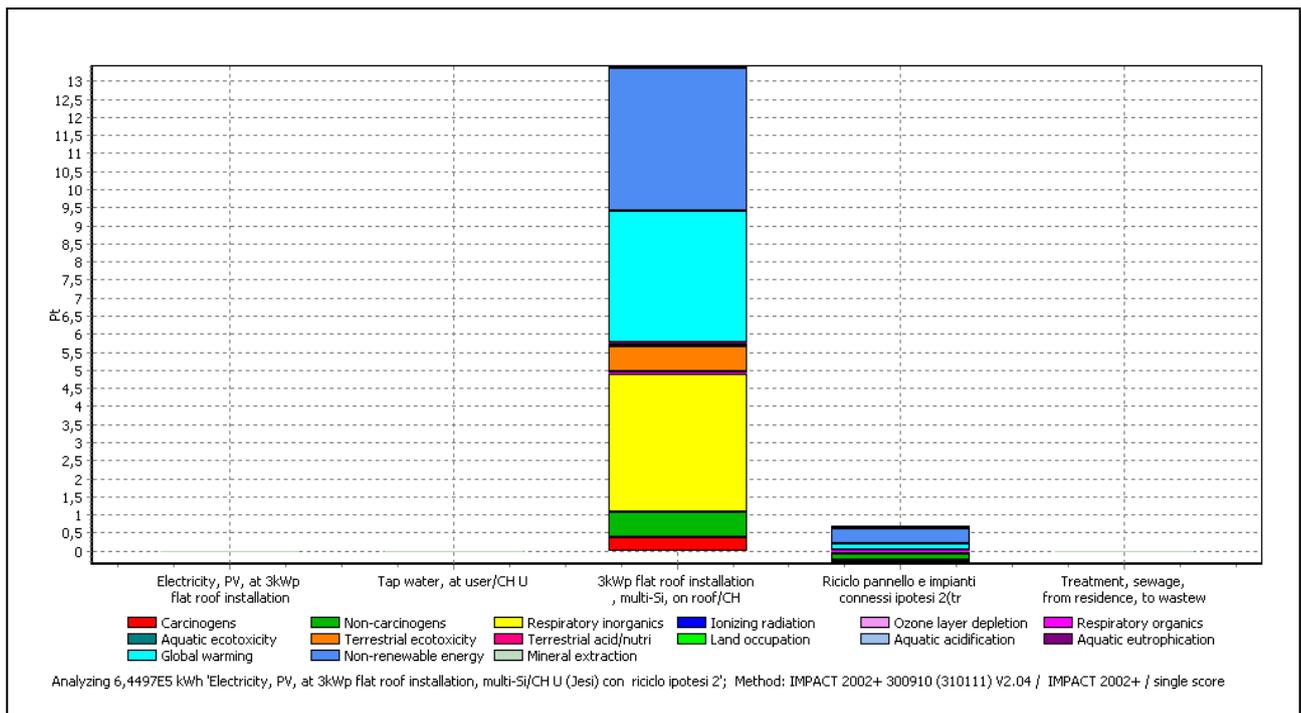
7.29 Il diagramma della valutazione del processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi) con riciclo ipotesi 1

Dall'analisi emerge che il danno totale vale 10.805 Pt, perciò risulta diminuito del 19.58% rispetto al punteggio della sola produzione, questo avviene grazie al danno evitato relativo alla prima ipotesi di riciclo, che considera il recupero dei materiali, dai trattamenti termici e chimici, come prodotti evitati.

### 7.2.2 LCA "cradle to cradle" con l'ipotesi 2

In questo caso la valutazione del ciclo di vita viene effettuata con IMPACT e considera la seconda ipotesi per il fine vita dell'impianto fotovoltaico. Pertanto l'estensione dell'analisi va dal reperimento delle materie prime per la costituzione dell'impianto primario fino alla produzione dell'impianto secondario.

Anche in questo caso il processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi) con riciclo ipotesi 2 richiama Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi 2 (tr.term. e ch.)Jesi 070211 e 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I per 6,6553 p (= 151,74 m<sup>2</sup> / 22,8 m<sup>2</sup>) , che corrisponde all'area complessiva dell'impianto di Jesi pari a 151,74 m<sup>2</sup> diviso l'area effettiva del pannello che è pari a 22,8 m<sup>2</sup>.



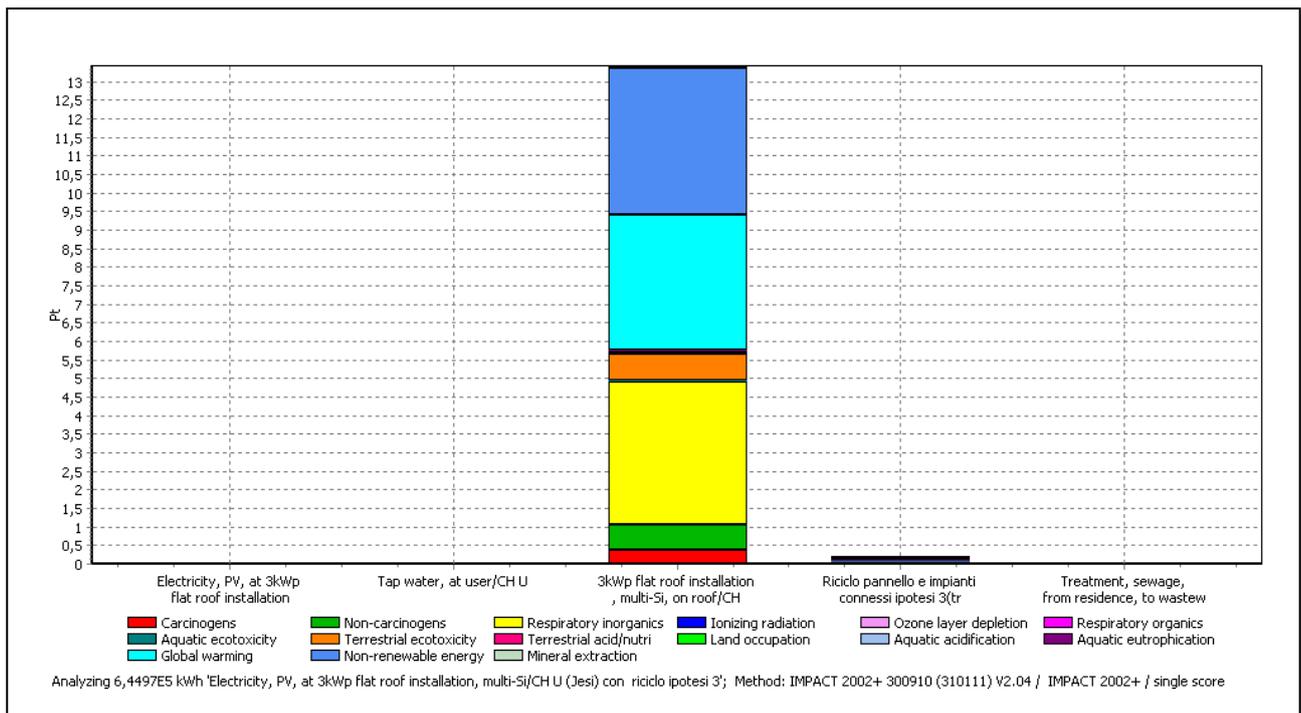
7.30 Il diagramma della valutazione del processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi) con riciclo ipotesi 2

Dalla valutazione con IMPACT è possibile notare che il danno totale vale 13.762 Pt, in questo caso è aumentato del 2.43% poiché la fase di riciclo oltre a considerare il prodotto evitato, include le energie necessarie per la produzione dell'impianto secondario che apportano un notevole contributo all'impatto ambientale.

### 7.2.3 LCA "cradle to grave" con ipotesi 3

Con questa valutazione viene analizzato il ciclo di vita dell'impianto fotovoltaico dalla produzione dei componenti fino al riciclo secondo l'ipotesi 3. Tramite l'utilizzo della terza supposizione vengono allocate, tramite una stima energetica, le fasi di trasporto, il trattamento termico del pannello (stadio di separazione dei materiali) e di smaltimento in discarica dei materiali, che non possono essere recuperati, all'impianto primario.

Il processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi) con riciclo ipotesi 3 richiama per 6,6553 p 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I, e per 2280 kg Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi3(tr.term. e ch.)Jesi 070211. Il valore di 2280 kg è dato da  $151,74 \text{ m}^2 / 22,8 \text{ m}^2 \cdot 342,586 \text{ kg}$ ; questo perché il processo del riciclo è stato sviluppato per 1 kg.



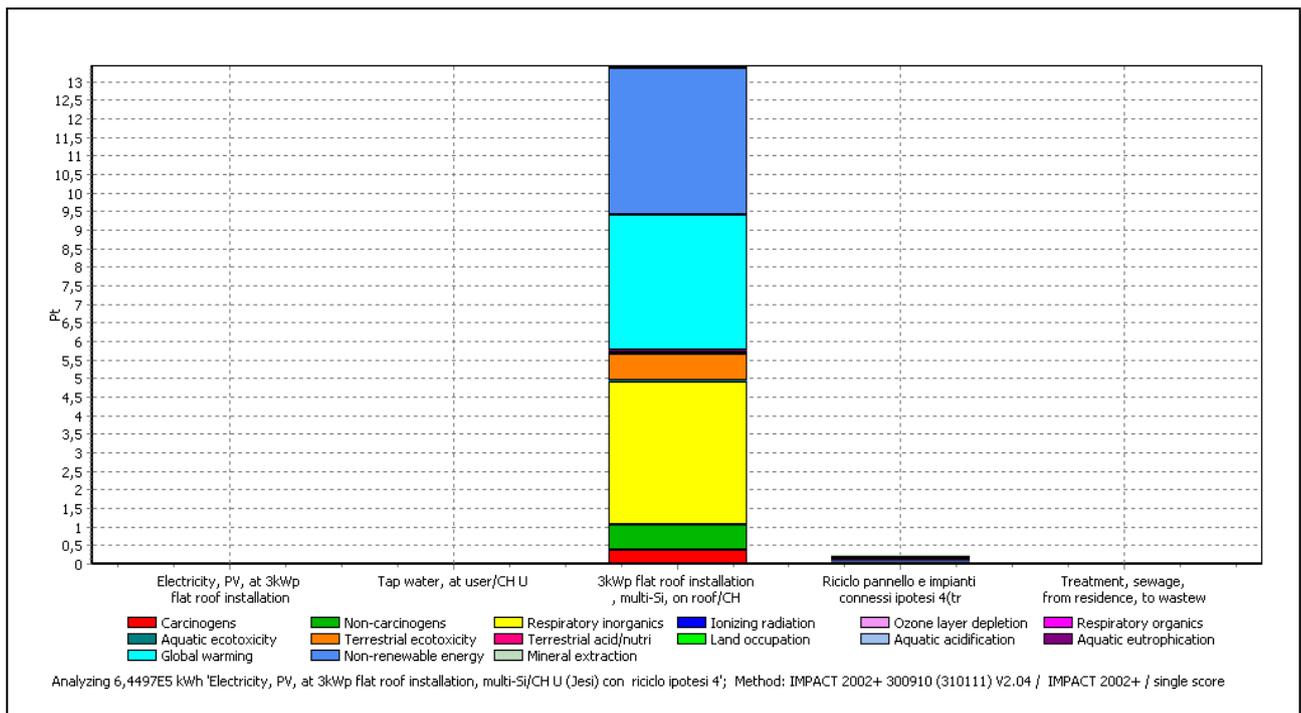
7.31Il diagramma della valutazione del processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi) con riciclo ipotesi 3

Eseguido l'analisi con IMPACT si ottiene un danno totale di 13.625 Pt che aumenta dell' 1.42% rispetto alla fase di produzione, tale incremento è dovuto alle fasi del riciclo che sono state attribuite all'impianto primario con la terza ipotesi.

#### 7.2.4 LCA "cradle to grave" con ipotesi 4

Consideriamo LCA del tipo "cradle to grave" che ha come fine vita l'ipotesi 4. Anche in questo caso i processi del riciclo che vengono attribuiti all'impianto primario sono il trasporto dei pannelli da Jesi all'impianto di DS in Germania (12000 km), i trattamenti per la separazione dei materiali costituenti il pannello e i prodotti che sono inviati in discarica poiché non è possibile effettuare un loro recupero.

Il processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi) con riciclo ipotesi 3 richiama per 6,6553 p 3kWp flat roof installation, multi-Si, on roof/CH/I e Riciclo pannello e impianti connessi ipotesi4(tr.term. e ch.)Jesi 070211.



7.32 Il diagramma della valutazione del processo Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi) con riciclo ipotesi 4

Attraverso la valutazione con IMPACT risulta che il danno totale vale 13.656 Pt, con un incremento rispetto alla sola fase di produzione dell'1.65%, tale valore è molto simile all'LCA completo con l'ipotesi 3, ciò testimonia la corretta allocazione effettuata su base energetica.

### 7.2.5 Conclusioni derivanti dagli LCA “*cradle to grave*” e “*cradle to cradle*”

Dal confronto dei quattro LCA di tipo “*cradle to grave*” e “*cradle to cradle*” con le diverse ipotesi di riciclo emerge che con l'ipotesi 1, valida quando si allargano i confini del sistema fino alla produzione dei semilavorati ottenuti dal riciclo, si ha una riduzione del danno del 19.58%. Mentre con le altre ipotesi si ha un aumento del danno tra l'1 e il 3%. La principale differenza tra le prime due ipotesi sta nell'attribuzione alla seconda delle energie necessarie per la produzione del pannello secondario, anche se entrambe contemplano il concetto del prodotto evitato, che quindi ricade l'impatto ambientale complessivo.

### 7.3 Confronto tra le diverse fonti energetiche rinnovabili e non

In questa sezione dello studio sono state confrontate le diverse energie elettriche prodotte da fonti rinnovabili e non. Per quanto riguarda le fonti rinnovabili sono state prese in esame:

- ✓ Electricity, hard coal, at power plant/IT;
- ✓ Electricity, natural gas, at power plant/IT;
- ✓ Electricity, nuclear, at power plant/UCTE;

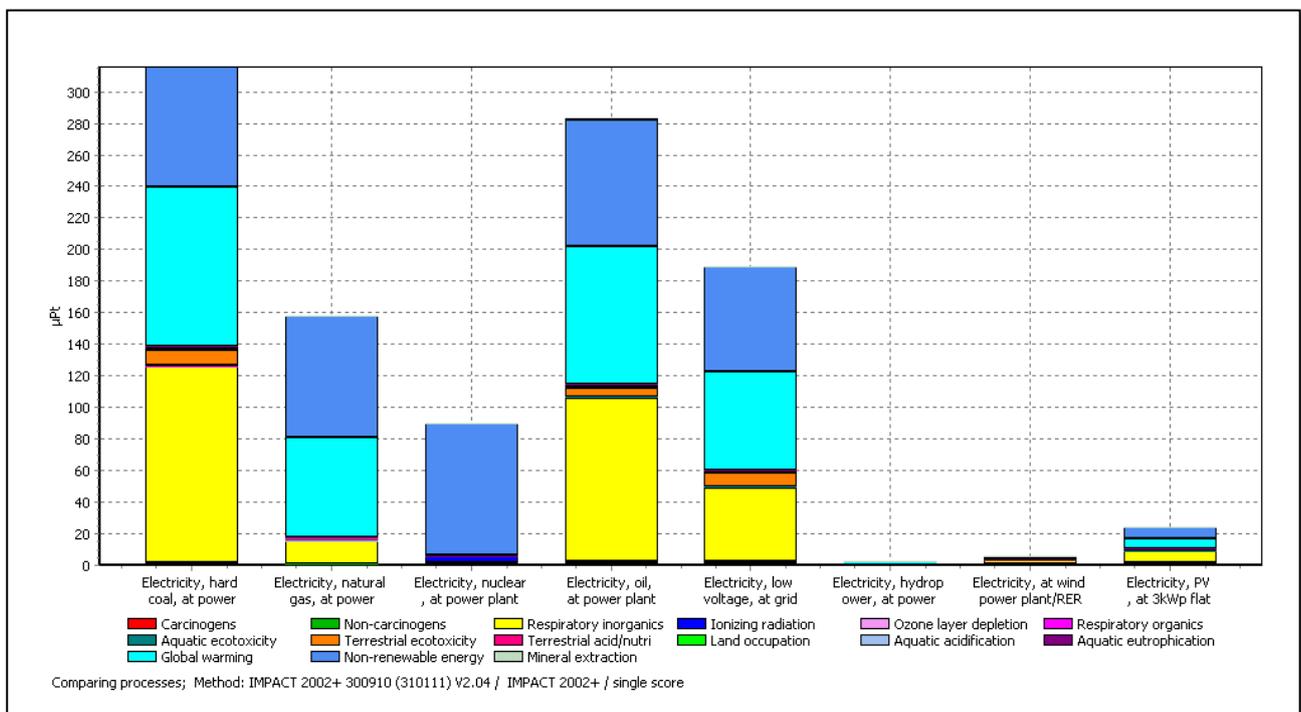
- ✓ Electricity, oil, at power plant/IT;
- ✓ Electricity, low voltage at grid/IT.

I processi sopra elencati sono stati presi dalla banca dati di Ecoinvent. Mentre le fonti rinnovabili prese in esame sono:

- ✓ Electricity, hydropower, at power plant/IT;
- ✓ Electricity, at wind, at power plant/RER;
- ✓ Electricity, PV, at 3 kWp flat roof installation, multi-Si/CH.

Anche queste appartengono ad Ecoinvent; in nessuna è stato contemplato il fine vita, dal momento che tale banca dati lascia al compilatore di Simapro l'inserimento di tali dati che non sono stati reperiti.

Il confronto è fatto per 1 kWh di energia elettrica prodotta dalle diverse fonti energetiche, tramite la metodologia di IMPACT.



7.33 Confronto con IMPACT e per 1kWh tra diversi tipi di energia elettrica.

Impact category	Unit	Electricity, hard coal, at power plant/IT	Electricity, natural gas, at power plant/IT	Electricity, nuclear, at power plant/UC TE	Electricity, oil, at power plant/IT	Electricity, low voltage, at grid/IT	Electricity, hydropower, at power plant/IT	Electricity, at wind power plant/REER	Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH
Total	Pt	0,000315709	0,000158134	8,97084E-05	0,000282858	0,000189433	2,07812E-06	5,87535E-06	2,43267E-05
Carcinogens	Pt	3,33E-07	9,3247E-07	4,6215E-08	8,52986E-07	8,20835E-07	2,19654E-08	2,29063E-07	6,93476E-07
Non-carcinogens	Pt	9,26965E-07	1,60177E-07	9,86991E-08	1,3944E-06	1,26826E-06	2,44964E-08	3,70683E-07	1,23634E-06
Respiratory inorganics	Pt	0,000124847	1,451E-05	1,38639E-06	0,000103917	4,71452E-05	1,27908E-06	2,39634E-06	6,9398E-06
Ionizing radiation	Pt	6,29574E-08	7,87858E-09	3,75765E-06	5,13232E-08	3,62726E-07	2,38182E-09	7,43892E-09	5,58313E-08
Ozone layer depletion	Pt	1,19866E-09	1,25515E-08	2,81E-09	1,53304E-08	8,33498E-09	3,64635E-11	1,04954E-10	2,07002E-09
Respiratory organics	Pt	2,42355E-08	4,90164E-08	1,18589E-09	5,99898E-08	3,71766E-08	4,07599E-10	1,16545E-09	1,56367E-08
Aquatic ecotoxicity	Pt	2,35876E-07	2,69627E-08	9,92858E-08	1,26009E-07	1,57746E-07	7,30115E-10	5,48222E-09	3,34971E-08
Terrestrial ecotoxicity	Pt	9,51208E-06	1,00804E-06	1,86753E-07	5,40387E-06	8,94879E-06	3,72814E-08	3,66629E-07	1,25212E-06
Terrestrial acid/nutrient	Pt	1,62916E-06	3,70213E-07	1,61875E-08	1,66701E-06	7,15548E-07	6,04235E-09	1,41611E-08	7,97759E-08
Land occupation	Pt	8,37032E-07	1,94668E-07	2,438E-08	7,54651E-07	4,00052E-07	2,11694E-08	1,05484E-07	1,20111E-07
Aquatic acidification	Pt	-	-	-	-	-	-	-	-
Aquatic eutrophication	Pt	-	-	-	-	-	-	-	-
Global warming	Pt	0,000101134	6,38982E-05	7,73317E-07	8,74536E-05	6,28852E-05	3,95338E-07	1,13094E-06	6,59514E-06
Non-renewable energy	Pt	7,59234E-05	7,69597E-05	8,33048E-05	8,05197E-05	6,65281E-05	2,85819E-07	1,20255E-06	7,20527E-06
Mineral extraction	Pt	2,4263E-07	4,2518E-09	1,0722E-08	6,4134E-07	1,54975E-07	3,37373E-09	4,53063E-08	9,76093E-08

7.34 Confronto tra le diverse fonti energetiche.

Dall'analisi risulta che il danno minore è prodotto dalle energie rinnovabili, e tra queste quello inferiore è dell'energia idroelettrica. L'impatto ambientale maggiore è dovuto all'energia da carbone, seguito da quella del petrolio e dal gas naturale.

L'energia prodotta con il nucleare si trova in una posizione intermedia tra le fonti rinnovabili e quelle non. Il suo contributo maggiore è dovuto a Non-renewable energy e, in particolare al minerale Uranium, in ground.

Infatti si nota che Non-renewable energy è massima per l'energia nucleare (8,3305E-5 MJ/kWh) e minore per le altre fonti energetiche (il valore minimo è quello relativo al carbone con 7.5924E-5 MJ/kWh).

Si ricorda che il potere calorifico dell'Uranio è inferiore a quello dei combustibili non rinnovabili:

“la fissione di un grammo U-235 produce 68 GJ di energia termica, questo dato spesso lascia ad intendere che i sistemi ad energia nucleare siano ad altissima densità energetica, ma U-235 non si trova libero in natura, un grammo di U-235 si ricava, mediamente, da 7 tonnellate di minerale lavorato in miniera. Di conseguenza il potere calorifico del minerale contenente U-235 è, mediamente, di 10 MJ/kg. Il potere calorifico del petrolio è di 42 MJ/kg, quello del carbone di 30 MJ/kg e per la legna 17 MJ/kg, quindi dire che il nucleare implica una fonte energetica ad altissima densità è per lo meno opinabile, nel migliore dei casi è comunque sullo stesso ordine di grandezza degli altri combustibili.”

Tuttavia la causa dei diversi valori di energia non rinnovabile dei combustibili non può essere attribuito al loro potere calorifico, perché la quantità di calore necessaria per produrre 1 kWh di energia elettrica deve essere uguale per tutti i combustibili. Tenuto presente che nel Metodo IMPACT 2002 il fattore di caratterizzazione del combustibile è rappresentato dal suo potere calorifico, ad un valore maggiore di Potere calorifico deve corrispondere un minore valore di massa di combustibile. Perciò la causa tra queste diversità di contenuto energetico non rinnovabile è da attribuire alla diversa efficienza degli impianti per la combustione del combustibile: per esempio risulta che con il nucleare si produce più energia di quella necessaria per vaporizzare l'acqua delle turbine.

In EPS il fattore di caratterizzazione dei combustibili è ELU/kg, che rappresenta il costo esterno della risorsa e che misura il suo grado di esaurimento. Per esempio il costo esterno del gas naturale è il doppio di quello del petrolio e 20 volte quello del carbone.

In Eco-indicator99 il fattore di caratterizzazione dei combustibili è MJ surplus/kg, che rappresenta l'energia in più che deve essere impiegata per estrarre 1 kg di risorsa quando la sua richiesta è 5 volte superiore a quella del 1990.

Con entrambi i metodi il fattore peso rientra in gioco: la quantità di energia fornita dipende dal potere calorifico e quindi dalla quantità di risorsa che è proporzionale al costo esterno o ai MJ surplus.

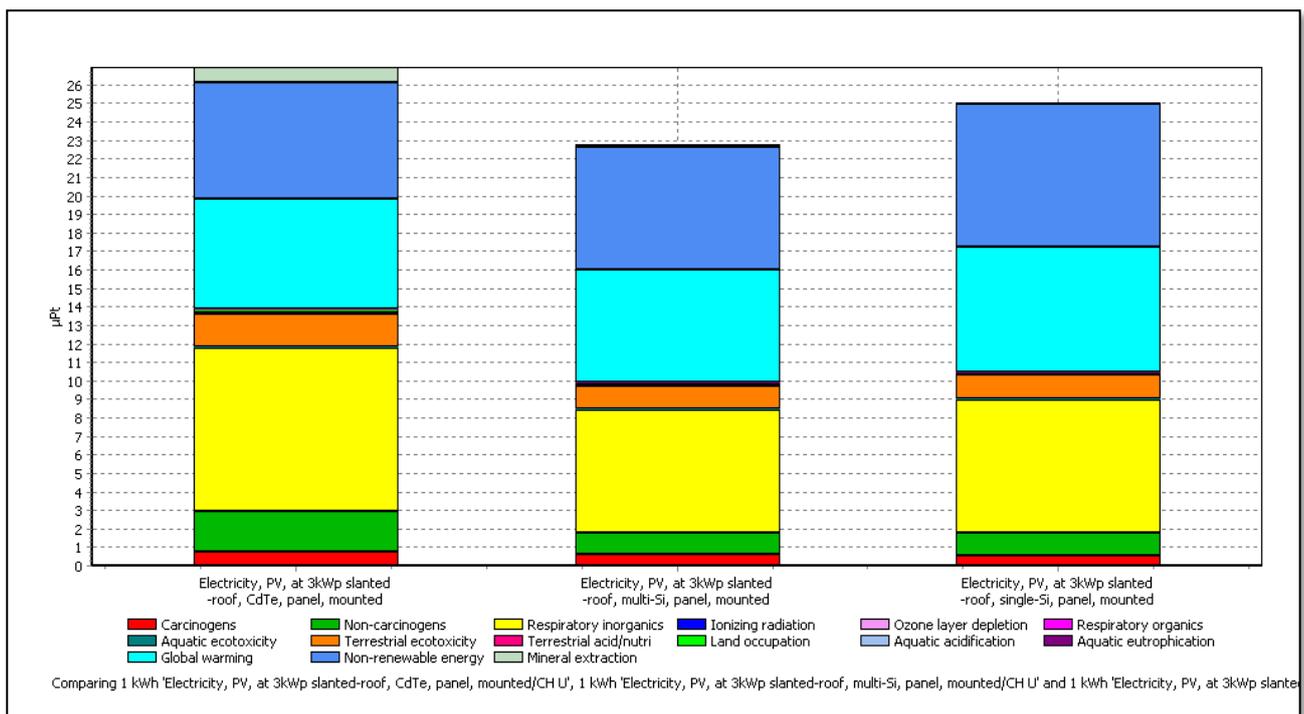
## 7.4 Confronto tra le tecnologie FV: multi-Si, mono-Si e CdTe

In questo paragrafo sono comparate le tecnologie fotovoltaiche in multi-Si, mono-Si e in CdTe. Il confronto è stato effettuato per 1 kWh con il Metodo IMPACT modificato per tenere conto della risorsa Cd che non era stata considerata nella metodologia standard.

I processi utilizzati in questa valutazione provengono dalla banca dati di Ecoinvent e sono:

- ✓ Electricity, PV, at 3 kWp slanted roof, CdTe, panel mounted/CH;
- ✓ Electricity, PV, at 3 kWp slanted roof, multi-Si, panel mounted/CH;
- ✓ Electricity, PV, at 3 kWp slanted roof, single-Si, panel mounted/CH.

Anche in questo caso il confronto riguarda la loro produzione, dato che per il fine vita risulta molto difficile il reperimento dei dati, e questi non sono disponibili all'interno della banca dati.



7.35 Confronto tra i processi dei diversi pannelli.

<b>Impact category</b>	<b>Unit</b>	<b>Electricity, PV, at 3kWp slanted-roof, CdTe, panel, mounted/CH U</b>	<b>Electricity, PV, at 3kWp slanted-roof, multi-Si, panel, mounted/CH U</b>	<b>Electricity, PV, at 3kWp slanted-roof, single-Si, panel, mounted/CH U</b>
Total	Pt	2,69415E-05	2,27597E-05	2,5058E-05
Carcinogens	Pt	7,44959E-07	5,87846E-07	5,80366E-07
Non-carcinogens	Pt	2,16942E-06	1,191E-06	1,20755E-06
Respiratory inorganics	Pt	8,84184E-06	6,62795E-06	7,14124E-06
Ionizing radiation	Pt	5,1326E-08	5,48385E-08	7,74538E-08
Ozone layer depletion	Pt	6,67321E-10	2,03959E-09	1,98588E-09
Respiratory organics	Pt	6,03959E-09	1,48795E-08	1,44054E-08
Aquatic ecotoxicity	Pt	3,96689E-08	3,30123E-08	3,41353E-08
Terrestrial ecotoxicity	Pt	1,7398E-06	1,22229E-06	1,23567E-06
Terrestrial acid/nutri	Pt	1,01193E-07	7,45143E-08	8,03327E-08
Land occupation	Pt	1,59528E-07	1,20524E-07	1,21932E-07
Aquatic acidification	Pt	-	-	-
Aquatic eutrophication	Pt	-	-	-
Global warming	Pt	5,9885E-06	6,05255E-06	6,76049E-06
Non-renewable energy	Pt	6,28384E-06	6,68266E-06	7,71701E-06
Mineral extraction	Pt	8,14685E-07	9,55737E-08	8,54093E-08

7.36 Confronto tra i processi dei diversi tipi di pannelli fotovoltaici.

Dall'analisi si nota che il fotovoltaico in silicio policristallino è quello che produce il minor danno, mentre la tecnologia a film sottile (CdTe) produce il maggior impatto (18.37% in più del multi-Si). Quindi dato che le efficienze relative alla conversione dell'energia solare in energia elettrica sono molto simili, da un punto di vista ambientale sarebbe più opportuno l'utilizzo della tecnologia al silicio, a meno che il gap non venga colmato attraverso la ricerca.

## 7.5 Confronto tra l'isolante e l'energia da FV corrispondente alla riduzione del fabbisogno dovuta allo stesso

Viene messo a confronto il danno ambientale dovuto all'inserimento di uno strato di isolante nelle pareti dell'edificio dell'impresa di Jesi con un impianto fotovoltaico in silicio policristallino.

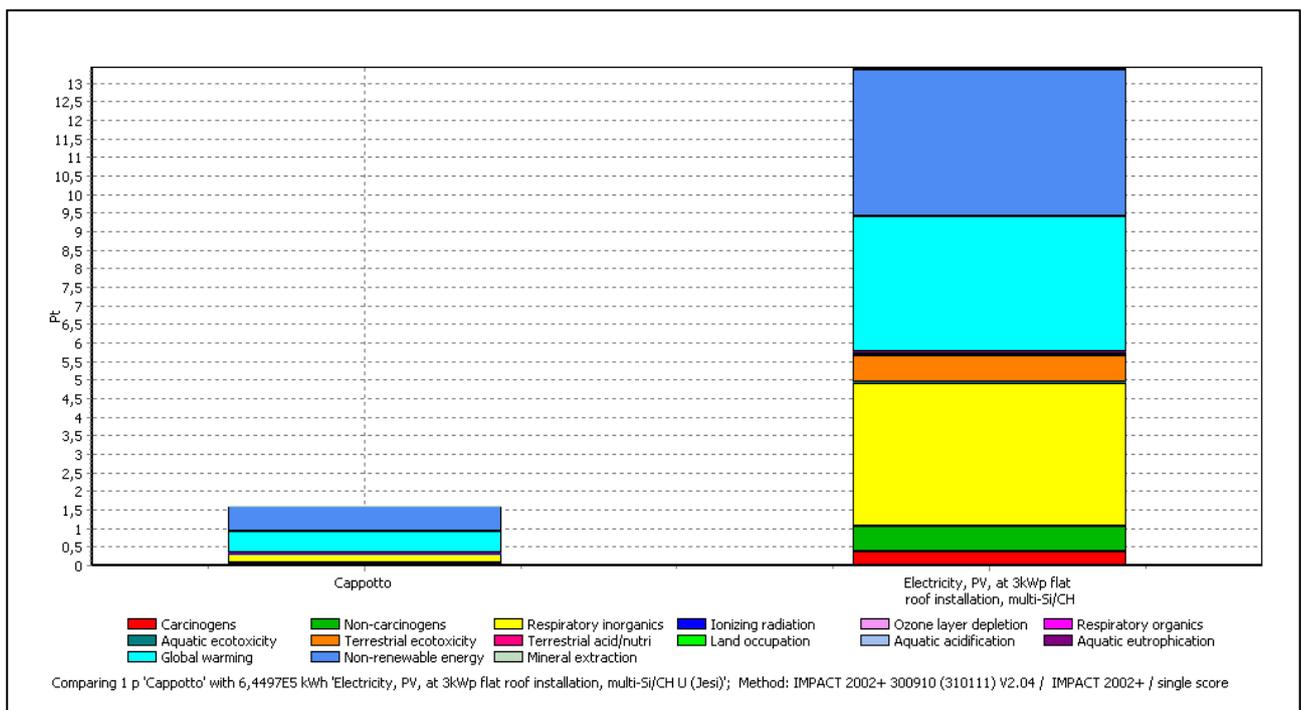
Senza isolamento il fabbisogno annuale dell'edificio è di 24775 kWh/anno a cui corrisponde una energia totale in 30 anni di vita pari a 644971 kWh. Per produrre tale energia è necessario un pannello di 151.74 m<sup>2</sup>, che produce il danno mostrato nella figura sottostante che vale: 13.475 Pt.

Supponiamo che il fabbisogno sia dovuto alla sola climatizzazione, introducendo uno strato di isolante di XPS di 0.1 m sulle pareti laterali di dimensioni 11,8m · 4,5 m e 23,2m · 4,5m . Supponendo per semplicità una durata di vita uguale a quella del pannello si produce un impatto ambientale pari a 1.604 Pt.

Nell'ipotesi che l'isolante annulli il fabbisogno energetico dell'edificio, il suo uso converrebbe con un vantaggio pari a 8.4008 (=13.475 /1.604).

Mentre se l'XPS riducesse il fabbisogno energetico del 30% avremmo un vantaggio pari a 11.0365 (=13.475 · 0.7+1.604) anziché 13.475Pt.

Il vantaggio del isolante si ha fino ad una copertura di fabbisogno pari all'11,9%, come è mostrato dal seguente procedimento:  $13.475 \cdot (1-x) + 1.604 = 13.475 x$   $x=0.119$



7.37 Il diagramma della valutazione per single score con IMPACT tra i processi Cappotto e Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi)

Impact category	Unit	Cappotto	Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi)
Total	Pt	<b>1,60396</b>	<b>13,4346</b>
Carcinogens	Pt	0,043409	0,382978
Non-carcinogens	Pt	0,007978	0,682781
Respiratory inorganics	Pt	0,255548	3,832561
Ionizing radiation	Pt	0,00109	0,030833
Ozone layer depletion	Pt	0,029615	0,001143
Respiratory organics	Pt	0,001006	0,008635
Aquatic ecotoxicity	Pt	0,000233	0,018499
Terrestrial ecotoxicity	Pt	0,008015	0,691496
Terrestrial acid/nutri	Pt	0,00359	0,044057
Land occupation	Pt	0,000881	0,066332
Aquatic acidification	Pt	-	-
Aquatic eutrophication	Pt	-	-
Global warming	Pt	0,567786	3,642219
Non-renewable energy	Pt	0,68314	3,979169
Mineral extraction	Pt	0,001664	0,053906

7.38 La valutazione per single score con IMPACT tra i processi Cappotto e Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi)

Dalla comparazione si nota che aumentando la percentuale di energia risparmiata incrementa il vantaggio nell'uso dell'isolante.

## **8 Valutazione dell'investimento: analisi dei costi interni ed esterni, e Energy Payback Time**

Nei successivi paragrafi saranno presi in esame i costi dell'investimento, i costi esterni e l'Energy Payback Time.

### **8.1 La valutazione dell'investimento**

Nella sezione precedente dell'elaborato sono state riportate le diverse soluzioni progettuali, che appartengono alla analisi tecnica dell'impianto fotovoltaico, ora passiamo alla sua valutazione economica.

Infatti il processo decisionale oltre a prendere in considerazione le alternative di carattere tecnico, deve valutare economicamente tutte le opzioni per poter favorire la crescita e lo sviluppo di una azienda. La logica seguita durante il processo decisionale della valutazione economica riguarda la rinuncia all'attuazione di un'altra attività per ottenere, da quella effettivamente realizzata, due tipi di ritorni. In primo luogo ci si aspetta il recupero, dilazionato su di un certo numero di anni, dei capitali impiegati all'inizio; ed in secondo luogo si vuole ottenere un margine di benefici adeguati e tali da compensare la scelta per aver attuato quell'investimento e non un altro.

Una qualsiasi decisione di investimento riguarda l'impiego di risorse economiche in vista di benefici differiti nel tempo. L'investimento è il raffronto tra un esborso iniziale, da sostenere per realizzare o dare avvio all'investimento stesso, ed i flussi monetari che ci si attende da esso, a condizione che abbiano un valore monetario maggiore di quello delle risorse impiegate. Un'altra caratteristica fondamentale dell'investimento è il rischio, cioè un qualsiasi fattore che può metterne in pericolo la remunerazione o l'ammontare dell'esborso iniziale.

Perciò il rischio dovrà essere accuratamente valutato da una azienda per l'attuazione di un progetto. Si assume, quindi, che un investimento sia definito quando se ne conosca la distribuzione dei costi e dei ricavi nel tempo. Quando si parla di costo dell'investimento si intende l'entità di flussi finanziari in uscita, o minori flussi finanziari in entrata, connessi alla sua attuazione; analogamente, i "benefici" ad esso associati sono costituiti da flussi finanziari in entrata, ovvero a minori flussi finanziari in uscita. In tal modo un'operazione d'investimento può essere rappresentata da una successione (stimata) di future entrate e uscite monetarie denominata "flusso di cassa". [20] [21]

### **8.2 Il ciclo economico finanziario dell'investimento**

L'analisi del ciclo economico finanziario di un investimento parte dalla valutazione del processo di *feed-back* del capitale investito, andando pertanto ad analizzare i flussi finanziari in uscita sostenuti

all'atto dell'investimento. Il recupero di tali flussi, aspetto centrale del problema, è il primo *step* in termini di obiettivi aziendali, a cui bisogna associare la redditività dell'investimento. In linea generale, il ciclo della gestione si serve di mezzi finanziari (*capitale proprio o di credito*) per l'acquisizione del progetto di investimento, il cui risultato avvia il processo di ritorno delle risorse monetarie (*ricavi*). Al processo gestionale, quindi, si riconoscono due cicli operativi, l'uno economico e l'altro finanziario che, nella sua dinamica temporale, rappresenta il flusso dei ricavi conseguiti e dei costi sostenuti attraverso operazioni finanziarie in entrata e in uscita. All'interno di questo ciclo si delinea l'obiettivo del progetto d'investimento, che è quello di conseguire alla fine del periodo gestionale il risultato economico (*ricavi > costi*) e quello finanziario (*entrate > uscite*). [22]

### 8.3 I metodi di valutazione degli investimenti

La fase di valutazione degli investimenti è legata alla scelta del metodo. Tra i molteplici metodi verranno applicati al nostro caso:

- ✓ il metodo del valore attuale netto VAN (o NPV Net Present Value);
- ✓ il metodo del periodo di recupero monetario (PBT Pay Back Time).

#### 8.3.1 Il metodo del valore attuale netto VAN

Il VAN si basa sul principio secondo il quale una attività deve essere portata a termine solo se i benefici che ne possono derivare sono superiori alle risorse utilizzate. Infatti viene confronto il costo iniziale con i futuri flussi di cassa generati da un investimento e in modo tale da indicare il saldo finanziario del progetto; se quest'ultimo è positivo significa che l'investimento rende più di quanto costa e il progetto può essere realizzato. Il VAN determina il valore attualizzato di tutti i flussi differenziati generati dall'investimento nella sua vita utile. L'analisi verte sul flusso di cassa differenziale e non sull'utile netto contabile sulla base del presupposto che l'adozione del principio di competenza economica, conducendo ad ignorare la tempistica delle entrate e delle uscite, non valuti il valore del tempo. [23]

Pertanto, il VAN valuta adeguatamente la distribuzione temporale dei flussi di cassa differenziali, che sono resi omogenei attraverso un processo di attualizzazione. Il valore attuale netto, risultante dalla differenza tra il valore attualizzato dei flussi in entrata e il valore attualizzato dei flussi in uscita:

$$VAN = \sum_1^n Fn (1 + i)^{-n} - I_0$$

dove:

$F_n$  = flusso di cassa semplice ( $R_n - C_n$ );

$(1+i)^{-n}$  = fattore di attualizzazione o saggio di sconto;

$I_0$  = ammontare del capitale iniziale.

Il VAN esprime il valore, al tempo 0, di una serie di flussi finanziari (in entrata o in uscita), attesi in tempi diversi attualizzati in base ad un determinato tasso di attualizzazione o saggio di sconto. In questa maniera è possibile confrontare, con un unico valore, investimenti diversi, caratterizzati da diverse serie di flussi finanziari (investimenti, ricavi, costi, decommissioning = dismissione).

### 8.3.2 Il metodo del periodo di recupero monetario (o PBT Pay Back Time)

Il periodo di recupero monetario, o *Pay Back Time*, valuta il periodo di tempo necessario per recuperare l'importo degli investimenti, determinando il numero di anni che i flussi in entrata impiegano per equiparare i flussi in uscita. Nel caso in cui si prevede che i flussi di cassa in entrata siano costanti nel tempo il periodo di recupero monetario è determinato dal rapporto tra i flussi di cassa in uscita per l'investimento iniziale e i flussi di cassa netti annuali in entrata. Nel caso di decisioni assolute il criterio di selezione dell'investimento è dato dal confronto tra il periodo di recupero monetario e un certo periodo prefissato, detto *cut off period*. In generale, la scelta del *cut off period* si traduce nell'individuazione del più lungo tempo di rientro che i responsabili dell'area finanziaria ritengono accettabile per un investimento. Nel caso di decisione relative, il criterio di selezione accorda preferenza agli investimenti con PBT minore. Tale criterio risulta piuttosto diffuso per la sua caratteristica di esprimere attraverso il tempo di rientro la rischiosità dell'investimento.

Rientra tra i metodi aritmetico – contabili perché, oltre a prendere in esame i flussi reddituali, indica i termini temporali in cui i flussi positivi di cassa, originati dall'investimento, riescono a coprire il capitale inizialmente investito.

Se l'ammontare dei flussi di cassa è costante, il PBT si ottiene applicando la formula seguente:

$$\text{PBT} = I_0 / F_n$$

dove:

$I_0$  rappresenta investimento iniziale;

$F_t$  è il flusso di cassa netto incrementale.

Se i flussi di cassa tendono invece a variare da periodo a periodo, il calcolo del PBT prevede di sommare tra loro i flussi di cassa netti prodotti dall'investimento, fino al recupero integrale dell'investimento iniziale.

Malgrado la sua utilità l'adozione del metodo non è esente da alcuni aspetti critici dovuti *in primis* a una valutazione parziale dei flussi generati dall'investimento. Tra i flussi in entrata, si tiene conto solo di quelli generati sino al momento del recupero dell'investimento, prescindendo da quelli successivi. Ne discende la possibilità di penalizzare gli investimenti che producono maggiori flussi nel medio-lungo periodo, a vantaggio degli investimenti che generano maggiori flussi in entrata nel breve periodo. Inoltre il PBT non considera la distribuzione temporale dei flussi, il diverso valore degli stessi in relazione al passare degli anni e il rischio associato all'investimento. [55]. Al fine di ovviare a tale limite, si ricorre spesso al cosiddetto “*pay back time attualizzato*” che, al contrario, prevede l'attualizzazione dei flussi. Il calcolo matematico risulta essere analogo al semplice PBT con la differenza che il flusso di cassa in entrata viene considerato attualizzato, fermo restando l'ammontare del capitale iniziale investito.

## 8.4 Analisi dei costi interni dell'investimento FV

Per l'analisi dei costi interni relativi all'investimento, che deve essere intrapreso dall'azienda per l'impianto fotovoltaico, devono essere calcolati i ricavi derivanti dal Conto Energia e dalla disciplina di scambio sul posto, i costi per l'acquisto dell'impianto, per l'assicurazione e la manutenzione. Nei prossimi paragrafi verranno elencate le procedure di calcolo ed i valori associati.

### 8.4.1 Calcolo dei costi ( $C_n$ )

Per quanto riguarda i costi ( $C$ ) all'anno zero risulteranno essere pari all'importo dell'investimento stimato essere pari a 89081,5 €. Dal primo anno in poi risulteranno essere pari a 990,815 € ossia pari alla somma tra il costo annuale della manutenzione che è pari all'1% (= 890,815 €) e dal costo annuale dell'assicurazione (= 100 €). All'undicesimo anno bisogna includere all'interno dei costi il costo dell'inverter di circa 4.500€ che viene sostituito in media ogni 10/12 anni. Per quanto riguarda il costo dell'assicurazione, avendo considerato una vita utile dell'impianto pari a 30 anni, a partire dal ventunesimo anno non lo consideriamo ulteriormente.

Pertanto avremo che il costo dell'impianto vale:

$$C_0 = 89081,5 \text{ €}$$

Costo annuale di manutenzione più il costo annuale dell'assicurazione sono pari a:

$$C_1 = 990,815 \text{ €}$$

All'undicesimo anno deve essere aggiunto il costo dell'inverter:

$$C_{11} = 990,815 \text{ €} + 4.500 \text{ €} = 5490,815 \text{ €}$$

Mentre dal ventunesimo anno in poi consideriamo solo il costo annuale di manutenzione:

$$C_{21} = 890,815 \text{ €}$$

#### 8.4.2 Calcolo dei ricavi ( $R_n$ )

I ricavi all'anno zero saranno nulli e a partire dal primo anno risulteranno essere pari alla somma tra il valore annuo dell'energia prodotta da Conto Energia più Valore dell'energia derivante dalla disciplina dello scambio sul posto.

Il valore dell'energia prodotta nel primo anno da Conto Energia è pari a:

$$R_{IC.E.} = \text{kWh/anno} \cdot 0,377 \text{ €/kWh} = 24856,83 \cdot 0,377 = 9371,025 \text{ €/anno}$$

Il valore della disciplina di scambio sul posto vale:

$$R_{IS.P.} = \text{kWh/anno} \cdot 0,18 \text{ €/kWh} = 24856,83 \cdot 0,18 = 4474,229 \text{ €/anno}$$

Pertanto i ricavi del primo anno risulteranno:

$$R_1 = R_{IC.E.} + R_{IS.P.} = 9371,025 + 4474,229 = 13845,254 \text{ €/anno}$$

Dal secondo anno in poi dobbiamo considerare nel calcolo dei ricavi: l'eventuale incremento della tariffa del conto energia, che per semplicità abbiamo ipotizzato essere a pari allo 0%, il tasso di incremento del prezzo dell'energia, ipotizzato pari al 3% (ipotizzato valutando gli ultimi dati ISTAT e constatando che c'è proporzionalità tra il tasso di inflazione generale e il tasso di incremento del prezzo dell'energia ma non equivalenza) ed infine, quella che è la percentuale di riduzione della produzione di energia annua, dovuta alla perdita di efficienza dell'impianto, pari all'1%.

Dal secondo anno in poi dobbiamo considerare tutte le altre variabili. Possiamo quindi definire:

$$R_n = [0,377\text{€/kWh} + 0,18 \text{ €/kWh} \cdot (1 + 0,03)] \cdot [24856,83 \cdot (1 - 0.01)^{n-1}]$$

dove:

0,377€/kWh = incentivo attribuito dal Conto Energia 2011/2013;

0,18€/kWh = valore dell'energia disciplina scambio sul posto (ipotizzato dal costo dell'energia acquistata in rete che varia da 0,18 a 0,20 €/kWh);

0,03 = tasso di incremento del prezzo dell'energia (3%);

24856,83 kWh/anno = energia prodotta durante il primo anno di vita dell'impianto fotovoltaico di Jesi;

0,01 = riduzione della produzione di energia annua (1%);

### 8.4.3 Calcolo dei flussi di cassa cumulati ( $F_{c_n}$ )

All'anno zero risulteranno essere pari all'importo totale dell'investimento, ovviamente con segno negativo. In generale possiamo si può affermare che:

$$F_{c_n} = F_{c_{(n-1)}} + (R_n - C_n) = F_{c_{(n-1)}} + F_n$$

dove:

$F_{c_{(n-1)}}$  flusso di cassa cumulato all'anno (n-1);

$F_n$  flusso di cassa all'anno n;

$R_n$  ricavo all'anno n;

$C_n$  costo all'anno n.

### 8.4.4 Calcolo dei flussi di cassa attualizzati ( $F_{a_n}$ )

All'anno zero risulteranno essere pari all'importo iniziale investimento, mentre per gli anni successivi sarà calcolato come segue:

$$F_{a_n} = F_n \cdot (1 + i)^{-n}$$

dove:

$F_n$  flusso di cassa semplice all'anno n;

$(1+i)^{-n}$  = fattore di attualizzazione o Saggio di sconto ipotizzato pari al 3,5%.

### 8.4.5 Calcolo dei flussi di cassa attualizzati cumulati ( $F_{ca_n}$ o VAN)

Per semplicità si preferisce calcolare i Flussi di cassa attualizzati cumulati per verificare in corrispondenza di ogni anno il Valore Attuale Netto, che è proprio dato dalla somma dei flussi di cassa attualizzati. Ovviamente all'anno zero risulteranno essere pari all'esborso iniziale che l'investitore deve affrontare (89081,48€).

La formula che si utilizza è la seguente:

$$F_{ca_n} = F_{c_{(n-1)}} + F_n \cdot (1 + i)^{-n} = F_{c_{(n-1)}} + F_{a_n}$$

Dove:

$F_{ca_n}$  flusso di cassa cumulato all'anno n (che corrisponde al VAN dell'anno n);

$F_{n-1}$  flusso di cassa semplice all'anno (n-1);

$(1+i)^{-n}$  fattore di attualizzazione o Saggio di sconto ipotizzato pari al 3,5%;

$F_{a_n}$  flusso di cassa attualizzato all'anno n;

In pratica il flusso di cassa attualizzato cumulato corrisponde alla somma tra il semplice flusso di cassa all'anno (n-1), quindi alla differenza tra i ricavi meno costi dell'anno (n-1), e il flusso di cassa attualizzato dell'anno n, quindi il flusso di cassa semplice per il fattore di attualizzazione o saggio di sconto.

Nella tabella sottostante vengono riportati tutti i dati relativi ai costi dell'impianto. A partire dal costo di un kWh prodotto quindi il costo dell'energia fino al costo totale per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico.

<b>COSTI DELL'IMPIANTO</b>		
	<b>Unità di misura</b>	<b>Valore</b>
Potenza impianto (P)	kWp	19,96
Costo del kWp installato (Cu) (IVA inclusa)	€/kWp	4.463,00
Costo dell'impianto (Cs) (IVA inclusa)	€	89.081,48
Costo inverter (è stata ipotizzata una sola sostituzione degli/dell'inverter nell'arco della vita utile dell'impianto)	€	4.500,00
Ore equivalenti (=Producibilità dell'impianto/Potenza dell'impianto/)	h	1.245
Energia prodotta in un anno (E) Ek (Potenza dell'impianto* Ore equivalenti)	kWhel/anno	24.858
Valore energia Conto Energia	€/kWh	0,377
Eventuale incremento tariffa conto energia	%	0%
Valore annua dell'energia prodotta da conto energia primo anno	€/anno	9.371,36
Valore energia Scambio sul Posto ipotizzato	€/kWh	0,18
Valore annuo dell'energia da scambio sul posto primo anno	€/anno	4.474,39
Percentuale incidenza manutenzione	%	1,00%
Costo annuale di manutenzione Ck	€/anno	890,81
Costo annuale assicurazione	€/anno	100

8.1 Costi dell'impianto fotovoltaico di Jesi e il valore dell'energia prodotta con relativi incentivi previsti dal Conto Energia.

Nella tabella sottostante sono riportate le grandezze economiche precedentemente descritte.

<b>Anno</b>	<b>Ricavi</b>	<b>Costi</b>	<b>R - C</b>	<b>Flussi di cassa</b>	<b>Flussi di cassa attualizzati</b>
	<b>Rk</b>	<b>Ck</b>	<b>Rk - Ck</b>	<b>Ik</b>	
0	0	89.081	-89.081	-89.081	-89.081
1	13.846	990,815	12.855	-76.227	-76.661
2	13.840	990,815	12.849	-63.377	-64.666
3	13.702	990,815	12.711	-50.666	-53.202
4	13.565	990,815	12.574	-38.092	-42.244
5	13.429	990,815	12.438	-25.654	-31.771
6	13.295	990,815	12.304	-13.350	-21.762
7	13.162	990,815	12.171	-1.179	-12.196
<b>8</b>	13.030	990,815	12.039	<b>10.861</b>	-3.053
<b>9</b>	12.900	990,815	11.909	22.770	<b>5.685</b>
10	12.771	990,815	11.780	34.550	14.036
11	12.643	5.490,81	7.152	41.702	18.935
12	12.517	990,815	11.526	53.228	26.563
13	12.392	990,815	11.401	64.629	33.853
14	12.268	990,815	11.277	75.906	40.819
15	12.145	990,815	11.154	87.060	47.477
16	12.024	990,815	11.033	98.093	53.840
17	11.903	990,815	10.913	109.006	59.921
18	11.784	990,815	10.794	119.799	65.731
19	11.666	990,815	10.676	130.475	71.284
20	11.550	990,815	10.559	141.034	76.591
<b>21</b>	<b>3.769</b>	<b>890,815</b>	<b>2.879</b>	<b>143.912</b>	<b>77.989</b>
22	3.732	890,815	2.841	146.753	79.322
23	3.694	890,815	2.804	149.557	80.592
24	3.657	890,815	2.767	152.324	81.804
25	3.621	890,815	2.730	155.054	82.959
26	3.585	890,815	2.694	157.747	84.061
27	3.549	890,815	2.658	160.405	85.111
28	3.513	890,815	2.623	163.028	86.111
29	3.478	890,815	2.587	165.615	87.066
30	3.443	890,815	2.553	168.168	<b>87.975</b>

8.2 Grandezze economiche per la valutazione economica dell'investimento dell'impianto FV di Jesi.

Osservando i risultati si nota che il primo flusso di cassa cumulato positivo si registra tra il settimo e l'ottavo anno, tramite il PBT semplice. Mentre il primo flusso di cassa attualizzato cumulato si registra tra l'ottavo e il nono anno (PBT attualizzato). Per quanto riguarda il VAN (o flussi di cassa attualizzati cumulati) risulterà positivo a partire dal nono anno ciò a conferma che il periodo del

ritorno monetario attualizzato dell'investimento risulterà essere tra l'ottavo e il nono anno. Al 30° anno, considerato l'ultimo anno di vita utile dell'impianto, il valore attuale risulta essere positivo e pari a 87.975€, ossia l'ammontare dei flussi di cassa futuri che l'impianto fotovoltaico con vita utile di 30 anni riuscirà a generare.

#### 8.4.6 Calcolo del tempo di recupero monetario (o PBT Pay Back Time)

Il metodo del tempo di recupero monetario consente di determinare quanto tempo deve trascorrere dall'avvio del progetto affinché le risorse investite siano interamente recuperate con i flussi di cassa prodotti dall'investimento stesso.

Per l'impianto fotovoltaico analizzato i flussi di cassa non sono costanti quindi si procede nel modo seguente per determinare con maggiore precisione il PBT.

##### CON I FLUSSI DI CASSA ( $F_n$ )

Dalla tabella si vede che alla fine del settimo anno la differenza tra i ricavi, ottenuti dal Conto Energia e dallo scambio sul posto, e tra i costi di manutenzione e di assicurazione è pari a 87.903€, mentre alla fine dell'ottavo anno tale valore è pari 99.942 €.

L'investimento viene recuperato tra il settimo e l'ottavo anno. Ipotizzando di recuperare le entrate nette in modo costante è possibile determinare il PBT nel seguente modo:

$$\text{Recupero medio annuo} = 99.942 / 8 = 12.493 \text{ €/anno}$$

$$\text{Recupero medio mensile} = 12.493 / 12 = 1041,06 \text{ €/mese}$$

In questo modo andando a ricavare la differenza tra l'investimento iniziale ( 89081 €) e il valore recuperato fino al settimo anno ( 87903 €) e dividendo tale valore per il recupero medio mensile, otteniamo il numero di mesi necessari per il PBT semplice.

<b>CALCOLO PBT SEMPLICE</b>	Unità di misura	Valore
Valore recuperato fino al VII anno	€	87.903
Valore recuperato fino al VIII anno	€	99.942
Recupero medio annuo tra i primi 8 valori recuperati	€	12.493
Recupero mensile (=12493/12)	€	1041,06
Parte dell'investimento ancora da recuperare al VII anno	€	-1.179
Tempo Residuo tra il VII e il VIII anno (1179/1041,06)	€	0,883
<b>PBT semplice</b>	<b>anni e mesi</b>	<b>7 anni e 1 mese circa</b>

8.3Calcolo del PBT semplice.

In conclusione il Pay Back Time semplice risulta pari a 7 anni e 1 mese circa.

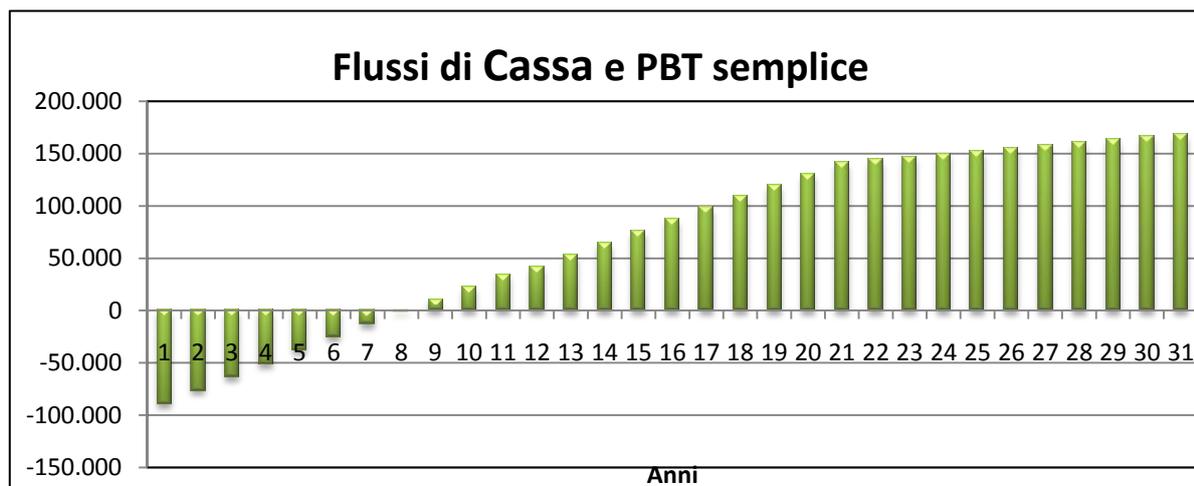


Figura 8.4 Grafico dei flussi dei cassa e del PBT semplice.

### CON I FLUSSI DI CASSA ATTUALIZZATI ( $F_{a_n}$ )

Effettuando gli stessi procedimenti del passo precedente con i valori attualizzati, vediamo che l'investimento viene recuperato tra l'ottavo e il nono anno. Più precisamente il PBT attualizzato è pari a 8 anni e 4 mesi.

Nella tabella sottostante viene riportata la procedura di calcolo.

CALCOLO PBT ATTUALIZZATO	Unità di misura	Valore
Valore recuperato fino al VIII anno	€	86.029
Valore recuperato fino al IX anno	€	94.767
Recupero medio annuo tra i primi 9 valori attualizzati	€	10.530
Recupero mensile attualizzato (=10.530/12)	€	877,47
Parte dell'investimento ancora da recuperare al IX anno	€	3.053
Tempo Residuo tra il VIII e il IX anno (3.053/877,47)	€	3,48
PBT Attualizzato	Anni/ Mesi	<b>8 anni e 4 mesi circa</b>

8.5Calcolo PBT attualizzato.



8.6Grafico del VAN e del PBT attualizzato.

## 8.5 Ripartizione percentuale dei diversi costi interni

La spesa da sostenere per la realizzazione dell'impianto è stata valutata per un ammontare complessivo di 89081,48 € e cioè 4463 €/kWp.

L'impianto fotovoltaico parzialmente integrato ha una potenza nominale di 19,96 kWp, a cui corrisponde una superficie pari a 151,74 m<sup>2</sup>. Per realizzare tale potenza sono installati 95 pannelli da 210 W<sub>p</sub>, che producono 24755 kWh/anno, con un irraggiamento annuo pari a 1460 kWh/m<sup>2</sup>.

Secondo una stima le percentuali del costo sono suddivise nel modo mostrato nello schema sottostante:



Figura 8.7 Schema della ripartizione del costo complessivo dell'impianto secondo l'incidenza delle percentuali.

Dato che il costo complessivo dei pannelli è pari a 55230,5176 € e nell'impianto FV di Jesi sono installati 95 moduli, otteniamo il costo di un singolo pannello che è pari a 581,37386 €.

Nella tabella seguente si riportano le diverse incidenze dei materiali utilizzati per la sola produzione dei moduli o pannelli fotovoltaici.

Voci di costo del pannello	Incidenza sul pannello	Percentuale di incidenza sul pannello	Costo (€)
Celle fotovoltaiche	Il costo delle celle incide per il 50%	50 % di 55230,5176	27615,2588
Vetro	Il costo del vetro incide per il 10%	10 % di 55230,5176	5523,05176
EVA e Tedlar	Il costo dell'EVA e Tedlar incide per il 10%	10 % di 55230,5176	5523,05176
Alluminio	Il costo dell'alluminio incide per il 5%	5 % di 55230,5176	2761,52588
Manodopera e cavi	Il costo della manodopera e dei cavi incide per il 5%	5 % di 55230,5176	2761,52588
Utile lordo dell'impresa	L'utile lordo dell'impresa fornitrice dei pannelli incide per il 20%	20 % di 55230,5176	11046,10352

8.8Voci di costo ed incidenza sul pannello FV.

## 8.6 Il calcolo dei costi esterni con Eco-indicator 99

Al termine dell'analisi LCA, si può completare lo studio quantificando in termini monetari il danno ambientale prodotto. Tale costo che si definisce esterno per distinguerlo da quello stabilito dal mercato, chiamato interno, rappresenta il costo sostenuto dalla Comunità (locale, nazionale, internazionale) per rimediare ai danni prodotti sull'ambiente.

Il costo economico viene indicato come un possibile fattore limitativo per la diffusione di interventi a sostegno della riduzione dell'impatto: in particolare per le economie non emerse e quindi per quei settori, che in quei contesti rivestono il ruolo più importante. Non vengono messe in conto le esternalità, quindi la valutazione di costi e benefici viene estesa a una scala temporale ridotta, e soprattutto non vengono contemplati i vantaggi - direttamente economici - di una maggiore integrazione su scala locale delle attività economiche, integrazione che per più ragioni concorrenti rappresenta il corollario di politiche per la riduzione del danno.

Il Metodo EPS 2000 [5], [6] esprime il danno ambientale direttamente in unità monetarie (ELU equivalenti agli Euro), che corrispondono alla disponibilità a pagare (willingness to pay) da parte dell'intero pianeta. La disponibilità a pagare rappresenta un criterio per definire i costi esterni.

Per potere avere un'ulteriore valutazione monetaria del danno, si è scelto di convertire in euro il danno calcolato con la caratterizzazione da Eco-indicator99 (modificato), attraverso le seguenti operazioni:

- ✓ per convertire il danno nella categoria **Human Health** si assume che un anno di vita perso dall'intera popolazione europea (1 DALY) generi un costo esterno pari allo stipendio lordo di un cittadino medio europeo, stimato in 31'150 €. In questo caso il criterio usato per il calcolo del costo esterno tiene conto della perdita che il PIL europeo subisce per effetto della perdita del lavoro di un cittadino europeo. Il costo vale: 31'150 € / (DALY).
- ✓ La stima economica del danno per la categoria **Ecosystem Quality** è stata effettuata in base al costo della reintroduzione di una specie animale nell'ambiente. In particolare è stato preso a titolo di esempio il ripristino del nibbio nel parco di Frasassi. Per ripristinare tale specie è necessaria una spesa di 61'974,83 €/anno. Inoltre si sono ottenute informazioni riguardanti il ripristino del camoscio di Abruzzo (145'000 €/anno per la creazione di una popolazione sui monti Sibillini, 145'000 €/anno per la creazione di una popolazione sul Sirente Velino, 120'000 €/anno per studi genetici, 170'000 €/anno per la cattura e radio localizzazione, 20'000 €/anno per spese varie per un totale di 600'000 €/anno) e del pollo Sultano in Sicilia e Sardegna (200'000 €/anno per la creazione reintroduzione, 100'000 €/anno per il monitoraggio e la ricerca, 1'400'000 €/anno per il ripristino ambientale, 2'250'000 €/anno

per la creazione di una zona umida, per un totale di 3'950'000 €/anno). Si può fare una media aritmetica delle spese sostenute per il ripristino di tre specie europee che consideriamo e attribuire tale valore al costo per il ripristino di una qualsiasi specie europea  $C_{ripr.}$ :  $(61'974,83 + 600'000 + 3'950'000)/3 = 1'537'325$  [€/specie)].

Il Metodo Eco-indicator 99 calcola nella categoria di danno **Ecosystem Quality** il valore dei  $PDFm^2yr$  che rappresentano l'incremento della percentuale della frazione di specie scomparse in Europa (rapporto tra il numero di specie a rischio e il numero di specie totali). Tale definizione è stata tratta da quella data ai PAF [3] e applicata anche ai PDF.

Le specie esistenti sul territorio europeo sono 215'000, di cui il 24% sono a rischio (affected). Pertanto considerando che la superficie europea è pari a  $2,16 \cdot 10^{12} m^2$  e che per ripristinare una specie occorra farlo in 3 zone, è possibile calcolare economicamente il danno associato alla qualità dell'ecosistema seguendo il seguente procedimento:

- Percentuale delle specie “disappeared” rispetto al numero totale delle specie:

$$PDFm^2yr / (2.16 \cdot 10^{12} m^2 \cdot 1yr) = PDF$$

- Numero di specie “disappeared” = NSD:

$$PDF = (NSD / \text{Numero di specie totale}) \cdot 100 = (NSD / 215000) \cdot 100$$

da cui si ottiene:

$$NSD = PDF \cdot 215000 / 100 = PDF \cdot 2150$$

- Costo per il reintegro delle specie scomparse a causa del danno pari a  $PDFm^2yr$ :

$$1'537'325[€] \cdot 3 \cdot NSD = 1537325[€] \cdot 3 \cdot PDF \cdot 2150 = 1537325[€] \cdot 3 \cdot PDFm^2yr / 2.16 \cdot 10^{12} m^2 / 1yr \cdot 2150 = 4.5906 \cdot 10^{-3} PDFm^2yr.$$

Il costo vale:  $4.5906 \cdot 10^{-3} € / PDFm^2yr$ .

- ✓ La stima economica del danno per la categoria *Resources* viene effettuata considerando per il MJ surplus l'attuale costo medio europeo di un kWh elettrico, cioè  $0,075 € / kWh^5 = 0.075€ / 3.6MJ = 0.0208 € / MJ$ .

Il costo vale:  $0.0208 € / MJ$ .

Per poter confrontare i risultati con quelli ottenuti da EPS 2000 (modificato), è necessario modificare questi ultimi per tenere conto che essi sono riferiti all'anno 2000 e modificare quelli ottenuti da Eco-indicator 99 che esprimono la disponibilità a pagare da parte dell'Europa. I valori in ELU sono stati attualizzati adottando un tasso del 2,5 % annuo, quale media negli ultimi 7 anni del tasso netto di rendimento dei titoli free-risk (fattore d'attualizzazione pari a  $1.025^7$ ). Supponendo che il danno sia proporzionale al numero degli abitanti, quindi senza tenere conto delle differenze

<sup>5</sup> Dato ricavato dal “Rapporto Energia e Ambiente 2006” prodotto da ENEA. Il dato si riferisce al costo medio europeo per kWh per utenze industriali nella fascia 24 GWh/anno.

sociali, economiche e culturali delle varie zone del pianeta, i valori calcolati con Eco-indicator 99 sono stati divisi per la popolazione europea ( $380 \cdot 10^6$  abitanti) e moltiplicati per la popolazione mondiale ( $6.3 \cdot 10^9$  abitanti). Il fattore moltiplicativo risulta:  $(1.025^7 / 380 \cdot 10^6) \cdot 6.3 \cdot 10^9 = 19.707$ . Nel seguito viene riportato un esempio di applicazione del Metodo per il calcolo dei costi esterni.

**Human Health:** poiché il danno calcolato dalla caratterizzazione vale  $6,72E-6$  DALY, per cui il danno in euro è il seguente:  $6,72E-6 \text{ DALY} \cdot 31 \cdot 150 \text{ €/DALY} = 0,209 \text{ €}$

**Ecosystem Quality:** poiché il danno calcolato dalla caratterizzazione vale  $0,377 \text{ PDF} \cdot \text{m}^2 \cdot \text{yr}$ , per cui il danno in euro è stimato come segue:  $0,377 \text{ PDF} \cdot \text{m}^2 \cdot \text{yr} \cdot 4.5906 \cdot 10^{-3} \text{ €}/(\text{PDF} \cdot \text{m}^2 \cdot \text{yr}) = 1,73 \cdot 10^{-3} \text{ €}$ .

**Resources:** poiché il danno calcolato dalla caratterizzazione vale  $11,3 \text{ MJ surplus}$ , per cui il danno in euro è stato stimato come segue:  $11,3 \text{ MJ surplus} \cdot 0,0208 \text{ €/MJ surplus} = 0,235 \text{ €}$

Per poter confrontare i risultati con quelli ottenuti da EPS 2000 modificato, è necessario modificare questi ultimi per tenere conto che essi sono riferiti all'anno 2000 e che esprimono la disponibilità a pagare da parte dell'intero pianeta. I valori in ELU sono stati attualizzati adottando un tasso del 2,5 % annuo, quale media negli ultimi 7 anni del tasso netto di rendimento dei titoli free-risk, e si è effettuata una proporzione per tenere conto della disponibilità a pagare della sola comunità europea: per ogni categoria di danno, si è diviso il valore in ELU per la popolazione mondiale ( $6,3 \cdot 10^9$  abitanti) e si è poi moltiplicato per la popolazione europea ( $380 \cdot 10^6$  abitanti).

Di seguito sono riportati i risultati:

**Human Health:**  $1,34 \text{ ELU} \cdot 0,0717^6 = 0,096 \text{ €}$

**Biodiversity:**  $0,0191 \text{ ELU} \cdot 0,0717 = 1,37 \times 10^{-3} \text{ €}$

**Abiotic Stock Resources:**  $5,66 \text{ ELU} \cdot 0,0717 = 0,405 \text{ €}$

**Ecosystem Production Capacity:**  $0,146 \text{ ELU} \cdot 0,0717 = 0,0105 \text{ €}$

Il totale

	Human Health	Ecosystem Quality/Biodiversity	Resources/Abiotic Stock resources	Ecosystem Production Capacity	Totale
Eco-indicator 99	0,209	$1,73 \cdot 10^{-3}$	0,235		0,445
EPS	0,096	0,00137	0,405	0,0105	0,512

Lo scostamento tra le due quantificazioni monetarie ci dice che il calcolo delle esternalità a partire dai valori in eco-punti è del 13 % inferiore a quella fornita da EPS 2000. Uno scostamento che è accettabile se si considerano le differenze tra i due metodi. Tale scostamento, ad esempio, scenderebbe all'1,8 % se si valutasse il costo di 1 MJ surplus pari a  $0,028 \text{ €/MJ}$  ( $0,1 \text{ €/kWh}$ ).

<sup>6</sup>  $0,0717$  è il risultato del prodotto del fattore d'attualizzazione ( $1,025^7$ ) e del rapporto di proporzione ( $380 \times 10^6 / 6,3 \times 10^9$ ):  $(1,025^7) / (6,3 \times 10^9) \times 380 \times 10^6 = 0,0717$

Si può dubitare che il danno sia proporzionale al numero di abitanti perché per **Human Health** ed **Ecosystem Quality** se si allargano i confini (dall'Europa al pianeta) per molte sostanze inquinanti diminuisce la loro concentrazione e quindi la probabilità che esse producano danni. Quindi si presume che il sistema Europa sia stato considerato come chiuso. Questo non vale per le categorie **Climate Change** e **Ozone depletion** per le quali, allargando i confini, dovrebbero aumentare i danni. Per **Resources** il danno è indipendente dal numero di abitanti. Si consiglia pertanto di non riportare i danni calcolati per l'Europa al pianeta.

## 8.7 Confronto tra i costi esterni ed interni

I costi esterni sono stati calcolati tramite i metodi EPS e Ecoindicator 99 modificato del processo Electricity,PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH . Mentre la voce costo dell'impianto comprende l'esborso iniziale dell'investimento ed i costi di manutenzione e dell'assicurazione sostenuti durante la vita utile dell'impianto. La voce dei flussi di cassa al 30° anno è stato indicato come negativo dato che questo rappresenta un'incasso dell'azienda, tale valore coincide con il VAN dell'ultimo anno di vita dell'impianto FV.

Metodo	Human Health [€]	Ecosystem production capacity [€]	Abiotic stock resource / Resources [€]	Biodiversity / Ecosystem Quality [€]	Totale [€]
Costo esterno con EPS	10299	6022.1	65372	71.589	81765
Costo esterno con Eco-indicator 99	1236.9	-	1073.1	17.375	2327.375
Costo dell'impianto					122306
Flussi di cassa al 30° anno					- 87975
Incentivi ricevuti					170646

8.9 I costi esterni e i costi interni

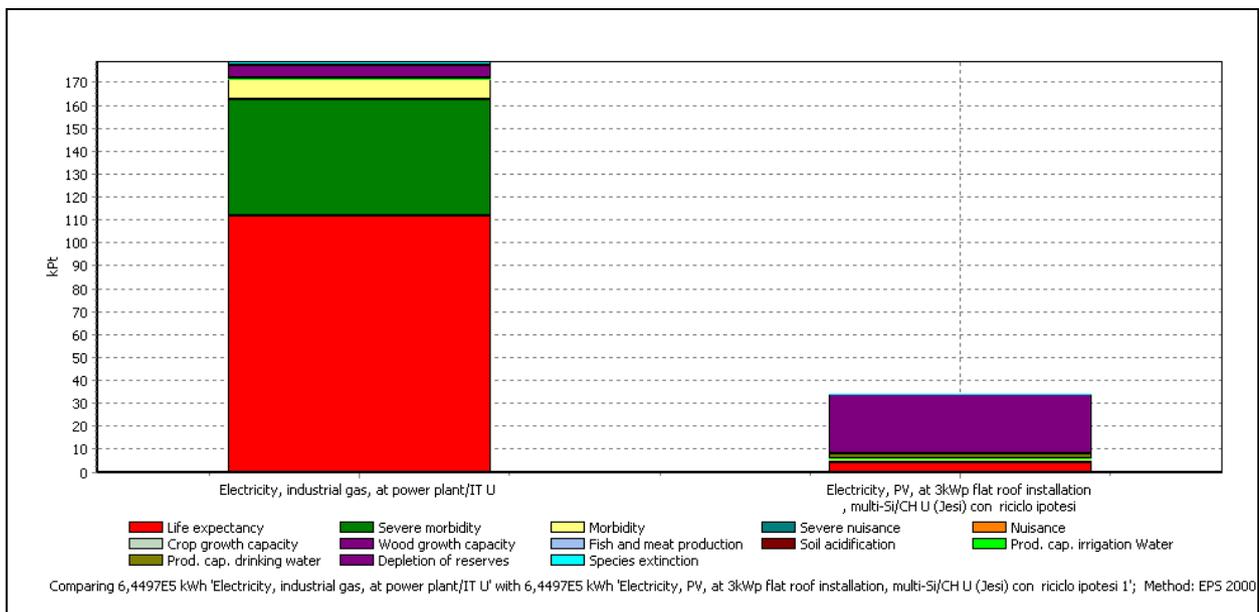
Dall'analisi dei risultati si nota che:

- ✓ Il costo esterno ottenuto è diverso tra i due metodi, ciò è in parte dovuto al fatto che EPS attribuisce all'esaurimento delle risorse costi molto elevati.
- ✓ EPS è tuttavia un Metodo nazionale (Svezia) quindi ha una attendibilità maggiore di Eco-indicator 99 modificato dal gruppo di studio.
- ✓ Tenendo conto del risultato di EPS si nota che il costo esterno del pannello è il 63.38%.
- ✓ Ai costi esterni vanno aggiunti i costi che la comunità sostiene per gli incentivi.

Per un calcolo con maggiore rilevanza scientifica degli incentivi si potrebbe proporre il seguente procedimento:

1. Valutazione del costo esterno dovuto all'energia elettrica prodotta da un combustibile non rinnovabile (per esempio il gas naturale che è il combustibile usato in maggior percentuale nel mix elettrico italiano):  $C_{eNR}$  ;
2. Calcolo del costo esterno dell'energia rinnovabile:  $C_{eER}$  ;
3. Gli incentivi nei 30 anni sono la differenza tra i due costi:  $I = C_{eNR} - C_{eER}$  ;

Confrontiamo il pannello FV con la prima ipotesi di riciclo con l'impianto di produzione di energia elettrica da gas naturale.



8.10 Il diagramma del costo esterno dei processi Electricity, industrial gas, at power plant/IT U with 6,4497E5 kWh  
Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi) con riciclo ipotesi 1

Impact category	Unit	Electricity, industrial gas, at power plant/IT	Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi) con riciclo ipotesi 1
Total	Pt	<b>178879,6746</b>	<b>33858,08271</b>
Life expectancy	Pt	111961,3376	3927,879141
Severe morbidity	Pt	50530,07906	1148,254295
Morbidity	Pt	8608,731481	223,6873483
Severe nuisance	Pt	12,32022102	494,880975
Nuisance	Pt	352,9286244	115,1507167
Crop growth capacity	Pt	22,94626864	1,48214611
Wood growth capacity	Pt	-216,2332521	-5,161312292
Fish and meat production	Pt	-1,948459906	-0,399853932
Soil acidification	Pt	1,032587686	0,313029534
Prod. cap. irrigation Water	Pt	29,27933851	200,8937299
Prod. cap. drinking water	Pt	292,7933851	2008,937299
Depletion of reserves	Pt	5456,554905	25687,52266
Species extinction	Pt	1829,852867	54,64253587

8.11 La tabella del costo esterno del confronto tra i processi Electricity, industrial gas, at power plant/IT U with 6,4497E5 kWh Electricity, PV, at 3kWp flat roof installation, multi-Si/CH U (Jesi) con riciclo ipotesi 1

Dai risultati dell'analisi risulta che (considerando che 1Pt = 1€):

$$C_{eNR} = 178879,6746 \text{ €}$$

$$C_{eER} = 33858,08271 \text{ €}$$

$$I = C_{eNR} - C_{eER} = 145021,5919 \text{ €}$$

Dividendo tale valore per l'energia prodotta nei primi 20 anni, periodo che corrisponde all'incentivazione del conto energia, otteniamo l'incentivo al kWh (€/kWh).

L'energia prodotta in 20 anni, che considera la riduzione annua di efficienza pari all'1%, vale:

$$E_{20} = E \cdot \sum_{i=0}^{19} 0,01^i = E \cdot \frac{1-0,99^{20}}{1-0,99} = 24778,11625 \cdot 18,209 = 451192,3[\text{kWh}]$$

Il valore dell'incentivo tramite tale modalità di calcolo dovrebbe risultare pari a:

$$i [\text{€/kWh}] = I / E_{20} = 145021,5919 / 451192,3 = 0,3214[\text{€/kWh}]$$

Confrontando tale valore con quello del Conto Energia vediamo che incentivo dello Stato è superiore di 5 c€.

## 8.8 Calcolo dell'Energy Payback Time

Il termine “energy pay back time” indica il tempo di funzionamento di un impianto fotovoltaico affinché l'energia spesa nella produzione dello stesso venga recuperata.

Il tempo di ritorno energetico è quindi un indice significativo delle capacità e della competitività dei moduli fotovoltaici e si calcola dividendo il totale dell'energia utilizzata per la produzione di un modulo comprendendo l'estrazione dei materiali, l'installazione, il periodo di operatività, fino al “end of life” e relativa dismissione attraverso la formula:

$$EPBT \text{ [anni]} = (E_{\text{mat}} + E_{\text{fab}} + E_{\text{inst}} + E_{\text{eol}}) / (E_{\text{1anno}} + E_{\text{manut}})$$

Dove:

$E_{\text{mat}}$  rappresenta l'energia per l'estrazione, il trasporto ed il trattamento delle materie prime;

$E_{\text{fab}}$  è l'energia per produrre il modulo a partire dalle materie prime e trasporto nel sito d'uso;

$E_{\text{inst}}$  rappresenta energia richiesta per l'installazione (normalmente considerata nulla);

$E_{\text{eol}}$  è l'energia richiesta per la gestione del end of life;

$E_{\text{1anno}}$  rappresenta l'energia generata da un modulo in un anno;

$E_{\text{manut}}$  è l'energia necessaria annualmente per le operazioni di mantenimento (normalmente nulla).

Quindi l'EPBT nell'ipotesi che si consideri l'energia non rinnovabile spesa per costruire l'impianto e quella per la produzione del pannello, valutate tramite IMPACT e EcoIndicator99:

	<b>Energia non rinnovabile [MJ] <math>E_{\text{nr}}</math></b>	<b>Energia prodotta in 30 anni [kWh]</b>	<b>Energia media prodotta in 1 anno [MJ] <math>E_{\text{anno}}</math></b>	<b>EPBT= <math>E_{\text{nr}}/E_{\text{anno}}</math> [anni]</b>
Impianto FV (IMPACT)	604736,9117	644971	77396,520	7,8
Pannello FV (IMPACT)	396770	644971	77396,520	5,1
Impianto FV (EcoIndicator99)	594921,0576	644971	77396,520	7,7
Pannello FV (EcoIndicator99)	388580	644971	77396,520	5

8.12 Calcolo dell'Energy Payback Time.

Vediamo che l'EPBT per l'impianto è di quasi 8 anni, mentre quello per il solo pannello fotovoltaico in silicio policristallino è di circa 5 anni.

## 9 Foglio di calcolo per il danno del Pannello FV Multi-Si

In questo paragrafo si è cercato di collegare le variabili di progettazione dell'impianto fotovoltaico di Jesi con gli impatti ambientali calcolati con IMPACT, tale procedimento è stato sviluppato per permettere a coloro che non hanno la possibilità di utilizzare il software SimaPro di calcolare l'impatto ambientale di un generico impianto.

### 9.1 Presentazione del foglio di calcolo

Per lo studio sono state individuate due soluzioni.

La prima soluzione considera come variabile l'Unità Funzionale l'energia totale prodotta durante la vita dell'impianto installato a Jesi pari a 644448,5 kWh (tale valore è ottenuto considerando un arrotondamento per eccesso del numero di pannelli).

I dati inseriti come variabili sono i seguenti (dati di input indicati col colore azzurro nel foglio):

- ✓ Irraggiamento [kWh/m<sup>2</sup>]: 1460;
- ✓ Fabbisogno energetico annuo [kWh/anno]: 24755;
- ✓ BOS (Balance Of System): 0,85;
- ✓ Base pannello [m]: 0,986;
- ✓ Altezza pannello [m]: 1,62;
- ✓ Potenza nominale pannello[kWp]: 0,21;
- ✓ Vita utile [anni]: 30;
- ✓ Riduzione annuale produzione energia [1%]: 0,01;

<b>Base pannello[m]</b>	<b>Altezza pannello[m]</b>	<b>Area pannello[m<sup>2</sup>]</b>	<b>Potenza nominale pannello[kWp]</b>	
0,986	1,62	1,59732	0,21	
<b>Irradiazione solare[kWh/m<sup>2</sup>]</b>	<b>Fabbisogno annuo[kWh/anno]</b>	<b>BOS</b>	<b>Area[m<sup>2</sup>]</b>	
1460	24755	0,85	151,727319	
<b>Area/kWp [m<sup>2</sup>/kWp]</b>	<b>Efficienza PV</b>	<b>Numero di pannelli</b>	<b>Area impianto[m<sup>2</sup>]</b>	
7,606285714	0,131470213	95	151,7454	
<b>Potenza nominale impianto[kWp]</b>	<b>Vita utile[anno]</b>	<b>Riduzione annuale produzione energia</b>	<b>Coefficiente riduttivo totale</b>	<b>Energia totale prodotta</b>
19,95	30	0,01	2,60E+01	6,44E+05
<b>Human Health [DALY]</b>	<b>Ecosystem Quality[PDF*m<sup>2</sup>*yr]</b>	<b>Climate change [kgCO<sub>2</sub>eq]</b>	<b>Resources[MJ primary]</b>	<b>Danno totale[Pt]</b>
3,50E-02	1,12E+04	3,60E+04	6,12E+05	1,34E+01

9.1 Foglio di calcolo con la prima soluzione.

Con la prima soluzione si incontrano le seguenti incongruenze:

- ✓ se aumenta il BOS e l'energia prodotta non varia si riduce l'area del pannello ma dovrebbe aumentare l'allocazione p dell'inverter e dell'impianto elettrico;
- ✓ se aumenta l'efficienza del pannello e l'energia prodotta non varia si riduce l'area del pannello.

La seconda soluzione prevede come variabile l'Unità funzionale, rappresentata dall'energia prodotta in 30 anni pari a 644371,7 kWh (tale valore è ottenuto non approssimando il numero dei pannelli all'intero superiore), e ad essa se ne aggiungono altre due variabili indipendenti dalla prima. Per ottenere ciò il processo è stato espresso in modo tale da evidenziare i sottoprocessi dipendenti dalle nuove variabili: si sono calcolati i contributi di danno dovuti a inverter e impianto elettrico supposti proporzionali oltre che all'energia totale e all'area, anche al BOS.

In totale le variabili sono:

- ✓ energia totale prodotta che non deve essere calcolata dal foglio ma inserita in modo separato dalle altre variabili;
- ✓ l'efficienza del BOS (Balance Of System);
- ✓ l'Efficienza del pannello.

Gli impatti ambientali valutati sono:

- ✓ **Human Health** [DALY]: 0,0034995 DALY (0,0052135 DALY per l'inverter e 0,0048808 DALY per l'impianto elettrico);
- ✓ **Ecosystem Quality** [PDF\*m2\*yr]: 11228 PDFm2yr (2918,2 PDFm2yr per l'inverter e 2044 PDFm2yr per l'impianto elettrico);
- ✓ **Climate change** [kgCO2eq]: 36028 kgCO2eq (2721,9 kgCO2eq per l'inverter e 1043,9 kgCO2eq per l'impianto elettrico);
- ✓ **Resources** [MJ primary]: 6.1236E5 MJ primary (51566 MJ primary per l'inverter e 18138 MJ primary per l'impianto elettrico);
- ✓ **Danno totale** [Pt]: 13,422Pt (1,5624 Pt per l'inverter e 1,0622 Pt per l'impianto elettrico).

<b>Base pannello[m]</b>	<b>Altezza pannello[m]</b>	<b>Area pannello[m2]</b>	<b>Potenza nominale pannello[kWp]</b>	
0,986	1,62	1,59732	0,21	
<b>Irradiazione solare[kWh/m2]</b>	<b>Fabbisogno annuo[kWh/anno]</b>	<b>BOS</b>	<b>Area[m2]</b>	
1460	24755	0,85	151,727319	
<b>Area/kWp [m2/kWp]</b>	<b>Efficienza PV</b>	<b>Numero di pannelli</b>	<b>Area impianto[m2]</b>	<b>Potenza nominale impianto[kWp]</b>
7,606285714	0,131470213	94,9886804	151,727319	19,94762288
<b>Vita utile[anno]</b>	<b>Riduzione annuale produzione energia</b>	<b>Coefficiente riduttivo totale</b>	<b>Energia totale prodotta</b>	<b>Energia totale prodotta</b>
30	0,01	2,60E+01	6,44E+05	6,44E+05
<b>Human Health [DALY]</b>	<b>Ecosystem Quality[PDF*m2*yr]</b>	<b>Climate change [kgCO2eq]</b>	<b>Resources[MJ primary]</b>	<b>Danno totale[Pt]</b>
3,50E-02	1,12E+04	3,60E+04	6,12E+05	1,34E+01

9.2 Foglio di calcolo con la seconda soluzione.

## 9.2 Applicazione del foglio di calcolo

Prendendo in esame la seconda soluzione elaborata nel paragrafo precedente andremo a modificare alcuni valori di input per vedere la variazione dell'impatto ambientale complessivo.

In primo luogo è stato aumentata l'efficienza dell'impianto andando a ridurre la superficie del pannello ed aumentando la potenza di picco dello stesso. Le altre variabili sono mantenute costanti: l'efficienza del BOS 0,85; irraggiamento pari a 1460 [kWh/m<sup>2</sup>]; fabbisogno annuo di 24755 kWh ed il coefficiente riduttivo totale 26,03. Perciò l'energia prodotta durante l'intero ciclo di vita del prodotto rimane costante.

Base pannello [m]	Altezza pannello [m]	Area pannello [m2]	Potenza nominale pannello [kWp]	Area/kWp [m2/kWp]	Efficienza PV
0,986	1,62	1,59732	0,21	7,606285714	0,13147021
0,981	1,615	1,584315	0,215	7,368906977	0,13570534
0,976	1,61	1,57136	0,22	7,142545455	0,14000611
0,971	1,605	1,558455	0,225	6,926466667	0,14437375
0,966	1,6	1,5456	0,23	6,72	0,14880952
0,961	1,595	1,532795	0,235	6,522531915	0,1533147
0,956	1,59	1,52004	0,24	6,3335	0,15789058
0,951	1,585	1,507335	0,245	6,152387755	0,16253852
0,946	1,58	1,49468	0,25	5,97872	0,16725988
0,941	1,575	1,482075	0,255	5,812058824	0,17205607
0,936	1,57	1,46952	0,26	5,652	0,17692852
0,931	1,565	1,457015	0,265	5,498169811	0,1818787
0,926	1,56	1,44456	0,27	5,350222222	0,18690812

9.3 Variazione dell'efficienza del pannello in funzione delle dimensioni e della potenza nominale dello stesso.

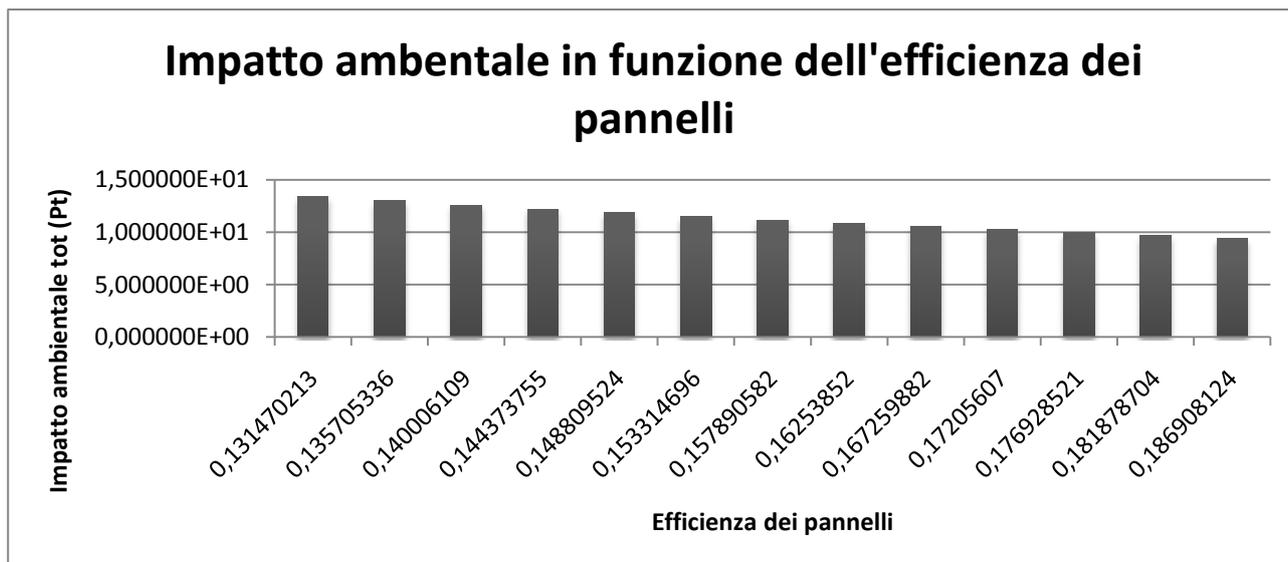
Area impianto[m2]	Numero di pannelli	Potenza nominale impianto[kWp]	Energia totale prodotta
151,727319	94,9886804	19,94762288	6,443717E+05
146,9921774	92,77964132	19,94762288	6,443717E+05
142,4768032	90,67101311	19,94762288	6,443717E+05
138,166545	88,65610171	19,94762288	6,443717E+05
134,0480258	86,72879515	19,94762288	6,443717E+05
130,1090069	84,88350164	19,94762288	6,443717E+05
126,3382695	83,11509535	19,94762288	6,443717E+05
122,7255108	81,41886892	19,94762288	6,443717E+05
119,2612519	79,79049154	19,94762288	6,443717E+05
115,9367576	78,2259721	19,94762288	6,443717E+05
112,7439645	76,72162648	19,94762288	6,443717E+05
109,675418	75,27404862	19,94762288	6,443717E+05
106,7242152	73,88008476	19,94762288	6,443717E+05

9.4 L'area dell'impianto, il numero dei pannelli, la potenza dell'impianto e l'energia prodotta in funzione della variazione di efficienza.

Human Health [DALY]	Ecosystem Quality[PDF*m2*yr]	Climate change [kgCO2eq]	Resources[MJ primary]	Danno totale[Pt]
3,499500E-02	1,122800E+04	3,602800E+04	6,123601E+05	1,342200E+01
3,390287E-02	1,087760E+04	3,490363E+04	5,932494E+05	1,300312E+01
3,286143E-02	1,054345E+04	3,383145E+04	5,750257E+05	1,260369E+01
3,186729E-02	1,022449E+04	3,280797E+04	5,576298E+05	1,222240E+01
3,091738E-02	9,919713E+03	3,183002E+04	5,410078E+05	1,185807E+01
3,000887E-02	9,628221E+03	3,089469E+04	5,251102E+05	1,150962E+01
2,913917E-02	9,349182E+03	2,999932E+04	5,098918E+05	1,117605E+01
2,830591E-02	9,081833E+03	2,914146E+04	4,953110E+05	1,085646E+01
2,750690E-02	8,825474E+03	2,831886E+04	4,813295E+05	1,055001E+01
2,674012E-02	8,579457E+03	2,752945E+04	4,679121E+05	1,025592E+01
2,600373E-02	8,343187E+03	2,677132E+04	4,550262E+05	9,973482E+00
2,529598E-02	8,116111E+03	2,604268E+04	4,426418E+05	9,702034E+00
2,461531E-02	7,897718E+03	2,534191E+04	4,307309E+05	9,440967E+00

9.5 Gli impatti ambientali in funzione della variazione di efficienza del pannello.

Dalle tabelle sovrastanti si evince che all'aumentare dell'efficienza del pannello si riducono l'area dell'impianto ed il numero di pannelli e di conseguenza diminuisce l'impatto ambientale. Nel grafico sottostante si può osservare la riduzione dell'impatto complessivo in funzione dell'efficienza del pannello.



9.6 Grafico dell' impatto ambientale in funzione dell'efficienza del pannello FV.

Nella seconda analisi andiamo ad aumentare l'efficienza del BOS mantenendo costanti:

- ✓ Le dimensioni del pannello FV: base 0,986[m] e altezza 1,62 [m];
- ✓ Potenza nominale pannello 0,21 [kWp];
- ✓ Irradiazione solare 1460 [kWh/m<sup>2</sup>];
- ✓ Fabbisogno annuo 24755 [kWh/anno];
- ✓ Coefficiente riduttivo totale dell'energia prodotta durante tutta la vita del pannelle 26,03.

In queste condizioni l'efficienza del pannello sarà fissa e pari a 0,1314702, mentre l'energia prodotta sarà 644371,7 kWh. Gli altri parametri che subiscono le variazioni sono riportati nelle tabelle sottostanti.

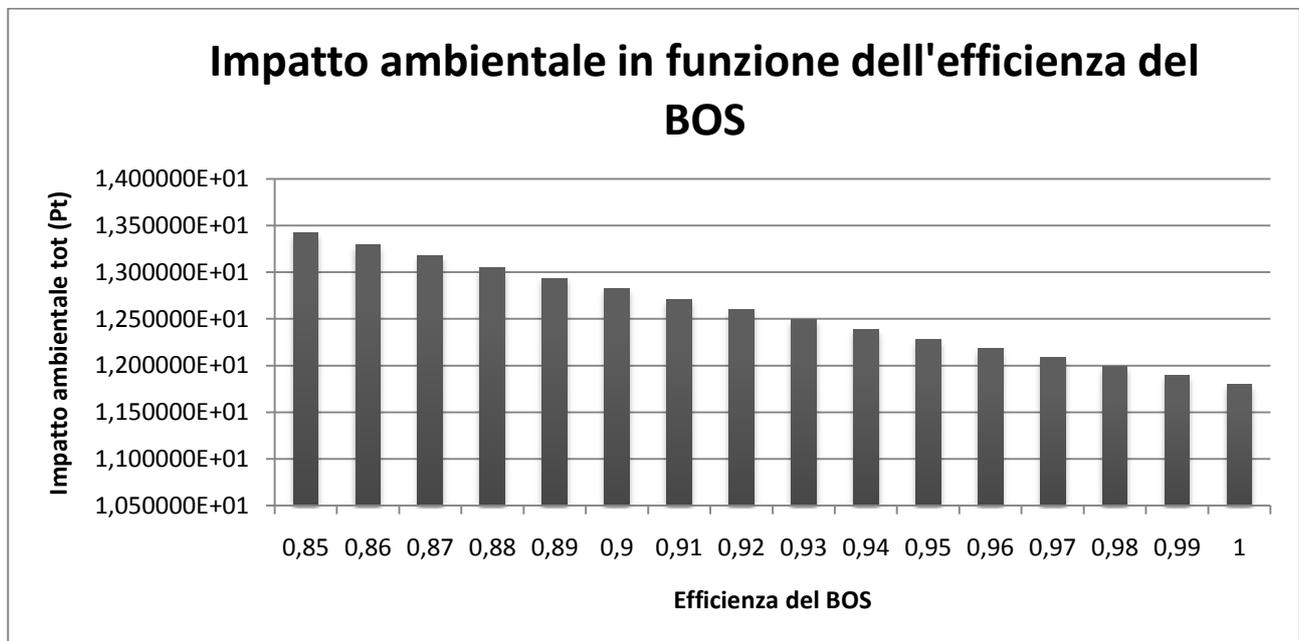
Efficienza BOS	Area impianto [m <sup>2</sup> ]	Numero di pannelli	Potenza nominale impianto[kWp]
0,85	151,727319	94,9886804	19,94762288
0,86	149,9630478	93,88416086	19,71567378
0,87	148,2393346	92,80503258	19,48905684
0,88	146,5547967	91,75042994	19,26759029
0,89	144,9081136	90,71952623	19,05110051
0,9	143,2980235	89,71153149	18,83942161
0,91	141,7233199	88,72569049	18,632395
0,92	140,1828491	87,76128081	18,42986897
0,93	138,6755066	86,81761112	18,23169834
0,94	137,2002353	85,89401951	18,0377441
0,95	135,7560222	84,98987194	17,84787311
0,96	134,341897	84,10456077	17,66195776
0,97	132,956929	83,23750345	17,47987572
0,98	131,6002256	82,38814117	17,30150964
0,99	130,2709304	81,55593772	17,12674692
1	128,9682211	80,74037834	16,95547945

9.7 L'efficienza del BOS fa variare l'area dell'impianto, il numero dei pannelli e la potenza nominale dell'impianto.

Human Health [DALY]	Ecosystem Quality[PDF*m2*yr]	Climate change [kgCO2eq]	Resources[MJ primary]	Danno totale[Pt]
3,499500E-02	1,122800E+04	3,602800E+04	6,123601E+05	1,342200E+01
3,470546E-02	1,115514E+04	3,565286E+04	6,060501E+05	1,329645E+01
3,442257E-02	1,108396E+04	3,528634E+04	5,998852E+05	1,317379E+01
3,414612E-02	1,101439E+04	3,492816E+04	5,938604E+05	1,305391E+01
3,387587E-02	1,094639E+04	3,457802E+04	5,879710E+05	1,293673E+01
3,361163E-02	1,087990E+04	3,423566E+04	5,822125E+05	1,282215E+01
3,335320E-02	1,081487E+04	3,390083E+04	5,765806E+05	1,271009E+01
3,310039E-02	1,075126E+04	3,357327E+04	5,710710E+05	1,260046E+01
3,285301E-02	1,068901E+04	3,325276E+04	5,656800E+05	1,249319E+01
3,261089E-02	1,062808E+04	3,293907E+04	5,604036E+05	1,238821E+01
3,237388E-02	1,056844E+04	3,263198E+04	5,552384E+05	1,228543E+01
3,214180E-02	1,051005E+04	3,233129E+04	5,501807E+05	1,218480E+01
3,191451E-02	1,045285E+04	3,203680E+04	5,452274E+05	1,208624E+01
3,169185E-02	1,039682E+04	3,174832E+04	5,403751E+05	1,198969E+01
3,147369E-02	1,034193E+04	3,146567E+04	5,356208E+05	1,189510E+01
3,125990E-02	1,028813E+04	3,118867E+04	5,309617E+05	1,180239E+01

9.8 Variazione degli impatti ambientali in funzione dell'efficienza del BOS.

Come è possibile notare dalle tabelle anche in questo caso variando l'efficienza del BOS l'area dell'impianto, il numero dei pannelli e la potenza nominale diminuiscono, così come l'impatto ambientale.



9.9 Grafico dell'impatto ambientale in funzione dell'efficienza del BOS.

Nell'ultima valutazione andiamo a modificare l'irradiazione solare, perciò consideriamo di voler installare l'impianto studiato diverse località che presentano una maggiore esposizione al sole.

I parametri che mantenuti costanti sono:

- ✓ Le dimensioni del pannello FV: base 0,986[m] e altezza 1,62 [m];
- ✓ L'efficienza del BOS 0,85;
- ✓ Irradiazione solare 1460 [kWh/m<sup>2</sup>];
- ✓ Fabbisogno annuo 24755 [kWh/anno];
- ✓ Coefficiente riduttivo totale dell'energia prodotta durante tutta la vita del pannelle 26,03.

In queste condizioni l'efficienza del pannello è pari a 0,1314702, mentre l'energia prodotta vale 644371,7 kWh. Gli altri parametri che subiscono le variazioni sono riportati nelle tabelle sottostanti.

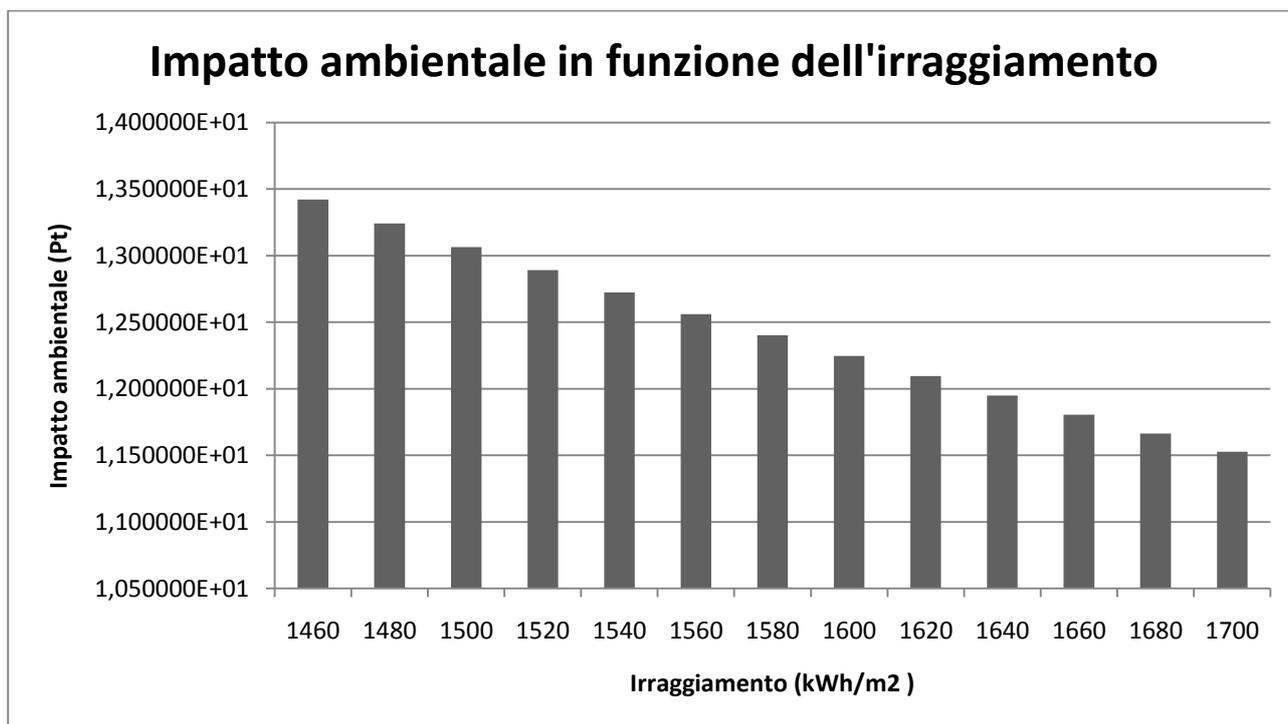
Irradiazione solare[kWh/m <sup>2</sup> ]	Numero di pannelli	Area impianto[m <sup>2</sup> ]	Potenza nominale impianto[kWp]
1460	94,98868	151,72732	19,947623
1480	93,70505	149,67695	19,67806
1500	92,455649	147,68126	19,415686
1520	91,239127	145,73808	19,160217
1540	90,054203	143,84538	18,911383
1560	88,899662	142,00121	18,668929
1580	87,77435	140,20373	18,432614
1600	86,677171	138,45118	18,202206
1620	85,607082	136,7419	17,977487
1640	84,563094	135,07432	17,75825
1660	83,544261	133,44692	17,544295
1680	82,549687	131,85827	17,335434
1700	81,578514	130,30699	17,131488

9.10 Nella tabella sono riportati i valori dell'area dell'impianto, del numero dei pannelli e della potenza nominale dell'impianto in funzione dei diversi valori di irradiazione solare.

Human Health [DALY]	Ecosystem Quality[PDF*m <sup>2</sup> *yr]	Climate change [kgCO <sub>2</sub> eq]	Resources[MJ primary]	Danno totale[Pt]
3,499500E-02	1,122800E+04	3,602800E+04	6,123601E+05	1,342200E+01
3,452210E-02	1,107627E+04	3,554114E+04	6,040849E+05	1,324062E+01
3,406180E-02	1,092859E+04	3,506726E+04	5,960305E+05	1,306408E+01
3,361362E-02	1,078479E+04	3,460585E+04	5,881880E+05	1,289219E+01
3,317708E-02	1,064473E+04	3,415642E+04	5,805492E+05	1,272475E+01
3,275173E-02	1,050826E+04	3,371852E+04	5,731062E+05	1,256162E+01
3,233716E-02	1,037524E+04	3,329170E+04	5,658517E+05	1,240261E+01
3,193294E-02	1,024555E+04	3,287555E+04	5,587786E+05	1,224758E+01
3,153871E-02	1,011906E+04	3,246968E+04	5,518801E+05	1,209637E+01
3,115409E-02	9,995660E+03	3,207371E+04	5,451498E+05	1,194886E+01
3,077874E-02	9,875230E+03	3,168728E+04	5,385818E+05	1,180489E+01
3,041233E-02	9,757668E+03	3,131005E+04	5,321701E+05	1,166436E+01
3,005453E-02	9,642872E+03	3,094170E+04	5,259092E+05	1,152713E+01

9.11 I valori dell'impatto ambientale in funzione della variazione dell'irradiazione solare.

Anche in questo caso all'aumentare dell'irradiazione solare, e quindi spingendoci più a Sud, diminuiscono gli altri parametri e l'impatto ambientale.



9.12 Grafico dell'impatto ambientale in funzione dell'irradiazione solare.

In conclusione possiamo dire che a seguito dei miglioramenti tecnologici potranno essere ottenuti maggiori livelli di efficienza sia dei pannelli fotovoltaici che del BOS che permetteranno di ridurre l'impatto ambientale totale. Inoltre l'impatto ambientale si riduce con l'aumentare dell'irradiazione solare e quindi dirigendoci verso località più a Sud.

## 10 Conclusioni

Lo studio di tesi ha avuto come argomento principale l'analisi ambientale, tecnica ed economica relativa alla progettazione di un impianto fotovoltaico per una piccola impresa di Jesi.

L'analisi ambientale è stata effettuata mediante la metodologia LCA (*Life Cycle Assessment*) considerando i materiali impiegati per la realizzazione di un impianto fotovoltaico con pannelli in silicio policristallino, con il fine di determinare il danno ambientale sulla salute dell'uomo, sulla natura e sull'ecosistema in generale.

I metodi utilizzati nella prima fase di analisi LCA "*from cradle to gate*" sono cinque: Eco-Indicator 99, Impact 2002+, Edip 2003, EPS 2000 ed IPCC 100a. Per Eco-Indicator 99, Edip 2003 ed EPS 2000 si è notato come l'esaurimento delle risorse rappresenti il principale problema per la costruzione dell'impianto fotovoltaico, mentre con Impact 2002+ il danno maggiore è da attribuire alle ripercussioni salute dell'uomo.

L'efficienza di conversione data dal rapporto dell'energia non rinnovabile (consumata durante la fase di produzione) e quella rinnovabile (prodotta durante la vita utile dell'impianto) è pari a 3,9% con Eco-Indicator99, mentre con Impact 2002+ è del 3,61%; ciò significa che con 1 MJ di energia non rinnovabile si ottengono tra i 3,5 e i 4 MJ di energia "pulita".

Confrontando i valori dei kg CO<sub>2</sub> equivalenti si evince che il contributo all'effetto serra con Impact 2002+ è pari a 36061,57 kg CO<sub>2</sub> eq, con EDIP 2003 è di 38262,16 kg CO<sub>2</sub> eq, mentre con IPCC è di 37086,20 kg CO<sub>2</sub> eq; tali valori sono quindi notevolmente inferiori rispetto a quelli ottenibili per la stessa quantità di energia prodotta attraverso le fonti non rinnovabili.

Nella seconda fase di analisi sono stati valutati quattro processi di riciclo dell'impianto fotovoltaico, in modo tale da ottenere una LCA del tipo "*cradle to cradle*" e "*cradle to grave*". Le diverse ipotesi di riciclo sono state ottenute sulla base dei dati forniti dalla letteratura e dall'azienda che effettua il riciclo, Deutsche Solar. Dal confronto degli LCA appena menzionati emerge che con l'ipotesi 1, valida quando si allargano i confini del sistema fino alla produzione dei semilavorati ottenuti dal riciclo, si ha una riduzione del danno del 19.58%; mentre con le altre ipotesi si ha un aumento del danno tra l'1 e il 3% rispetto alla LCA che si estende fino alla fase di uso dell'impianto.

Successivamente sono state prese in esame le energie elettriche ottenute da fonti non rinnovabili e da fonti rinnovabili; dal confronto tra questi processi si evince che il minor impatto ambientale è causato dalle energie "pulite" e tra queste l'energia idroelettrica risulta la meno impattante. Il fotovoltaico si colloca al terzo posto.

Tra le diverse tecnologie fotovoltaiche presenti sul mercato, si nota che il silicio policristallino produce il minimo carico ambientale, mentre la tecnologia al CdTe provoca il maggior impatto, pari a circa il 18.37% in più.

Per quanto riguarda l'analisi economica relativa all'impianto fotovoltaico preso in esame sono stati calcolati diversi indicatori economici quali il VAN (Valore Attuale Netto) e il PBT (Pay Back Time). Il VAN ammonta pari a circa 88'000 € e il tempo di recupero dell'investimento è di circa 8 anni, perciò l'investimento risulta molto profittevole soprattutto grazie alla politica di incentivazione italiana.

Tramite il metodo EPS 2000, che quantifica in termini monetari il danno relativo all'esaurimento delle risorse, si sono calcolati i costi esterni, relativi al danno creato all'ambiente e tale valore è pari a 81'765 €.

Questi dati fanno riflettere sull'importanza che questo metodo attribuisce all'ecosistema e soprattutto alla politica di attribuire dei costi, a chi utilizza risorse per la costruzione di qualsiasi tipo di bene, che come si è visto dallo studio LCA, ricadranno in ogni caso sulla collettività. Sicuramente gli impianti fotovoltaici sono in questo momento non solo un'alternativa possibile alla produzione di energia rinnovabile, ma anche un investimento economicamente conveniente e realizzabile su vasta scala; basta pensare che la vita utile di un sistema fotovoltaico è di 30 anni, e nella maggioranza dei casi non necessita di manutenzioni o ulteriori investimenti.

A seguito di tale riflessione è stato calcolato un incentivo che tenesse conto della differenza di impatto causata da una centrale a gas rispetto a quello di un impianto fotovoltaico e si è visto come la quota del Conto Energia risulta maggiore di circa 0,05 €.

Nonostante le precedenti assunzioni, il caso analizzato, relativo all'impianto di Jesi, manifesta tutte le sostenibili potenzialità in termini economici e ambientali.

Questo studio è stato realizzato appositamente per promuovere l'impiego del fotovoltaico all'interno dei diversi livelli della società: famiglie, servizi pubblici, organi statali ed imprese private; se questo messaggio venisse recepito dall'Italia e dall'Unione Europea entro il 2020 si potrebbe raggiungere l'obiettivo di coprire, attraverso le fonti rinnovabili, il 20% del fabbisogno energetico. Questa sembra una sfida difficile da perseguire, ma con gli adeguati strumenti e il giusto coraggio il traguardo prefissato risulta più vicino.

## Bibliografia

- [1] *“The Physics of Solar Cell”*, Nelson J., Imperial College Press, London, 2003.
- [2] *“Il nuovo fotovoltaico Dal film sottile alle celle a colorante”*, Mario Pagliarino, Giovanni Palmisano, Rosaria Ciriminna; Dario Flaccovio editore, 2009.
- [3] *“Tecnologie solari attive e passive”*, Anna Magrini, Daniela Ena; EPC LIBRI.
- [4] *“CLEAN ENERGY INVESTMENT STORMS TO NEW RECORD IN 2011”*  
[http://corrente.gse.it/IT/Documents/bloomberg\\_studio.pdf](http://corrente.gse.it/IT/Documents/bloomberg_studio.pdf).
- [5] *“Il barometro del fotovoltaico”*, studio realizzato da EurObserv'ER, 2010.
- [6] *“Solare fotovoltaico”*, rapporto statistico del 2009 GSE, 2010.
- [7] *“Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.”*(Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana Decreto 6 Agosto 2010).
- [8] [http://www.gse.it/Documents/CONTO%20ENERGIA%202011\\_2013.pdf](http://www.gse.it/Documents/CONTO%20ENERGIA%202011_2013.pdf) (IL CONTO ENERGIA 2011/2013 pubblicato dal GSE).
- [9] [http://www.prospea.eu/?costante\\_pagina=scambio\\_sul\\_posto&id\\_lingua=2](http://www.prospea.eu/?costante_pagina=scambio_sul_posto&id_lingua=2)
- [10] *“Solare fotovoltaico”*, rapporto statistico del 2009 GSE, 2010.
- [11] <http://re.jrc.cec.eu.int/pvgis> .
- [12] *“Verso la valutazione ambientale degli edifici”* Life Cycle Assessment a supporto della progettazione eco-sostenibile a cura di Paolo Neri. Alinea Editrice. 2008.
- [13] <http://www.ecoinvent.ch/>
- [14] *“Recycling is vital for sustainable photovoltaics”*,2009.
- [15] *“FV CYCLE”*, Novembre 2007.
- [16] *“Study on the development of a take back and recovery system for photovoltaic products”* funded by BMU GRANT NUMBER 03MAP092 CO-FINANCED BY EPIA / BSW-SOLAR, November 2007
- [17] *“Chemical treatment of crystalline silicon solar cells as a method of recovering pure silicon from photovoltaic modules”* , Ewa Klugmann-Radziemska, Piotr Ostrowski, Renewable Energy 35, 2010.
- [18] Ecoinvent Report 06\_XII\_Photovoltaics\_v2.1
- [19] <http://www.directionenergia.com/blog/novita-tecnologiche/152-il-riciclaggio-nel-settore-fotovoltaico.html>

- [20] *“Valutare l’innovazione. Analisi e controllo degli investimenti”*. Giovanni Azzone, Umberto Bertelè. EtasLibri.1998.
- [21] *“Finanza Aziendale”*, A. Ross Stephen, W. Westerfield Randolph, F. Jaffe Jeffrey, Il Mulino, Edizione Italiana a cura di Lorenzi Caprio.
- [22] *“La pianificazione degli investimenti produttivi”*. Valutazione e analisi applicative nei progetti di investimento. Marcello Falasco, Francesco Baldoni. Pitagora editrice Bologna. 2001.
- [23] *“La Finanza nel governo dell’azienda”* a cura di Matteo Galeotti. Apogeo. 2008.
- [24] *“Il Fotovoltaico”* a cura di S.Castello e F.De Lia.  
(<http://www.solaritaly.enea.it/Documentazione/Il%20fotovoltaico.pdf>).
- [25] <http://www.enalsi.com>
- [26] <http://www.energeticambiente.it>
- [27] <http://www.energoclub.it/>
- [28] *“Analisi ambientale della gestione dei rifiuti con il Metodo LCA”*, P.Neri e altri, Edizione CNR Area Ricerca Bologna, 2009 vedi sito [icarifiuti.net](http://icarifiuti.net)
- [29] *“Analisi ambientale dei prodotti agroalimentari con il Metodo LCA”*, P.Neri e altri, Edizione ARPA Sicilia, in fase di stampa.
- [30] *“Principi di progettazione dei sistemi solari fotovoltaici”*,Alessandro Caffarelli, Giulio de Simone. Maggioli, 2010.
- [31] *“Experimental validation of cristalline silicon solar cells re cycling by thermal and chimica methods”*, Ewa Klugmann-Radziemska, Piotr Otrowski, Kazimierz Drabczyk, Piotr Panek, Marek Szkodo; Solar Energy Materials & Solar Cells, 2010.
- [32] *“Life cycle analysis of a solar module recycling process”*, Anja MÜller, Karsten Wambach, Erik Alsema; 20<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2005.
- [33] *“Light Cycle: Recycling PV Materials”*, David Appleyard, Associate Editor; Renewable Energy World Magazine, 2009

## APPENDICE

### Modifiche a Eco-Indicator 99

Le modifiche di Eco-Indicator99 sono relative all'introduzione di due categorie di danno: **Costo interno**, misurata in euro, ed **Energia**, misurata in MJ. La prima categoria comprende una sola categoria d'impatto, **Costo interno**, per la quale esiste un'unica sostanza avente un impatto su di essa: *costo in euro*. La seconda contiene anch'essa un'unica categoria d'impatto, **Energia**, misurata in MJ; le sostanze introdotte nel metodo e aventi un impatto su questa categoria sono state copiate dal metodo Eco-indicator 95 e i fattori di caratterizzazione sono i poteri calorifici inferiori delle risorse stesse, a loro volta copiati dal metodo Eco-indicator 95. I fattori di normalizzazione scelti per le due categorie sono stati rispettivamente l'inverso del reddito medio annuo di un cittadino europeo, stimato in 15.500 €/anno e l'inverso del consumo energetico europeo medio specifico per abitante, stimato in 104.396,62 MJ.

Riguardo alle categorie d'impatto già presenti, sono state apportate le seguenti modifiche:

- ✓ nella categoria **Minerals**, misurata in MJ surplus, si è aggiunta una serie di sostanze, nella fattispecie diverse tipologie di acque sotterranee (di falda), per le quali si è voluto tener conto del maggior consumo energetico richiesto dalla loro estrazione dal terreno in funzione di un ipotetico aumentato consumo nel prossimo futuro, esattamente come per gli altri minerali; il metodo quindi considera come danno il consumo, indipendentemente dalla tipologia d'utilizzo, dell'acqua prelevata dalla falda, che una volta esaurita non si riforma più. Da dati ISTAT è stato possibile rilevare che in Italia, nell'anno 1999, l'acqua prelevata da falde è stata il 48.55% dei prelievi totali. Il nuovo fattore di caratterizzazione per le acque generiche è pari a 0.4855 (il 48.555% dell' 1, vecchio fattore di caratterizzazione). Inoltre, è stato inserito il consumo di *Silver, in ground* con fattore di 1044 MJ Surplus/kg, calcolato facendo il rapporto tra il fattore di *Molybdenum, in ground*, 2120 ELU/kg, e il fattore di Silver, in round, 54000 ELU/kg, nella categoria **Depletion of reserves**, in **EPS**, e moltiplicando per il fattore di *Molybdenum, in ground* in **Eco-Indicator99**, 41 MJsurplus/kg. Infine, è stato aggiunto il consumo di *Silver, 0.01% in crude ore, in ground*, col medesimo fattore di caratterizzazione di *Silver, in ground*.
- ✓ nella categoria **Acidification/Eutrophication**, misurata in  $\text{PDF}\cdot\text{m}^2\cdot\text{anno}$ , sono state aggiunte le seguenti emissioni in aria e in acqua: *Phosphorous total*, *Nitrogen total* in aria e *Phosphate*, *Nitrate*, *Biological Oxygen Demand (BOD)*, *Chemical Oxygen Demand (COD)*, queste ultime due solo come emissioni in acqua. Il calcolo dei fattori di caratterizzazione è stato effettuato partendo dai valori riportati, per queste sostanze, in

Eco-Indicator95 e facendo per alcune un riscontro con quelli presenti in EDIP 97. Per *Phosphate* e *Nitrate* si è scelta una proporzione tra i fattori di queste sostanze in Eco-Indicator 95 con i corrispondenti valori in quel metodo per *Ammonia* (NH<sub>3</sub>), come emissione in aria. Partendo dal valore di *Phosphate* così ricavato (47,18 PDF·m<sup>2</sup>·year/kg) si è determinato, sempre in base al fattore presente in Eco-Indicator95, il fattore di caratterizzazione di *COD* (1,038 PDF·m<sup>2</sup>·year/kg) e, successivamente, utilizzando i fattori di caratterizzazione di *BOD* e *COD* in EDIP 97 per la categoria **Species Extinction** e quello in Eco-Indicator99 determinato come sopra per *COD* si è determinato il fattore per *BOD* (2,06 PDF·m<sup>2</sup>·year/kg). Per *N-tot* e *P-tot* si è fatta la proporzione tra i valori in Eco-Indicator95 dei fattori delle stesse sostanze e di *NOx* il fattore di *NOx* in Eco-Indicator99. Il risultato della proporzione è stato per *N-tot* 19,8 PDF·m<sup>2</sup>·year/kg e per *P-tot* 144 PDF·m<sup>2</sup>·year/kg.

- ✓ Nella categoria **Carcinogens** è stata introdotta l'emissione di ferro in aria (*Iron* (in air)) con fattore di caratterizzazione 0.0006969, preso dal fattore di caratterizzazione di *Metal, unspecified*, e l'emissione nel suolo (*Iron* (in soil)) con fattore di caratterizzazione di 1,45E-3, ottenuto dividendo 0.0006969 per il fattore di caratterizzazione di *Iron* (in air) in EDIP 97, 3.7E4, nell'impact category **Human toxicity air**, e moltiplicando per il fattore di caratterizzazione dell'*Iron* (in soil), 0.77 m<sup>3</sup>/g, in EDIP 97 nell'impact category **Human toxicity soil**. Inoltre, è stata inserita l'emissione in aria di *HCl* con un fattore di 1.89E-6 DALY/kg, calcolato facendo il rapporto tra il fattore di *HCl*, 2.42E-5 Person·year/kg e il fattore del *Benzene* 3,2E-5 Person·year/kg nella categoria **Life Expectancy** in EPS 2000 e moltiplicando per il fattore del *Benzene* in Eco-Indicator99, pari a 2.50E-6 DALY/kg.
- ✓ In **Ecotoxicity**, è stata introdotta l'emissione di ferro in aria (*Iron* (in air)) con fattore di caratterizzazione 2552, preso dal fattore di caratterizzazione di *Metal unspecified*, e l'emissione nel suolo (*Iron* (in soil)) con fattore di caratterizzazione di 0,053109189, ottenuto dividendo 2552 per il fattore di caratterizzazione di *Iron* (in air), in EDIP 97, nell'impact category **Human toxicity air**, 3.7E4 m<sup>3</sup>/g, e moltiplicando per il fattore di caratterizzazione di *Iron* (in soil), 0.77 m<sup>3</sup>/g, in EDIP 97 nell'impact category **Human toxicity soil**.
- ✓ Infine, è stata modificata per la fase di valutazione, la prospettiva culturale adottata, denominata E/E I, che pesa in modo uguale le tre categorie di danno originali di Eco-Indicator 99, quindi con peso pari a 333,333 per tutte e tre.

## Modifiche a EPS 2000

Sono state apportate modifiche all'interno delle categorie d'impatto, e in particolare:

- ✓ nella categoria **Species Extinction**; sono state inserite diverse tipologie di occupazione del territorio (*land use*) non presenti nel metodo, calcolando il fattore di caratterizzazione in base al rapporto tra i fattori d'alcuni tipi di *land use* presenti in entrambi i metodi. Sono state aggiunte molte voci di trasformazione (*transformation*) del territorio per le corrispondenti voci di occupazione (*occupation*) Il fattore di caratterizzazione è stato calcolato, per ciascuna, considerando il fattore delle corrispondenti voci di Occupazione e moltiplicandolo per 30 anni, per cui al danno associato all'occupazione di 1 m<sup>2</sup>·anno di territorio per un determinato impiego (estrazione mineraria, edificazione civile,..) corrisponde a un danno di 30 m<sup>2</sup> relativamente alla trasformazione preventiva di questo terreno da “luogo vergine” a zona adibita all'uso suddetto (Transformation to) e a un danno evitato di -30 m<sup>2</sup> di terreno relativamente alla ritrasformazione del territorio a “luogo vergine”, il cosiddetto ripristino (*Transformation from*). Infine, sono state create le seguenti voci fra le “trasformazioni da” (*Transformation from*), perché esistevano solamente il corrispondente *Occupation e Transformation to: Transformation from arable organic, Transformation from pasture and meadow, Transformation from traffic area, Transformation from urban green area*. Per la tipologia “construction site” esisteva solo Occupation, per cui sono state create entrambe le voci di “transformation”<sup>1</sup>.
- ✓ Nelle categorie **Production capacity irrigation water** e **Production capacity drinking water**, è stato modificato il fattore di caratterizzazione delle acque la cui provenienza (falda, sorgente, corso d'acqua, ecc.) non è meglio specificata. Come per le modifiche a Eco-Indicator99 sono stati utilizzati i dati ISTAT relativamente all'uso delle acque di falda rispetto alle acque totali.
- ✓ Nelle categorie **Life expectancy**, **Severe morbidity** e **Morbidity** sono state introdotte le emissioni di determinate sostanze in acqua, e nella fattispecie di: *Benzene, Benzene ethyl-, Cadmium, ion, Chromium, Chromium VI, Chromium ion, Copper ion, Hydrocarbons aromatic, Lead, Mercury, Nickel ion, Toluene e Xylene*. I fattori di caratterizzazione di queste sostanze sono stati assunti in base alla proporzionalità fra i fattori delle stesse sostanze in altri metodi e i fattori di altre sostanze presenti sia in EPS per queste categorie che negli altri metodi in cui comparissero le sostanze oggetto delle assunzioni. I fattori di caratterizzazione per la categoria **Morbidity** sono stati assunti in modo indiretto scegliendo di moltiplicare il fattore (stimato) della categoria **Severe Morbidity** per il rapporto tra lo stesso fattore e quello della categoria **Life Expectancy** (anch'esso stimato)

ipotizzando che la contrazione di valore del fattore si ripetesse con la stessa proporzionalità sia tra **Life Expectancy** e **Severe Morbidity** che tra questa e **Morbidity**.

- ✓ Nella categoria **Life Expectancy** sono state inserite nel comparto aria le sostanze *Dioxins, measured as 2,3,7,8-tetrachlorodibenzo-p-dioxin* (fattore ottenuto applicando la proporzione diretta al valore di IMPACT) e *Polychlorinate biphenyls PCB 1260* (uguale al fattore di *Polychlorinate biphenyls*). Nella categoria **Severe Morbidity** sono state inserite nel comparto aria le sostanze *Dioxins, measured as 2,3,7,8-tetrachlorodibenzo-p-dioxin* (fattore ottenuto applicando la proporzione diretta al valore di IMPACT considerando *Polychlorinate biphenyls PCB 1254* uguale a *Polychlorinate biphenyls PCB 1260*).
- ✓ E' stato introdotto il fattore 0,1 anziché 1 nella valutazione (weighting) della categoria di danno **Ecosystem Production Capacity**. Questo per ridurre il peso dell'acqua rispetto alle altre categorie di danno, dati che la valutazione avviene in termini di ELU, ossia di euro.
- ✓ In **Species Extinction** sono state inserite le emissioni nel suolo: *Aluminum, Zinc, Copper, Cobalt, Nickel, Arsenic, Mercury, Lead, Chromium, Cadmium* assumendo come fattore di caratterizzazione di riferimento quello della prima emissione presente in EPS e in IMPACT 2002. La sostanza è 2,4-D che ha come fattore di caratterizzazione 84,70102886 kg TEG soil/kg in IMPACT 2002 e 2,98E-13 NEX/kg.

Per *Aluminum* si applica la proporzione:  $2,98E-13/84,70102886=x/758275,0998$

$x=3.518257145E-15 \cdot 758275,0998=2.667806788E-9$  NEX/kg

Per *Copper* si applica la proporzione:  $2,98E-13/84,70102886=x/6924785,648$

$x=3.518257145E-15 \cdot 6924785,648=2.436317658E-8$

Per *Zinc* si applica la proporzione:  $2,98E-13/84,70102886=x/5912455,497$

$x=3.518257145E-15 \cdot 5912455,497=2.08015388E-8$ .

Il valore così calcolato viene poi moltiplicato per il fattore di caratterizzazione della categoria di impatto **Terrestrial ecotoxicity** nella categoria di danno **Ecosystem Quality** di IMPACT 2002 che vale  $7,91E-3 \text{ PDF} \cdot \text{m}^2 \cdot \text{yr}/\text{kg TEG soil}$ .

Inoltre sono state inserite le emissioni nell'acqua: *Aluminum, Zinc,ion, Copper, ion, Cobalt, Nickel, ion, Arsenic,ion, Mercury, Lead, Chromium, ion, Cadmium, ion* assumendo come fattore di caratterizzazione di riferimento quello delle emissioni in acqua di **Aquatic ecotoxicity** e supponendo che in **Species extinction** di EPS il rapporto tra fattori di caratterizzazione delle emissioni in acqua e quelle nel suolo siano uguali al rapporto tra emissioni in acqua e quelle nel suolo di **Aquatic ecotoxicity** in IMPACT 2002. Il valore così calcolato viene poi moltiplicato per il fattore di caratterizzazione della categoria di impatto **Aquatic ecotoxicity** nella categoria di danno **Ecosystem Quality** di IMPACT

2002 che vale  $5,02E-5 \text{ PDF}\cdot\text{m}^2\cdot\text{yr}/\text{kg TEG water}$ . Per il calcolo dei valori dei coefficienti vedi Allegato 1.

- ✓ In **Severe Morbidity** sono state inserite le emissioni nel suolo: *Aluminum, Zinc, Copper, Cobalt, Nickel, Arsenic, Mercury, Lead, Chromium, Cadmium* assumendo come fattore di caratterizzazione di riferimento quello della prima emissione presente in EPS e in IMPACT 2002. La sostanza è *2,4-D* che ha come fattore di caratterizzazione  $0,155655629 \text{ kg C}_2\text{H}_3\text{Cl eq}/\text{kg}$  in IMPACT 2002 e  $0,000000179 \text{ NEX}/\text{kg}$ . Il valore così calcolato viene poi moltiplicato per il fattore di caratterizzazione della categoria di impatto **Non-carcinogens** nella categoria di danno **Human Health** di IMPACT 2002 che vale  $2,80E-6 \text{ DALY}/\text{kg C}_2\text{H}_3\text{Cl.eq}$ .
- ✓ Sono state inserite le emissioni in acqua: *Aluminum, Zinc, ion, Copper, ion, Cobalt, Nickel, ion, Arsenic, ion, Mercury, Lead, Chromium, ion, Cadmium, ion* assumendo come fattore di caratterizzazione di riferimento quello delle emissioni in acqua di **Non-carcinogens** e supponendo che in **Species extinction** di EPS il rapporto tra fattori di caratterizzazione delle emissioni in acqua e quelle nel suolo siano uguali al rapporto tra emissioni in acqua e quelle nel suolo di **Non-carcinogens** in IMPACT 2002. Il valore così calcolato viene poi moltiplicato per il fattore di caratterizzazione della categoria di impatto **Non-carcinogens** nella categoria di danno **Human Health** di IMPACT 2002 che vale  $2,80E-6 \text{ DALY}/\text{kg C}_2\text{H}_3\text{Cl.eq}$ . Per il calcolo dei valori dei coefficienti vedi Tabella seguente.

Le emissioni in acqua che sono state introdotte con questo criterio in **Severe morbidity**, sostituiscono quelle introdotte con il criterio precedentemente indicato.

Soil	Terrestrial ecotoxicity	Species extinction	Terrestrial ecotoxicity	Species extinction
	2,4-D (IMPACT)	2,4-D (EPS)	(IMPACT)	(EPS)
Arsenic	84,70102886	2,98E-13	2431756,872	8,56E-09
Cadmium			5281209,659	1,86E-08
Cobalt			1241478,277	4,37E-09
Chromium			2246632,002	7,90E-09
Copper			6924785,648	2,44E-08
Mercury			26544638,59	9,34E-08
Manganese			0	0,00E+00
Molybdenum			manca	manca
Nickel			3297056,854	1,16E-08
Lead			753773,6463	2,65E-09
Tin			manca	manca
Zinc			5912455,497	2,08E-08
Silicon			manca	manca

Iron			0	0,00E+00
Calcium			manca	manca
Aluminum			758275,0998	2,67E-09
Magnesium			manca	manca
<b>Soil</b>	<b>Non-carcinogens</b>	<b>Severe morbidity</b>	<b>Non-carcinogens</b>	<b>Severe morbidity</b>
	2,4-D (IMPACT)	2,4-D (EPS)	(IMPACT)	(EPS)
Arsenic	0,155655629	1,79E-07	101159,2665	1,16E-01
Cadmium			4408,439907	5,07E-03
Chromium			5,653891182	6,50E-06
Copper			16,24319802	1,87E-05
Mercury			899,0204963	1,03E-03
Nickel			34,16806126	3,93E-05
Lead			15,81113444	1,82E-05
Zinc			745,0474284	8,57E-04
Aluminum			3,657948428	4,21E-06
<b>Water</b>			<b>Non-carcinogens</b>	<b>Severe Morbidity</b>
			(IMPACT)	(EPS)
Arsenic, ion			10319,69229	1,19E-02
Cadmium, ion			713,8620727	8,21E-04
Chromium, ion			2,659478695	3,06E-06
Copper, ion			4,128292302	4,75E-06
Mercury			794,8938721	9,14E-04
Molybdenum			35,73676613	
Nickel, ion			10,94271486	1,26E-05
Lead			10,74342272	1,24E-05
Zinc, ion			133,3923433	1,53E-04
Aluminum			2,050466672	2,36E-06
<b>Soil</b>	<b>Aquatic ecotoxicity</b>	<b>Species extinction</b>	<b>Aquatic ecotoxicity</b>	<b>Species extinction</b>
			(IMPACT)	(EPS)
Arsenic			387485,1445	
Cadmium			2913297,304	
Chromium			448853,774	
Copper			20440751,69	
Mercury			15792325,96	
Nickel			1264151,375	
Lead			263691,4068	
Zinc			1395893,943	
Aluminum			3496283,66	

Water	Aquatic ecotoxicity		Aquatic ecotoxicity	Species extinction
			(IMPACT)	(EPS)
Arsenic, ion			388044,8119	<b>8,57E-09</b>
Cadmium, ion			2916028,292	<b>1,86E-08</b>
Chromium, ion			453048,8189	<b>4,41E-09</b>
Copper, ion			20550296,01	<b>2,45E-08</b>
Mercury			15793725,44	<b>9,34E-08</b>
Nickel, ion			1272011,697	<b>1,17E-08</b>
Lead			263702,7226	<b>2,65E-09</b>
Zinc, ion			1402499,824	<b>2,09E-08</b>
Aluminum			3596498,42	<b>2,74E-09</b>

0.1 Calcolo dei coefficienti di caratterizzazione delle emissioni in acqua e nel suolo per le categorie Severe Morbidity e Species extinction del metodo EPS

### Modifiche a EDIP 2003

Sono state introdotte le seguenti modifiche nel metodo:

- ✓ nella categoria **Human Toxicity** sono state aggiunte tutte le emissioni in aria delle polveri. I fattori di caratterizzazione sono stati calcolati mediante una proporzione, utilizzando i fattori delle stesse sostanze presenti nel metodo Eco-Indicator 99 e il fattore di caratterizzazione di *Particulates unspecified* in Eco-Indicator 99 e in EDIP 2003 (per esempio 66880 m<sup>3</sup>/kg è il fattore relativo a *Particulates unspecified*, la stessa sostanza in Eco-indicator 99 vale 1.1E-4 DALY/kg, per calcolare il fattore di *Particulates <2.5 μm* in EDIP 2003, conoscendo il fattore di caratterizzazione della stessa sostanza in Eco-indicator 99 (7E-4 DALY/kg) si è usata la proporzione:  $66880/1.1E-4 = x/7E-4$ ;
- ✓ per la categoria di impatto (coincidente con la categoria di danno) **Resources (all)** è stato modificato il fattore di caratterizzazione (che in realtà è un fattore di valutazione perché ottenuto come prodotto dei fattori di caratterizzazione, di normalizzazione e di peso) per le risorse, definendo il fattore peso in base al rapporto tra il consumo nell'anno 1990 e quello in un anno futuro, come il metodo EDIP 2003 fa per le altre categorie di impatto. L'assunzione è che il consumo nell'anno futuro si riduca del 5%. Si assume perciò come fattore peso il rapporto 1/0.95. Per esempio, nel caso di *Oil, crude, in ground* il fattore di normalizzazione vale:  $f_N = 0,00169 (=1/591,716\text{kg})$  e rappresenta l'inverso del consumo di petrolio annuo mondiale per cittadino nel 1990. Il fattore di valutazione in EDIP 97 (resources only) non modificato vale:  $f_V = 0,023 (=591,716\text{kg}/25.726,783\text{kg})$ , dove 25.726,783kg corrisponde alla disponibilità di petrolio per cittadino europeo; il fattore di valutazione corrisponde al rapporto fra il consumo e la disponibilità della risorsa. In questo modo, una risorsa molto utilizzata ma anche molto abbondante riceverebbe un peso inferiore a un'altra che fosse molto scarsa ma il cui consumo fosse molto ridotto. Il

prodotto dei due fattori suddetti vale:  $f_N \cdot f_V = 0.00169 \cdot 0.023 = 3.887E-5$  e per tale prodotto sarà moltiplicato il valore caratterizzato di *Oil, crude, in ground* per ottenere la valutazione del danno. Se si considera come fattore di valutazione il rapporto tra il consumo nel 1990 e il consumo in un anno futuro che suppone debba essere inferiore del 5% rispetto a quello del 1990 si ottiene il seguente fattore peso:  $f_V = 591.716 \text{kg} / 591.716 \cdot 0.95 \text{kg} = 1/0.95$ . Così facendo è evidente che non conta più quanto una risorsa sia disponibile per determinare il danno legato al suo consumo, ma il suo livello di consumo, in quanto sostanze consumate in maggior quantità ricevono un maggior peso (essendo la contrazione del consumo stimata una percentuale del valore del 1990, quanto più questo è elevato, tanto più il denominatore del rapporto diminuisce). Inoltre, è interessante notare il principio che si è adottato con questa scelta: si prevede che il consumo di una sostanza diminuisca in ragione di una razionalizzazione dei consumi, della scoperta di nuovi materiali e di una più efficace azione di riciclo, anziché aumentare per soddisfare maggiori bisogni produttivi ed energetici. Il fattore per cui moltiplicare il consumo di *oil* per ottenere il valore del danno diventa:  $f_N \cdot f_V = 0.00169 (= 1/591.716 \text{kg}) \cdot 1.0526 = 0.0017789$ . I fattori usati sono stati riportati nella tabella seguente.

Sostanza	Fattore di normalizzazione $f_n$	Fattore di valutazione $f_w = 1/0.95$	Fattore riportato nella fase di caratterizzazione $f_n \cdot f_w$
Oil	0.00169	1.05263	1.7789E-3
Natural gas	0.00323	1.05263	3.4E-3
Coal	0.00175	1.05263	1.8421
Alluminium	0.29412	1.05263	0.3096
Copper	0.58824	1.05263	0.6192
Iron	0.01	1.05263	0.010526
Lead	1,5625	1.05263	1.6447
Manganese	0.55556	1.05263	0.5848
Nickel	5,55556	1.05263	5.84795
Zinc	0.71429	1.05263	0.75188

0.2 I fattori peso in Resources di EDIP 2003

- ✓ Nella categoria **Resources** si è introdotto tutti i tipi di *Uranium* con un fattore di normalizzazione  $f_n=1$  e un fattore peso  $f_w=100$ .
- ✓ Per ottenere anche la categoria **Resources** nel danno totale si è stabilito un fattore di normalizzazione e di valutazione pari a 1 per **Resources**

## **Modifiche a Impact 2002+**

Sono state introdotte le seguenti modifiche al metodo:

- ✓ nella categoria **Mineral Extraction** sono state introdotte le seguenti risorse: *Silver, in ground, Silver, 0,01% in crude ore, in ground, Gravel, in ground, Sand, in ground, Lithium, in ground, Bromine, in ground*, e le diverse tipologie di acque di falda già introdotte in **Minerals** nel metodo Eco-indicator99. Per queste ultime i fattori di caratterizzazione sono gli stessi utilizzati in Eco-indicator99; per *Bromine, in ground* e *Lithium, in ground* si è scelto di mantenere la medesima proporzione presente tra i fattori di queste due risorse con quello della pirolusite, presa come riferimento, in Eco-indicator 99.
- ✓ in **Land occupation** sono state aggiunte le voci di *Transformation from* e *Transformation to* dei terreni corrispondenti alle relative voci già contemplate dal metodo di *Occupation*, così come è stato fatto nell'ambito del modello EPS 2000.