

**SEZIONE 4 – Quadro delle fonti rinnovabili**

4.1	Biomasse .....	2
4.1.1	Introduzione .....	2
4.1.2	Caratteristiche e composizione chimica dei principali tipi di biomasse vegetali .....	4
4.1.3	Tecnologie per la produzione di energia dalle biomasse .....	6
4.1.3.1	Trattamenti termici delle biomasse .....	6
4.1.3.2	Trattamenti biologici e biocombustibili .....	13
4.1.4	Caratteristiche delle tecnologie industriali che utilizzano biomasse a fini energetici .....	14
4.1.5	Aspetti ambientali relativi all'utilizzo delle biomasse .....	21
4.1.5.1	Valutazione impatto ambientale .....	22
4.1.6	Aspetti tecnici ed economici relativi all'impiego della paglia di riso a fini energetici .....	23
4.1.6.1	Tecnologie utilizzate o potenzialmente utilizzabili per lo sfruttamento della paglia di riso a scopi energetici .....	25
4.1.7	Impianti esistenti nella Provincia .....	27
4.1.8	Quadro incentivi .....	29
4.2	Solare Fotovoltaico .....	31
4.2.1	Il mercato del fotovoltaico .....	31
4.2.2	Stato dell'arte della tecnologia .....	32
4.2.3	Componenti di un impianto fotovoltaico .....	37
4.2.4	Analisi di producibilità dell'impianto .....	38
4.2.6	Meccanismi di incentivazione .....	43
4.2.6.1	L'incentivazione degli impianti fotovoltaici con il Conto Energia .....	43
4.2.6.2	Incentivazione dei Tetti Fotovoltaici .....	46
4.2.6.3	Obbligo di energia fotovoltaica sui nuovi edifici .....	48
4.2.6.4	Nuovi incentivi per il fotovoltaico per scuole e P.A. ....	48
4.2.7	Il Fotovoltaico in Italia: potenza installata .....	49
4.3	Solare Termico .....	54
4.3.1	Il mercato e le applicazioni degli impianti solari termici .....	54
4.3.2	Stato dell'arte del solare termico a bassa temperatura .....	55
4.3.3	Solare termico per la generazione di energia elettrica .....	58
4.3.4	Potenzialità nella Provincia .....	60
4.3.5	Impianti esistenti .....	61
4.3.6	Quadro incentivi .....	62
4.4	Energia idroelettrica .....	65
4.4.1	Inquadramento tecnologico .....	65
4.4.2	Struttura di un impianto idroelettrico .....	65
4.4.3	Classificazione delle centrali .....	68
4.4.4	Voci di costo e fattibilità di un impianto idroelettrico .....	69
4.4.5	Fattibilità di un impianto idroelettrico .....	70
4.4.6	Iter autorizzativi ed impatto ambientale per l'installazione di una mini centrale idroelettrica .....	71
4.4.7	Incentivi per l'installazione e l'esercizio di mini centrali idroelettriche .....	72
4.4.8	Sfruttamento energetico delle risorse idriche nella Provincia di Vercelli .....	72
4.5	Energia Geotermica .....	74
4.5.1	Classificazioni delle risorse geotermiche .....	75
4.5.2	Utilizzazione dell'energia geotermica .....	75
4.5.3	Considerazioni economiche .....	80
4.5.4	Impatto ambientale .....	81
4.5.5	L'iter autorizzativo .....	81
4.5.6	La geotermia nella provincia di Vercelli .....	82
4.6	Energia Eolica .....	83
4.6.1	Stato dell'arte della tecnologia .....	84
4.6.2	Potenzialità in Italia e nella Provincia .....	85
4.6.3	Costi di investimento e di esercizio .....	88
4.6.4	Impatto ambientale .....	90
4.6.5	L'eolico in Italia e nella Provincia .....	91
4.6.6	Quadro incentivi .....	92
4.7	Recupero energetico da Rifiuti Solidi Urbani .....	94

4.7.1 Sono i RSU una fonte rinnovabile?	94
4.7.2 Potenziale energetico dei rifiuti	95
4.7.3 Composizione chimico fisica dei rifiuti in Provincia di Vercelli	97
4.7.4 La raccolta differenziata	100
4.7.5 Stato dell'arte della tecnologia di termodistruzione dei rifiuti	101
4.7.6 Il recupero di energia da RSU in Europa e in Italia	103
4.7.7 Trattamento dei RSU nella Provincia	106
4.7.8 Impatto ambientale	108
4.8 Autorizzazioni in materia di impianti a fonti rinnovabili	110

## 4.1 Biomasse

### 4.1.1 Introduzione

I biocombustibili utilizzati per la produzione energetica derivano da biomasse di origine forestale, agricola e animale. Per sua natura la biomassa è una risorsa distribuita sul territorio; parte di questa risorsa è già disponibile in quanto costituita da residui di vario tipo dell'attività primaria e secondaria, altra potrebbe invece essere prodotta da specifiche attività di coltivazione su terreni dedicati. La penetrazione delle biomasse nel mercato dell'energia dipende non solo da un'adeguata valorizzazione della componente energetica ma anche da una puntuale pianificazione territoriale che tenga conto di fattori quali le caratteristiche geologiche e pedoclimatiche della zona in esame, le risorse potenziali, i conti economici delle colture, il mercato dei combustibili alternativi alla biomassa con destinazione energetica, le esigenze energetiche locali, il degrado ambientale della zona, la prevenzione da incendi di zone boschive.

Secondo uno studio condotto dall'ENEA (Fonte: "Rapporto 2003 – Le biomasse per l'energia e l'ambiente", ITABIA), attualmente le biomasse contribuiscono in Italia a meno del 2% del fabbisogno energetico primario. Tale contributo è largamente al di sotto del potenziale disponibile ed è in gran parte dato da legna da ardere utilizzata ad uso domestico.

Nell'accezione più generale del termine, si definisce biomassa ogni materiale organico di origine biologica avente un intrinseco contenuto di energia utilizzabile in processi di trasformazione termochimica o biochimica. La biomassa può essere impiegata direttamente come combustibile ovvero trasformata in altre sostanze (solide, liquide o gassose) di più facile utilizzo negli impianti di conversione. Associato al termine biomassa infatti, è ormai di utilizzo comune, nel settore delle energie rinnovabili, il termine "biocombustibile", con il quale s'intende generalmente ogni sostanza organica diversa dal petrolio, dal gas naturale, dal carbone o dai loro derivati, utilizzabile come combustibile.

Le biomasse sono generalmente disponibili come prodotti diretti o residui del settore agricolo-forestale, come sottoprodotti o scarti dell'industria agro-alimentare e come scarti della catena della distribuzione e dei consumi finali.

In questo senso anche i rifiuti bio-solidi (come i fanghi degli impianti di depurazione), la frazione combustibile degli RSU non derivante dalla trasformazione di materie prime fossili (plastiche escluse) e persino certi tipi di rifiuti industriali (come il fango di cartiera) possono essere classificati come biomasse.

A differenza dei combustibili fossili le biomasse vegetali costituiscono una risorsa rinnovabile, nel senso che è richiesto un periodo di tempo relativamente breve per rigenerare ciò che è stato consumato.

Le biomasse costituiscono una valida alternativa ai combustibili fossili anche dal punto di vista delle emissioni dei gas serra. La combustione di combustibili fossili rilascia in atmosfera circa 5,5 - 6 miliardi di tonnellate di carbonio all'anno sotto forma di CO<sub>2</sub> contribuendo all'aumento dell'effetto serra. Al

contrario, nelle biomasse vegetali, l'energia solare è immagazzinata sotto forma di energia chimica attraverso il processo di fotosintesi clorofilliana che da luogo, in tempi relativamente brevi, a materiale organico a partire da reagenti inorganici ( $H_2O$  e  $CO_2$ ). Di conseguenza i processi di sfruttamento delle biomasse vegetali per la produzione di energia rilasciano nell'atmosfera una quantità massima di  $CO_2$  pari a quella assorbita durante la crescita della pianta.

Una schematizzazione molto ampia delle biomasse idonee alla produzione di energia può essere basata sul comparto di provenienza. In particolare si hanno biomasse dei seguenti comparti:

- Forestale ed agroforestale;
- Agricolo;
- Zootecnico;
- Industriale: residui provenienti dalle industrie del legno, della carta ed in parte agroalimentari;
- Rifiuti urbani

Naturalmente, è molto importante che l'utilizzo per recupero energetico di questa ampia varietà di biomasse sia portato avanti mediante un'adeguata programmazione sia a livello tecnico che legislativo. Occorre, infatti, che sia garantito un ciclo equilibrato della biomassa, evitando possibili criticità del sistema legate all'impiego dei terreni e problemi di deforestazione o desertificazione legati ad un uso sproporzionato della risorsa. Questo problema, evidentemente, non si pone se le biomasse che si intende utilizzare sono sotto forma di scarti o residui di lavorazioni agrarie o alimentari che occorre, comunque, smaltire.

Poiché il trasporto e lo stoccaggio delle biomasse risulta molto costoso a causa dei bassi valori di densità, occorre che gli impianti destinati alla conversione industriale delle biomasse a fini energetici siano posti in prossimità di zone con elevata disponibilità di biomasse o che agli impianti siano asservite estensioni di terreno dedicate specificatamente alla coltivazione di biomasse da convertire e sufficientemente estese per garantirne l'approvvigionamento (le cosiddette "Energy Farms"). E' importante sottolineare che le biomasse devono essere collegate al concetto di *filiera corta*, che prevede il recupero di biomassa a scala aziendale o interaziendale ed è quindi particolarmente adatta a piccole comunità o comunque alle caratteristiche di producibilità e di fabbisogno del territorio.

Nell'elenco seguente sono riportati i principali tipi di biomasse utilizzabili a fini energetici distinti per tipologia di materiale:

- ✓ Vegetali arborei (ad es. pioppi) ed erbacei coltivati per essere utilizzati come fonte energetica;
- ✓ Scarti di lavorazione del legno, della carta e residui di lavorazione derivanti da industrie agroalimentari;
- ✓ Rami, foglie, erba, paglia ed altro materiale derivante da sistemazione di boschi o da attività agricole;
- ✓ Parte umida dei rifiuti solidi urbani (RSU) e residui delle operazioni di manutenzione del verde.
- ✓ Liquami zootecnici e civili utilizzabili per la produzione di biogas

Nella presente relazione l'attenzione è rivolta principalmente alle biomasse di origine vegetale con particolare riferimento a quelle costituite da scarti delle lavorazioni agricole e da filiere locali di manutenzione dei boschi.

#### 4.1.2. Caratteristiche e composizione chimica dei principali tipi di biomasse vegetali

I principali costituenti elementari delle biomasse sono C, H, O, N, S e Cl, di cui i primi 3 sono quelli presenti in quantità più rilevanti. Sono poi presenti altri elementi a concentrazioni più basse che si ritrovano in gran parte nei composti inorganici che costituiscono la cenere nei processi di combustione.

Nelle Tabelle 4.1.1 e 4.1.2 sono riportate la composizione elementare media ed il contenuto di materiale inorganico di alcuni tipi di biomasse vegetali insieme a qualche dato relativo al potere calorifico superiore (PCS).

**Tabella 4.1.1 - Costituenti elementari di biomasse vegetali**

	C	H	O	N	S	Cl
<b>Trucioli di legno</b>	47-51	6.1-6.3	38-45	0.9-1.7	0.07-0.3	0.05-0.06
<b>Corteccia</b>	49-52	4.6-6.1	38-42	0.3-4.5	0.35-0.45	0.15-0.2
<b>Paglia</b>	43-48	5-6	36-48	3-5	0.5-1.7	2.5-4

(Elab. da Presentazione M.Ciasca, L.Conti 2007)

**Tabella 4.1.2 - Materiale inorganico e potere calorifico superiore**

Tipo di biomassa	Materiale inorganico % sul peso secco	PCS MJ/kg secco
<b>Materiali legnosi</b>		
<b>Pioppo</b>	1	19-20
<b>Pino</b>	0.5	20-21
<b>Eucalipto</b>	2.5	18-19
<b>Materiali erbacei</b>		
<b>Erba</b>	10	17-18
<b>Materiali vari</b>		
<b>Paglia di riso</b>	19-20	14-15
<b>Carta</b>	6	17-18
<b>Corteccia di pino</b>	3	20-21
<b>Carbone e torba</b>		
<b>Carbone bituminoso</b>	8-9	28-29
<b>Lignite</b>	10-11	14
<b>Torba</b>	7-8	20-21

(Elab. da Presentazione M.Ciasca, L.Conti 2007)

La qualità della biomassa come combustibile è determinata essenzialmente dal contenuto di idrogeno e carbonio e dal rapporto O/C fra ossigeno e carbonio. Contenuti elevati di C e di H determinano un alto valore del PCS mentre la presenza di O, oltre che di N e di inorganici, ha generalmente l'effetto opposto. Nelle biomasse il C è, infatti, presente in varie forme ossidate, cioè legate all'ossigeno, che solo in parte sono disponibili per la combustione. Ciò spiega il valore generalmente inferiore del PCS delle biomasse rispetto a quello del carbone. Inoltre, le biomasse legnose contengono più C di quelle di natura erbacea: ne risulta un PCS generalmente più alto per il legno.

Infine, la quantità di cenere che si ottiene dalla combustione di biomasse vegetali è molto diversa a seconda del tipo di biomassa usata e dell'efficienza del processo di combustione. Si va dallo 0.5% della segatura di legno al 5-8% della corteccia di alberi fino a circa il 16-20% della lolla di riso. Le proprietà chimico-fisiche della cenere ed i problemi che possono presentarsi nelle apparecchiature di combustione dipendono dal contenuto dei seguenti elementi: K, Si, Mg, Na, Ca. Una discussione più approfondita sull'effetto dei composti di questi elementi è riportata più avanti con particolare riferimento alla paglia di riso. Si possono, però, fin da ora riassumere le caratteristiche principali che gli elementi sopra riportati conferiscono alle ceneri. In linea di massima

- ✓ ceneri ricche di Ca ed Mg hanno un punto di fusione relativamente elevato mentre la temperatura di fusione si abbassa in presenza di K. Pertanto, l'erba e la paglia che sono più ricche di K e più povere di Ca rispetto al legno danno luogo a cenere che ha un punto di fusione più basso;
- ✓ La presenza simultanea di K, Na e di Cl, S può comportare gravi problemi di corrosione.

### Biomasse legnose

Le proprietà combustibili dei materiali legnosi dipendono dalla composizione chimica del legno oltre che dal suo contenuto di umidità. Com'è noto il legno è composto essenzialmente dai seguenti tre tipi di biopolimeri:

- Cellulosa: costituente principale del legno (circa 50% del peso secco) con alto potere calorifico (circa 3900 kcal/kg);
- Lignina: conferisce rigidità al legno ed ha anch'essa un alto potere calorifico (circa 6000 kcal/kg);
- Emicellulosa: presente nella parete cellulare, ha un potere calorifico più modesto

Nella Tabella 4.1.3 sono riportate alcune caratteristiche chimico-fisiche ed il potere calorifico inferiore (P.C.I.) della biomassa legnosa .

**Tabella 4.1.3 – Proprietà chimico-fisiche del legno**

<b>Composizione: % del peso secco</b>	
<b>Cellulosa</b>	50%
<b>Lignina</b>	20-30%
<b>Emicellulosa</b>	10-30%
<b>Caratteristiche fisiche ed energetiche</b>	
<b>Umidità</b>	25-60%
<b>Densità</b>	800-1100 kg/m <sup>3</sup>
<b>P.C.I (base: circa 13% di umidità)</b>	3600-3800 kcal/kg

(da Energia dalle Biomasse- AREA Science Park n°24)

### Residui agricoli

Alcune caratteristiche chimico-fisiche ed energetiche di residui che si ottengono nel corso delle attività agricole sono sintetizzate nella Tabella 4.1.4.

**Tabella 4.1.4 – Proprietà di alcuni residui agricoli**

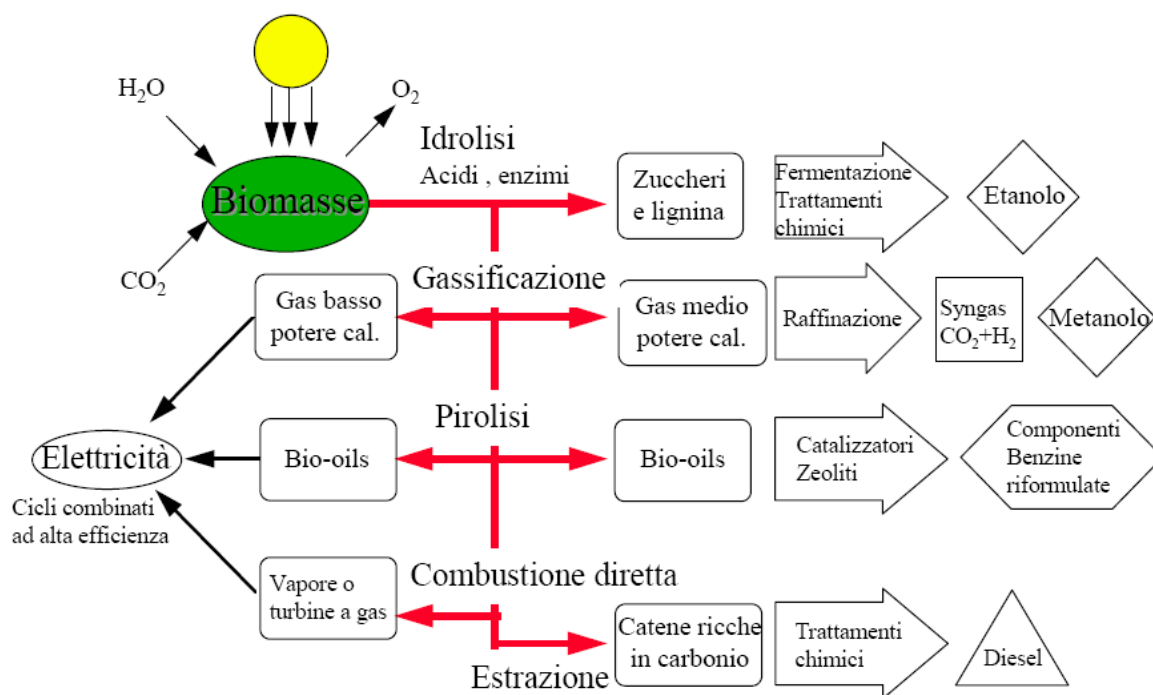
<i>Residuo</i>	<i>Umidità %</i>	<i>Ceneri % in peso</i>	<i>P.C.I. Kcal/kg secco</i>
<i>Paglia di frumento</i>	14-20	7-10	4100-4200
<i>Paglia altri cereali</i>	14-20	5-10	3300-3400
<i>Paglia di riso</i>	20-30	10-15	3700-3800
<i>Sarmenti vite</i>	45-55	2-5	4300-4400
<i>Frasche di olivo</i>	50-55	5-7	4400-4500
<i>Residui fruttiferi</i>	35-45	10-12	4300-4400

(da Energia dalle Biomasse- AREA Science Park n°24)

### 4.1.3. Tecnologie per la produzione di energia dalle biomasse

La conversione della biomassa in energia può essere realizzata in diversi modi. Nello schema che segue sono sintetizzate alcune delle tecnologie che è possibile utilizzare per estrarre energia dalle biomasse.

La scelta del processo da utilizzare è condizionata dal tipo di combustibile più adatto per l'applicazione finale a cui sarà destinato e dalle risorse presenti sul territorio; ad esempio, se la biomassa sarà sfruttata in motori a combustione interna, il combustibile dovrà essere fornito sotto forma di gas o di liquido. La produzione di gas combustibile da biomassa può realizzarsi con l'applicazione di diverse tecnologie (gassificazione, pirolisi, digestione anaerobica), ognuna delle quali con le proprie peculiarità, con i suoi vantaggi e i suoi svantaggi.



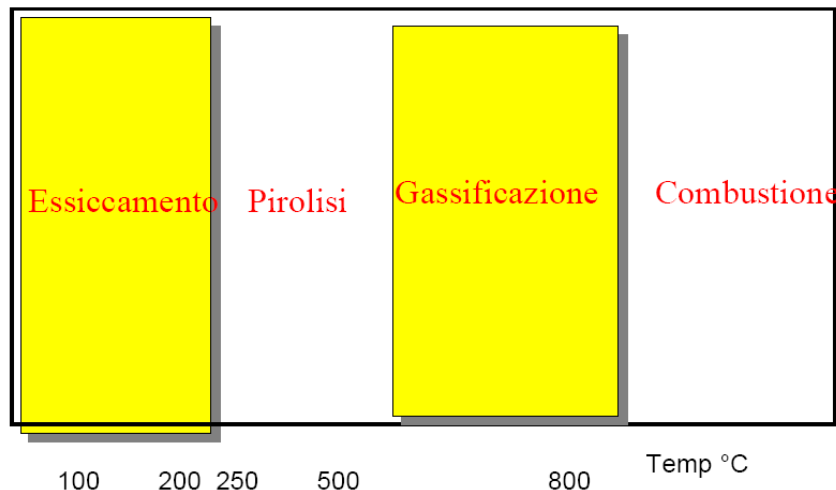
**Figura 4.1.1 – Conversione delle biomasse**

#### 4.1.3.1 Trattamenti termici delle biomasse



I processi di sfruttamento delle biomasse a fini energetici, oltre alla combustione diretta in un impianto termoelettrico, si basano su trasformazioni volte a modificare lo stato fisico e le proprietà tecniche del combustibile (o vettore energetico) finale.

Le tecnologie oggi disponibili includono diversi processi di conversione termochimica (pirolisi, massificazione ecc.) nonché una serie di processi di conversione microbica (fermentazione, digestione anaerobica).



**Figura 4.1.2 - Trattamenti termici delle biomasse distinti in base alla temperatura di esercizio**

### Combustione diretta

La combustione diretta è il metodo più comune e più impiegato per convertire l'energia chimica contenuta in un materiale combustibile in energia termica e poi eventualmente, mediante altre trasformazioni, in energia meccanica ed elettrica.

Nei processi di combustione diretta il calore generato dalla combustione viene utilizzato per produrre vapore che viene solitamente impiegato in un ciclo Rankine per azionare una turbina accoppiata ad un generatore di elettricità. Il sistema di generazione dell'energia comprende, pertanto, oltre ai bruciatori, la caldaia, la turbina a vapore ed il generatore elettrico. Dal sistema, oltre ad energia elettrica, si ottiene calore residuo che può essere utilmente sfruttato (cogenerazione).

Rispetto ai combustibili tradizionali la combustione diretta dei combustibili secondari come le biomasse presenta in generale più problemi, sia di ordine tecnologico per le apparecchiature sia legati alla natura delle emissioni, ma può anche presentare dei vantaggi.

Un confronto fra le due categorie di combustibili mette in luce quanto segue:

- Diversità fra le proprietà fisiche delle biomasse e dei combustibili fossili tal quali in relazione al trasporto, allo stoccaggio e all'alimentazione del combustibile.
  - la densità delle biomasse varia nel range 100-500 kg/m<sup>3</sup> contro i 1100-2300 kg/m<sup>3</sup> dei carboni: questo rende più oneroso il trasporto e l'immagazzinamento delle biomasse;
  - le biomasse sono, in generale, molto più resilienti del carbone e ciò comporta un aumento della spesa energetica nella macinazione;
  - il contenuto di umidità relativamente alto e l'anisotropia delle fibre aumentano la tendenza all'impaccamento, creando problemi di intasamento e bloccaggio dei sistemi di alimentazione delle fornaci.

- Diversità fra le proprietà fisiche delle biomasse e dei combustibili fossili in relazione alla gestione dei bruciatori e della camera di combustione.
  - Il potere calorifico superiore (HHV o PCS) delle biomasse varia solitamente nel range 6000-20000 kJ/kg contro i 14500-32500 kJ/kg dei carboni. Per mantenere agli stessi livelli l'erogazione di potenza termica è necessario bruciare una maggiore portata di biomassa. Nel caso di combustibile polverizzato, possono essere necessari bruciatori di maggiori dimensioni e si possono avere problemi di intasamento dei condotti di alimentazione;
  - a causa della maggiore eterogeneità del combustibile, l'erogazione di potenza termica può non essere uniforme e il controllo della combustione può essere difficoltoso;
  - la temperatura in camera di combustione può risultare ridotta, anche a causa del maggiore contenuto di ceneri e di umidità, e possono aversi difficoltà di ignizione e cattiva combustione;
  - il ritardo che si ha nel riscaldamento di una maggiore portata di combustibile, con una maggiore capacità termica, può portare a un ritardo nello sviluppo dei volatili e a uno spostamento del fronte di fiamma a valle dei bruciatori (problemi di distacco della fiamma). Per contro, lo sviluppo della maggiore quantità di volatili contenuta nelle biomasse può determinare la presenza di picchi di temperatura più pronunciati in camera di combustione e una maggiore produzione di NO<sub>x</sub>.
- Diversità nelle proprietà delle ceneri delle biomasse e dei combustibili fossili.
  - La maggiore quantità di metalli alcalini (in particolare K) nelle ceneri delle biomasse può determinare problemi di corrosione, fouling e slagging delle superfici di scambio termico. La presenza di questi composti determina, come si è visto, un abbassamento del punto di fusione delle ceneri e la formazione di depositi più tenaci e meno porosi, difficili da rimuovere meccanicamente<sup>1</sup>. Ancora più gravi sono i fenomeni di defluidizzazione che si manifestano nei reattori a letto fluido;
  - solitamente le biomasse contengono, a parità di energia, una quantità di ceneri maggiore rispetto ai carboni. Ci sono, quindi, più residui solidi e con un maggiore contenuto di alcali: il che può compromettere la possibilità di smaltirli, come inerti, nei cementifici;
  - negli studi sulla combustione di molti tipi di biomasse si sono osservate, in certe condizioni, emissioni di incombusti e di ceneri volanti. Queste ultime sono considerate il principale veicolo di formazione e di trasporto di inquinanti pericolosi e sono particolarmente difficili da abbattere come particolato.

Per tutti questi motivi può non risultare conveniente effettuare la conversione energetica delle biomasse bruciandole da sole in un impianto termico. Allo stato attuale di sviluppo della tecnologia risulta molto più attraente dal punto di vista tecnico e commerciale realizzare la combustione delle biomasse in associazione con un combustibile tradizionale, come il carbone. Scegliendo opportunamente il tipo e la quantità di biomassa da impiegare si può realizzare la co-combustione senza incorrere nei problemi tecnologici descritti riguardo alla combustione delle sole biomasse ed è possibile, anzi, migliorare l'efficienza di combustione e ridurre l'emissione di inquinanti.

## Co-combustione delle biomasse

---

<sup>1</sup> Per valutare la propensione al fouling dei combustibili solidi è stato elaborato un indice che si basa sul contenuto di K<sub>2</sub>O e di Na<sub>2</sub>O (alcali) delle ceneri: per quantità di alcali nelle ceneri superiori a 0.17 g/GJ di potenza termica generata è probabile che si manifesti il fouling



La tecnica di bruciare un combustibile secondario in associazione con un combustibile tradizionale prende il nome di co-combustione e, applicata correttamente, consente di conseguire una serie di vantaggi:

- le biomasse contengono solitamente quantità di zolfo trascurabili: la co-combustione di carbone e biomasse può aiutare a raggiungere gli obiettivi di qualità stabiliti sui livelli di emissione di SO<sub>2</sub> senza richiedere costosi interventi di depurazione dei fumi;
- le biomasse possono essere considerate combustibili CO<sub>2</sub>-neutrali: la co-combustione di biomasse può quindi consentire di ottenere i riconoscimenti, eventualmente stabiliti dai governi nazionali che aderiscono al protocollo di Kyoto, per il raggiungimento dei livelli di emissione di gas serra;
- per il loro alto contenuto di volatili, le biomasse possono essere utilizzate, meglio dei carboni, come combustibili secondari nel reburning;
- la co-combustione di bio-residui di varie lavorazioni, eventualmente disponibili in abbondanza e continuità nei dintorni di una centrale termoelettrica, può contribuire a ridurre i costi di gestione (ove il bio-combustibile secondario costi meno, a parità di contenuto energetico, del combustibile primario), e risolvere il problema dello smaltimento di un rifiuto e dell'inquinamento ad esso collegato.
- la co-combustione può essere realizzata con schemi di processo innovativi<sup>2</sup>.

La co-combustione delle biomasse con un combustibile tradizionale può aiutare anche a risolvere i problemi di fouling e di defluidizzazione del letto: le ceneri della biomassa si diluiscono nelle ceneri del combustibile primario e il contenuto di alcali è ridotto. Anche lo smaltimento delle ceneri come inerti nei cementifici può di nuovo essere possibile. Tuttavia, se ciò non dovesse bastare, si può procedere ad aggiungere la miscela combustibile di alcuni composti capaci di innalzare il punto di fusione delle ceneri (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, CaO, MgO, CaCO<sub>3</sub>·MgCO<sub>3</sub>, caolino) o considerare la possibilità di cambiare il materiale inerte del letto fluido: come alternative alla sabbia di quarzo sono state proposte Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, CaCO<sub>3</sub>·MgCO<sub>3</sub>, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, magnesite e feldspati.

### **Pirolisi e gassificazione**

Per la conversione dell'energia chimica contenuta nella materia organica allo stato solido, la combustione e la co-combustione della biomassa tal quale non sono le uniche opzioni possibili.

Per migliorare il comportamento in combustione e aumentare le possibilità di sfruttamento commerciale di un combustibile solido si può, in primo luogo, modificarne lo stato fisico. Le apparecchiature necessarie per la conversione energetica dei combustibili liquidi e gassosi, infatti, sono più semplici e meno ingombranti di quelle che si impiegano per la combustione dei solidi. Inoltre, i combustibili liquidi o gassosi si trasportano con più facilità e bruciano con fiamma più omogenea (e, quindi, intrinsecamente più pulita) dei combustibili solidi.

Per modificare lo stato fisico dei combustibili solidi è disponibile tutta una serie di trattamenti chimici, termo-chimici o bio-chimici.

I trattamenti termo-chimici industrialmente più significativi sono due:

---

<sup>2</sup> Una soluzione interessante prevede, ad esempio, l'impiego di un forno a griglia (in cui viene bruciata la biomassa) integrato con la camera di combustione di un bruciatore in cui viene bruciato il combustibile primario in polvere. Il forno a griglia è posto a un livello inferiore rispetto al bruciatore della polvere e i gas combusti del forno a griglia risalgono nella camera di combustione del bruciatore per circolazione naturale. Il forno a griglia può essere esercito con un notevole eccesso d'aria (in quanto i fumi non sono avviati al camino ma ad un'altra camera di combustione) e può fungere da "preriscaldatore" d'aria per il bruciatore del combustibile primario.

- pirolisi: con la quale si ottiene un prodotto prevalentemente liquido;
- gassificazione: con la quale si mira ad ottenere un prodotto prevalentemente gassoso.

### Pirolisi

Si dice pirolisi la decomposizione termica di materiale organico che avviene in assenza di ossigeno. La pirolisi è un fenomeno estremamente diffuso: infatti, ogni processo di combustione o gassificazione di combustibili solidi organici inizia con una decomposizione termica in cui il contributo dell'atmosfera ossidante può considerarsi ininfluenza.

Praticamente ogni tipo di materiale organico può essere pirolizzato: si possono pirolizzare sia materie prime che prodotti di scarto, sia di origine fossile che non fossile. Alcuni materiali (fra i quali molte plastiche) pirolizzano completamente; altri (come il carbone) si decompongono parzialmente lasciando un residuo solido (charring materials).

I prodotti che si ottengono dalla pirolisi sono:

1. un residuo solido cui si dà il nome di **char**
2. una corrente di prodotti gassosi condensabili cui si dà il nome di **tar**
3. una corrente di prodotti gassosi incondensabili (**gas**)

L'abbondanza relativa di questi tre prodotti dipende dal materiale di partenza e dalle condizioni di processo, in particolare temperatura di decomposizione e velocità di riscaldamento:

- pirolisi lenta a basse temperature e tempi di permanenza lunghi: è favorita la resa in char (circa il 30%);
- temperature di decomposizione più elevate e tempi di permanenza lunghi favoriscono la resa in gas;
- temperature di decomposizione intermedie (500°C-600°C) e tempi di contatto brevi (fast pyrolysis) fra la fase gassosa e il residuo solido favoriscono la resa in tar (fino all'80% in peso);
- la pirolisi estremamente veloce (flash pyrolysis) condotta a  $T > 650^{\circ}\text{C}$  fa aumentare i prodotti gassosi fino all'80% in peso;
- pirolisi lenta e contenuto di lignina elevato favoriscono il recupero del carbonio sotto forma di char.

Nella Tabella 4.1.5 sono indicati i prodotti principali che si ottengono in relazione alla temperatura massima raggiunta nel corso del processo, alla velocità ed alla durata del riscaldamento ed alla natura più o meno ossidante dell'ambiente di reazione.

**Tabella 4.1.5 - Condizioni operative nei processi di pirolisi**

Tipo di processo pirolitico	Temperatura max di riscaldamento ( °C )	Velocità di riscaldamento	Tempo di residenza	Prodotto principale
Carbonizzazione	400	Molto bassa	Ore - giorni	Catrame
Convenzionale	600	Lenta	5-30 min	Bio-olio, Catrame, Gas
Lenta	650	Abbastanza lenta	0.5-5 s	Bio-olio
Flash (liquida)	< 650	Alta	< 1 s	Bio-olio
Rapida (gas)	> 650	Alta	< 1 s	Prod. Chimici, Gas combustibili
Ultra	1000	Molto alta	< 0.5 s	Prod. Chimici, Gas combustibili
Vuoto	400	Media	2-30 s	Bio-olio
Idro-pirolisi	< 500	Alta	< 10 s	Bio-olio, Prod. chimici
Metano-pirolisi	> 700	Alta	< 10 s	Prod. chimici

I trattamenti pirolitici attualmente considerati più interessanti mirano ad ottenere prodotti liquidi: in particolare bio-olio e prodotti chimici. In questo tipo di processi occorre operare in modo da favorire le rese dei prodotti gassosi condensabili (tar); quindi occorre realizzare:

1. un rapido riscaldamento del materiale da pirolizzare in modo da minimizzare i tempi di permanenza alle basse temperature, che favoriscono le rese in char;
2. un rapido allontanamento dei prodotti gassosi di pirolisi in modo da minimizzare i tempi di contatto fra prodotti gassosi e residuo solido, che favoriscono le rese in gas.

Le varianti del processo di pirolisi nei quali si cerca di realizzare le condizioni ideali per massimizzare la resa in tar prendono il nome di “Fast Pyrolysis” o di “Flash Pyrolysis”. La durata del processo di Flash Pyrolysis è nell’ordine dei secondi.

L’aspetto critico del processo è la necessità di riscaldare velocemente le particelle del materiale da pirolizzare. Uno dei modi in cui si può ottenere questo risultato è quello di impiegare particelle di piccole dimensioni. Inoltre, un ambiente di reazione turbolento favorisce il rapido riscaldamento delle particelle e il rapido allontanamento dei prodotti gassosi. Tutte queste condizioni si realizzano nei processi a letto fluidizzato, bollente o circolante.

Nelle Fast e Flash Pyrolysis le temperature della fase solida e della fase gassosa devono essere accuratamente controllate nel corso del processo; i prodotti gassosi devono essere depurati della fase solida trascinata e rapidamente raffreddati per condensare il tar: dunque si tratta di un processo avanzato con parametri di processo attentamente controllati al fine di garantire una maggiore stabilità del prodotto liquido (bio-olio). Condizioni considerate ottimali per massimizzare la produzione di bio-olio sono: temperatura di 550°C, velocità di riscaldamento di 5 °C/min, dimensioni delle particelle fra 0.8 mm e 8.5 mm.

Il bio-olio è un liquido bruno-verde, dall’odore acre, molto denso rispetto a un olio combustibile (1.2 kg/l contro 0.85 kg/l) e con un potere calorifico di circa 17 MJ/kg. Il potere calorifico specifico del bio-olio rispetto alla massa è solo il 42% di quello di un olio combustibile ma diventa circa il 61% rispetto al volume: questo ha influenza nel dimensionamento delle apparecchiature di servizio (come le pompe).

A seconda della materia prima impiegata nella pirolisi, la viscosità (a 40 °C) del bio-olio varia da 25 a 1000 cSt e il contenuto di H<sub>2</sub>O varia dal 15 fino al 30-50% in peso.

La stabilità e le caratteristiche del bio-olio possono anche essere migliorate dall'aggiunta di solventi. In particolare sono interessanti i processi volti a produrre delle emulsioni stabili di bio-olio nei combustibili diesel (bio-diesel): a livello industriale sono state prodotte emulsioni con un 5-30% di bio-olio mentre attualmente in ambito di ricerca più avanzata si stanno studiando emulsioni fino al 95% di bio-olio nel diesel.

Il bio-olio potrebbe sostituire l'olio combustibile in molte applicazioni per la trasformazione dell'energia: caldaie per la produzione di vapore, motori per la produzione di energia meccanica o elettrica o anche turbogas di nuova concezione.

Tuttavia, attualmente, l'impiego del bio-olio come combustibile non è economicamente competitivo per diverse ragioni:

- il bio-olio ha un costo superiore del 10-100% al costo di un combustibile fossile;
- non sono stati ancora pubblicati degli standard di qualità e delle norme per l'uso e la distribuzione del bio-olio;
- il bio-olio è immiscibile con gli idrocarburi non polari e, in genere, non può essere impiegato in associazione con i combustibili convenzionali;
- in genere le apparecchiature utilizzate per la conversione a fini energetici dei combustibili tradizionali hanno bisogno di modifiche particolari per convertire il bio-olio;
- i potenziali utilizzatori non hanno familiarità con il processo di produzione e con i vantaggi e le potenzialità del bio-olio. Inoltre, non vi sono ancora sufficienti incentivi allo sviluppo di nuove tecnologie di impiego dell'energia potenzialmente rinnovabili e "pulite".

Perché l'impiego del bio-olio si diffonda occorre che:

- il processo di produzione si sviluppi su più larga scala riducendo i costi. D'altra parte un impianto della modesta potenzialità di 10 MWe operante con un rendimento (anch'esso piuttosto modesto) del 35% necessita di circa 40000 t/yr di legno (sostanza secca), per produrre le quali occorrono ca 4000 ha di terreno: attraverso la tecnica della silvicoltura a rapida rotazione (Short Rotation Forestry: SRF) e incrementando i rendimenti del processo si può ridurre l'estensione di terreno necessaria a 2000 ha. Da tutto ciò risulta evidente che le potenzialità degli impianti di questo tipo saranno necessariamente limitate: si pensa che la taglia massima che potranno avere in Europa si aggiri intorno ai 30-80 MWe;
- siano emanati gli standard di qualità e le norme per il trasporto e l'utilizzazione;
- si diffondano le informazioni sul processo e sulle potenzialità commerciali del prodotto;
- la produzione e il consumo vengano adeguatamente incentivati.

Occorre, infine, precisare che i processi di pirolisi sono ancora nella fase di ricerca e sviluppo.

### Gassificazione

La gassificazione è il processo mediante il quale la biomassa solida è direttamente convertita in un combustibile gassoso. La gassificazione si può realizzare in due modi:

1. attraverso l'ossidazione parziale del materiale organico che restituisce un gas composto da una miscela di CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub> (syngas), CH<sub>4</sub> e tar. L'ossidazione può essere condotta con aria o O<sub>2</sub>: con aria si ottiene un gas a basso potere calorifico (PCI=5 MJ/m<sup>3</sup>) contenente N<sub>2</sub>; con O<sub>2</sub> si ottiene un gas con potere calorifico medio più alto (10-12 MJ/m<sup>3</sup>) e privo di N<sub>2</sub>;

2. attraverso un processo (in assenza di  $O_2$ ) che utilizza vapor d'acqua come ossidante: si ottiene il gas con il potere calorifico più alto ( $PCS=15-20 \text{ MJ/m}^3$ ) con un più alto contenuto di  $CH_4$  e di altri idrocarburi.

Il trasporto e lo stoccaggio dei prodotti di gassificazione hanno un costo elevato: per questo motivo è consigliabile che i prodotti di gassificazione siano utilizzati immediatamente come combustibile. La resa di conversione (energia contenuta nel gas/energia contenuta nel materiale sottoposto a gassificazione) può arrivare al 95-97% per un gassificatore direttamente accoppiato a una turbina a gas o a una caldaia a vapore. In questo modo si possono raggiungere rese di conversione finali dell'energia del 50% per i grossi cicli combinati gas-vapore e del 35% per le piccole installazioni. La resa del gassificatore scende all'85% anche se il gas viene semplicemente raffreddato per un breve stoccaggio prima dell'utilizzo.

#### 4.1.3.2. Trattamenti biologici e biocombustibili

Il trattamento biologico di maggior rilievo tecnologico che si effettua sulla biomassa è la così detta digestione anaerobica che consiste nella demolizione delle sostanze organiche di cui è composta la biomassa ad opera di micro-organismi in assenza di ossigeno. Da questo processo di fermentazione si ottiene un biogas molto ricco di metano (50-70%) che può essere utilizzato come combustibile ( $P.C.I.=23 \text{ MJ/Nm}^3$  circa).

Come alimentazione della digestione anaerobica risultano particolarmente indicati vari sottoprodotti umidi delle coltivazioni agricole (foglie, steli, patate ecc.), i reflui zootecnici ed alcuni scarti di lavorazione agroalimentare.

Il processo consta di tre fasi che, in molti casi, possono avvenire simultaneamente nei reattori di digestione:

- fase idrolitica o fermentazione acida, nella quale carboidrati, proteine e lipidi vengono trasformati in acidi grassi, alcoli,  $CO_2$  ed  $H_2$  ad opera di batteri idrolitici e fermentativi;
- fase acidogenica nella quale, per azione di batteri acetogenici, gli acidi grassi sono trasformati in acido acetico, acido formico ed idrogeno;
- fase metanogenica che trasforma i prodotti della fase acidogenica in metano ed anidride carbonica.

I processi di digestione anaerobica possono essere classificati in base alla frazione ponderale di liquidi contenuti nella biomassa da digerire. Si hanno i casi seguenti:

- ✓ Frazione liquida >90% : Wet Digestion (processo di digestione ad umido);
- ✓ Frazione liquida compresa fra 80% e 90% : Semi-Dry Digestion
- ✓ Frazione liquida <80% : Dry Digestion

Si tratta, comunque, di processi intrinsecamente lenti. La durata del ciclo digestivo dipende dalla temperatura alla quale è condotto il processo oltre che dal tipo di biomassa trattato. A titolo puramente indicativo si riportano i dati seguenti:

Temperatura °C	Tempo di residenza necessario Alla formazione del biogas
10-25°C	Oltre 30 giorni
30-35°C	20-30 giorni
50-55°C	Circa 15 giorni

Dal ciclo di fermentazione si ottengono i seguenti tre prodotti principali:

- ✚ Un gas combustibile costituito essenzialmente da metano (65-70%) e da CO<sub>2</sub>, con un potere calorifico di circa 23 MJ/Nm<sup>3</sup>. Composizione e potere calorifico dipendono, evidentemente, dalle caratteristiche della biomassa trattata e dalle condizioni operative del processo;
- ✚ Un liquido che può essere utilizzato come fertilizzante o può essere impiegato in parte per diluire la biomassa fresca alimentata al digestore;
- ✚ Un fango stabile e quasi inodore che ha ottime caratteristiche fertilizzanti in quanto contiene azoto in forma fissata (direttamente utilizzabile dalle piante) ed è, inoltre, ricco di elementi quali fosforo e potassio.

La digestione anaerobica risulta interessante per piccole utenze ubicate in aree dove siano disponibili grandi quantità di biomasse idonee allo scopo. Un impianto di digestione, di potenza non superiore a 5 MW può risultare idoneo ad assolvere il fabbisogno energetico di un piccolo paese o di un insediamento rurale specialmente se accoppiato alla linea elettrica generale.

Biogas può essere ottenuto, senza l'uso di particolari apparecchiature, nelle discariche dei rifiuti urbani per effetto del processo di decomposizione della sostanza organica contenuta nei rifiuti. Questo gas può essere raccolto mediante appositi sistemi di captazione distribuiti nel corpo della discarica.

Un altro tipo di trattamento biologico delle biomasse è la fermentazione alcolica che consiste nella trasformazione in etanolo dei glucidi contenuti in alcuni prodotti agricoli quali i cereali, le colture zuccherine, gli amidacei e le vinacce. L'etanolo può essere impiegato come combustibile, ad esempio come additivo per benzine o per la preparazione dell'ETBE (EtilTerButilEtere) un additivo ad alto numero di ottano alternativo all'MTBE. In Italia, tuttavia, l'etanolo è ancora assente dal mercato energetico nonostante le riconosciute potenzialità e la disponibilità (viene venduto ad altri paesi, quali il Brasile, la Svezia ecc.).

Anche se la sua produzione non rientra strettamente nel campo dei processi biologici, vale la pena di accennare ad un altro biocombustibile ovvero al biodiesel dal momento che l'uso di biocombustibili (biodiesel ed etanolo) sta aumentando in vari paesi del mondo.

Il biodiesel è un carburante rinnovabile a basso impatto ambientale. Viene prodotto da oli vegetali (soia, colza, girasole) e può essere utilizzato direttamente come sostituto del gasolio nel settore dei trasporti e come combustibile per il riscaldamento senza dover modificare motori o caldaie. E' una sostanza biodegradabile, non tossica e rappresenta uno degli strumenti per ridurre la dipendenza dal petrolio e le emissioni di GHG. In Italia il biodiesel è utilizzato in miscela al 5% con il gasolio nella rete di distribuzione ma viene impiegato anche a concentrazioni più elevate.

Trattandosi, tuttavia, di un prodotto derivante da coltivazioni dedicate, occorre considerare il mancato utilizzo del terreno per produzioni agricole ad uso alimentare.

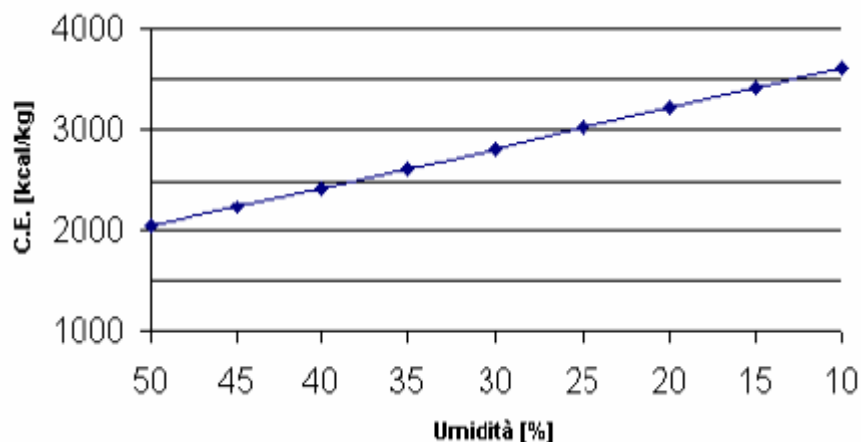
#### ***4.1.4 Caratteristiche delle tecnologie industriali che utilizzano biomasse a fini energetici***

##### **Tecnologie per la combustione**

Tra i vari processi di utilizzazione energetica della biomassa, la combustione è senza dubbio la più antica e la più matura.



In relazione al tipo di biomassa utilizzata quale combustibile, al contenuto di umidità presente e alla quantità di ceneri, il Potere Calorifico Inferiore (PCI) derivante dalla combustione varia nella gamma 10.500-19.000 kJ/kg (Figura 4.1.3).



**Figura 4.1.3 - Variazione del PCI (C.E. contenuto energetico) in funzione del tenore di umidità contenuta della biomassa**

Gli impianti che sfruttano la combustione di biomassa a scopi energetici possono essere suddivisi in due categorie:

1. Impianti per la produzione di energia termica, eventualmente in cogenerazione, a partire da combustibile solido (generalmente <5-6 MWt);
2. Impianti per la produzione di energia elettrica, eventualmente in cogenerazione, a partire da combustibile solido o liquido (2-15 MWe).

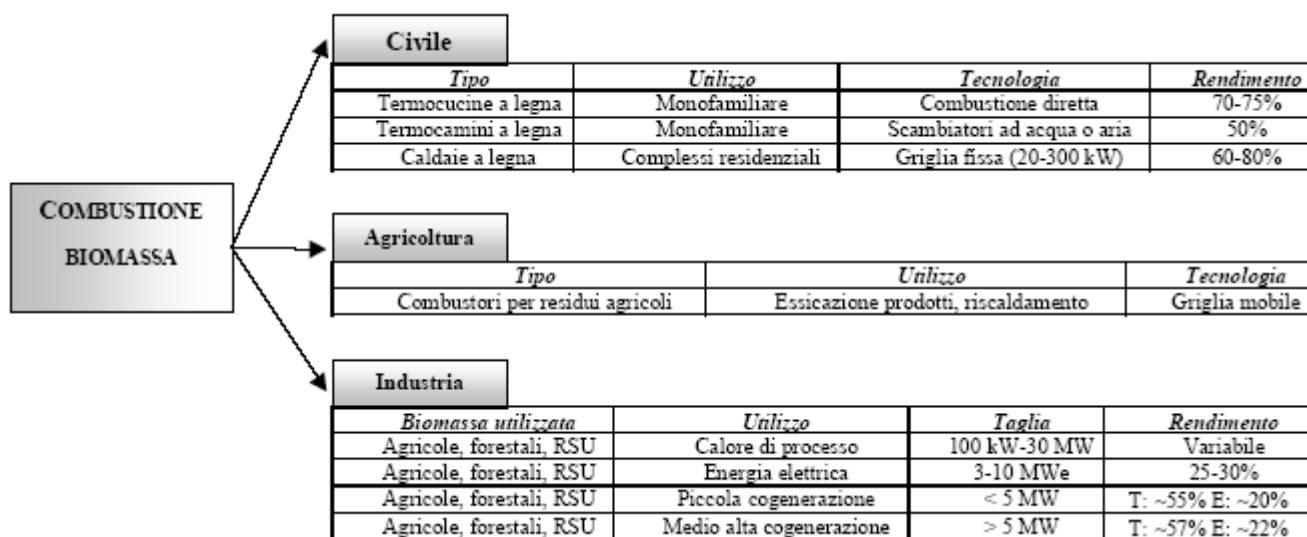
Le maggiori difficoltà che ostacolano un più diffuso impiego delle biomasse per fini energetici derivano dai seguenti aspetti:

- problemi tecnologici che, sembra, interessino in pratica tutte le soluzioni impiantistiche che mirano ad elevate rese in energia elettrica;
- reperimento di biomassa a costi contenuti;
- bassa accettabilità da parte delle comunità;
- attuale scarsa stabilità del quadro normativo;
- difficoltà a trovare situazioni ove sia possibile, in termini di utenze, la cogenerazione.

Le diverse tecnologie di combustione della biomassa fanno riferimento a:

- ❖ combustione a griglia (fissa o mobile);
- ❖ combustione in sospensione;
- ❖ combustione a tamburo rotante;
- ❖ combustione a doppio stadio;
- ❖ combustione a letto fluido.

Evidentemente le tecnologie di combustione adottate presentano caratteristiche differenti a seconda del comparto di impiego, come illustrato nella figura seguente (Figura 4.1.4).



**Figura 4.1.4 - Principali tecniche di combustione**  
(da: ASTER, CESEN, CESVIT e Comm. Europea DG TREN – Programma Energie-Progetto OPET)

Si richiama l'attenzione sulla *combustione in sospensione*, che è fra le tecnologie indicate nel caso di utilizzo di biomasse leggere e polverulente quali lolla di riso, segatura, paglia, etc.. La biomassa, inserita nella parte superiore del combustore, brucia mentre cade sulla griglia sottostante. Anche la combustione a griglia e quella a tamburo rotante appaiono idonee per il trattamento di scarti dell'agricoltura.

### Tecnologie per la gassificazione

La maggior parte dei gassificatori attualmente disponibili sul mercato sono *a letto mobile* di biomassa con circolazione dell'aria e dei prodotti di gassificazione dal basso verso l'alto (Updraft) in controcorrente con la biomassa che scende: sono disponibili, però, anche gassificatori nei quali i prodotti gassosi attraversano la zona di immissione dell'aria per uscire dal fondo dell'apparecchiatura in equicorrente con la biomassa (Downdraft). Altri tipi di gassificatori sono a letto fluido bollente o circolante (v. Figura 4.1.5).

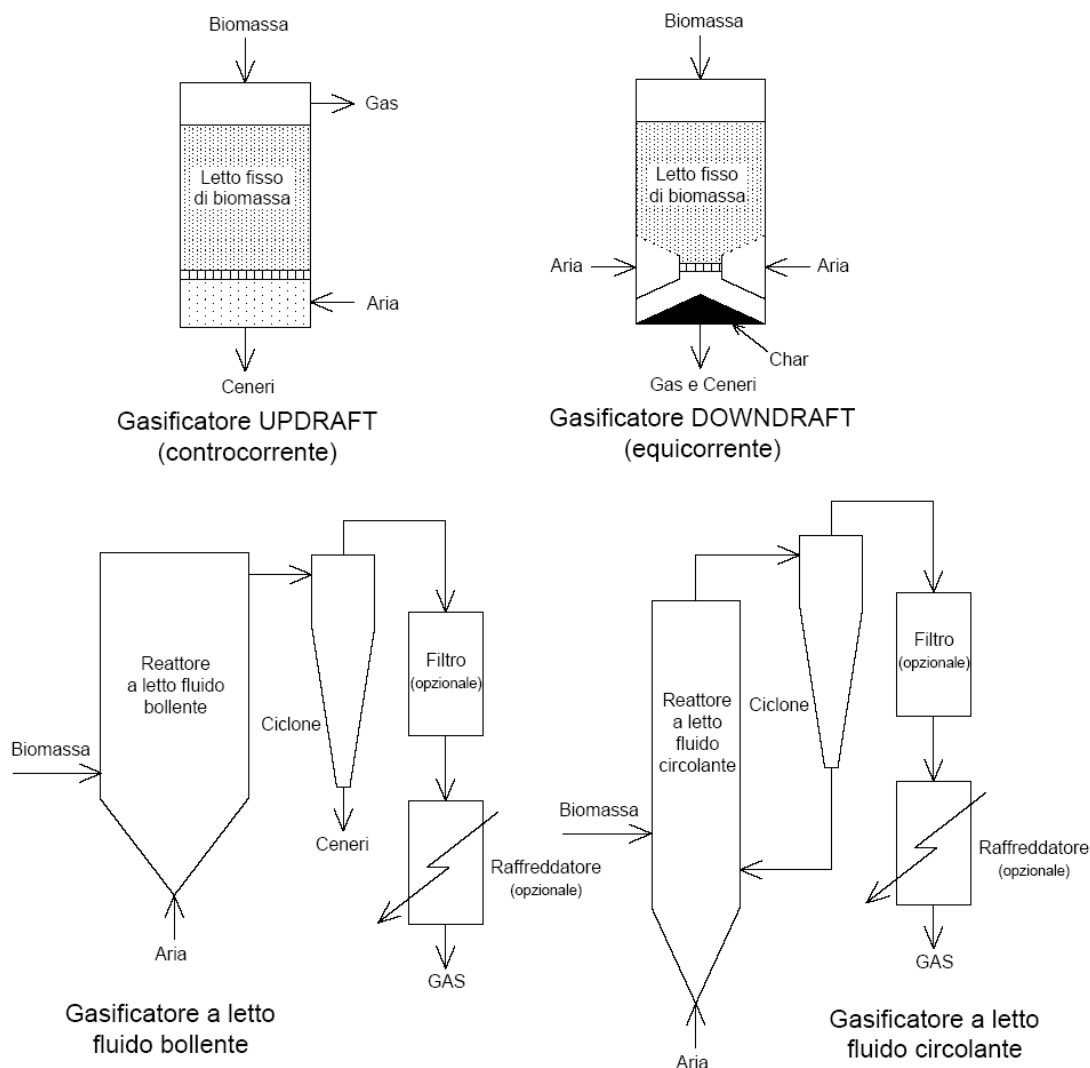
Il reattore di tipo Downdraft è il modello più comune (circa il 75% delle realizzazioni commerciali sono di questo tipo). La tecnologia è semplice, affidabile e collaudata per alimentazioni con granulometria uniforme e con un basso contenuto di fini (< 5 mm). Il gas prodotto è relativamente pulito (con pochi vapori di tar) e la conversione del carbonio organico generalmente è alta. L'aumento di potenzialità degli impianti presenta un tetto intorno a una portata di alimentazione di 500 kg/hr e l'umidità dell'alimentazione deve essere contenuta intorno al 35% in massa.

I reattori di tipo Updraft utilizzano anch'essi una tecnologia semplice e affidabile; consentono di trattare portate di alimentazione maggiori (fino a 4 t/hr) e possono operare facilmente anche a regimi di carico parziale. L'efficienza termica e la conversione del carbonio organico sono elevate. Tuttavia il gas prodotto è molto contaminato da vapori di tar e la temperatura del gas in uscita dal processo è bassa.

I gasificatori *a letto fluido bollente* consentono di trattare portate di alimentazione maggiori (10-15 t/hr, dry) con transitori di avviamento e di fermata piuttosto veloci, buon controllo della temperatura e una taglia specifica più contenuta (velocità di reazione più elevata). Consentono, inoltre, di impiegare alimentazioni meno uniformi nella granulometria e producono un gas con modesto contenuto di tar anche se con un più elevato contenuto di particolato. La capacità di funzionamento a carico parziale è limitata e vi è un leggero aumento della perdita di carbonio organico nelle ceneri. Il cracking dei vapori di tar può essere catalizzato dal materiale del letto.

I gasificatori a *letto fluido trascinato* hanno tutte le caratteristiche dei gasificatori a letto bollente salvo che le portate di alimentazione devono essere ancora maggiori per l'economicità del processo ( $> 15$  t/hr, dry).

Esistono anche gasificatori a letto trascinato e ciclonici. Si tratta di apparecchiature dal design necessariamente molto semplice ma realizzabili economicamente solo per potenzialità  $> 20$  t/hr e che risentono fortemente di effetti di scala. L'alimentazione deve essere finemente tritata: ciò rende costoso l'impiego di alimentazioni legnose ma può risultare conveniente per altri materiali di scarto del settore agrario.

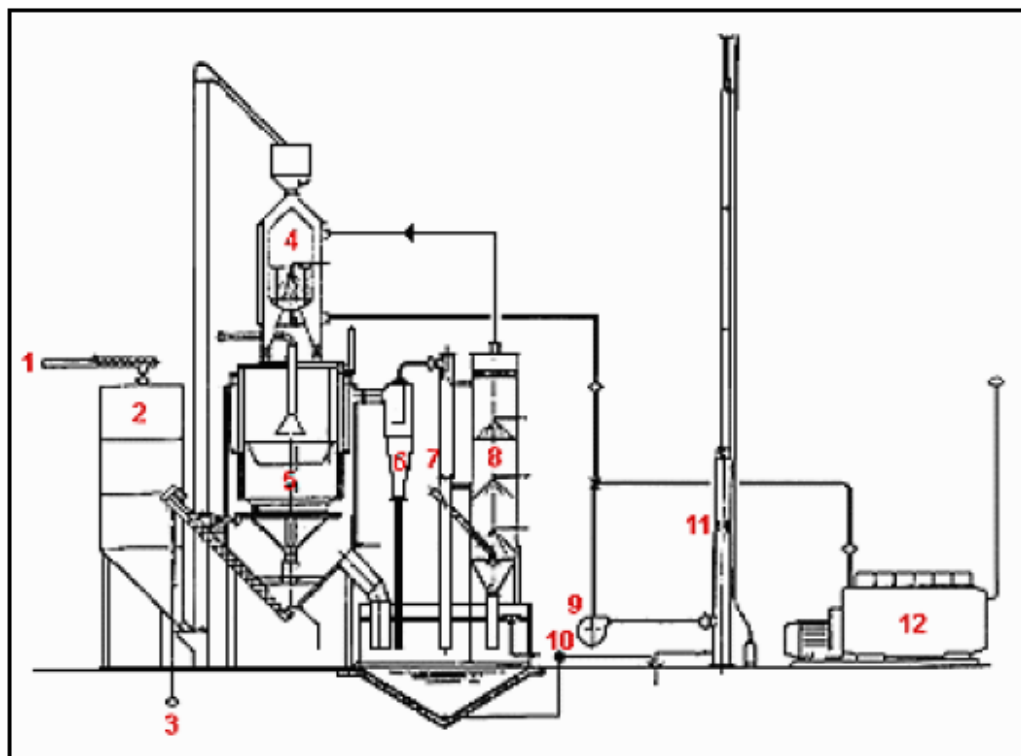


**Figura 4.1.5 - Gasificatori a letto fluido bollente e circolante**

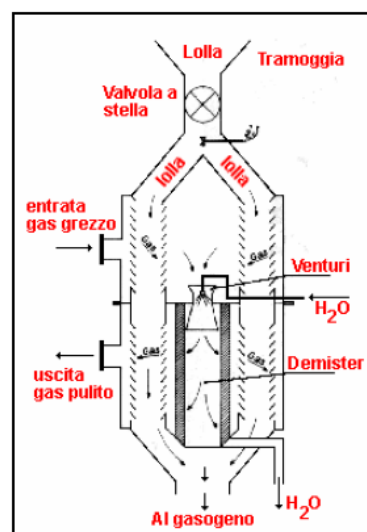
Per tutti i tipi di gasificatore a letto fluido alimentati a biomassa vi possono essere problemi legati all'alimentazione oltre che di slagging (agglomerazione del materiale del letto  $\Rightarrow$  defluidizzazione). Inoltre, per tutti i tipi di gasificatore si ha un aumento dell'efficienza di conversione del carbonio organico e dell'efficienza termica operando a pressioni superiori alla pressione atmosferica: questo causa un aumento del costo di esercizio e della taglia delle apparecchiature che appare giustificato solo se il gasificatore è strettamente accoppiato a un turbogas (per cui l'esigenza di comprimere il gas prima di avviarlo alla camera di combustione è soppressa). In conclusione, i gasificatori a letto fluido circolante sono stati sperimentati con successo fino a potenzialità di 100 MWt (potenza termica) e sono

i modelli più interessanti dal punto di vista commerciale per applicazioni su larga scala. I gasificatori a letto bollente sono stati sperimentati fino a potenzialità di ca 25 MWt.

I gasificatori del tipo DOWNDRAFT, invece, sono quelli più studiati ed applicati per applicazioni su piccola scala (fino a 1.5 MWt).



Schema di impianto per la gasificazione della lolla di riso (Unità da 80 kW<sub>el</sub>)  
(da "Recupero di Energia da Biomassa" – P.Caputo, A.Romer)



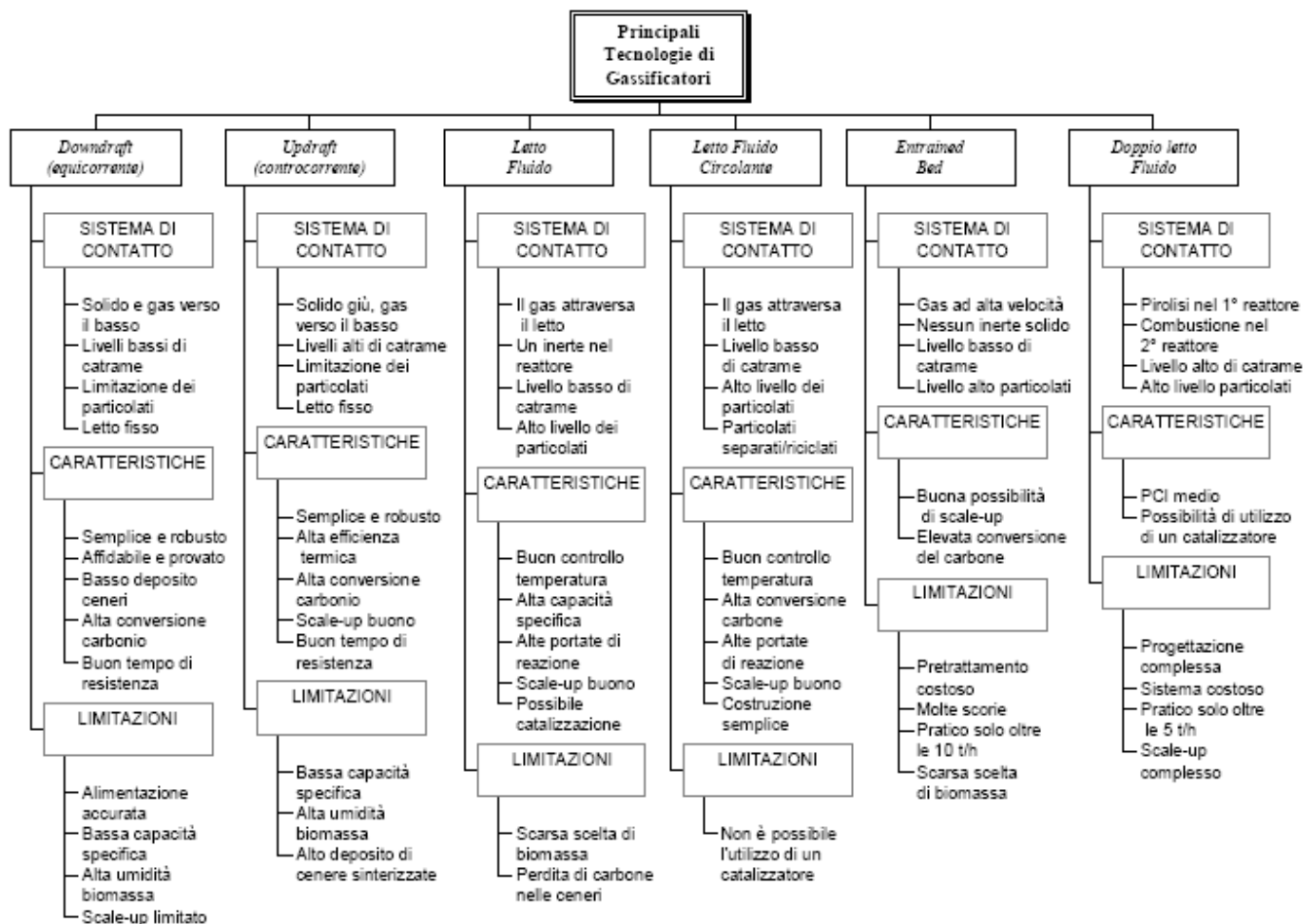
Gasogeno: vista e schema  
(da "Recupero di Energia da Biomassa" – P.Caputo, A.Romer)

Nel gassificatore, la biomassa viene dapprima liberata dal suo contenuto di umidità e successivamente trasformata in vapore d'acqua, anidride carbonica, sostanze catramose, idrocarburi e residui carboniosi; le sostanze volatili, procedendo dal basso verso l'alto, subiscono un successivo processo di trasformazione combinandosi con l'aria di gassificazione e formando il gas grezzo finale.

Il comportamento generale dell'impianto ed il suo dimensionamento dipendono da numerosi fattori fra i quali assumono rilevante importanza le seguenti variabili:

- portata oraria della biomassa;
- portata oraria dell'aria;
- temperatura del letto;
- pressione di esercizio;
- contenuto di umidità della biomassa;
- tempo di residenza della biomassa e dei gas nel letto inerte.

Nella Figura 4.1.6 sono riportate alcune informazioni sui principali tipi di gassificatori.



**Figura 4.1.6: Principali tecnologie di gassificazione (elaborazione dati ENEA)**  
(da: ASTER, CESEN, CESVIT e Comm. Europea DG TREN – Programma Energie-Progetto OPET)





Gassificatore Marcegaglia

### **Caratteristiche generali degli impianti per pirolisi**

Nell'ambito del processo di pirolisi le prestazioni dell'impianto sono determinate dai seguenti fattori:

- temperatura finale di reazione;
- velocità di riscaldamento della biomassa;
- tempo di residenza del materiale alla temperatura di reazione;
- dimensione e forma della biomassa trattata;
- presenza di catalizzatori.

Le modalità più comuni di esecuzione del processo sono:

- ✓ la carbonizzazione;
- ✓ la pirolisi convenzionale;
- ✓ la fast pirolisi;
- ✓ la flash pirolisi.

La Tabella 4.1.6 ne riporta sinteticamente una descrizione.



**Tabella 4.1.6 - Sintesi delle caratteristiche dei processi industriali di pirolisi**

Tipologia	Temperatura (°C)	Caratteristiche
Carbonizzazione	300 - 500	Recupera solo frazione solida (carbone)
Pirolisi convenzionale	< 600	Tre frazioni in uguale proporzione
Fast pirolisi	500 - 650	Produzione al 70-80% di frazione liquida
Flash pirolisi	> 700	Produzione di 80% di frazione liquida

#### **4.1.5 Aspetti ambientali relativi all'utilizzo delle biomasse**

L'uso delle biomasse in sostituzione dei combustibili tradizionali (es. gasolio, metano) comporta importanti benefici ambientali come la sensibile riduzione della CO<sub>2</sub> immessa nell'atmosfera; in particolare gli impianti termici che bruciano biomassa, rispetto a quelli a gasolio, permettono una riduzione della CO<sub>2</sub> pari a circa 0.772 kg per kWh sostituito e pari a circa 0,33 kg per kWh sostituito. Inoltre le biomasse sono praticamente esenti da zolfo (0.01-0.15 %) e da cloro (0.01-0,1%).

La riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> dipende dalla presenza e dalla gestione della filiera sul territorio.

Le principali sostanze inquinanti nei fumi di un tipico impianto a biomassa sono i composti dell'azoto, l'ossido di carbonio, gli idrocarburi incombusti e le polveri. Nella Tabella 4.1.7 vengono riportati, a titolo esemplificativo, le concentrazioni caratteristiche di un impianto alimentato a biomassa legnosa.

**Tabella 4.1.7 - Concentrazione di polveri e gas inquinanti nei fumi di un tipico impianto alimentato a biomassa (residui legnosi)**

Sostanza	Limiti [mg/mc]
Polveri	< 100
Anidride solforosa SO <sub>2</sub>	< 15
Ossidi di Azoto (NO <sub>x</sub> )	< 100
Ossido di Carbonio (CO)	< 100
Composti organici	< 150
Ammoniaca	< 5
Cloro-Fluoro	< 6

I composti azotati sono gli NO<sub>x</sub> ed N<sub>2</sub>O che sono nocivi perché provocano un aumento dell'effetto serra e favoriscono la distruzione dell'ozono. La formazione di questi composti azotati è favorita in larga parte dalla alta temperatura di combustione in caldaia (temperatura della fiamma) che ossida l'azoto atmosferico contenuto nell'aria di combustione.

Le emissioni possono variare da 25 a 140 mg/MJt - (25 mg/MJt = 1.5 mg di NO<sub>x</sub>/kg di combustibile).

Gli ossidi di zolfo (SO<sub>x</sub>) sono dovuti all'ossidazione dello zolfo totale contenuto nel combustibile (le emissioni possono variare da 0.1 a 30-40 mg/MJt).

Il monossido di carbonio (CO) è dovuto ad una incompleta combustione della biomassa per insufficiente ossigeno nell'aria di combustione o per tempi brevi di permanenza in camera di combustione (la quantità di emissioni può variare da 0.1 a 3 mg/MJt in impianti ben controllati e tecnicamente validi).

Gli idrocarburi incombusti sono costituiti da prodotti non completamente ossidati e la loro formazione dipende da una combustione incompleta. Anche in questo caso è necessaria una corretta regolazione dell'aria immessa in camera di combustione per ridurre queste emissioni che, in genere, sono molto contenute (1 mg ogni kg di combustibile).

I composti del cloro (acido cloridrico, cloruro di ammonio, di calcio e potassio), sono presenti in piccolissima parte (circa 0.5 mg/kg); il fenomeno va in ogni caso tenuto sotto controllo per la possibilità teorica che si formino diossine. Questo fenomeno non è, tuttavia, da prendere in seria considerazione per il contenuto estremamente basso di cloro, specialmente se la combustione viene condotta a temperature adeguate.

La riduzione di questi inquinanti, variabile anche in rapporto alle caratteristiche fisico chimiche della biomassa impiegata, può essere attuata attraverso una razionale progettazione e gestione degli impianti termici, dove particolare cura andrà rivolta alla regolazione della quantità di aria di combustione immessa in caldaia, al mantenimento di una giusta temperatura di combustione ed al tempo di combustione.

Il particolato solido è costituito per lo più da cenere, fuliggine e inquinanti organici formati, anche in questo caso, da fenomeni di combustione incompleta, ed è emesso all'esterno attraverso il trascinarsi da parte dei fumi. Queste particelle, che possono assorbire sostanze più o meno nocive quali metalli pesanti e residui della combustione, sono emesse in quantità variabili da poche decine di mg/kg di combustibile a qualche centinaio di mg/kg. Sono necessari pertanto opportuni sistemi di filtraggio dei fumi.

#### **4.1.5.1 Valutazione impatto ambientale**

Le biomasse di origine vegetale sono considerate neutre per quanto attiene l'effetto serra poiché l'anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) rilasciata durante la combustione è pari a quella assorbita dalle piante stesse durante la fase di crescita. Il basso contenuto di zolfo e di altri inquinanti fa sì che, quando utilizzate in sostituzione di carbone o di olio combustibile, le biomasse contribuiscano ad alleviare il fenomeno delle piogge acide.

Tuttavia, poiché lo sfruttamento delle biomasse a fini energetici avviene in impianti industriali, questi devono comunque sottostare alla valutazione di impatto sul territorio per quanto attiene gli aspetti paesaggistici, ecologici ed acustici. Da tener comunque presente che esiste l'obbligo della Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) per gli impianti di combustione con potenza termica superiore a 50 MW

Una delle metodologie di valutazione economica e di impatto ambientale, utilizzato soprattutto nel settore della bioenergia, è la LCA (Life Cycle Assessment). Tale metodologia si è affermata come valido strumento per politici e dirigenti di industria per valutare l'impatto di un prodotto o di un processo.

Da un punto di vista metodologico, la definizione di LCA proposta dalla SETAC (Society of Environmental Toxicology and Chemistry) è la seguente: la LCA *“è un procedimento oggettivo di valutazione dei carichi energetici ed ambientali relativi ad un prodotto, un processo o una attività, effettuato attraverso l'identificazione e la quantificazione dell'energia, dei materiali usati e dei rifiuti rilasciati nell'ambiente.*

*La valutazione include l'intero ciclo di vita del prodotto, 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”.*

LCA tiene conto degli effetti ambientali associati ad un prodotto o ad un processo industriale identificando e quantificando l'energia richiesta, i materiali usati ed i rifiuti rilasciati nell'ambiente. Particolare attenzione è rivolta all'identificazione e valutazione delle opportunità per ottenere benefici ambientali.

Una caratteristica molto positiva della tecnica LCA consiste nella possibilità di effettuare confronti diretti fra due prodotti o processi produttivi in relazione agli aspetti ambientali ed energetici.

#### 4.1.6 Aspetti tecnici ed economici relativi all'impiego della paglia di riso a fini energetici

I due tipi principali di residui della coltivazione del riso sono la lolla e la paglia ma, mentre lo sfruttamento della lolla per la produzione di energia è relativamente diffusa<sup>3</sup>, la paglia di riso solo occasionalmente viene utilizzata a fini energetici sia perché è disponibile in forma disseminata solo nel periodo del raccolto sia per problemi tecnici legati alla sua composizione chimica.

Dipendentemente dal metodo di coltivazione e del terreno, la paglia rappresenta dal 40% al 60% del peso secco della pianta di riso. La frazione di paglia che si riesce a recuperare dipende, poi, dalla tecnica di "mietitura" (manuale o meccanica) e dalle condizioni del campo (secco o bagnato). Un valore orientativo di paglia secca nel vercellese è di circa 50 Q.li/ettaro.

Poiché la composizione chimica della biomassa ha un ruolo determinante nell'efficienza della produzione di energia, nella Tab.4.1.8 vengono riportate alcune proprietà chimiche della paglia di riso, della lolla di riso e della paglia di frumento per evidenziare le differenze fra questi tre tipi di biomassa mentre nella Tabella 4.1.9 sono presentati dati analoghi del carbone e di altre biomasse vegetali.

**Tabella 4.1.8 - Composizione di tre residui di lavorazioni agricole**

	Paglia di riso	Lolla di riso	Paglia di frumento
<b>Analisi % sul peso secco</b>			
Carbonio fissato	15-16	16	17-18
Materia volatile	65	63.5	75
Cenere	18-19	20-21	7
<b>Composizione della cenere % in peso</b>			
SiO <sub>2</sub>	69.9	95.4	59.9
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0.3	0.3	0.8
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0.2	0.1	0.5
CaO	3.4	0.4	7.3
MgO	1.6	0.3	1.8
Na <sub>2</sub> O	0.4	0.0	0.4
K <sub>2</sub> O	15.3	1.8	16.9
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	1.5	0.5	2.3
Altro	7.4	1.4	10.1

(Elaborazione da: Foster-Wheeler, 16th Europ.Biomass Conf. , Valencia 2-6 June 2008 )

**Tabella 4.1.9 - Composizione della cenere di combustibili vari**

	Carbone	Torba	Corteccia conifere	Residui forestali
<b>Composizione della cenere % in peso</b>				
SiO <sub>2</sub>	47.7	32.1	4.8	11.6
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	23.8	17.3	2.8	2.0
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	9.5	18.8	1.5	1.8
CaO	3.8	15.1	45	40
MgO	2.9	2.5	5.2	4.8
Na <sub>2</sub> O	1.1	0.5	0.9	0.6
K <sub>2</sub> O	2.4	1.4	8.0	9.2
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0.4	3.7	4.2	4.4
Altro	8.4	8.6	27.6	25.6

(Elaborazione da: Foster-Wheeler, 16th Europ.Biomass Conf. , Valencia 2-6 June 2008 )

<sup>3</sup> Una delle ragioni è la facilità di approvvigionamento presso gli stabilimenti che lavorano il riso.

Da questi dati si può dedurre che, in linea di massima, la paglia di riso, come molte biomasse di natura erbacea, non è un combustibile ideale a causa dell'elevato tenore di silice e di metalli alcalini nelle ceneri. Se non si interviene, infatti, con adeguati accorgimenti la presenza di questi composti causa un rapido e severo sporcamento nella maggior parte delle camere di combustione e nelle caldaie, oltre a causare fenomeni di erosione a causa dell'elevatissima abrasività. Ad esempio, le ceneri contenenti Ca e di K si depositano facilmente sulle superfici dei surriscaldatori sotto forma di ossido di calcio e solfati di calcio e potassio che induriscono se non vengono rimossi frequentemente.

La presenza di K è particolarmente dannosa poiché i composti di questo elemento, anche a concentrazioni moderatamente elevate (2-3%), danno luogo con la silice a miscele solide con punto di fusione notevolmente più basso di quello della silice: si scende, infatti, da oltre 1700°C fino ad 800-1000°C che sono temperature alle quali operano gran parte dei sistemi di combustione. Il deposito vetroso che si forma sulle superfici di scambio termico obbliga a frequenti fermate dell'impianto per manutenzione.

Alcuni di questi inconvenienti possono essere ridotti, anche se non eliminati completamente, attraverso gli interventi seguenti:

- ✓ Aggiunta di calcare per aumentare la temperatura di fusione della cenere e per rivestire le particelle di silice impedendo la formazione di silicati di potassio a basso punto di fusione;
- ✓ Lisciviazione della paglia per ridurre il contenuto di alcali e composti alcalini: questa operazione può essere anche effettuata per via naturale lasciando la paglia sul campo esposta alle precipitazioni;
- ✓ Rivestimenti protettivi sulle superfici di scambio termico dei surriscaldatori per proteggere dai fenomeni di corrosione;
- ✓ Controllo accurato delle temperature di combustione.

Un confronto specifico fra le caratteristiche dei tre tipi di combustibile mostrati nella Tab.4.1.8 consente di dedurre quanto segue. La bassa qualità della paglia di riso come combustibile rispetto alla paglia di frumento risulta dall'alto contenuto di ceneri e dalla elevata percentuale di silice nelle ceneri. Per contro, la cenere che si ottiene nella combustione della paglia di riso ha una percentuale di alcali lievemente inferiore rispetto alla cenere di frumento.

C'è da osservare che le caratteristiche della paglia variano sensibilmente da regione a regione e nel corso delle stagioni. In particolare, se la paglia è tenuta sul campo ed esposta alla pioggia, gli alcali ed i composti alcalini vengono lisciviati migliorando la qualità della biomassa. Per contro, il contenuto di umidità dovrebbe essere inferiore al 10% per impiegare la tecnologia della combustione che è, allo stato attuale, la tecnologia più matura per lo sfruttamento energetico di questo tipo di biomasse.

La lolla di riso, infine, ha i suoi limiti come combustibile nell'elevato tenore di silice ma ha il vantaggio di una granulometria uniforme e di essere disponibile in siti definiti.

Un aspetto a favore della cenere che si ottiene dalla combustione della paglia di riso risiede nel fatto che essa ha caratteristiche pozzolaniche e soddisfa i requisiti minimi ASTM richiesti per alcune classi (N,F,C) di pozzolana. Pertanto è possibile l'uso di questa cenere in sostituzione del cemento Portland.

Analogamente, le ceneri ottenute dalla combustione della lolla di riso vengono generalmente recuperate e commercializzate per il loro interesse nel campo dell'industria metallurgica.

Il trasporto della biomassa, dai luoghi in cui viene prodotta agli impianti di generazione di energia, è uno dei fattori chiave nella valutazione della convenienza di impiegare questa risorsa rinnovabile.

Da questo punto di vista la paglia, che è disponibile in forma distribuita sul territorio coltivato, sembra più adatta per piccoli impianti di energia decentralizzati, ancora meglio se basati su cogenerazione di elettricità e calore. A titolo puramente indicativo, il trasporto di paglia tal quale a distanze superiori a

25-30 km (dipendentemente dalle infrastrutture esistenti) risulta in genere economicamente non conveniente. Soluzioni quali la compressione della paglia in balle o in mattonelle possono contribuire ad aumentare il raggio entro il quale il trasporto è ancora conveniente. Comunque occorre tenere in adeguata considerazione questi aspetti logistici se non si vuole che le valutazioni tecniche e le stime teoriche sulla produzione di energia dalla paglia restino una illusione non attuabile in concreto.

#### 4.1.6.1 Tecnologie utilizzate o potenzialmente utilizzabili per lo sfruttamento della paglia di riso a scopi energetici

Oggi la paglia di riso prodotta nella provincia di Vercelli ( e non solo) viene, per la maggior parte, interrata, previa trinciatura, o in alcuni casi, per motivi agronomici, viene bruciata sul campo in conformità alle norme vigenti ed al regolamento provinciale.

Un eventuale utilizzo di questa biomassa a fini energetici può costituire un utile e proficuo sbocco di mercato per le aziende agricole, tenendo ben presente, tuttavia, che ad oggi non risultano in Italia in esercizio impianti di generazione energetica alimentati a paglia di riso; varie aziende hanno, però, in programmazione progetti e realizzazioni in questo settore. In Europa, la paglia (ma essenzialmente di frumento) viene utilizzata in centrali a cogenerazione (elettricità e calore) specialmente in Danimarca (75 impianti nel 2002), Svezia e Gran Bretagna. Per piccole produzioni termiche decentralizzate, diversi altri paesi europei utilizzano questo tipo di combustibile.

Un elemento da prendere in considerazione nel valutare le dimensioni degli eventuali impianti da realizzare è la disponibilità di biomassa da alimentare, la distanza dalla centrale e le tecniche di combustione da adottare. Solo tenendo conto di questi aspetti tecnico-economici si potranno realizzare impianti di dimensioni economicamente ottimali, in grado di utilizzare solo la biomassa disponibile sul territorio e di basso impatto ambientale.

Il contenuto energetico (potere calorifico superiore) della paglia di riso è di circa 14-15 MJ/kg ad un contenuto di umidità attorno al 10%. Pertanto, assumendo un'efficienza di conversione del 20-25% , si potrebbe ottenere 1 kWh di energia elettrica dalla combustione di 1.2 kg di paglia.

La combustione e la co-combustione sono le tecniche più consolidate ed industrialmente utilizzabili per estrarre energia dalla paglia. Tuttavia, altre tecnologie, talvolta molto promettenti, sono attualmente in fase di sviluppo e di pre-commercializzazione. Nella Tabella 4.1.10 sono sintetizzate le tecnologie principali

**Tabella 4.1.10 – Sommario delle principali tecnologie**

	<b>Combustione</b>	<b>Pirolisi</b>	<b>Gasificazione</b>	<b>Digestione</b>	<b>Fermentazione</b>
Output	Elettricità Calore	Bio-olio Calore	Singas Carbone	Biogas	Etanolo
Stadio	Commerciale	R&D	R&D	Praticata su piccola scala	Fase iniziale di R&D
Potenzialità	Fino a 10 MW	Pochi lt/kg olio/carbone	Fino ad 1 MW	Pochi kW	Tonn. liquido
Efficienza	20% circa	Non nota	20-25% circa	Non nota	Non nota
Riduzione di GHG <sub>eq</sub>	Molto alta	Moderata	Moderata	Bassa	Molto alta



a) Combustione, co-combustione e carbonizzazione

Come combustibile, la paglia di riso può essere usata da sola o mescolata con altra biomassa o bruciata insieme a carbone in impianti termoelettrici esistenti; quest'ultima opzione sembra essere la soluzione economicamente più conveniente a breve termine per passare ad una nuova generazione di impianti di potenza a biomassa. Utilizzare le centrali a carbone per la co-combustione della biomassa consente, infatti, efficienze di conversione più alte e costi di generazione dell'elettricità inferiori di quelli che si avrebbero utilizzando impianti dedicati specificamente alla combustione della biomassa o dei rifiuti. Un vantaggio ulteriore della co-combustione deriva, come si è detto, dalla riduzione delle emissioni (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> ecc.) per effetto della sostituzione con biomassa di una porzione del carbone. Al contrario, un limite all'impiego della co-combustione in centrali a carbone deriva dal costo del trasporto della paglia in rapporto al costo del carbone risparmiato.

Una valutazione di larga massima del quantitativo di paglia di riso richiesto per alimentare una centrale termoelettrica da 5 MW porta ad un fabbisogno annuo di 30.000 Tonn/anno di paglia (considerata con un contenuto di umidità del 15%). Evidentemente se si considera la soluzione della co-combustione in centrali a carbone, il fabbisogno decresce con il diminuire della percentuale che si utilizza per la co-combustione, ma occorre tener conto che una centrale termoelettrica a carbone ha, generalmente, potenze notevolmente superiori.

Qualora la combustione della paglia a fini energetici non risulti praticabile per ragioni economiche o per tradizioni agricole, questo residuo della coltivazione viene bruciato sul campo con il vantaggio di recuperare sostanze organiche e minerali utili al terreno. Un processo termico di trasformazione della paglia che può essere utile in questi casi è la carbonizzazione. Con tale termine si indica il processo di conversione termica della paglia dal quale si ottiene carbone. Il processo consiste nel riscaldamento del bio-combustibile (paglia) in difetto di aria e può essere realizzato con risultati soddisfacenti in forni a temperature intorno ai 450-500°C. Si può arrivare ad ottenere carbone con un contenuto in carbonio di oltre il 70% , elementi volatili non superiori al 25% ed una frazione di composti inerti (cenere) intorno al 5% . Generalmente, però, il contenuto di cenere della paglia di riso è più elevato (17-18% circa) e quindi risulta inferiore la frazione di carbonio.

Il carbone che si ottiene nella carbonizzazione è un ottimo agente per il condizionamento del terreno oltre che una fonte molto interessante di carbonio per le colture successive.

b) Pirolisi

Fermo restando il fatto che la pirolisi non è ancora un processo commercialmente diffuso, si può affermare che la paglia di riso, in ragione del suo contenuto relativamente elevato di lignina (oltre il 22%), è un'alimentazione potenzialmente interessante per la produzione di char mediante trattamenti pirolitici lenti. Anche per ottenere bio-oil mediante la fast-pyrolysis, la paglia di riso sembra presentare caratteristiche promettenti.

c) Gassificazione

La paglia di riso potrebbe essere alimentata direttamente in un gassificatore, eventualmente insieme ad altri tipi di biomasse per produrre gas di sintesi utilizzabile in un motore a combustione interna per azionare un generatore elettrico. La tecnica non è ancora ad uno stadio di diffusione commerciale ma vari gruppi di ricerca, in particolare in Danimarca (Technical University of Denmark), stanno sviluppando sistemi finalizzati all'impiego della paglia di riso ed in grado di ovviare agli inconvenienti tecnici connessi con le caratteristiche delle ceneri di questo tipo di biomassa.



d) Digestione anaerobica

La paglia di riso contiene quantitativi limitati di sostanze nutrienti per i microrganismi del processo di digestione. In particolare risulta povera di sostanze azotate, con un rapporto C/N che può arrivare a 0.75. Essa pertanto non risulta, da sola, un buon substrato per la digestione anaerobica ma può essere utilizzata in processi di co-digestione insieme a substrati più idonei.

e) Fermentazione alcolica

Vari gruppi industriali a livello mondiale sono attualmente impegnati nella conversione biologica in etanolo di biomasse ligno-cellulosiche, in particolare della paglia di riso.

La paglia viene dapprima idrolizzata per via enzimatica o chimica e, quindi sottoposta a fermentazione per produrre etanolo.

Valutazione teoriche consentono di prevedere la possibilità di ricavare intorno a 210 mL di etanolo dalla cellulosa contenuta in 1 kg di paglia di riso.

#### ***4.1.7 Impianti esistenti nella Provincia***

##### IMPIANTO A LOLLA DI RISO E CIPPATO DI LEGNO (VERCELLI)

L'impianto, situato a poca distanza dalla stazione ferroviaria di Vercelli, è stato costruito a metà degli anni 80 ed è finalizzato alla sola produzione di energia elettrica. Si tratta di un ciclo a vapore, composto attualmente da quattro caldaie e da due turbine a condensazione di taglia differente (3,75 MWe e 3,050 MWe), per una potenza installata complessiva di circa 6,8 MW elettrici; da una delle due turbine viene inoltre spillato del vapore che va ad alimentare i servizi di centrale. E' presente un sistema di recupero del calore riutilizzato nel condensatore.

L'impianto è dotato di un sistema di trattamento fumi, costituito da cicloni e filtri a maniche che consente di filtrare i fumi prima dell'ingresso in un'unica ciminiera. Il sistema di controllo delle emissioni consente una registrazione in continuo delle stesse. Il consumo annuale medio di combustibile (lolla di riso) è pari a circa 35.000 tonnellate, con una produzione annua di ceneri di circa 7.000 tonnellate.

Per quanto riguarda i residui solidi, si procede al recupero totale delle ceneri, le quali vengono confezionate e vendute, soprattutto ad industrie siderurgiche. Il rifornimento di combustibile avviene attraverso autocarri che scaricano la lolla su una griglia; un sistema di elevatori a tazze porta la lolla nei silos di stoccaggio, che hanno una capacità complessiva di circa 2.400 m<sup>3</sup>.

L'impianto è stato convertito a cippato di legno con una capacità di stoccaggio di circa 400 tonnellate in un silo orizzontale (pari a un consumo previsto di circa 5 giorni) da cui il cippato viene estratto con coclee e inviato alle caldaie con un sistema pneumatico.

Il passaggio da lolla di riso a cippato di legno è principalmente determinato dal progressivo aumento dei prezzi di cessione della prima e dalle difficoltà di collocazione delle ceneri conseguenti alla crisi del settore delle acciaierie, fattori che uniti alla fine della convenzione CIP6 ne avrebbero reso antieconomico l'utilizzo.

##### IMPIANTO A LOLLA DI RISO (CROVA)

Dal 2000 è in attività a Crova, presso una Riseria, un impianto di cogenerazione di energia elettrica e calore alimentato con lolla di riso, il più grande e l'unico di questo tipo in campo europeo. Il combustibile impiegato è costituito da glumelle di riso (comunemente denominate "lolla"), che costituiscono l'involucro esterno del chicco. La lolla (potere calorifico medio pari a 14 MJ/kg) è un

sottoprodotto della lavorazione del risone e si rende disponibile in forma concentrata e continuativa nelle industrie risiere: la quantità di lolla varia dal 17% al 23% del peso del risone, in funzione della sua varietà agronomica e della sua provenienza.

La lolla (proveniente anche da riserie limitrofe) viene immagazzinata in tre sili in lamiera zincata della capacità di circa 3.000 m<sup>3</sup> ciascuno.

Il generatore di vapore è costituito da un combustore a griglia mobile e da un corpo caldaia per il trasferimento del calore dai fumi all'acqua e al vapore. Il combustore e la caldaia sono impianti speciali, progettati appositamente per l'uso descritto. Il generatore è ubicato all'aperto ed ha una potenza termica di 31 MWt, e ha un consumo di biomassa pari a circa 8000 kg/h.

Il generatore di calore è accoppiato ad un turbogruppo a condensazione avente una potenza elettrica installata pari a circa 6 MWe dotato di spillamento in grado di fornire, ad una utenza esterna, 6 t/h di vapore saturo a 3 bar. La caldaia è equipaggiata anche con due bruciatori a gas metano ausiliari rispettivamente con potenza di 1 MW e 4,4 MW. Il primo è utilizzato esclusivamente per l'accensione del letto di lolla distribuita sulla griglia, mentre il secondo è richiesto dalle norme vigenti in materia ecologica per controllare le emissioni al camino anche durante le fasi di preriscaldamento, accensione e spegnimento dell'impianto.

I fumi emessi dal camino sono monitorati in continuo; il controllo della combustione avviene attraverso l'uso di un sistema di supervisione a PC e di sistema automatico a PLC, effettua tutte le regolazioni di portata aria e della lolla necessarie sia a regolare la produzione di vapore sia a ridurre le emissioni al camino.

La caldaia produce, in condizioni nominali, circa 33 t/h di vapore a 450 °C e 45 bar. Il vapore, surriscaldato ad alta pressione, viene inviato all'alimentazione del turboalternatore per produrre energia elettrica (5,7 MW) ceduta quasi interamente alla rete nazionale. Infine la cenere (costituita per quasi il 90% da silice amorfa), rimossa dalla zona di combustione, opportunamente trattata in un impianto di atomizzazione, viene insilata, insaccata e preparata per la vendita come isolante termico nell'industria siderurgica.

#### IMPIANTO A CIPPATO DI LEGNO (QUARONA)

L'impianto, situato presso la scuola elementare di Quarona, è costituito da una caldaia della potenza di 1 MW termico circa con alimentazione automatica del combustibile, costituito da cippato di legno. I parametri di combustione sono controllati elettronicamente.

Lo stoccaggio del combustibile avviene in un deposito interrato attiguo all'impianto, della capacità di circa 250 m<sup>3</sup> e provvisto di mescolatori; tale stoccaggio consente un'autonomia di circa 30 giorni di funzionamento. Il rifornimento di cippato è assicurato da una cooperativa locale che gestisce una filiera boschiva.

La ripresa avviene attraverso un sistema di convogliamento a rastrelli e una coclea di alimentazione al bruciatore. Il trattamento fumi comprende un ciclone per l'abbattimento delle ceneri.

Il calore generato viene utilizzato, attraverso uno scambiatore, per riscaldare acqua a 95°C, che viene immessa in una rete di teleriscaldamento che serve le scuole elementari, le scuole medie, la scuola materna comunale e l'asilo di Quarona. La fornitura del calore avviene con l'interposizione di scambiatori di calore presso gli utenti.

#### **4.1.8 Quadro incentivi**

Gli impianti che utilizzano biomasse legnose per riscaldamento e teleriscaldamento possono beneficiare di contributi e/o finanziamenti che servono a ridurre i costi di realizzazione che, se confrontati con impianti tradizionali, risultano piuttosto elevati. Alcune Province hanno predisposto bandi per la concessione in conto capitale di contributi per l'acquisto di apparecchi funzionanti a legna. Tali bandi si riferiscono a piccole potenze termiche (ad uso domestico e/o a servizio di edifici pubblici) ed incentivano l'utilizzo di apparecchi con elevati rendimenti di combustione.

Anche da parte di alcune Regioni sono stati predisposti bandi per dare contributi in conto capitale per lo sviluppo di centrali termiche funzionanti a biomassa legnosa; in taluni casi si è previsto, per un corretto sviluppo della filiera forestale, di imporre una percentuale minima di legno di derivazione locale.

Da parte dello Stato Italiano sono state previste varie tipologie di contribuzione e precisamente:

- La Carbon Tax (Legge. 23/12/1998 n.448) ha fissato un credito d'imposta a favore dei gestori di reti di teleriscaldamento alimentate con biomassa o energia geotermica, ricadenti nelle zone climatiche E e F (valore di circa 0.0103 €/kWh termico). Con la L.N. 388/00 viene anche dato un contributo a favore dell'utente, per ogni nuovo allaccio alla rete di teleriscaldamento alimentata con biomassa, (pari a 20.66 €/kW installato).
- La Legge Finanziaria 2005, art.511 prevede l'applicazione delle disposizioni in materia di agevolazione per le reti di teleriscaldamento alimentate con biomassa ovvero con energia geotermica, di cui all'art.6 del D.L. 1/10/2001 n.356, convertito con modificazioni, dalla L.30/11/2001 n.418 (valore di circa 0.0155 €/kWh termico).
- D.Lvo 16/03/1999 n.76: l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili beneficia dei "certificati verdi" per i primi 12 anni di funzionamento dell'impianto (si applica agli impianti entrati in funzione dopo il 01/04/99 e fino al 31/12/07).
- Decreto MICA (D.M. 11/11/99 pubblicato sulla G.U. 14/12/99 n.292) (valore del certificato verde a giugno 2005 pari a circa 0.09 €/kWh elettrico)

Una forma di finanziamento interessante potrebbe essere quella promossa da parte di alcuni Istituti di Credito che attraverso la concessione di prestiti a tassi agevolati consentirebbe al cittadino e/o all'Ente pubblico di ripagarsi dell'investimento fatto con il risparmio energetico conseguito con tali impianti a legna.

La produzione di elettricità mediante combustione di biomasse ha avuto una certa spinta a seguito delle agevolazioni previste dalle Leggi n° 9 e 10/91 e dal provvedimento CIP 6/92, ora non più in vigore.

Attualmente, l'incentivazione di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è affidata in Italia al sistema dei certificati verdi. A partire dal 2002 il Decreto Bersani, come modificato dalle Leggi 244/07 e 239/04 e dal d.lgs. 387/03, ha imposto l'obbligo ai produttori di energia elettrica (al di sopra di 100 GWh/anno) di generare almeno il 2% dell'elettricità da fonti rinnovabili. Tale percentuale è stata incrementata dello 0.35% dal 2004 al 2006 e dello 0.75% dal 2007 al 2011 (3.8% nel 2008). I produttori di energia elettrica hanno due opzioni: produrre direttamente una quantità crescente di energia da fonti rinnovabili (nuovi investimenti) o coprire parte o l'intero fabbisogno comprando certificati verdi (CV) da chi produce energia da fonti rinnovabili. I produttori di energia verde ricevono dall'amministratore del sistema (GSE) una quantità di CV proporzionale alla propria produzione di energia elettrica. Tali soggetti beneficiano quindi di una doppia fonte di reddito: la vendita dell'energia e la vendita dei CV. Il prezzo dei CV, che fino al 2006 (in regime di mercato "corto") seguiva un valore di riferimento pubblicato dal GSE, ha subito un consistente ribasso a partire dal 2007 (mercato dei CV "lungo") ed è in attesa di stabilizzarsi nuovamente in seguito all'attuazione della Finanziaria 2008.

Va evidenziato che il valore dei CV finora in vigore non appare sufficiente a stimolare la realizzazione di nuovi impianti dedicati alimentati a biomassa a causa degli ingenti investimenti necessari. Inoltre il meccanismo di incentivazione basato sui CV non appare adeguato come sostegno della generazione distribuita con impianti di piccola taglia.

Con la Finanziaria 2008, per gli impianti entrati in esercizio dal 2008, i CV sono riconosciuti alla produzione elettrica da biomasse per un periodo di 15 anni.

Gli impianti di potenza inferiore ad 1 MWe, su richiesta del produttore, possono essere incentivati, in alternativa ai CV, con conto energia specifico per fonte, ovvero tramite una tariffa fissa onnicomprensiva di 0.30 Euro per ogni kWh prodotto (da biomasse).

La Finanziaria 2008 incentiva le imprese agricole che utilizzano biomasse e biogas derivanti da prodotti e da sottoprodotti agricoli, di allevamento e forestali per produrre energia verde. È incentivata l'energia elettrica ottenuta da impianti alimentati a biomasse e biogas derivanti da prodotti e da sottoprodotti agricoli, di allevamento e forestali, ottenuti nell'ambito delle intese di filiera o dei contratti quadro di cui agli articoli 9 e 10 del decreto legislativo 27 maggio 2005, n.102, oppure nell'ambito di filiere corte. Ai fini dell'applicazione del sistema incentivante, è considerata proveniente da filiera corta la biomassa ottenuta nel raggio di 70 chilometri dall'impianto che la impiega fini energetici. In particolare, ai fini dell'ottenimento dei CV la quantità netta di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile deve essere moltiplicata per un coefficiente che, nel caso delle biomasse vale 1.8 se le biomasse derivano da prodotti agricoli, di allevamento e forestali da filiera corta, mentre scende ad 1.1 per biomasse prelevate all'esterno della filiera corta.

Infine, nella Finanziaria 2008, c'è l'impegno a istituire uno speciale regime di CV di tipo agricolo con l'abolizione della soglia minima di 50.000 kWh elettrici prodotti.; quindi tutta l'energia elettrica prodotta anche per quantità inferiori a questo tetto potrà beneficiare dei CV. Si tratta indubbiamente di uno strumento utile per incentivare la generazione distribuita di energia elettrica da fonti rinnovabili ma molte sono le incertezze da superare nel breve periodo per garantire gli investimenti nel comparto delle agro-energie. Inoltre, per il successo di queste misure, sarà fondamentale l'istituzione di procedure autorizzative snelle e semplificate. A tal proposito, sono state alzate le soglie fino a cui, per costruire un impianto a fonte rinnovabile, basta la Denuncia di Inizio Attività. Per le biomasse tale soglia è fissata a 200 kW.

## 4.2 Solare Fotovoltaico

Il solare fotovoltaico è considerato ad oggi la principale via tecnologica da seguire al fine di raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra e di accrescere la sostenibilità dei sistemi energetici applicati.

L'energia solare è la fonte di energia primaria da cui deriva, direttamente o indirettamente, quasi tutta l'energia utilizzata dall'uomo. A parte la geotermia e l'energia nucleare, le altre fonti energetiche (termica da combustione di carbone, idrocarburi, gas, legno, l'energia eolica, l'energia idroelettrica) traggono origine dalla radiazione solare.

Per capire le potenzialità di un vasto sfruttamento dell'energia solare basti considerare che la domanda mondiale annua di energia è di circa 8 miliardi di TEP (Tonnellate Equivalenti Petrolio – 1 TEP = 42 GJ = 11670 kWh) e la domanda annua di energia in Italia è di circa 167 milioni di TEP, mentre il sole irradia sulla terra 19.000 miliardi di TEP ogni anno. Ovviamente non tutta l'energia solare che giunge sulla terra può essere sfruttata, a causa della sua bassa densità energetica, ed infatti il principale obiettivo tecnologico delle industrie del settore è il miglioramento dell'efficienza di captazione della radiazione solare da parte dei dispositivi fotovoltaici.

Ad oggi il grande interesse del mondo della ricerca e dell'industria nello sviluppo delle applicazioni solari fotovoltaiche è attestato dal crescente numero di brevetti, prodotti, applicazioni. Anche il mondo politico ha mostrato una forte sensibilità al tema, attivando normative fortemente incentivanti che hanno dato un grande impulso alla diffusione degli impianti fotovoltaici in tutta Europa.

La scoperta dell'effetto fotovoltaico è dovuta al fisico francese Becquerel (1820-1891). Studiando una cella elettrolitica composta da due elettrodi di platino, scoprì che la cella esposta alla luce solare produceva più corrente elettrica. Gli studi sull'effetto fotovoltaico proseguirono, nel 1876 per opera di Smith, Adams e Day, che arrivarono a verificare la capacità di produrre energia elettrica attraverso la luce solare su dispositivi a stato solido composti da selenio.

Si dovrà aspettare fino al 1954 per avere la prima cella solare al silicio, realizzata presso i laboratori Bell per opera di Person, Fuller e Chapin, che giunsero a tale risultato grazie al processo sviluppato nel 1950 per la produzione di silicio cristallino altamente puro.

Le prime celle avevano tuttavia un'efficienza molto bassa (solo il 4%) e costi di produzione altissimi, ragion per cui vennero utilizzate solamente in campo aerospaziale, per alimentare i primi satelliti artificiali. Solo negli anni '70 si arriverà a rivolgere l'attenzione agli utilizzi terrestri.

L'attuale ricerca è volta soprattutto all'abbassamento dei costi di produzione ed al miglioramento dei rendimenti dei sistemi fotovoltaici.

### 4.2.1 Il mercato del fotovoltaico

Secondo i dati pubblicati da diversi osservatori del settore, il mercato mondiale del fotovoltaico, mantenendo un tasso di crescita solido e tendente al rialzo, ha raggiunto nel 2006 un giro d'affari di oltre 15 miliardi di euro, con un installato di 1744 MW<sub>p</sub>, 19% in più rispetto all'anno precedente, e una produzione totale per una potenza pari a 2536 MW<sub>p</sub> (1656 MW<sub>p</sub> nel 2005). Sulla base di queste prime stime, la produzione mondiale sarebbe raddoppiata nel giro di 3 anni (1256 MW<sub>p</sub> nel 2004).

Il dato interessante è il cambiamento della geografia del mercato FV. Se si guarda in dettaglio l'evoluzione della produzione di celle ci si accorge che la Cina con una percentuale di crescita del 53% è diventata leader mondiale con una capacità produttiva pari a 1.542 MW<sub>p</sub>, sorpassando così i 1.235 MW<sub>p</sub> del Giappone (+8%) e i 1.146 MW<sub>p</sub> della Germania.



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

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

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

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

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

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

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

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

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

Negli ultimi anni, l'entrata in vigore del Nuovo Conto Energia ha dato un decisivo impulso allo sviluppo di nuove imprese, e il fatturato del settore fotovoltaico italiano sta crescendo in modo sensibile così come il numero di impianti installati. Una descrizione del vecchio e del nuovo conto energia è riportata nel paragrafo 4.2.6.

#### ***4.2.2 Stato dell'arte della tecnologia***

La conversione della radiazione solare in energia elettrica avviene sfruttando l'effetto indotto da un flusso luminoso che investe un materiale semiconduttore quando quest'ultimo incorpora su un lato atomi di drogante di tipo P (come ad esempio il Boro) e sull'altro atomi di tipo N (come il Fosforo). Il potenziale elettrico all'interno della giunzione P-N, unitamente alla radiazione luminosa che investe il cristallo, sono alla base della generazione di corrente nella cella fotovoltaica.



La maggior parte delle celle fotovoltaiche attualmente in commercio è costituita da semiconduttori in silicio, in quanto questo materiale, a differenza di altri elementi semiconduttori, è disponibile sul nostro pianeta in quantità praticamente illimitata e, inoltre, è largamente utilizzato nell'industria elettronica, il che ha agevolato lo sviluppo degli attuali metodi di raffinazione, lavorazione e drogaggio.

Bisogna poi sottolineare che gli scarti della lavorazione dei componenti elettronici possono essere riciclati dall'industria fotovoltaica in quanto questa tollera maggiori concentrazioni di impurità, nell'ordine di  $10^{-5} - 10^{-6}$  contro il  $10^{-8} - 10^{-9}$  richiesti dall'industria elettronica.

Di seguito sono riportate le principali tipologie di celle in silicio presenti in commercio:

### **Celle in silicio monocristallino**

Le celle a silicio monocristallino hanno un grado maggiore di purezza del materiale rispetto alle altre celle a base di silicio. Garantiscono prestazioni migliori in termini di efficienza, con un rendimento più alto e pari a circa il 15%. Si presentano di colore blu scurissimo uniforme e tipicamente hanno forma circolare o ottagonale, di dimensione dagli 8 ai 12 cm di diametro e 0.2 – 0.3 mm di spessore.

### **Celle in silicio policristallino**

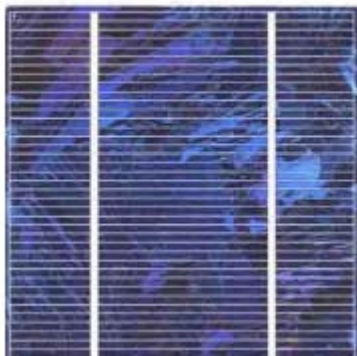
Hanno un grado di purezza minore, condizione che comporta un minor costo ma anche un minore efficienza. Il loro rendimento si aggira tra l'11% e il 14%. Si presentano di un colore blu intenso cangiante dovuto alla loro struttura policristallina. Hanno una forma quadrata o ottagonale e spessore analogo al precedente tipo.

### **Celle in silicio amorfo**

Le celle fotovoltaiche in silicio amorfo sono realizzate mediante la deposizione di uno strato sottilissimo di silicio cristallino (1-2 micron) su superfici di altro materiale, ad esempio vetri o supporti plastici. In questo caso è improprio parlare di celle, in quanto possono essere ricoperte superfici anche consistenti in modo continuo. L'efficienza di questa tecnologia è sensibilmente più bassa, nell'ordine del 5-7% ed è soggetta ad un decadimento consistente (-30%) delle proprie prestazioni nel primo mese di vita (effetto Staebler-Wronsky) che impone quindi un sovradimensionamento della superficie installata, in modo da consentire in fase di esercizio la produzione di energia elettrica preventivata in sede di progetto.



**Figura 4.2.1 – Cella fotovoltaica monocristallina (prodotta da BP Solar)**



**Figura 4.2.2 – Cella fotovoltaica policristallina (prodotta da EuroSolare)**



**Figura 4.2.3 – Pannello in silicio amorfo**

Un confronto tra le tre principali di tipologie di celle al silicio è riportato nella seguente tabella.

**Tabella 4.2.11 – Confronto tra le diverse tipologie di moduli fotovoltaici al Silicio**

Tipologia Modulo	Efficienza*	Energia spesa per 1 kW (energia grigia)	Superficie coperta	Costo impianto (Italia)
<b>Monocristallino</b>	12 – 16%	6 – 9 MWh	6 – 9 m <sup>2</sup> /kW	5.000 – 7.500 €/kW
<b>Policristallino</b>	10 – 12%	5 – 7 MWh	8 – 10 m <sup>2</sup> /kW	5.000 – 6.500 €/kW
<b>Amorfo</b>	7 – 10%	3 – 5 MWh	12 – 16 m <sup>2</sup> /kW	5.000 – 6.500 €/ W

\* L'efficienza dei moduli diminuisce di circa l'1% all'anno, ma molte case produttrici garantiscono che l'efficienza resta superiore all'80% di quella iniziale per oltre 25 anni.

### **Celle fotovoltaiche a film sottile**

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

anche su larga area (fino 4-5 m<sup>2</sup>). Le celle a film sottile sono formate per deposizione di una miscela di gas con processi denominati Physical Vapour Deposition (PVD) o Chemical Vapour Deposition (CVD). La deposizione può essere realizzata su vari tipi di supporti, detti substrati, sia per formare moduli rigidi che moduli flessibili (per esempio utilizzando substrati polimerici). La possibilità di utilizzare moduli flessibili rende tale tecnologia applicabile anche su superfici con geometria non compatibile con pannelli piani e rigidi, consentendo un enorme incremento delle possibili applicazioni e quindi delle potenzialità di incidenza del fotovoltaico nel settore energetico.

Le attività di ricerca e sviluppo sui film sottili sono nate con la tecnologia del Silicio amorfo (a-Si), sulla quale si è puntato molto, nella convinzione di superare rapidamente gli handicap (principalmente efficienza di conversione e sua stabilità) intrinseci di questa soluzione tecnologia e di soppiantare così altrettanto velocemente la tecnologia del Silicio cristallino.

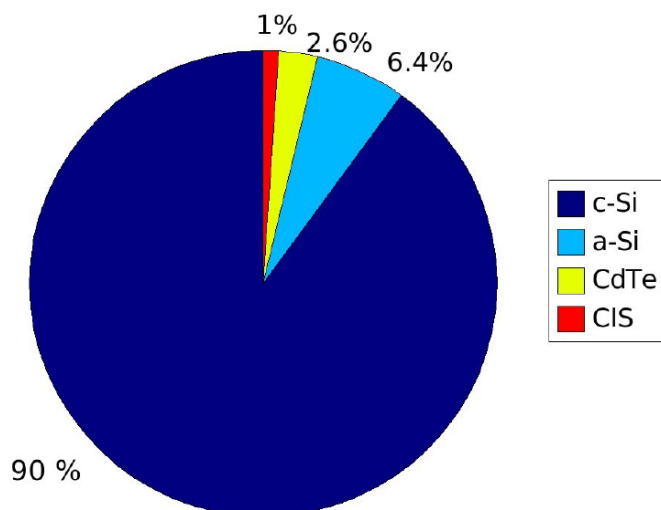
L'evidenza degli scarsi risultati raggiunti su dispositivi semplici (a singola giunzione) ha sempre più attenuato le aspettative; infatti l'efficienza stabilizzata di questi dispositivi non supera il 9 % nei migliori dei casi. L'attenzione dei ricercatori si è così gradatamente rivolta a tecnologie più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

Riguardo la riduzione di efficienza nel tempo, i produttori di moduli a film sottile sostengono che il decadimento è del 10% nei primi dieci anni e del 20% nei venti anni; altri parlano di offrire moduli già stabilizzati.

### **Fotovoltaico Organico**

Le celle fotovoltaiche organiche utilizzano come elemento attivo non un semiconduttore inorganico quale il silicio ma bensì una serie di materiali di derivazione organiche. Il principale vantaggio risiede nel fatto che questi materiali possono essere depositati su larghe superfici e a costi molto ridotti a partire da una soluzione liquida, come veri e propri inchiostri o paste. E' quindi possibile usare metodi tipici dell'industria della stampa riducendo drasticamente i costi di materiale, di processo e di dispendio energetico. Di contro, l'efficienza ottenibile è molto bassa: ad oggi, si è ottenuto al massimo il 4-5% per celle di laboratorio. Si può dire che lo sviluppo della tecnologia fotovoltaica organica è ancora in fase di ricerca, e applicazioni su vasta scala non sono previste nei prossimi 5 anni.

In Figura 4.2.4 è riportata la diffusione delle varie tecnologie nel mercato fotovoltaico (dati del 2005). Si osserva con chiarezza che il Silicio cristallino (mono e policristallino) detiene una larghissima fetta del mercato. Di contro, è prevedibile che le tecnologie a film sottile, in particolar modo al CdTe e CIGS, potranno far presa e aumentare notevolmente la loro diffusione nel corso dei prossimi anni, soprattutto grazie alla riduzione dei costi di produzione e alla possibilità di essere utilizzati su supporti flessibili, sottili e semitrasparenti, migliorando notevolmente l'aspetto estetico delle applicazioni (Figura 4.2.5 e Figura 4.2.6).



**Figura 4.2.4 – Situazione nel mercato delle diverse tecnologie (2005)**



**Figura 4.2.5 – Produzione di pannelli a film sottile su supporto flessibile**



**Figura 4.2.6 – Applicazione in edilizia di pannelli a film sottile su supporto semi-trasparente**

### 4.2.3 Componenti di un impianto fotovoltaico

Un sistema fotovoltaico è composto da:

- Cella, l'unità costruttiva minima.
- Modulo, ossia l'insieme di celle interconnesse in serie o in parallelo da giunzioni elettriche finalizzate alla generazione di tensioni e correnti utilizzabili negli impieghi comuni.
- Pannello, uno più moduli installati su di una struttura rigida.
- Stringa, l'insieme di pannelli connessi in serie per realizzare tensioni efficaci.
- Campo (o Generatore) fotovoltaico, che è l'insieme di una o più stringhe connesse in parallelo.

Esistono due tipologie di impianti fotovoltaici:

1. Impianti connessi alla rete elettrica (**grid connected**). Sono tipicamente composti dal generatore fotovoltaico e da un inverter in grado di convertire la corrente continua prodotta in corrente alternata adatta all'immissione nella rete di distribuzione elettrica. Prima dell'immissione dell'energia in rete viene posizionato un contatore.

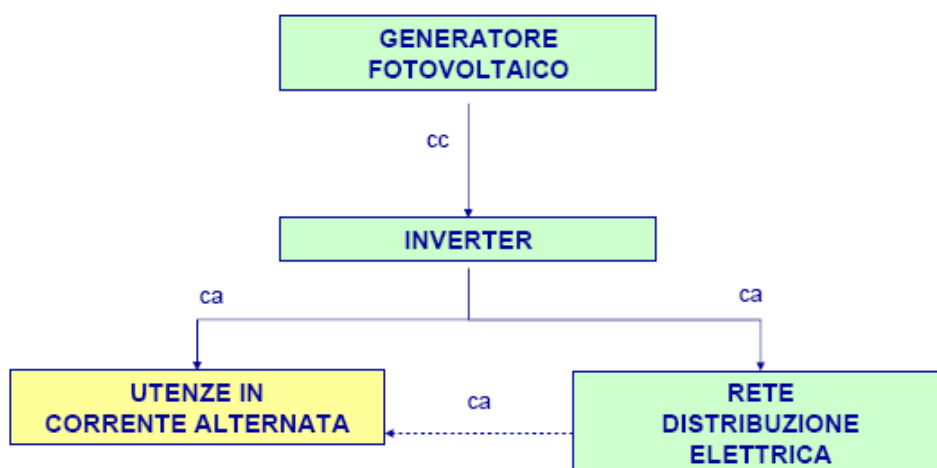
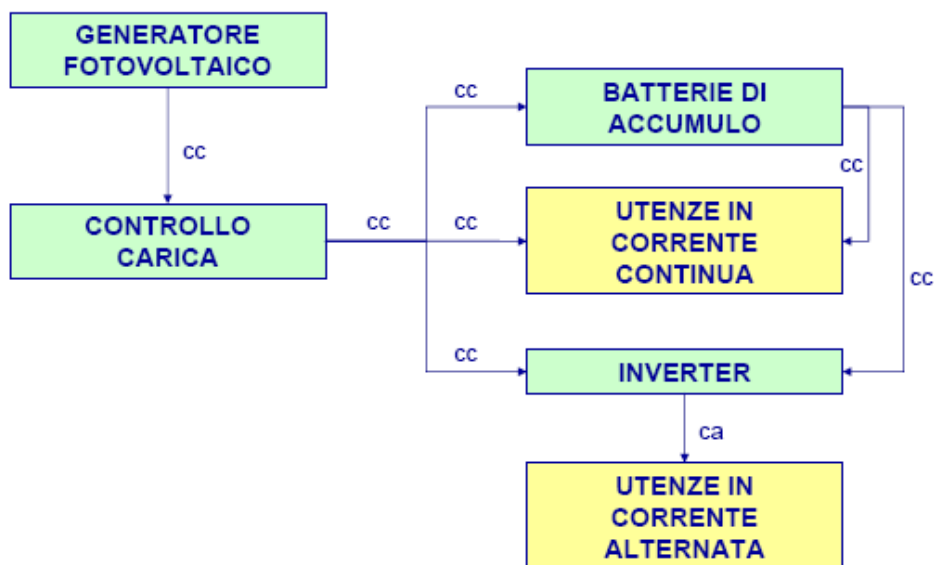


Figura 4.2.7 – Schema di impianto grid connected

2. Impianti isolati (**stand alone**). Composti dal generatore fotovoltaico, un regolatore di carica, un sistema di batterie per l'accumulo dell'energia prodotta ed un eventuale inverter qualora ci siano utenze in corrente alternata da alimentare. La tipologia di impianto stand alone si utilizza per utenze isolate non raggiunte dalla rete elettrica.



**Figura 4.2.8 - Schema di impianto stand alone**

#### ***4.2.4 Analisi di producibilità dell'impianto***

Come già detto, la radiazione solare si presenta sulla fascia esterna dell'atmosfera terrestre con una potenza media di  $1367 \text{ W/m}^2$  (costante solare) e con una distribuzione spettrale che spazia dall'ultravioletto all'infrarosso termico. Se ci si trovasse al di fuori dell'atmosfera terrestre sarebbe sufficiente posizionare i moduli fotovoltaici perpendicolarmente alla direzione di arrivo dei raggi solari per poter intercettare sempre tutta la potenza disponibile.

Sulla superficie terrestre le cose vanno in maniera decisamente differente a causa della rotazione della terra sul proprio asse e dell'inclinazione dei raggi solari incidenti su un piano posto sulla superficie o in parallelo ad essa.

La producibilità di un impianto fotovoltaico dipenderà molto dal luogo in cui l'impianto è installato e dall'angolo di inclinazione dei pannelli. Nelle seguenti figure sono riportati i valori della radiazione solare annuale incidente sulla penisola italiana in  $\text{kWh/m}^2$ , sia per il piano orizzontale che per un pianto inclinato a  $45^\circ$ .

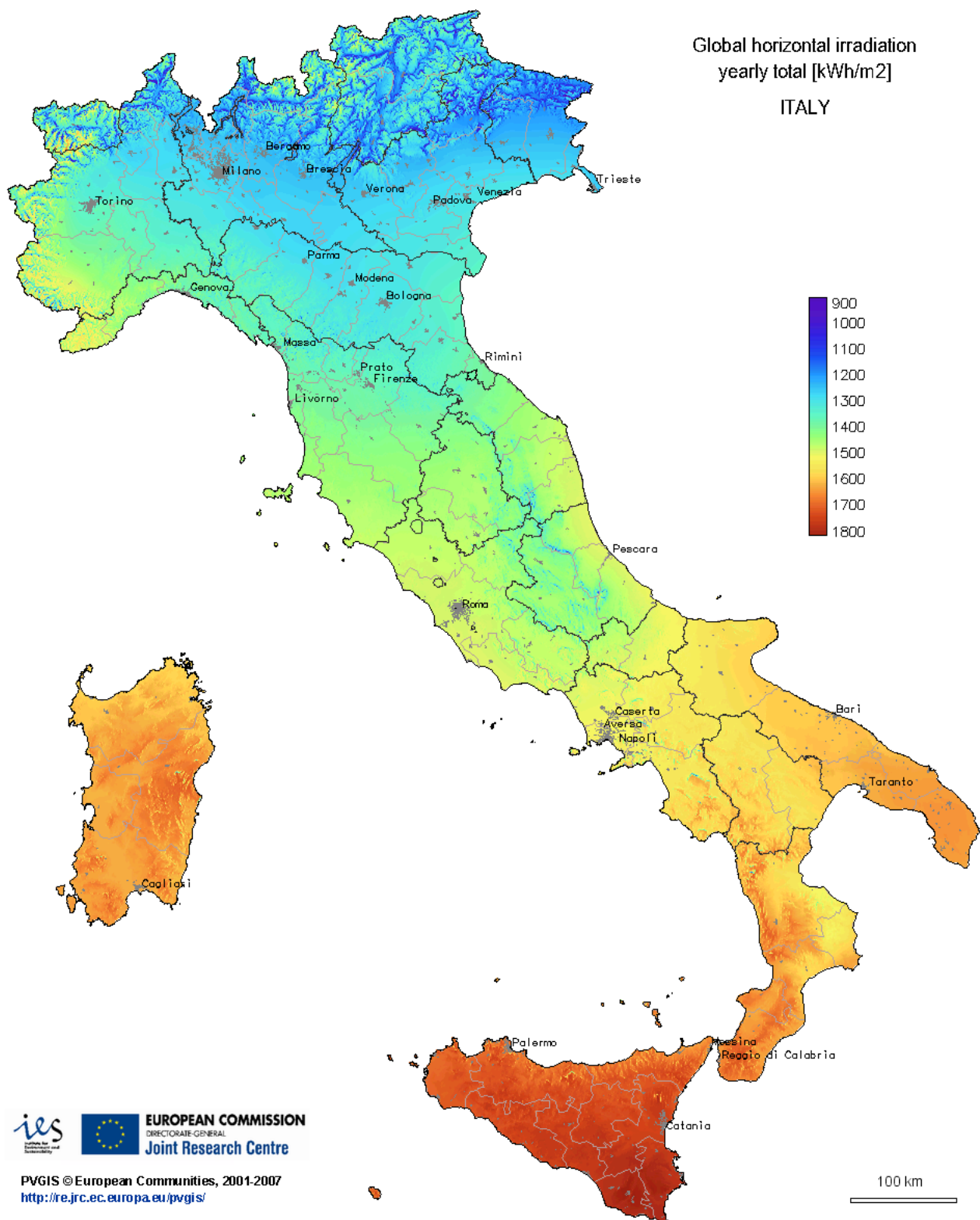
Alla latitudine media dell'Italia, l'angolo di inclinazione ottimale dei moduli fotovoltaici è intorno ai  $30^\circ$ .

La producibilità di un impianto fotovoltaico si misura calcolando la quantità di energia prodotta in kWh per  $\text{kW}_p$  installato. La Figura 4.2.11 mostra tale valore sulla penisola italiana.

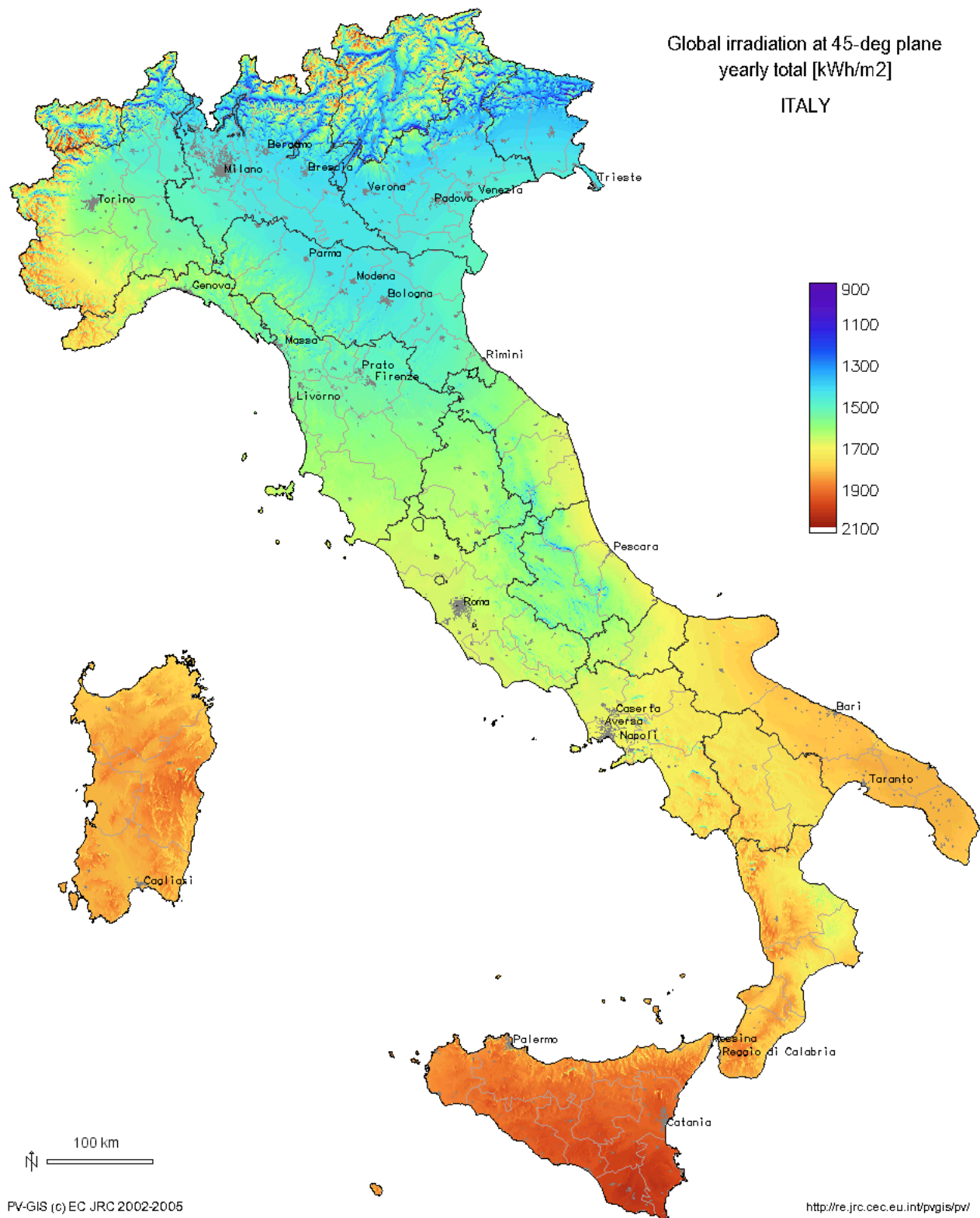
Si può osservare dalle tre figure che la Provincia del Vercellese e della Valsesia è caratterizzata dai seguenti valori:

- Radiazione solare annuale incidente sul piano orizzontale =  $1200 - 1350 \text{ kWh/m}^2$
- Radiazione solare annuale incidente sul piano a  $45^\circ$  =  $1450 - 1600 \text{ kWh/m}^2$
- Producibilità =  $1150 \text{ kWh/kW}_p$



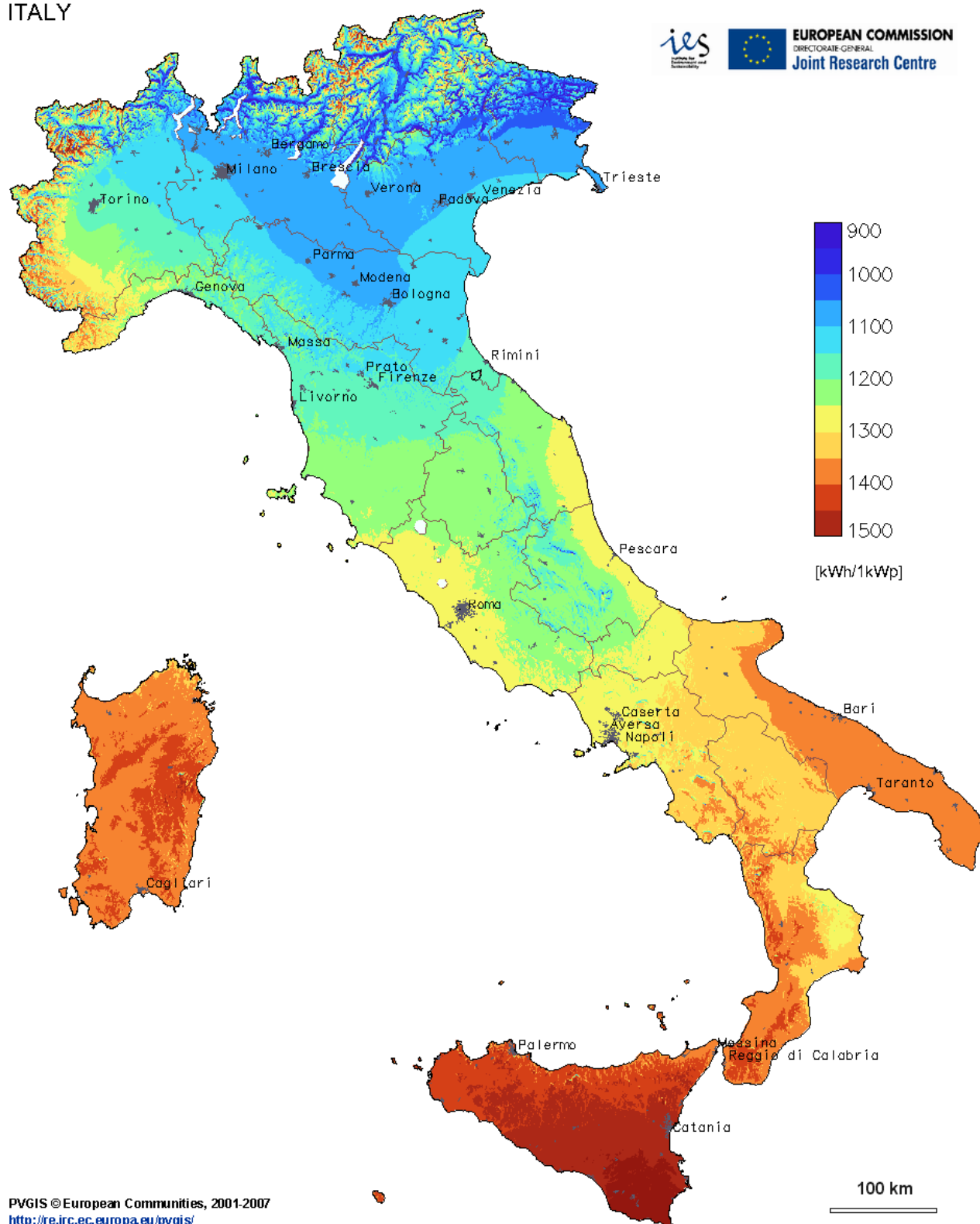


**Figura 4.2.9 – Radiazione solare globale annuale su un piano orizzontale (Fonte: PVGIS - Photovoltaic Geographical Information System)**



**Figura 4.2.10 - Radiazione solare globale annuale su un piano inclinato di 45° (Fonte: PVGIS - Photovoltaic Geographical Information System)**

Yearly sum of solar electricity generated by 1kWp photovoltaic system with optimally-inclined modules  
 ITALY



**Figura 4.2.11 – Produzione di energia solare per kW<sub>p</sub> installato (Fonte: PVGIS - Photovoltaic Geographical Information System)**

#### 4.2.5 Impatto Ambientale

I sistemi solari sono classificati come impianti a tecnologia “pulita”. In opera sono silenziosi, in generale esteticamente discreti, non producono alcun genere di emissione inquinante. L’energia solare può essere sfruttata da larga parte della popolazione in aree urbane e rurali.

Un pannello solare fotovoltaico, posizionato e mantenuto in modo corretto, può fornire elettricità per l’intera durata del suo ciclo di vita (20-30 anni). Per i piccoli impianti (fino a 20 kW) non sussiste alcun tipo di impatto perché la realizzazione avviene su suoli già edificati. Il fattore di disturbo è limitato al campo visivo, interessando eventualmente la sola componente paesaggistica. Impianti possono essere realizzati sui tetti, sulle facciate degli edifici, come coperture di parcheggi.



Da un punto di vista socio-economico, investire sul solare fotovoltaico permette la creazione di filiere produttive (dalla realizzazione delle celle e dei moduli fino all’installazione) e di numerosi posti di lavoro distribuiti sul territorio.

L’impiego in campo architettonico delle tecnologie solari fotovoltaiche comporta una serie di vantaggi che vanno ad incrementare il valore delle installazioni:

- Tramite l’integrazione architettonica è possibile disporre di aree piuttosto ampie (gli involucri dei fabbricati) senza dover occupare spazi utilizzabili altrimenti.
- I componenti solari possono essere usati in sostituzione totale o parziale degli elementi di copertura e facciata, con un notevole risparmio sui costi.
- L’integrazione nell’involucro edilizio di impianti solari comporta incrementi nel valore dell’immobile.

I benefici ambientali ottenibili dall’adozione di sistemi FV sono direttamente proporzionali alla quantità di energia prodotta. Per produrre un kWh elettrico con centrali tradizionali viene, infatti, bruciato mediamente l’equivalente di 2,56 kWh sotto forma di combustibili fossili e, di conseguenza, vengono emessi nell’aria circa 0,58 kg di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>). In altre parole si può affermare quindi che ogni kWh prodotto dal sistema FV evita l’emissione in atmosfera di 0,58 kg di anidride carbonica.

D’altra parte, è molto importante, al fine di avere un quadro globale dei benefici ambientali legati all’utilizzo degli impianti FV, considerare il LCA (Life Cycle Assessment), ossia la quantità di energia necessaria per realizzare l’impianto fotovoltaico, energia che inevitabilmente produrrà emissioni. L’analisi LCA fornisce elementi in grado di valutare il bilancio energetico di un prodotto/sistema rispetto all’energia che è in grado di produrre in esercizio. In Figura 4.2.12 è riportato il diagramma di tutti gli step necessari per la produzione dei pannelli FV e l’installazione dell’impianto.

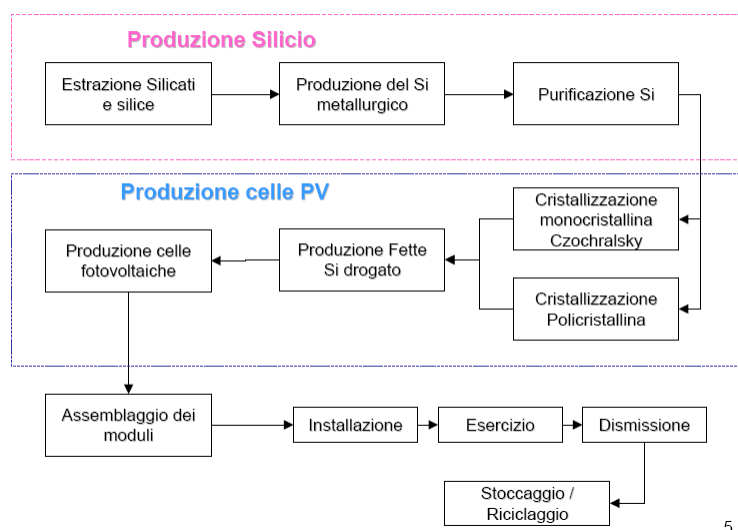
Per queste valutazioni si fa spesso riferimento all’indice EROEI (Energy Return on Energy Investment), calcolato come segue:



$$EROEI = E_{\text{prodotta}} / E_{\text{consumata}}$$

Tale indice per le tecnologie fotovoltaiche va da 2 (per le tecnologie di produzione dei pannelli più obsolete) a 9 (per la nuova generazione di pannelli, prodotti in modo decisamente più efficiente da un punto di vista energetico). Pertanto, il pay-back ambientale, considerando una vita utile dell'impianto pari a 30 anni, si avrà in 3.5 – 15 anni.

Per quel che riguarda la dismissione e il riciclo, si può pensare che il sistema fotovoltaico a fine vita possa essere riciclato mentre per tutti gli altri componenti dell'impianto possano essere riutilizzati e o convertiti per nuovi utilizzi. Ad oggi comunque non esistono dati sufficienti su come e in che percentuale sia possibile riciclare un impianto fotovoltaico a causa della troppo recente applicazione della tecnologia.



**Figura 4.2.12 – Schema del LCA di un impianto fotovoltaico**

Un discorso completamente diverso va fatto per i grandi impianti a terra. Tali impianti infatti hanno un forte impatto ambientale in quanto vanno ad occupare vaste aree (> 15 m<sup>2</sup> per kW<sub>p</sub> installato, quindi >15.000 m<sup>2</sup> per MW installato che vengono sottratte a diversi usi, come l'edificazione o l'agricoltura.

## 4.2.6 Meccanismi di incentivazione

### 4.2.6.1 L'incentivazione degli impianti fotovoltaici con il Conto Energia

Il Conto Energia premia, con tariffe incentivato, l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici per un periodo di 20 anni.

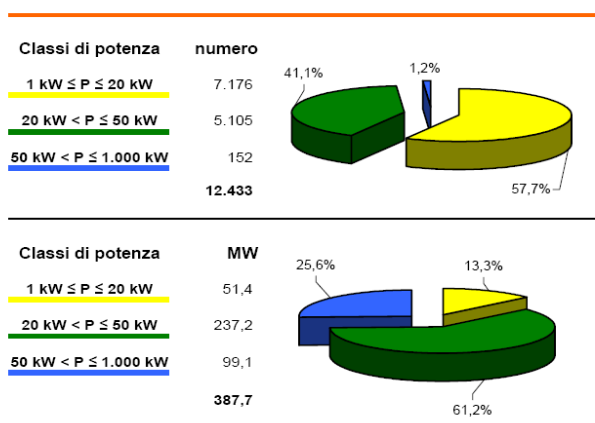
Questo meccanismo, già previsto dal Decreto Legislativo n. 387 del 29 dicembre 2003, è diventato operativo in seguito all'entrata in vigore dei Decreti attuativi del 28 luglio 2005 e del 6 febbraio 2006 del Ministero dello Sviluppo Economico (MSE, ex Ministero delle Attività Produttive) e Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

Il 19 febbraio 2007 i due Ministeri hanno emesso un nuovo Decreto per rimuovere alcune criticità emerse nella prima fase, che avevano di fatto bloccato il meccanismo, e per dare un nuovo impulso alla realizzazione degli impianti fotovoltaici.

### Il primo Conto Energia (DM 28/07/05 e 06/02/06)

Il primo periodo di funzionamento del Conto Energia in Italia è stato caratterizzato dalla presenza di una fase preliminare di ammissione alle tariffe, dall'esistenza di limiti annuali sulla potenza incentivabile e dagli obblighi derivanti da una serie di adempimenti, successivi all'ammissione, che accompagnano l'entrata in esercizio degli impianti. Tale periodo si è esteso dal 19 settembre 2005 al 30 giugno 2006. A questa data, le criticità emerse hanno di fatto bloccato il meccanismo, rendendo inevitabile una revisione delle regole sfociata nella pubblicazione del nuovo Decreto del 19/02/07. Infatti, il meccanismo delle graduatorie è stato artificiosamente saturato a causa delle numerose proposte pervenute e che hanno occupato un posto in graduatoria senza che ci fosse una reale possibilità di realizzazione (mancanza di terreni, insufficiente capacità finanziaria).

Il diagrammi seguente sintetizza i principali dati di questa prima fase, con riferimento alle domande di ammissione presentate e di quelle ammesse agli incentivi.



**Figura 4.2.13 - Ripartizione delle domande ammesse al primo Conto Energia**

Agli impianti ammessi all'incentivazione e realizzati nell'ambito del primo Conto Energia sono riconosciute, per un periodo di venti anni, le tariffe incentivanti riportate in tabella.

**Tabella 4.2.12 - Tariffe incentivanti per tipologia d'impianto valide per il Primo Conto Energia**

Impianto FV	Potenza in kW	Tariffe incentivanti
		€/kWh
Classe 1	P < 20	0,445 (scambio sul posto dell'energia)
		0,460 (cessione in rete dell'energia)
Classe 2	20 < P < 50	0,460
Classe 3	50 < P < 1000	0,490 (valore massimo – soggetto a gara)

I due citati Decreti hanno delineato un quadro normativo in continua evoluzione, che ha determinato una gestione complessa e articolata. In particolare, solo a valle del DM del 6/2/06, è stato chiarito che, per coloro che avevano optato per lo "scambio sul posto", la tariffa incentivata era concessa non a tutta l'energia generata dall'impianto, bensì solo alla quota prodotta e autoconsumata (entro i tre anni successivi a quello di produzione). Inoltre, in merito all'aggiornamento ISTAT delle tariffe riconosciuto nel primo Decreto e annullato nel secondo, si è verificata una situazione abbastanza complessa. In



seguito al ricorso di alcuni titolari di impianti, il TAR della Lombardia si è espresso per il riconoscimento di tale aggiornamento a tutti coloro che sono stati ammessi agli incentivi con domanda presentata prima del 16/02/06, data di entrata in vigore del DM 6/02/06. In attesa che si arrivi al pronunciamento degli organi successivi di giudizio, ai quali si è appellato l'MSE, il GSE sta applicando gli aggiornamenti ISTAT, in linea con la sentenza del TAR Lombardia.

### *Il nuovo Conto Energia (DM 19/02/07)*

Il DM 19/02/07, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 23/02/2007, è subentrato ai precedenti DM 28/07/2005 e 6/02/2006. Il nuovo Decreto è diventato operativo dopo la pubblicazione della delibera dell'AEEG n. 90/07, che ha definito le condizioni e le modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti.

Rispetto alla precedente normativa sono state introdotte importanti novità, quali:

- abolizione della fase istruttoria preliminare all'ammissione alle tariffe incentivanti. La richiesta di riconoscimento della tariffa incentivante deve essere inviata al GSE solo dopo l'entrata in esercizio degli impianti fotovoltaici;
- abolizione del limite annuo di potenza incentivabile, sostituito da un limite massimo cumulato della potenza incentivabile pari a 1200 MW;
- differenziazione delle tariffe sulla base dell'integrazione architettonica oltre che della taglia dell'impianto;
- introduzione di un premio per impianti fotovoltaici abbinati all'uso efficiente dell'energia;
- abolizione del limite di 1000 kW, quale potenza massima incentivabile per un singolo impianto;
- nessuna limitazione all'utilizzo della tecnologia fotovoltaica a film sottile.

Gli impianti entrati in esercizio dopo il 13/04/07 (data di pubblicazione della Delibera AEEG n. 90/07) e prima del 31 dicembre 2008, hanno diritto a una tariffa incentivante articolata secondo i valori indicati nella seguente tabella.

**Tabella 4.2.13 - Tariffe incentivanti per tipologia d'impianto valide per il Nuovo Conto Energia**

Potenza nominale dell'impianto (kW)	Non integrato	Parzialmente integrato	Integrato
1 < P < 3	0,40	0,44	0,49
3 < P < 20	0,38	0,42	0,46
P > 20	0,36	0,40	0,44

Per gli impianti che entrano in esercizio dal 1 gennaio 2009, le tariffe incentivanti sono decurtate del 2%.

La tariffa incentivante è erogata per un periodo di venti anni - a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto - e rimane costante in moneta corrente per l'intero periodo.

Le tariffe più elevate sono riconosciute ai piccoli impianti che risultano integrati architettonicamente, mentre le più basse sono riconosciute ai grandi impianti non integrati architettonicamente.

Le tariffe indicate in Tabella 4.2.13 possono essere incrementate del 5% nei seguenti casi, tra loro non cumulabili:

- impianti superiori ai 3 kW non integrati, il cui soggetto responsabile autoconsuma almeno il 70% dell'energia prodotta dall'impianto (autoproduttori ai sensi dell'art. 2 del Dlgs n. 79 del 16 marzo 1999);
- impianti il cui soggetto responsabile è una scuola pubblica/paritaria o una struttura sanitaria pubblica;
- impianti integrati in edifici, fabbricati, strutture edilizie di destinazione agricola in sostituzione di coperture in eternit o contenenti amianto; in questo caso la superficie dell'impianto fotovoltaico potrà essere uguale oppure minore della superficie della copertura di amianto bonificata;
- impianti i cui soggetti responsabili siano enti locali con popolazione residente inferiore a 5000 abitanti come risultante dall'ultimo censimento ISTAT.

Le tariffe incentivanti, non sono cumulabili con:

- incentivi pubblici in conto capitale eccedenti il 20% del costo di investimento (fatta eccezione per le scuole e le strutture sanitarie);
- il riconoscimento o la richiesta di detrazione fiscale;
- certificati verdi;
- titoli di efficienza energetica (certificati bianchi).

Il DM 19/02/2007 definisce tre tipologie d'intervento ai fini del riconoscimento della tariffa incentivante:

1. impianto con integrazione architettonica (moduli che sostituiscono materiale da costruzione)
2. impianto parzialmente integrato (moduli posizionati su edifici o su componentistica di arredo urbano)
3. impianto non integrato (moduli ubicati al suolo o allocati con modalità diverse da quelle precedenti).

#### **4.2.6.2 Incentivazione dei Tetti Fotovoltaici**

Negli ultimi anni, sono state molte le iniziative in ambito nazionale, regionale e comunale per la promozione delle installazioni di impianti fotovoltaici nella edilizia.

Va certamente citato il programma "10.000 Tetti Fotovoltaici", promosso dal Ministero dell'Industria e dal Ministero dell'Ambiente nel 2001, con lo scopo di incentivare la realizzazione di 9.000 tetti fotovoltaici di piccola taglia (1 – 5 kW<sub>p</sub>) e 1.000 tetti di media taglia (5 – 50 kW<sub>p</sub>), per una potenza complessiva di 50 MW<sub>p</sub>.

Gli incentivi economici sono in conto capitale e diversificati per tipologia di impianto: per il primo anno erano previsti incentivi dell'ordine di 75-80% per gli impianti di piccola taglia e 70-75% per impianti di taglia superiore, valori che nel corso del periodo di attuazione del programma si sono ridotti di qualche punto percentuale.

Va osservato che l'introduzione del Nuovo Conto Energia ha reso sconveniente questo schema di incentivazione, in quanto incentivi pubblici in conto capitale eccedenti il 20% del costo di investimento

non possono essere cumulati con il Conto Energia. Dovendo scegliere tra i due schemi di incentivazione, risulta decisamente conveniente a chi vuole realizzare un impianto fotovoltaico avvalersi degli incentivi promossi dal DM 19/02/07.

Comunque va detto che il programma “10.000 Tetti Fotovoltaici” è stato recepito da molte regioni italiane che nel corso degli anni passati hanno promosso e cofinanziato, insieme ai ministeri, vari progetti per la attuazione del programma.

A titolo di esempio si riportano le linee guida del bando del 2003 della Regione Piemonte diretto alla concessione di contributi per la realizzazione di impianti fotovoltaici di potenza da 1 a 20 kW<sub>p</sub> collegati alla rete elettrica di distribuzione.

#### Interventi ammissibili

1. impianti fotovoltaici di potenza da 1 a 20 kW<sub>p</sub> collegati alla rete elettrica di distribuzione;
2. impianti la cui realizzazione sia avviata dopo la data di presentazione della domanda;
3. impianti con orientamento dei moduli compreso nell'intervallo da Sud-Est a Sud-Ovest ( $\pm 45^\circ$  rispetto al Sud).

#### Beneficiari

Tutti i soggetti pubblici e privati che siano proprietari o titolari di un diritto reale diverso dalla proprietà (per esempio usufrutto, enfiteusi, superficie) o di un diritto di godimento (per esempio locatari) sulla struttura edilizia cui si riferisce l'impianto fotovoltaico.

#### Tipo ed entità del contributo

Contributo in conto capitale, nella misura massima del 65% del costo d'investimento ammesso ai sensi dell'art. 6 del bando – IVA esclusa.

#### Documentazione da inviare per la presentazione delle domande

1. domanda di contributo;
2. dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà;
3. scheda tecnica dell'impianto (una per ogni impianto proposto);
4. autorizzazione ad eseguire l'intervento sottoscritta dal proprietario della struttura edilizia, qualora diverso dal richiedente.

#### Criteri di valutazione e selezione

Le domande di contributo vengono ordinate cronologicamente nell'ambito di gruppi, ciascuno dei quali costituito esclusivamente da domande inviate nello stesso giorno. Le domande all'interno di ogni gruppo sono ordinate, sulla base del cognome del richiedente firmatario della domanda, per ordine alfabetico a partire dalla lettera estratta a sorte il primo giorno utile per l'invio delle domande da dipendenti del Settore Programmazione e Risparmio in materia energetica.

Il bando prevede una fase di preselezione nel corso della quale sono individuate le domande idonee per le quali vi è copertura finanziaria ed una fase successiva nella quale sono valutati i progetti di impianto relativi alle domande ammesse a contributo.

Le domande per le quali difettino le risorse finanziarie sono ordinate in un elenco a parte.

#### Erogazione

L'erogazione del contributo viene effettuata in unica soluzione, a lavori ultimati, previa presentazione della documentazione richiesta dall'art. 12 del bando.

#### **4.2.6.3 Obbligo di energia fotovoltaica sui nuovi edifici**

La legge finanziaria 2007, al comma 350 dell'articolo unico (L. 27.12.2006, n. 296), ha apportato un importante aggiornamento all'articolo 4 del TU dell'edilizia (DPR 6 giugno 2001, n. 380) sui contenuti del Regolamento edilizio, imponendo che nei regolamenti edilizi comunali vi sia l'obbligo dell'installazione di pannelli fotovoltaici ai fini del rilascio dei permessi di costruire.

L'introduzione del nuovo comma 1-bis all'articolo 4 del TU dell'edilizia obbligherà i Comuni all'introduzione nel Regolamento edilizio del permesso di costruire di un nuovo edificio subordinato all'installazione di pannelli fotovoltaici per la produzione di energia elettrica, in linea con quanto affermato dalla politica del Governo riguardo l'incentivazione dell'edilizia sostenibile prevista nella legge 296/2006.

Il nuovo comma cita che «Nel regolamento di cui al comma 1, ai fini del rilascio del permesso di costruire, deve essere prevista l'installazione dei pannelli fotovoltaici per la produzione di energia elettrica per gli edifici di nuova costruzione, in modo tale da garantire una produzione energetica non inferiore a **0,2 kW<sub>p</sub>** per ciascuna unità abitativa».

La Finanziaria 2008 ha incrementato il valore della potenza minima da installare portandolo a **1 kW** da fonti rinnovabili per ciascuna unità abitativa (compatibilmente con la realizzabilità tecnica dell'intervento). Per i fabbricati industriali di estensione superficiale non inferiore ai 100 metri quadrati la produzione energetica minima da fonti rinnovabili è di **5 kW**.

#### **4.2.6.4 Nuovi incentivi per il fotovoltaico per scuole e P.A.**

Sono in arrivo 8 milioni di euro, stanziati dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare con il Decreto 712/2008 della Direzione Generale Salvaguardia Ambientale. I fondi andranno a rifinanziare i bandi del 2007 a sostegno dell'energia solare, che hanno già riscosso un notevole successo tra enti pubblici e piccole e medie imprese. I bandi rifinanziati sono rivolti al settore pubblico, prevalentemente scuole e pubbliche amministrazioni. Le sovvenzioni riguardano infatti le misure “Il sole nelle scuole”, “Il sole negli enti pubblici” e “Impianti fotovoltaici di alto pregio”. Per le prime due si aprono nuove possibilità di partecipazioni, mentre nell'ultimo caso sarà effettuato lo scorrimento della graduatoria già esistente.

Sono in arrivo 5 milioni di euro per “**Il sole negli enti pubblici**”. L'importo va a sommarsi ai precedenti 10 milioni per la realizzazione di impianti solari termici volti alla produzione di calore a basse temperature. Previsto un finanziamento del 50% dei costi ammissibili, quota che può aumentare fino al 65% nel caso in cui la quota dell'investimento a carico del soggetto proponente sia finanziata attraverso la copertura tramite terzi per mezzo di una ESCo (Energy Service Company). Oltre che a risorse totalmente nuove sono stati riciclati i fondi del vecchio bando “Solare termico per enti pubblici e aziende gas”. I progetti presentati finora sono 100, provenienti al 50% da Calabria e Sicilia, regioni che hanno dimostrato maggiore sensibilità al tema delle energie rinnovabili, e al 15% dalla Toscana. Il bando resterà aperto fino a esaurimento fondi.

Due milioni di euro invece a favore della misura “**Il sole a scuola**”, destinati a Comuni e Province per la costruzione di impianti fotovoltaici sugli edifici scolastici. Il progetto mira soprattutto all'avvio di

attività per analisi energetiche sulla razionalizzazione dei consumi e il risparmio, in grado di coinvolgere gli studenti. La somma rifinanziata si aggiunge ai precedenti 4 milioni e 700 mila euro, spendibili per progetti finanziabili fino al 100% dei costi ammissibili, prevedendo un tetto massimo di 10 mila euro per ogni scuola. Sono 600 le domande pervenute al Ministero. Anche in questo caso si riconferma al primo posto con 80 scuole la Sicilia, seguita da Calabria, Puglia, Abruzzo e Lazio con circa 60.

Per il fotovoltaico in architettura è stato previsto 1 milione di euro aggiuntivo, da sommare ai quasi 3 milioni precedenti, grazie alla misura **“Impianti fotovoltaici di alto pregio”**. Un bando rivolto ai capoluoghi e comuni situati in aree protette, province, università statali ed enti pubblici di ricerca. I progetti proposti, finanziabili fino al 50% dei costi ammissibili, per un tetto massimo di 8 mila 500 euro per kW<sub>p</sub> installato, devono realizzare impianti solari completamente integrati negli edifici esistenti secondo criteri di replicabilità e funzionalità in grado di adattarsi alle peculiarità territoriali. Le prime domande sono arrivate da Toscana, Campania, Lazio e Abruzzo.

Non è ben chiaro come gli incentivi promessi in queste nuove misure vadano a sommarsi agli incentivi in Conto Energia, che si ricorda non sono cumulabili ad incentivi pubblici in conto capitale eccedenti il 20% del costo di investimento (fatta eccezione per le scuole – e quindi per il bando “il sole a scuola” – e le strutture sanitarie).

#### 4.2.7 Il Fotovoltaico in Italia: potenza installata

Di seguito vengono riportati i dati riguardanti il numero di installazioni fotovoltaiche e la potenza installata sul territorio italiano secondo i dati riportati nella Relazione delle Attività Ottobre 2006 – Settembre 2007 del GSE.

#### Impianti realizzati con il Primo Conto Energia

Il GSE, a partire dalla primavera del 2006, ha iniziato a ricevere e valutare le comunicazioni inviate da parte dei soggetti responsabili relative agli adempimenti di “post-ammissione”. Lo stato di avanzamento dei lavori per iniziative in corso, aggiornato al 30 settembre 2007, è riportato nella seguente tabella.

**Tabella 4.2.14 – Iniziative in corso fino al settembre 2007 nell’ambito del Primo Conto Energia**

Classe di potenza	Domande Ammesse		Inizio lavori		di cui Fine lavori		di cui Entrata in esercizio	
	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)
1 ≤ P ≤ 20	7.176	51.400	4.948	33.546	3.874	24.020	3.368	19.360
20 < P ≤ 50	5.105	237.200	2.566	119.735	327	13.716	245	10.407
50 < P ≤ 1000	152	99.100	115	67.718	23	9.003	23	10.617
TOTALE	12.433	387.700	7.629	220.999	4.224	46.739	3.636	40.384

In sintesi, al 30 settembre 2007 è stato realizzato (con riferimento alla fase di conclusione dei lavori) circa il 34% degli impianti per una potenza installata pari a circa il 12% di quella ammessa agli incentivi. In particolare, se focalizziamo l’attenzione sui soli impianti che hanno inviato la comunicazione di entrata in esercizio, la seguente tabella ne illustra la distribuzione per regione e per taglia. Si può osservare che Trentino Alto Adige, Lombardia ed Emilia Romagna sono le regioni con maggior potenza installata.

**Tabella 4.2.15 – Impianti in esercizio per regione e classe di potenza nell'ambito del Primo Conto Energia**

REGIONE	CLASSE 1 1 kW ≤ P ≤ 20 kW		CLASSE 2 20 kW < P ≤ 50 kW		CLASSE 3 50kW < P ≤ 1.000 kW		TOTALE	
	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)
VALLE D'AOSTA	-	-	1	46	-	-	1	46
PIEMONTE	188	1.196	27	995	-	-	215	2.191
LOMBARDIA	561	3.058	34	1.386	1	68	596	4.513
TRENTINO ALTO ADIGE	157	969	30	1.207	7	3.197	194	5.374
VENETO	354	2.034	16	672	1	74	371	2.780
FRIULI	192	977	1	49	1	509	194	1.535
LIGURIA	83	373	2	99	-	-	85	472
EMILIA ROMAGNA	416	2.103	40	1.750	3	412	459	4.265
TOSCANA	177	991	9	375	1	418	187	1.783
MARCHE	187	1.118	7	299	-	-	194	1.417
UMBRIA	114	780	36	1.593	1	200	151	2.573
LAZIO	217	1.199	12	556	-	-	229	1.755
ABRUZZO	41	304	7	317	-	-	48	621
MOLISE	8	60	-	-	-	-	8	60
CAMPANIA	77	700	4	189	-	-	81	889
BASILICATA	38	360	3	108	1	84	42	552
PUGLIA	248	1.407	11	535	1	1.000	260	2.942
CALABRIA	50	358	3	132	3	2.461	56	2.952
SICILIA	182	939	2	98	-	-	184	1.037
SARDEGNA	78	435	-	-	3	2.194	81	2.629
<b>Totale</b>	<b>3.368</b>	<b>19.360</b>	<b>245</b>	<b>10.407</b>	<b>23</b>	<b>10.617</b>	<b>3.636</b>	<b>40.384</b>

Dalla tabella risulta, com'era prevedibile, l'entrata in esercizio soprattutto degli impianti di piccola taglia (1-20 kW), che rappresentano il 92% in numero e il 48% in potenza del totale degli impianti in esercizio.

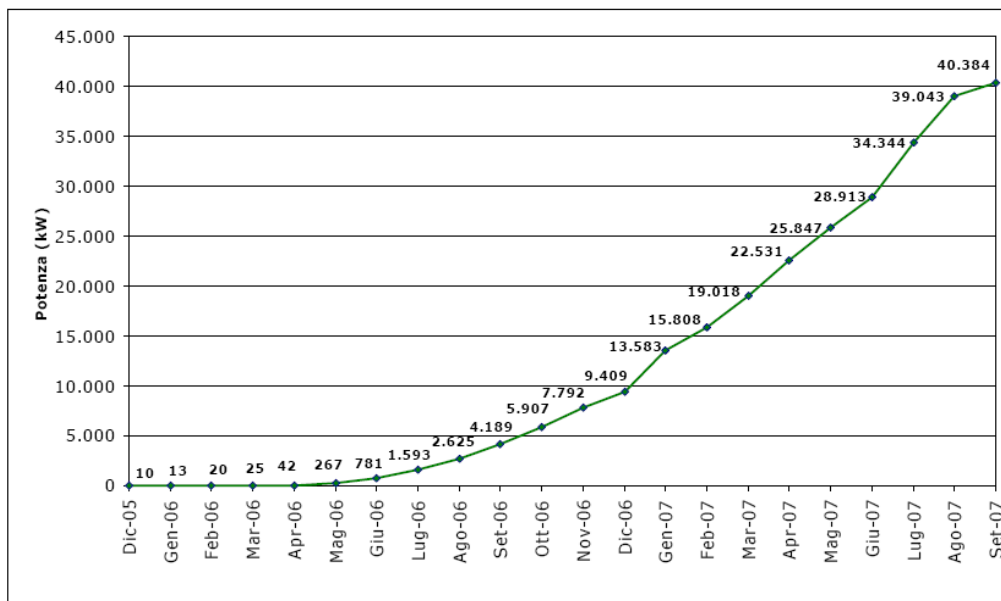
La potenza media per tipologia di taglia è risultata la seguente:

- 1 kW < P < 20 kW Potenza media: 5,7 kW
- 20 kW < P < 50 kW Potenza media: 42,5 kW
- 50 kW < P Potenza media: 462 kW

Infine, solo il 5% degli impianti in esercizio ha chiesto ed ottenuto, fino ad ora, il riconoscimento della maggiorazione della tariffa per integrazione architettonica.

Il diagramma di Figura 4.2.14 riporta l'andamento temporale cumulato della potenza relativa alle comunicazioni di entrata in esercizio degli impianti.





**Figura 4.2.14 - Andamento temporale cumulato della potenza relativa alle comunicazioni di entrata in esercizio al 30 settembre 2007**

### Impianti realizzati con il Nuovo Conto Energia

Il GSE, a partire da aprile 2007, ha iniziato a ricevere e valutare le richieste di riconoscimento della tariffa incentivante ai sensi della nuova normativa.

La sintesi, per regione e per classi di potenza, degli impianti entrati in esercizio, aggiornata al 30 settembre 2007, è riportata nella tabella seguente. Da questa risulta che gli impianti di piccola dimensione (1- 20 kW) rappresentano la quasi totalità (98%) di quelli finora realizzati con il nuovo Conto Energia, mentre le iniziative commerciali di media e grande taglia scontano una maggiore inerzia iniziale legata ad aspetti del mercato fotovoltaico, non del tutto chiari, quali l'evoluzione dei prezzi, la connessione alla rete elettrica, l'iter autorizzativo.

Il diagramma di Figura 4.2.15 riporta l'andamento temporale delle richieste di riconoscimento della tariffa incentivante degli impianti.

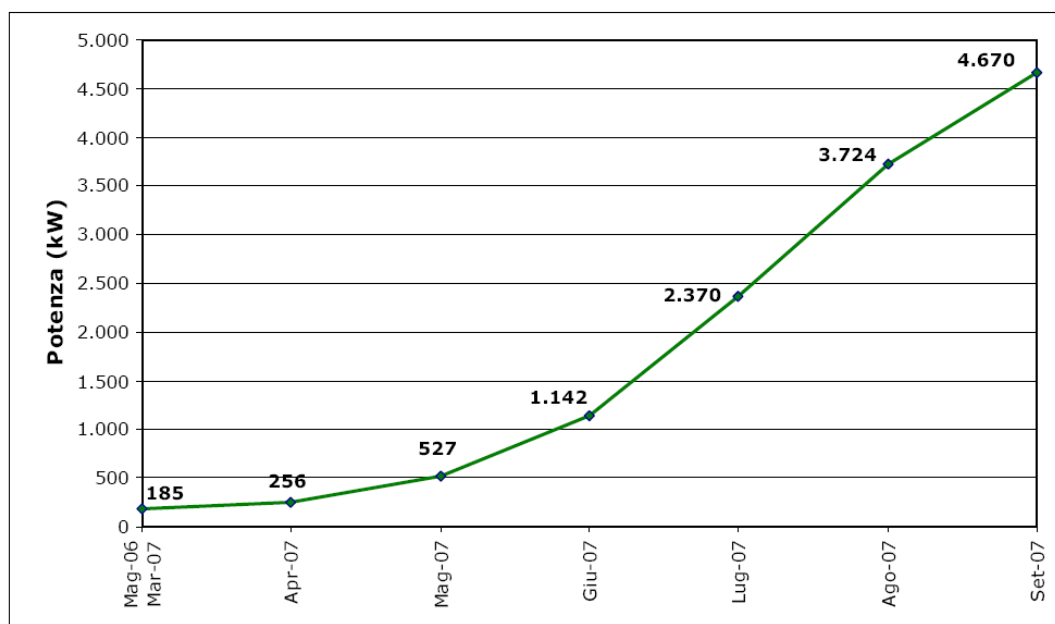
La potenza media per tipologia di taglia è risultata la seguente:

- 1 kW < P < 3 kW Potenza media: 2,5 kW
- 3 kW < P < 20 kW Potenza media: 6,7 kW
- P > 20 kW Potenza media: 46,7 kW

Il 73% degli impianti sono risultati parzialmente integrati, il 12% non integrati. Al 15% degli impianti è stata riconosciuta la totale integrazione architettonica.

**Tabella 4.2.16 - Impianti in esercizio per regione e classe di potenza nell'ambito del Nuovo Conto Energia**

REGIONE	CLASSE 1 1 kW ≤ P ≤ 3 kW		CLASSE 2 3 kW < P ≤ 20 kW		CLASSE 3 P > 20 kW		TOTALE	
	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)
VALLE D'AOSTA	-	-	2	39	-	-	2	39
PIEMONTE	67	166	20	133	1	45	88	344
LOMBARDIA	149	385	86	526	3	192	238	1.103
TRENTINO ALTO ADIGE	30	77	33	281	7	560	70	918
VENETO	65	164	33	170	1	29	99	363
FRIULI	24	63	27	128	-	-	51	192
LIGURIA	11	27	3	11	-	-	14	38
EMILIA ROMAGNA	102	259	31	248	1	50	134	557
TOSCANA	33	80	18	100	1	28	52	208
MARCHE	7	19	4	23	-	-	11	42
UMBRIA	4	9	2	22	-	-	6	31
LAZIO	28	72	14	78	1	41	43	191
ABRUZZO	11	27	5	35	-	-	16	63
MOLISE	-	-	-	-	-	-	-	-
CAMPANIA	7	18	4	53	1	30	12	100
BASILICATA	-	-	1	19	-	-	1	19
PUGLIA	31	77	13	84	1	46	45	207
CALABRIA	-	-	4	61	-	-	4	61
SICILIA	9	20	10	126	-	-	19	146
SARDEGNA	13	33	3	14	-	-	16	47
<b>Totale</b>	<b>591</b>	<b>1.498</b>	<b>313</b>	<b>2.151</b>	<b>17</b>	<b>1.021</b>	<b>921</b>	<b>4.670</b>



**Figura 4.2.15 - Andamento temporale delle richieste di riconoscimento della tariffa incentivante aggiornate al 30 settembre 2007**

#### 4.2.8 Il Fotovoltaico nella Provincia del Vercellese e della Valsesia

Nella seguente tabella vengono riportati gli impianti realizzati entro settembre 2007 nella Provincia del Vercellese e della Valsesia secondo i dati a disposizione del GSE e secondo i dati sulla produzione da fotovoltaico dell'Ufficio delle Dogane di Vercelli.

**Tabella 4.2.17 – Impianti in esercizio nella Provincia del Vercellese e della Valsesia a settembre 2007 (dati GSE e Ufficio delle Dogane)**

N° identificativo impianto	Comune	Potenza Installata kW
<b>PRIMO CONTO ENERGIA</b>		
7.149	Borgo Vercelli	1,5
13.242	Trino	5,8
1.906	Tronzano Vercellese	48
1.907	Tronzano Vercellese	49,5
3.117	Tronzano Vercellese	48,7
419	Vercelli	3,1
<b>NUOVO CONTO ENERGIA</b>		
51.093	Cigliano	3
50.199	Lignana	2
51.025	Tronzano Vercellese	2,8
51.268	Tronzano Vercellese	2,5
50.424	Vercelli	2,1
50.742	Vercelli	2,5
51.073	Vercelli	2,8
-	Vercelli	19,8
-	(Palazzetto sportivo Palapiacco)	
-	Varallo Sesia	34
-	Borgo d'Ale	48,3
<b>TOTALE</b>		<b>276,4</b>

Va detto che manca un sistema organico di raccolta dei dati relativi agli impianti, che rende complesso il monitoraggio dell'evoluzione delle installazioni fotovoltaiche nella Provincia.

## 4.3 Solare Termico

Il solare termico è una tecnologia applicata ormai da decenni per la produzione dell'acqua calda sanitaria e per uso riscaldamento, per essiccazione, sterilizzazione, dissalazione e cottura cibi. Applicazioni di questo tipo sono testimoniate fin dal 1700. Inizialmente trovarono ampio spazio le tecnologie ad alta temperatura per la produzione di vapore (concentratori parabolici), che ebbero difficoltà ad affermarsi, nonostante continue riduzioni dei costi, a causa delle espansioni successive dei combustibili fossili (carbone prima, petrolio poi).

Nei paesi industrializzati l'energia solare termica viene sfruttata in tre campi principali:

- collettori piani e sottovuoto per la produzione di acqua calda per usi sanitari, riscaldamento (a bassa temperatura) e preriscaldamento acqua di processo;
- collettori piani ad aria;
- concentratori per la generazione elettrica e calore di processo.

Concentratori per la fornitura o il preriscaldamento di calore di processo sono in commercio ma attualmente poco diffusi (IEA Solar heat for industrial processes), mentre gli impianti per la generazione elettrica sono ancora ad uno stato prototipale o pre-commerciale, anche se negli ultimi anni hanno avuto un forte impulso e molti impianti sperimentali sono stati realizzati negli Stati Uniti, Israele e Spagna.

Il solare termico a bassa temperatura per riscaldamento dell'acqua sanitaria ha avuto un'ampia diffusione e viene visto come una possibile strada da seguire per la diffusione dell'energia rinnovabile e la riduzione delle emissioni di gas serra.

### 4.3.1 Il mercato e le applicazioni degli impianti solari termici

La tecnologia per l'utilizzo termico dell'energia solare ha raggiunto maturità ed affidabilità tali da farla rientrare tra i modi più razionali e puliti per scaldare l'acqua o l'aria nell'utilizzo domestico e produttivo. La radiazione solare, nonostante la sua scarsa densità (che raggiunge valori  $> 1\text{kW/m}^2$  solo nelle giornate di cielo sereno), resta la fonte energetica più abbondante e pulita sulla superficie terrestre. Il rendimento dei pannelli solari è aumentato di un buon 30% nell'ultimo decennio, rendendo commercialmente competitive varie applicazioni nell'edilizia, nel terziario e nell'agricoltura.

L'applicazione più comune è il collettore solare termico utilizzato per la produzione di acqua sanitaria. Un metro quadrato di collettore solare può scaldare a  $45\div 60\text{ }^{\circ}\text{C}$  tra i 40 ed i 300 litri d'acqua in un giorno a secondo dell'efficienza che varia, con le condizioni climatiche e con la tipologia di collettore, tra il 30 % e l'80%.

Le tecnologie per utilizzare l'energia solare per produrre calore sono di tre tipi: a bassa, media ed alta temperatura.

Nel mondo sono installati oltre 30 milioni di metri quadri di pannelli solari di cui 3 milioni nell'Unione europea.

In Italia l'applicazione dei pannelli solari per il riscaldamento dell'acqua può essere ancora molto potenziata. Nel 2000 sono stati installati circa  $25.000\text{ m}^2$ , molto pochi anche rispetto a paesi più freddi (per esempio l'Austria e la Germania) ma più sensibili a questioni economico ambientali relative a

questo settore. Il parco del solare termico in Italia è oggi di 350.000 m<sup>2</sup>, l'utilizzo maggiore è dovuto all'utenza domestica, ad impianti di prevalente utilizzo estivo ed alle piscine.

Sono in aumento casi di utilizzo nell'industria, nell'agricoltura e per la refrigerazione solare. I collettori solari ad aria calda si differenziano da quelli ad acqua per il fatto che in essi il fluido termovettore è costituito da aria. I campi d'applicazione per tali impianti sono tipicamente quelli di riscaldamento dell'aria per la climatizzazione ambientale e, in campo industriale, per i processi d'essiccazione di prodotti alimentari.

Nel campo della climatizzazione ambientale il vantaggio di utilizzare i collettori ad aria consiste nel fatto che l'aria in essi riscaldata può essere inviata direttamente all'ambiente senza scambiatori di calore intermedi. Ciò permette un notevole aumento di efficienza del sistema, basti pensare che, di solito, con un sistema ad acqua, per riscaldare un ambiente a 20÷22 °C, occorre portare l'acqua almeno a 60÷70 °C. Il principio di funzionamento dei collettori ad aria è pressoché lo stesso di quelli ad acqua, ma i parametri di dimensionamento variano sostanzialmente, in quanto l'aria scambia calore con maggiore difficoltà dell'acqua. Occorre perciò assicurare all'aria un tempo di permanenza più lungo all'interno del collettore; per questo motivo il percorso di solito è tortuoso, per rallentare il flusso dell'aria. Per il resto, il collettore ad aria, come quello ad acqua, è costituito da una piastra captante, una o più coperture trasparenti e l'isolamento termico.

I collettori solari per piscina possono fornire fino al 100% delle necessità termiche delle piscine. Sono inoltre i più semplici da installare della categoria. La combinazione di un sistema di riscaldamento solare e l'utilizzo di una copertura notturna può accrescere sensibilmente la lunghezza della stagione balneare con un incremento dei costi gestionali molto contenuto.

Riguardo gli impianti per la generazione di energia elettrica da solare termico, va citata l'esperienza che si sta conducendo a Priolo, in provincia di Siracusa, dove si sta costruendo una centrale a collettori solari per la generazione di energia elettrica (5 MW) con la tecnologia a sali fusi sviluppata da ENEA (vedere per maggiori dettagli il paragrafo 4.3.3). Comunque, è ancora prematuro parlare di un mercato della generazione elettrica da solare termico in Italia, mentre in altri paesi come gli Stati Uniti e la Spagna sono già state realizzate grandi centrali dimostrative di questo tipo.

#### ***4.3.2 Stato dell'arte del solare termico a bassa temperatura***

Il solare termico a bassa temperatura per il riscaldamento di acqua sanitaria è certamente la tecnologia solare termica più interessante e promettente dal punto di vista delle potenzialità applicative immediate.

In generale gli impianti utilizzati constano delle seguenti componenti:

- pannelli solari
- serbatoio per l'accumulo di acqua calda
- altri componenti ausiliari (centraline di regolazione, pompe di circolazione, collegamenti idraulici ed elettrici, etc...)

Il loro funzionamento prevede che il sistema di circolazione trasferisca il calore prodotto dai pannelli solari verso il punto di accumulo o di utilizzo. Solitamente il vettore di calore è rappresentato dall'acqua a cui talvolta viene aggiunta una soluzione antigelo per evitare il congelamento nei periodi freddi.

Tecnicamente gli impianti solari termici si distinguono in:

- impianti a circolazione naturale
- impianti a circolazione forzata

Nei primi la circolazione del fluido vettore è attivata fisicamente per l'effetto della convezione naturale del fluido (detto effetto “Termosifone”), nei secondi è previsto invece l'utilizzo di specifiche pompe.

Riguardo i pannelli solari, 3 sono le tecnologie principali:

- pannelli in materiale plastico,
- collettori piani vetrati,
- collettori sottovuoto.

La prima soluzione è caratterizzata dai costi più bassi ed è adatta all'impiego estivo, in quanto l'assenza di copertura vetrata comporta perdite per convezione troppo elevate per un uso con basse temperature esterne. L'acqua da riscaldare attraversa direttamente il pannello, evitando i costi e le complicazioni impiantistiche dello scambiatore. Essa rappresenta pertanto la soluzione ideale per gli stabilimenti balneari, i campeggi, le piscine scoperte e le residenze di villeggiatura estiva. Il limite è che funzionano con una temperatura ambiente di almeno 20° C, e che la temperatura massima dell'acqua non supera i 40°C, per questo motivo il loro impiego è ideale per le utenze stagionali.



**Figura 4.3.16 – Pannelli senza copertura vetrata**

I collettori piani sono la tecnologia più diffusa e più adattabile. Rispetto a quelli in plastica offrono una resa buona tutto l'anno. Da un punto di vista costruttivo sono disponibili varie soluzioni che si distinguono per la selettività della piastra assorbente, per i materiali (rame, acciaio inox e alluminio anodizzato) e per l'essere idonee all'uso in impianti a circolazione forzata o naturale (meno costose, più affidabili, ma meno integrabili con le strutture architettoniche da un punto di vista estetico, perché il serbatoio di accumulo deve essere posizionato più in alto del pannello e nelle immediate vicinanze). Le dimensioni, pur essendo presenti sul mercato soluzioni particolari, prevedono di solito un ingombro vicino al classico 100x200 cm<sup>2</sup>.



**Figura 4.3.17 – Collettore piano vetrato con serbatoio di accumulo**



I collettori sottovuoto presentano il rendimento migliore in tutte le stagioni (circa un 15-20% di aumento di produzione energetica), grazie al sostanziale annullamento delle perdite per convezione.

Il processo di assorbimento è essenzialmente uguale a quello del collettore piano. La differenza essenziale consiste nella composizione della coibentazione. Nei collettori a tubi l'assorbitore è inserito all'interno di un tubo di vetro sottovuoto per ridurre le dispersioni di calore. Il vuoto possiede ottime capacità di coibentazione permettendo di ridurre quasi completamente le dispersioni. Nonostante la temperatura degli assorbitori raggiunga e superi i 120 °C il tubo di vetro rimane freddo.

Il costo maggiore rispetto alla soluzione piana, comunque, ne consiglia l'adozione solo in casi particolari (temperature dell'acqua più elevate e/o clima rigido). Sono nella maggior parte dei casi di forma tubolare, permettendo l'inclinazione ottimale della piastra captante, anche se disposti secondo superfici orizzontali o verticali.

Dal punto di vista dell'integrazione architettonica esistono vari esempi di buone realizzazioni anche nel caso di tetti a falda. Ciò usualmente comporta il ricorso alla circolazione forzata e quindi ad una maggiore complessità di impianto. Va comunque detto che ormai la tecnologia è provata e affidabile, purché sia eseguita la manutenzione periodica prescritta dal costruttore.

Nel dimensionamento degli impianti occorre sempre valutare il fabbisogno effettivo dell'utenza. Successivamente, per valutare la produzione di energia termica, si deve partire dalle caratteristiche di insolazione del sito, eventualmente corrette per tener conto di ombreggiamenti nel corso della giornata dovuti a palazzi, alberi o rilievi nelle vicinanze. Con un rendimento di impianto compreso fra il 30% ed il 35%, valori mediamente accettabili, si ottiene una produzione complessiva annua compresa fra i 450 ed i 730 kWh/m<sup>2</sup>.

### **Impianti a circolazione forzata.**

I sistemi a circolazione forzata sono un po' più complessi di quelli a circolazione naturale perché il liquido del circuito primario è spinto da una pompa verso i pannelli solari. E' necessario installare un sistema a circolazione forzata laddove il serbatoio di accumulo dell'acqua non può essere posizionato ad un livello più alto rispetto ai pannelli solari. Il bollitore può essere installato, solitamente, in un locale tecnico (che può coincidere con la centrale termica).

Il funzionamento dell'impianto avviene generalmente secondo quanto indicato di seguito: con il sole la temperatura del fluido in uscita dai collettori supera quella del serbatoio di accumulo e la centralina attiva la pompa che mette in circolo il fluido termovettore trasferendo il calore dai collettori all'acqua nel serbatoio di accumulo; dopo una giornata soleggiata il boiler, avendo accumulato l'energia captata, è caldo. Se il calore solare non è sufficiente, la pompa si spegne per riaccendersi in condizioni più favorevoli. Al tramonto il fluido all'uscita dei collettori si raffredda e la pompa si ferma. L'acqua calda immagazzinata nel serbatoio di accumulo rimane in temperatura disponibile all'utenza per alcuni giorni. Di norma questi sistemi dispongono di serbatoio di accumulo a doppio scambiatore: quello alimentato dal circuito solare posto nella parte più bassa e il secondo ad integrazione del primo posto più in alto, e collegato ad un altro sistema di generazione, tipicamente una caldaia. La stratificazione dell'acqua calda nel serbatoio di accumulo consente di sfruttare al meglio l'energia solare in quanto, se è necessaria l'integrazione, il sistema ausiliario (caldaia) riscalda una quantità d'acqua limitata.

### **Impianti a circolazione naturale.**

In tali sistemi l'acqua riscaldata nel pannello solare per convezione naturale e per differenza di densità tende a salire verso il serbatoio d'accumulo, creando una circolazione naturale per cui l'acqua fredda viene convogliata ai pannelli. Tali sistemi sono caratterizzati da una tecnologia più semplice (essendo ad

esempio privi di pompe) e tendono ad essere più economici rispetto a quelli a circolazione forzata. I sistemi a circolazione naturale vengono usati principalmente nelle zone a maggiore incidenza solare.

#### **4.3.3 Solare termico per la generazione di energia elettrica**

La tecnologia di generazione di energia elettrica da solare termico è in Italia ancora in una fase pre-commerciale, ma la recente applicazione del Conto Energia anche per questa tecnologia potrebbe aprire le porte alla realizzazione di installazioni sul territorio nazionale.

E' d'uso utilizzare il termine "Solare Termodinamico" per questo tipo di applicazioni.

Il solare termodinamico si articola in diverse filiere tecnologiche:

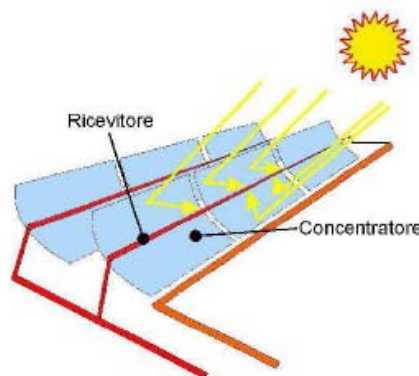
- impianti con collettori parabolici lineari (Parabolic Trough);
- impianti con campo specchi e torre centrale (Solar Tower);
- impianti con collettori parabolici circolari (Dish);
- impianti con collettori lineari di Fresnel (Linear Fresnel Reflector).

Gli impianti a collettori parabolici rappresentano la tecnologia più matura dal punto di vista commerciale e sulla quale si stanno orientando gli impianti in via di realizzazione in Spagna e negli Stati Uniti.

L'impianto è composto da stringhe di collettori parabolici lineari, sulla linea focale dei quali passa un tubo ricevitore che viene scaldato dai raggi solari riflessi. Attraverso il tubo viene inviato un fluido termovettore, tipicamente un olio diatermico, che si scalda fino a 400°C circa. Negli ultimi anni, ENEA ha testato la possibilità di usare sali fusi al posto degli oli con 2 importanti benefici:

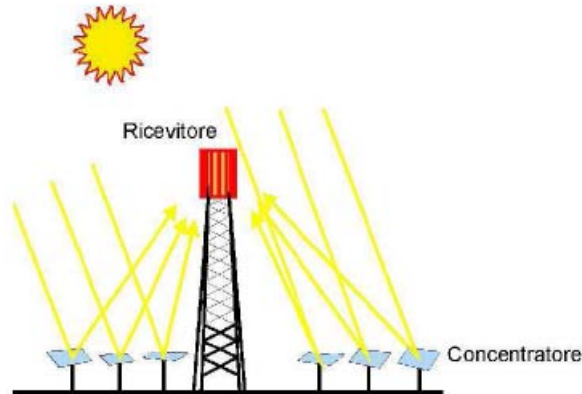
- il sale fuso può raggiungere una temperatura di 550°C senza deteriorarsi;
- il sale fuso, a differenza degli oli diatermici, è un fluido considerato non tossico.

Successivamente, il fluido termovettore entra in un generatore di vapore per la produzione di vapore a media pressione, che alimenta un turboalternatore a vapore per la generazione di energia elettrica.



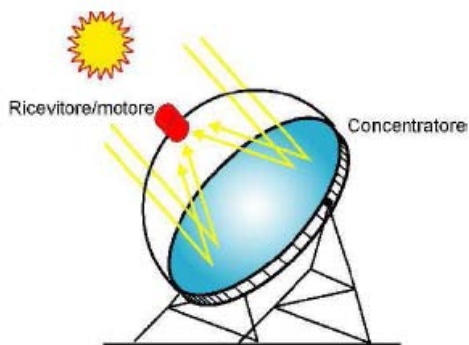
**Figura 4.3.18 – Schema concettuale dell'impianto solare a specchi parabolici per la generazione di energia elettrica**

Negli impianti a torre centrale la radiazione solare viene riflessa e concentrata da specchi lievemente concavi, detti eliostati, su un ricevitore posto alla sommità di una torre. Gli eliostati si muovono in modo coordinato così che la radiazione riflessa e concentrata incida costantemente sul ricevitore. Nel ricevitore circola un fluido che si riscalda a diverse centinaia di gradi e fornisce poi l'energia termica ad un ciclo termodinamico per la produzione di energia elettrica.



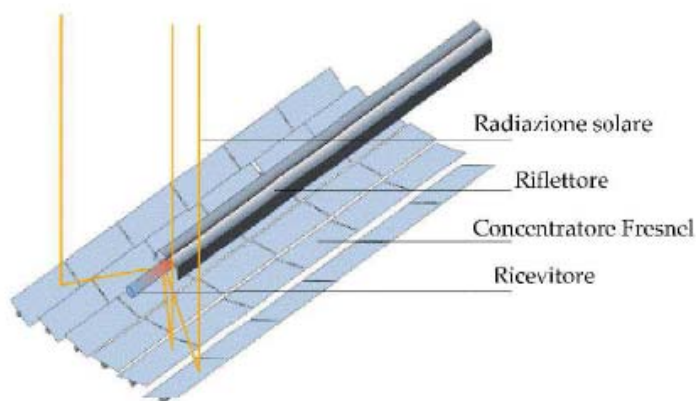
**Figura 4.3.19 – Schema di principio di un sistema a torre**

Nei sistemi a disco parabolico, un paraboloide circolare di alcuni metri di diametro concentra la radiazione su un ricevitore posto nel punto focale; nel ricevitore fluisce un gas che si riscalda e generalmente evolve in un motore Stirling che aziona l'alternatore. Un sistema automatico consente l'inseguimento del sole nel suo moto diurno. I sistemi dish-Stirling possono funzionare in modo automatico in singole unità oppure in cluster o solar farm da centinaia di esemplari.



**Figura 4.3.20 - Schema di principio di un disco parabolico**

Il collettore lineare di Fresnel è costituito da una serie di eliostati lineari posti orizzontalmente in prossimità del suolo che riflettono e concentrano la radiazione solare diretta su un tubo ricevitore posto ad una decina di metri circa da terra. Gli eliostati ruotano sull'asse longitudinale per inseguire il moto del sole e riflettere costantemente la radiazione solare sul tubo ricevitore.



**Figura 4.3.21 - Schema di principio del collettore lineare di Fresnel**

#### **4.3.4 Potenzialità nella Provincia**

Come riportato nel paragrafo 4.2.4, la Provincia del Vercellese e della Valsesia è caratterizzata dai seguenti valori di radiazione solare:

- Radiazione solare annuale incidente sul piano orizzontale = 1200 – 1350 kWh/m<sup>2</sup>
- Radiazione solare annuale incidente sul piano a 45° = 1450 – 1600 kWh/m<sup>2</sup>

Si può assumere, per uno studio preliminare delle potenzialità applicative del solare termico a bassa temperatura per la produzione di acqua sanitaria nella Provincia del Vercellese e della Valsesia, un valore medio di 1500 kWh/m<sup>2</sup>, considerando che nella maggior parte delle applicazioni è possibile inclinare in modo ottimale i pannelli solari (circa 30°).

Considerando che in genere gli impianti solari termici hanno un rendimento che si attesta intorno al 30-35%, si può assumere per la Provincia un rendimento medio annuo pari a circa **487,5 kWh/m<sup>2</sup>**.

Si calcola che il massimo vantaggio economico si ha quando il pannello solare è dimensionato per soddisfare il 60% del fabbisogno annuo di acqua calda. Visto che in Italia si consumano mediamente 50 litri al giorno di acqua calda sanitaria pro-capite alla temperatura media di 45°C, assumendo che l'acqua da scaldare proviene dall'acquedotto ad una temperatura di 15°C, si ha:

$$E_u = [(Q \times 60\% \times DT \times C_p) \times N] / c$$

dove:

$E_u$ : fabbisogno di energia utile

$Q$ : quantità giornaliera di acqua da riscaldare con l'impianto solare [kg/g]

$DT$ : Differenza di temperatura tra l'acqua prelevata dall'acquedotto e l'A.C.S.

$C_p$ : Calore specifico dell'acqua [kcal/kg]

$N$ : numero di giorni all'anno di fabbisogno

$c$ : unità di conversione da kcal a kWh

Si ottiene così:

$$E_u = [(50 \text{ kg/g} \times 60\% \times (45 - 15)^{\circ}\text{C} \times 1 \text{ kcal/kg}) \times 365 \text{ g/a}] / 860 \text{ kcal/kWh} = 382,0 \text{ kWh/anno procapite}$$

Pertanto risulta in prima approssimazione che il valore ottimale di installazione per persona nella Provincia sia circa 0,78 m<sup>2</sup> di pannelli.

### 4.3.5 Impianti esistenti

Nel momento in cui si sta redigendo il Piano Energetico Provinciale non sono disponibili dati sufficientemente completi e precisi relativamente al numero e alle caratteristiche degli impianti termici presenti nella Provincia del Vercellese e della Valsesia. La difficoltà nel reperire tali dati risiede innanzitutto nella mancanza di uno strumento burocratico che consenta di effettuare un vero e proprio “catasto degli impianti”, legato eventualmente alle dichiarazioni o alle denunce necessarie per gli interventi di manutenzione sugli edifici. Spesso gli stessi regolamenti locali sono differenti da comune a comune.

Questa situazione determina l'esigenza di individuare la modalità con cui gli impianti solari termici possano essere “registrati” presso un unico referente, almeno sul territorio provinciale, con una procedura semplice che non debba gravare eccessivamente sugli oneri dei cittadini o sull'operato degli installatori.

Gli unici dati disponibili sembrano essere quelli relativi agli impianti finanziati con un bando Provincia – Regione del 2003, riportati in tabella.

**Tabella 4.3.18 – Impianti solari termici installati nella provincia**

Impianti solari termici bando 2003		
Località	prov.	superficie mq
Alagna Valsesia	VC	50,00
Alice Castello	VC	5,14
Vercelli	VC	6,99
Valduggia	VC	6,50
Borgo D'Ale	VC	9,31
Roasio	VC	14,60
Alice Castello	VC	5,14
Serravalle Sesia	VC	4,54
Valduggia	VC	4,54
Borgosesia	VC	4,60
Borgosesia	VC	10,40
S. Giacomo V.se	VC	6,99
Quarona	VC	5,00
Lozzolo	VC	5,14
Borgosesia	VC	5,14
Borgosesia	VC	3,72
Tronzano V.se	VC	4,00

Villata	VC	6,00
Santhià	VC	4,00
Quarona	VC	100,00
Buronzo	VC	25,00
Borgosesia	VC	3,72
Vercelli	VC	30,00
Cravagliana	VC	5,70
Lozzolo	VC	6,07
Quarona	VC	4,54
Vercelli	VC	11,66
Stroppiana	VC	3,23
Mollia	VC	4,00
Santhià	VC	8,00
Totale		363,67

#### **4.3.6 Quadro incentivi**

##### **Incentivazione solare termico**

Gli interventi per l'installazione di impianti solari termici sono soggetti alla detrazione in credito di imposta del costo dell'intervento, come previsto dalla Finanziaria 2007 e dalla Finanziaria 2008.

La Finanziaria 2007 prevede ai commi 344-347 detrazioni del 55% in 3 anni per le spese di riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente. Tali detrazioni riguardano interventi che comportino la riduzione del fabbisogno per la climatizzazione invernale (344), interventi su strutture opache orizzontali e verticali e infissi (345), l'installazione di impianti solari termici (346) e la sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con caldaie a condensazione (347). La Finanziaria 2008 ha esteso la detrazione alle spese sostenute fino al 2010 e alla sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con pompe di calore ad alta efficienza e con impianti geotermici a bassa entalpia (art.1, c.286) e ha introdotto la possibilità di scelta del periodo di detrazione compreso tra 3 e 10 anni.

Le disposizioni attuative sono contenute nei:

- D.M. 19 febbraio 2007, che fornisce tutte le procedure per le detrazioni previste dalla Finanziaria 2007,
- D.M. 11 marzo 2008, che riporta i valori limite di fabbisogno di energia primaria annuo per la climatizzazione invernale, le condizioni per il funzionamento degli impianti a biomasse (i rendimenti minimi, i limiti di emissione, le tipologie di combustibili ammessi, etc.) e le tabelle con i valori limite di trasmittanza termica per tutte le tipologie di edifici,
- D.M. 7 aprile 2008, che aggiorna le procedure alle disposizioni della Finanziaria 2008.

##### **Incentivazione solare termodinamico**

All'interno della Gazzetta Ufficiale n. 101 del 30 aprile 2008 è stato pubblicato il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 11 aprile 2008: Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici.



Il decreto stabilisce i criteri e le modalità del Conto Energia riservato agli impianti solari termodinamici, cioè gli impianti termoelettrici in cui il calore utilizzato per il ciclo termodinamico è prodotto sfruttando l'energia solare come sorgente di calore ad alta temperatura.

L'impianto termodinamico può anche essere ibrido, cioè può produrre energia elettrica utilizzando altre fonti, rinnovabili e non, oltre alla fonte solare come sorgente di calore ad alta temperatura.

I destinatari dell'incentivo sono le persone fisiche e giuridiche responsabili degli impianti che presentino i seguenti requisiti:

- essere dotati di sistema di accumulo termico con capacità nominale di accumulo non inferiore a 1,5 kWh termici per ogni m<sup>2</sup> di superficie captante,
- non utilizzare come fluido termovettore né come mezzo di accumulo sostanze e preparati classificati come molto tossici, tossici e nocivi ai sensi delle direttive 67/548/CEE e 1999/45/CE e loro successive modificazioni (a meno che l'impianto non sia ubicato in aree industriali),
- avere una superficie captante superiore a 2.500 m<sup>2</sup>,
- essere collegati alla rete elettrica o a piccole reti isolate. Ogni impianto dovrà avere un unico punto di connessione alla rete elettrica.

La procedura per accedere alle Tariffe Incentivanti prevede che il soggetto responsabile inoltri al gestore di rete:

- la domanda di accesso alle Tariffe Incentivanti,
- la domanda di connessione alla rete,

allegando:

- il progetto preliminare dell'impianto,
- una scheda tecnica con l'indicazione delle caratteristiche dell'impianto e delle tecnologie utilizzate,
- l'indicazione della superficie captante,
- la stima del rendimento globale del ciclo termodinamico, del sistema di concentrazione e del sistema di produzione di energia elettrica ed ogni elemento utile alla determinazione della produzione netta e della produzione netta attribuibile alla fonte non solare (negli impianti ibridi),
- indicazione della tipologia di fonti non solari (negli impianti ibridi).

Terminato l'impianto, il soggetto responsabile trasmette al gestore di rete la comunicazione di ultimazione dei lavori.

Le Tariffe sono erogate per 25 anni e dipendono dalla frazione di integrazione, cioè la quota di produzione netta non attribuibile alla fonte solare, secondo il seguente schema:

- 0,28 €/ kWh prodotto quando la frazione di integrazione è fino a 0,15,
- 0,25 €/ kWh prodotto quando la frazione di integrazione è tra 0,15 e 0,50,
- 0,22 €/ kWh prodotto quando la frazione di integrazione è oltre 0,50.

L'obiettivo di potenza nominale cumulata da installare, entro il 2016, è fissato in 2.000.000 m<sup>2</sup> di superficie captante cumulativa, pari a circa 200 MW.

Gli incentivi sono cumulabili con finanziamenti che rientrano nelle seguenti soglie:

- in conto capitale eccedenti il 10% del costo dell'investimento;
- in conto interessi con capitalizzazione anticipata eccedenti il 25% del costo dell'investimento.

Qualora vi siano finanziamenti che superano queste percentuali, con delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, verranno ridotte le tariffe incentivanti in rapporto al finanziamento ricevuto.

Il provvedimento non ha impatto sul bilancio dello Stato, poiché gli oneri conseguenti vengono caricati sulle tariffe elettriche che trovano nella componente tariffaria A3 già la copertura economica necessaria.

## 4.4 Energia idroelettrica

### 4.4.1 Inquadramento tecnologico

L'energia idroelettrica è attualmente la seconda fonte di energia rinnovabile a livello mondiale dopo le biomasse. Si stima che l'attuale produzione di energia da fonte idroelettrica sia solo una piccola parte di quella potenzialmente ottenibile: nell'Europa occidentale il potenziale residuo è limitato al 30%.

Con il termine “energia idroelettrica” si intende l'energia elettrica prodotta attraverso la conversione dell'energia potenziale posseduta da una massa d'acqua in virtù della sua posizione altimetrica.

Nelle centrali idroelettriche, tale energia potenziale viene trasformata prima in energia cinetica ed utilizzata per azionare una turbina idraulica che, a sua volta, trasferisce la propria energia meccanica ad un generatore elettrico dove avviene la trasformazione dell'energia meccanica di rotazione in energia elettrica.

La potenza teorica massima  $W_{idr}$  che è possibile ottenere sfruttando il flusso di una portata d'acqua  $Q$  ( $m^3/s$ ) che cade attraverso un dislivello  $H$  (m) è:

$$W_{idr} = \rho \times g \times H \times Q \quad [W]$$

dove  $\rho$  è la densità dell'acqua (circa  $1000 \text{ kg}/m^3$ ),  $g$  è l'accelerazione di gravità ( $9.81 \text{ m}/s^2$ ) ed  $H$  (m) è il dislivello (salto geodetico lordo) fra la superficie dell'acqua in quota e la turbina. Il salto netto, che è quello effettivamente utilizzato dalla turbina, è inferiore al salto lordo per effetto delle perdite di carico dovute nei condotti che adducono l'acqua dal livello superiore all'imbocco della turbina stessa. Questa potenza viene trasformata, attraverso la turbina ed il generatore elettrico, in potenza elettrica.

Tuttavia, come in ogni trasformazione fisica, anche la conversione dell'energia potenziale dell'acqua in energia elettrica implica una dissipazione sotto forma di calore. Pertanto, solo una frazione dell'energia potenziale disponibile risulta trasformata in energia elettrica. Il rendimento globale dell'impianto idraulico  $\eta_{tot}$  è mediamente pari a 0.8, cioè solo l'80% dell'energia idraulica teorica viene convertita in energia elettrica, come descritto nella seguente formula:

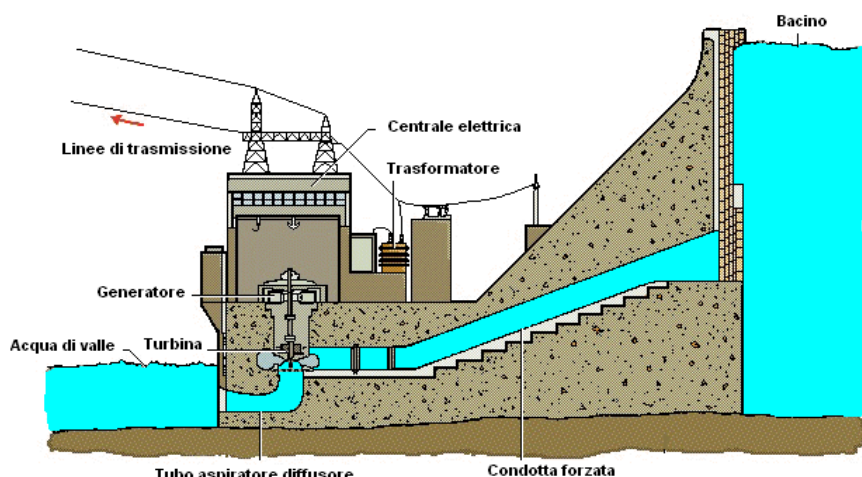
$$W_{el} = W_{idr} = \eta_{cond} \times \eta_{turb} \times \eta_{gen} \cdot W_{idr} = \eta_{tot} \times W_{idr}$$

dove  $\eta_{cond}$ ,  $\eta_{turb}$ ,  $\eta_{gen}$  sono, rispettivamente, i rendimenti delle condotte di adduzione dell'acqua, della turbina e del generatore elettrico.

E' importante, tuttavia, notare che il rendimento globale di una centrale idroelettrica dipende da molti fattori fra i quali la potenzialità dell'impianto stesso: di questo effetto occorre tener conto laddove si vogliano realizzare impianti idroelettrici di piccola taglia.

### 4.4.2. Struttura di un impianto idroelettrico

Gli elementi costitutivi di una centrale idroelettrica sono opere civili, opere di ingegneria meccanica ed opere di ingegneria elettrica.



**Figura 4.4.22 – Schema di una centrale idroelettrica**

Sono opere civili:

- ✓ il sistema di captazione e quello di presa che permettono, rispettivamente di raccogliere le acque per l'alimentazione dell'impianto (dighe ecc.) e di immetterle nel condotto di derivazione previo adeguato trattamento (desabbiamento ecc.) e regolazione della portata;
- ✓ il sistema di derivazione che consiste in un canale o una condotta per il convogliamento dell'acqua all'imbocco delle condotte forzate: queste ultime adducono poi l'acqua in pressione alle turbine ubicate a valle, nella vera e propria centrale idroelettrica.

Non tutte queste componenti sono sempre presenti. Un impianto di piccola taglia può essere molto più semplice, come si vedrà più avanti.

La componente meccanica principale dell'impianto idroelettrico è costituita dalla turbina che ha il compito di trasformare l'energia dell'acqua in energia meccanica di rotazione di un albero motore.

Le turbine idrauliche sono costituite essenzialmente da un organo fisso detto distributore e dalla girante. Le funzioni principali del distributore sono:

- ✓ la trasformazione in energia cinetica dell'energia di pressione della corrente d'acqua in energia cinetica: questa trasformazione è completa nelle cosiddette turbine ad azione mentre è parziale nelle turbine a reazione.
- ✓ la regolazione della portata d'acqua;
- ✓ il corretto indirizzamento dei filetti fluidi sulla girante

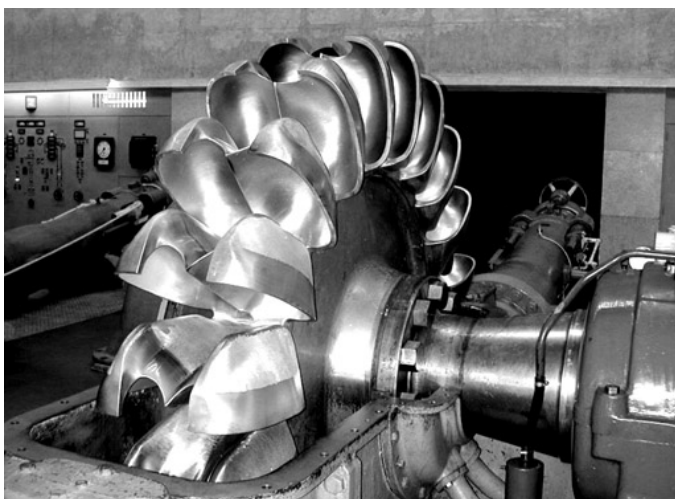
Una turbina ad azione utilizzata frequentemente nelle centrali idroelettriche è la turbina Pelton mentre quella a reazione più diffusa è la turbina Francis. Anche le turbine Kaplan trovano frequente impiego nelle centrali idroelettriche.

La **Pelton** è adatta per alte cadute e portate relativamente modeste; può essere a uno o più getti d'acqua ed è maggiormente usata nelle centrali costruite in montagna.

La turbina **Francis** è adatta a portate medio-grandi e salti medio-piccoli; a seconda di tali parametri assume forme molto variabili per l'ottimizzazione dei rendimenti. La turbina **Kaplan** è adatta per grandi portate e piccoli salti; ha le pale dell'elica regolabili al variare delle portate turbinate.

Alla turbina è collegato il generatore elettrico la cui scelta dipende essenzialmente dalla potenza dell'impianto e dalla collocazione di questo (collegamento alla rete elettrica o funzionamento autonomo locale).

Per gli impianti che funzionano esclusivamente collegati alla rete si usano soprattutto generatori asincroni che non richiede regolatori di tensione e di frequenza, mentre per impianti autonomi si utilizzano nella gran parte dei casi generatori sincroni che, però, necessitano di regolatori della tensione e della velocità di rotazione.



**Figura 4.4.23 – Turbina Pelton**



**Figura 4.4.24 – Turbina Francis**



**Figura 4.4.25 - Turbina Kaplan**

#### ***4.4.3 Classificazione delle centrali***

La classificazione delle centrali idroelettriche può essere basata sulla potenza nominale dell'impianto, sulle caratteristiche della derivazione idraulica che li alimenta, sulla grandezza del salto geodetico o sulla portata trattata.

In relazione al primo criterio si hanno:

- ✓ Micro impianti:  $\text{kW} < 100$
- ✓ Mini impianti:  $100 < \text{kW} < 1000$
- ✓ Piccoli impianti:  $1 < \text{MW} < 10$
- ✓ Grandi impianti:  $\text{MW} > 10$

Attualmente, l'interesse per l'energia idroelettrica è rivolta, in Italia, essenzialmente sulle piccole risorse idriche poiché la realizzazione di grandi centrali è ormai assai difficile per l'esaurimento dei siti idonei alla costruzione di grandi bacini artificiali.

In base al secondo criterio si distinguono:

- ✓ Impianti ad acqua fluente;
- ✓ Impianti a bacino
- ✓ Impianti a serbatoio di accumulo

Gli impianti ad acqua fluente sono realizzati lungo corsi d'acqua intercettandone il flusso con sbarramenti o derivazioni; la turbina è azionata con tempi e modalità totalmente dipendenti dalla disponibilità del corso d'acqua. L'impianto si arresta nei periodi di scarsità di acqua se il valore della portata scende al di sotto del deflusso minimo vitale (D.M.V.) necessario per mantenere, a valle dell'impianto, la vitalità della flora e della fauna fluviale.

Gli impianti a bacino sono costituiti generalmente da un accumulo idrico in quota (naturale o creato tramite diga), collegato idraulicamente ad una centrale idroelettrica disposta a valle delle condotte forzate. Il funzionamento dell'impianto può essere regolato in base a diversi fattori, quali ad esempio il fabbisogno elettrico (carichi di punta) o la quantità d'acqua disponibile nell'accumulo.



Gli impianti a bacino possono essere realizzati in modo tale da funzionare con il sistema di pompaggio. In questo caso sono necessari due serbatoi posti a quote diverse. Nelle ore in cui alla centrale è richiesta produzione di energia, l'acqua fluisce dal serbatoio superiore a quello inferiore; nelle ore di minor richiesta (ore notturne o di basso carico), il sistema inverte il suo funzionamento pompando acqua dal serbatoio posto a bassa quota verso quello ubicato a quota superiore. In questa fase il generatore elettrico funziona da motore sincrono assorbendo energia dalla rete ed aziona la turbina che funziona da pompa. Il vantaggio economico risiede nel minor costo dell'energia nelle ore di minore richiesta.

Le microcentrali sono normalmente ad acqua fluente mentre le minicentrali dispongono generalmente di modesti sistemi di accumulo.

In relazione al salto geodetico sfruttato si hanno:

- ✓ Impianti a bassa caduta:  $H < 50 \text{ m}$
- ✓ Impianti a media caduta:  $50 < H < 250 \text{ m}$
- ✓ Impianti ad alta caduta:  $250 < H < 1000 \text{ m}$
- ✓ Impianti ad altissima caduta:  $H > 1000 \text{ m}$

Mentre, sulla base della portata che viene alimentata alla turbina, si possono distinguere:

- ✓ Impianti di piccola portata:  $Q < 10 \text{ m}^3/\text{s}$
- ✓ Impianti di media portata:  $10 < Q < 100 \text{ m}^3/\text{s}$
- ✓ Impianti di grande portata:  $100 < Q < 1000 \text{ m}^3/\text{s}$
- ✓ Impianti di grandissima portata:  $Q > 1000 \text{ m}^3/\text{s}$

I vantaggi principali legati alla realizzazione di impianti di piccola taglia per uso locale (generazione distribuita) sono i seguenti:

- ✓ Facilità di reperimento della risorsa idrica;
- ✓ Assenza di linee di trasmissione e delle relative perdite;
- ✓ Alimentazione di utenze isolate situate in zone lontane dalla rete di distribuzione;
- ✓ Ridotto impatto ambientale;

Per contro sono presenti i seguenti svantaggi principali:

- ✓ Minore rendimento di produzione rispetto agli impianti di grande taglia;
- ✓ Maggior costo specifico (costo per unità di potenza) dell'impianto (economia di scala);

#### ***4.4.4 Voci di costo e fattibilità di un impianto idroelettrico***

Come per ogni impianto industriale, nella valutazione economica della realizzazione di una centrale idroelettrica occorre tener conto dei costi così detti di impianto e di quelli di gestione.

Possono rientrare nei costi di impianto quelli relativi alle indagini geologiche preliminari, all'acquisto dei terreni e delle macchine ed ai lavori di costruzione nonché degli oneri di varia natura necessari alla realizzazione dell'opera.

Sono, invece, costi di esercizio essenzialmente quelli relativi al costo dell'acqua, al personale, alla manutenzione, all'ammortamento dell'impianto, agli eventuali canoni stipulati con enti esterni e gli oneri finanziari che corrispondono alla restituzione del capitale e degli interessi all'ente erogatore del "mutuo".

Una tipica distribuzione delle voci di costo di una centrale di media grandezza è riportata nella Tabella 4.4.1.

**Tabella 4.4.19 - Composizione del costo di un impianto idroelettrico+**

Voci di costo	% del costo totale
Acqua, concessione, assicurazioni	10
Opere civili	50
Opere idrauliche e turbine	10
Opere elettriche (generatore ecc.) e di regolazione	30

Il costo specifico (Euro/kW) di investimento degli impianti idroelettrici è generalmente più elevato di quello degli impianti termoelettrici convenzionali e decresce al crescere della potenza della centrale (per il noto fenomeno dell'economia di scala), ma i costi di esercizio sono nettamente inferiori (2-3% del costo di investimento) ed il costo del kWh prodotto risulta generalmente inferiore. A titolo indicativo, nella Tab.4.4.2 sono riportati alcuni parametri tecnici ed economici relativi all'anno 2005 ed alla situazione media europea . (Da ENEA – I numeri dell'energia 2007)

**Tabella 4.4.2: Parametri europei tecnici ed economici – Anno 2005**

	Taglia MW	Costo specifico Impianto, Euro/kW	Costo kWh prodotto (cent.Euro 2005)/kWh
Impianti idroelettrici	>10	800	2
Mini idraulica	<10	3000	1.5

#### 4.4.5 Fattibilità di un impianto idroelettrico

La decisione relativa alla installazione ed all'ubicazione di una nuova mini-centrale è particolarmente complessa per la molteplicità di fattori da prendere in considerazione. Oltre agli aspetti propriamente tecnico-economici (disponibilità di bacini e corsi d'acqua e loro regime idrico, caratteristiche fisiche dei terreni ecc.), occorre tener conto di fattori ambientali e della compatibilità con gli eventuali strumenti urbanistici e con i piani locali e di settore (ad es. Piano di Tutela delle Acque<sup>4</sup>). Molto spesso può risultare più conveniente il recupero di impianti preesistenti dismessi o inattivi.

Soluzioni apparentemente secondarie, ma da non trascurare per l'ubicazione di impianti di piccola taglia in grado di effettuare un interessante recupero energetico, consistono nell'utilizzare sistemi idrici esistenti ma destinati a finalità diverse. Esempi tipici sono alcuni acquedotti, i canali di bonifica o di irrigazione, quelli previsti per il deflusso degli eccessi di portata in molti sistemi idrici o impianti industriali ed i circuiti di raffreddamento di impianti termoelettrici. L'accoppiamento di un piccolo impianto idroelettrico ad un sistema nel quale è ancora disponibile energia potenziale o cinetica

<sup>4</sup> Il Piano di Tutela delle Acque della Regione Piemonte è stato approvato dal Consiglio Regionale in data 13 marzo 2007 dopo un iter iniziato nel 2004 con il Progetto di P.T.A. (G.U. n°92 del 20 aprile 2004 e Boll.Uff. della Regione piemonte n° 14 del'8 aprile 2004) e l'esame dei pareri delle Province e delle osservazioni apportate da parte di soggetti istituzionali e di privati.

dell'acqua di scarico consente di sfruttare questa energia di "scarto" contribuendo in misura non trascurabile all'aumento dell'efficienza energetica complessiva.

#### ***4.4.6. Iter autorizzativi ed impatto ambientale per l'installazione di una mini centrale idroelettrica***

L'autorizzazione per realizzare una piccola centrale di potenza inferiore a 20 kW è abbastanza semplice<sup>5</sup>, specialmente se l'impianto non è collegato alla rete elettrica centrale.

Per impianti di potenza superiore a 20 kW, ordinariamente sono necessarie quattro tipi di autorizzazioni:

- ✓ Autorizzazione per la derivazione delle acque;
- ✓ Autorizzazione relativa all'impatto ambientale;
- ✓ Autorizzazione per l'allacciamento alla rete elettrica;
- ✓ Concessione edilizia per la realizzazione delle opere civili.

Sono, pertanto, richieste le seguenti pratiche:

- ✓ Concessione per la derivazione delle acque a scopo idroelettrico: la domanda, corredata dal progetto dell'impianto, va presentata all'ufficio del Genio Civile della Regione;
- ✓ Domanda al Comune di competenza di autorizzazione alla costruzione dell'impianto;
- ✓ Comunicazione di intenti al Ministero dello Sviluppo Economico, al distretto elettrico locale ed all'Ufficio Tecnico di Finanza (UTF)<sup>6</sup>;
- ✓ Domanda al Corpo Forestale dello Stato nel caso che il progetto richieda lavori da effettuare in aree di competenza del CFS;
- ✓ Richiesta di autorizzazione, corredata dal progetto dell'impianto, alla sovrintendenza per i beni ambientali qualora si voglia installare l'impianto in una zona soggetta a vincoli ambientali.

Ultimata la realizzazione dell'impianto si deve procedere:

- ✓ al collaudo dell'opera con rilascio del relativo certificato;
- ✓ alla istruzione della pratica di denuncia per l'avvio della produzione elettrica.

All'atto della richiesta di concessione per l'uso delle acque, deve essere fornito dagli uffici regionali il valore del DMV minimo da assicurare.

I mini e microimpianti idroelettrici hanno un impatto ambientale minimo legato all'inquinamento acustico, a fattori estetici ed a disturbi sull'ecosistema ittico. Tutti questi fattori possono, però, essere mitigati mediante appositi interventi. Particolare attenzione va rivolta al rispetto del Deflusso Minimo Vitale (DMV) del corso d'acqua interessato per evitare che una riduzione eccessiva della portata possa arrecare danni irreversibili agli ecosistemi. Dal punto di vista economico è conveniente adottare un basso valore del DMV mentre dal punto di vista ambientale il DMV dovrebbe essere il più alto possibile. La scelta del DMV discende quindi da un compromesso fra queste due esigenze.

<sup>5</sup> A.P.E.R. (Associazione Produttori Energia da Fonti Rinnovabili), Dossier Micro-Idroelettrico (Progetto RES&RUE dissemination) Adiconsum.

<sup>6</sup> La denuncia all'U.T.F. non è richiesta per impianti di potenza inferiore a 20 kW (Legge 133/99) per i quali non c'è alcuna imposta sulla produzione di energia elettrica.

Per contro le centrali idroelettriche consentono di ridurre praticamente a zero l'inquinamento ambientale<sup>7</sup> e costituiscono uno strumento efficace per regolazione delle piene dei corsi d'acqua a regime torrentizio; inoltre conferiscono flessibilità, a livello locale, nella diversificazione e riorganizzazione delle fonti di energia.

Non tutti i mini impianti richiedono la valutazione di impatto ambientale (V.I.A.). La necessità di questo documento è segnalata dagli appositi uffici regionali e provinciali ai quali il D.P.R.12-04.1996 ha delegato il compito di disciplinare i contenuti e la procedura del VIA.

#### ***4.4.7 Incentivi per l'installazione e l'esercizio di mini centrali idroelettriche***

La vendita di energia elettrica prodotta da mini impianti idroelettrici è regolamentata dalla delibera 62/02 della Autorità dell'Energia Elettrica e Gas (AEEG) che assicura tariffe adeguate alla copertura dei costi di produzione<sup>8</sup>.

Se la centrale produce una quantità annua di energia elettrica pari o superiore di 50 MWh, può ottenere dal Gestore della Rete di Trasmissione (GRTN) un numero di Certificati Verdi (CV) proporzionale alla produzione.

I CV (Decreto del Ministro dell'Industria dell'11 novembre 1999) rappresentano titoli negoziabili associati all'energia prodotta da fonti rinnovabili. Nel 2003, il prezzo dei CV era di 8.24 Eurocent/kWh. Questo valore va sommato alla tariffa stabilita dalla AEEG. I dati esemplificativi riportati sopra portano ad un ricavo complessivo di oltre 16 Eurocent/kWh nel 2003.

Altri certificati complementari ai CV sono i certificati RECS (Renewable Energy Certificate System) istituiti per favorire l'esercizio di impianti che non avrebbero la capacità economica per continuare a produrre energia "verde".

In Italia vengono conferiti ad impianti che producono più di 1 MWh/anno di energia.

Altre forme di incentivazione derivano da contributi Regionali o locali.

#### ***4.4.8 Sfruttamento energetico delle risorse idriche nella Provincia di Vercelli***

La Tabella 4.4.2 mostra gli impianti idroelettrici presenti nel territorio provinciale di Vercelli secondo l'Ufficio delle Dogane (anno 2007). E' possibile, tuttavia, aumentare le potenzialità delle risorse idroelettriche attraverso le seguenti vie:

- ✓ ammodernamento e potenziamento degli impianti più vecchi ed il recupero di quelli inattivi (se presenti);
- ✓ eventuale recupero di energia di scarto da eventuali impianti idraulici destinati ad altri usi (acquedotti, accoppiamento con impianti industriali o termoelettrici ecc.);
- ✓ realizzazione di nuovi impianti, con particolare riferimento a quelli di piccola taglia.

<sup>7</sup> Una centrale termoelettrica immette nell'atmosfera circa 700 g di CO<sub>2</sub> per ogni kWh prodotto; una centrale a carbone circa 666 tonn. di CO<sub>2</sub> per GWh prodotto oltre a 2 tonn di ossidi di azoto e 0.3 tonn di particolato per GWh prodotto.

<sup>8</sup> Nel 2002 la tariffa dell'energia prodotta da un impianto da 1 MWh/anno è stata di 8.23 Eurocent/kWh (AEEG)

**Tabella 4.4.20 – Impianti idroelettrici nella Provincia di Vercelli (Fonte: Ufficio delle Dogane, 2007)**

<b>Comune</b>	<b>Corso d'acqua</b>	<b>Potenza kW</b>	<b>Produzione</b>
Alagna	Sesia /Torr. Olen	3704	<b>13.087.420</b>
Boccioleto	Sermenza	1500	<b>7.307.352</b>
Boccioleto	Sermenza	3955	<b>11.968.290</b>
Borgosesia	Sesia	585,6	<b>13.414.010</b>
Carcoforo	Torrente Egna	154	<b>1.772.000</b>
Cellio		200	<b>672.900</b>
Desana	Naviletto x Asigliano	220	<b>390.130</b>
Gattinara	Sesia	420	-
Livorno Ferraris	Cavo Lucca	610,74	<b>2.639.800</b>
Palazzolo V.se	Canale Magrelli	215	-
Quarona	Sesia	1158	<b>2.844.144</b>
Quarona	Sesia	2160	<b>9.284.400</b>
Rimella	Torr. Bise, Rosso, ecc.	2118	<b>2.873.383</b>
Roasio	Torr. Ravasanella	360	<b>753.488</b>
Santhià	Naviglio Ivrea	1020	<b>non pervenuti</b>
Santhià		300	<b>1.378.075</b>
Santhia'	Naviglio Ivrea	1400	<b>3.415.246</b>
Serravalle Sesia	Sesia	2588	<b>8.622.900</b>
Trino	Canale rive	221	<b>223.640</b>
Tronzano	Naviglio Ivrea	1760	<b>3.563.280</b>
Varallo	Sesia	1017	<b>3.810.480</b>
Varallo	Torr. Bagnola	1100	<b>2.823.646</b>
Varallo	Mastellone	187,42	<b>614.172</b>
Varallo	Sesia	1782,4	<b>5.969.910</b>
Varallo		385	<b>918.210</b>
Saluggia	Canale Cerea	6149,7	<b>16.702.480</b>
<b>TOTALE</b>		<b>35270,86</b>	

## 4.5 Energia Geotermica

Per energia geotermica si intende l'energia contenuta, sotto forma di calore, all'interno della terra e che può o potrebbe essere estratta dal sottosuolo e sfruttata dall'uomo. Tale calore, anche se in quantità enorme e praticamente inesauribile, risulta di norma disperso. E' possibile utilizzare convenientemente solo quella porzione che si trova concentrata in certe zone privilegiate nelle quali flussi termici consistenti affiorano in superficie trasportati da fluidi vettori o sono disponibili a profondità non eccessive.

Il flusso di energia termica che affiora in superficie è il risultato dei fenomeni di conduzione termica e di convezione, attraverso i materiali solidi e fluidi di cui è costituita la massa terrestre, che trasportano il calore primordiale del pianeta e quello prodotto dal decadimento degli isotopi radioattivi a lunga vita presenti all'interno del globo terrestre. La potenza termica complessiva<sup>9</sup> che affiora sulla superficie terrestre è molto grande (è valutata in oltre  $30 \times 10^9$  kW) ma il flusso medio sull'intera superficie terrestre è solo di  $0.06 \text{ W/m}^2$ .

All'interno della crosta terrestre (circa 7 km di spessore) il gradiente medio di temperatura, che è responsabile della trasmissione di calore per conduzione nei solidi, è di circa  $30^\circ\text{C/km}$  in prossimità alla superficie. Sulla base di questo valore del gradiente ed assumendo una temperatura della superficie di  $15^\circ\text{C}$ , si può valutare una temperatura di circa  $75^\circ\text{C}$  a 2000 m di profondità e di oltre  $105^\circ\text{C}$  a 3000 m. Esistono, però, zone della crosta terrestre in cui, per effetto della relativa vicinanza di masse magmatiche o di altre particolari situazioni geologiche, il gradiente termico è nettamente superiore al suddetto valore medio. Pertanto, a profondità accessibili, si possono osservare temperature di tutto rilievo in grado di riscaldare fluidi eventualmente presenti che assumono quindi il ruolo di vettori di energia termica. Un tipico fluido caratteristico degli strati superficiali della crosta terrestre è l'acqua meteorica che penetra nel sottosuolo e si riscalda fino a raggiungere la temperatura di alcune centinaia di gradi. Se la pressione è sufficientemente alta, una porzione di quest'acqua passa allo stato di vapore con un contenuto entalpico notevolmente superiore a quello dell'acqua liquida a causa del calore latente di vaporizzazione.

Il fluido geotermico, attraverso faglie e fratture della massa rocciosa, può risalire spontaneamente alla superficie dove affiora con manifestazioni geotermiche come i geyser, le fumarole o le sorgenti calde; oppure può rimanere intrappolato all'interno di cavità impermeabili (serbatoi geotermici), naturali o artificiali, dai quali può essere prelevato mediante perforazioni meccaniche ed estrazione. In questo caso, si tratta sostanzialmente di svolgere un'attività simile a quella che si realizza per l'estrazione del petrolio.

Il fluido geotermico che affiora (solitamente acqua meteorica allo stato liquido o di vapore) trasporta gas e sostanze che ha solubilizzato nell'attraversamento dei vari strati di terreno. Tipicamente sono presenti gas come  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{NH}_3$ ,  $\text{CH}_4$  oltre a vari composti in soluzione. Molte di queste sostanze sono tossiche o dannose per la salute e l'ambiente e, in più, possono essere causa di problemi negli impianti per lo sfruttamento dell'energia geotermica. Pertanto, occorre prevedere adeguati processi di trattamento prima dell'impiego di questi fluidi. Il problema risulta decisamente meno grave se i fluidi vengono utilizzati a ciclo chiuso, cioè se l'energia termica del fluido geotermico viene trasferita ad un fluido di servizio mentre il fluido primario freddo viene ripompato nel serbatoio geotermico. Questa soluzione ha, fra l'altro, il vantaggio di ridurre i fenomeni di subsidenza derivanti dall'estrazione di acqua liquida o vapore dalle cavità del sottosuolo.

<sup>9</sup> Trasmessa per conduzione, convezione ed irraggiamento



#### 4.5.1 Classificazioni delle risorse geotermiche

Un primo criterio in base al quale è possibile classificare le risorse geotermiche è basato sul contenuto entalpico del fluido. Poiché l'entalpia di un sistema, oltre che dallo stato fisico (liquido o vapore), dipende sostanzialmente dalla sua temperatura, un sistema ad alta entalpia è caratterizzato normalmente da una temperatura più alta di un sistema a bassa entalpia. Purtroppo non esiste una standardizzazione sugli intervalli di temperatura alla base di questa classificazione. Uno dei criteri più recenti<sup>10</sup> divide le risorse geotermiche in due classi: quelle disponibili a temperatura inferiore a 190°C, considerate a bassa entalpia, e quelle a temperature superiori a 190°, considerate ad alta entalpia. Tuttavia, altre proposte considerano anche risorse a media entalpia ed assegnano soglie di temperature diverse per la definizione di ciascuna classe.

Un altro criterio si basa sullo stato fisico del fluido geotermico. Si hanno, pertanto, sistemi geotermici ad *acqua dominante* e sistemi a *vapore dominante*<sup>11</sup> nei quali, rispettivamente, è l'acqua allo stato liquido o vapore la fase prevalente. I sistemi ad acqua dominante sono quelli più diffusi. In quelli a vapore dominante, generalmente, il fluido è allo stato di vapore surriscaldato<sup>12</sup> ad alta temperatura; sono più rari anche se, in Italia, il sistema di Larderello, in Toscana, è di questo tipo.

Infine, con riferimento al serbatoio, i sistemi geotermici possono essere *dinamici* o *statici*. Nei primi, l'acqua permea in continuazione nel serbatoio, si riscalda ed è scaricata in superficie o nelle formazioni rocciose permeabili circostanti. Viceversa, nei sistemi statici la circolazione dell'acqua è praticamente assente. L'acqua rimane intrappolata nel serbatoio dove viene riscaldata per conduzione termica dalle rocce impermeabili che racchiudono il serbatoio e si trova, spesso, ad alta pressione (sistemi geopressurizzati).

#### 4.5.2 Utilizzazione dell'energia geotermica

L'utilizzo che può essere fatto dell'energia geotermica dipende dallo stato fisico e dalla temperatura alla quale il fluido geotermico è disponibile. Le risorse ad alta temperatura ( $T > 150^{\circ}\text{C}$ ) si prestano sia per la produzione di energia elettrica che per usi diretti non elettrici, mentre quelle a media e bassa temperatura sono indicate prevalentemente per usi diretti sotto forma di calore.

La Tabella 4.5.1 schematizza i principali campi di applicazione.

Tabella 4.5.21 – Campi di applicazione dell'energia geotermica

Temperatura, °C	Applicazione
<b>&gt; 150°C</b>	Produzione di energia elettrica Usi industriali
<b>80-100°C</b>	Teleriscaldamento
<b>38-80°C</b>	Serricoltura
<b>&lt;38°C</b>	Acquicoltura
<b>Bassa T</b>	Raffreddamento o riscaldamento di ambienti (pompe di calore)

<sup>10</sup> G.Axelsson, E.Gunnlaugsson, *Geothermal utilization, management and monitoring*, in Long-term monitoring of high- and low enthalpy fields under exploitation, WGC (2000)

<sup>11</sup> La terminologia usata è equivoca poiché in entrambi i casi si tratta di acqua, allo stato liquido o di vapore

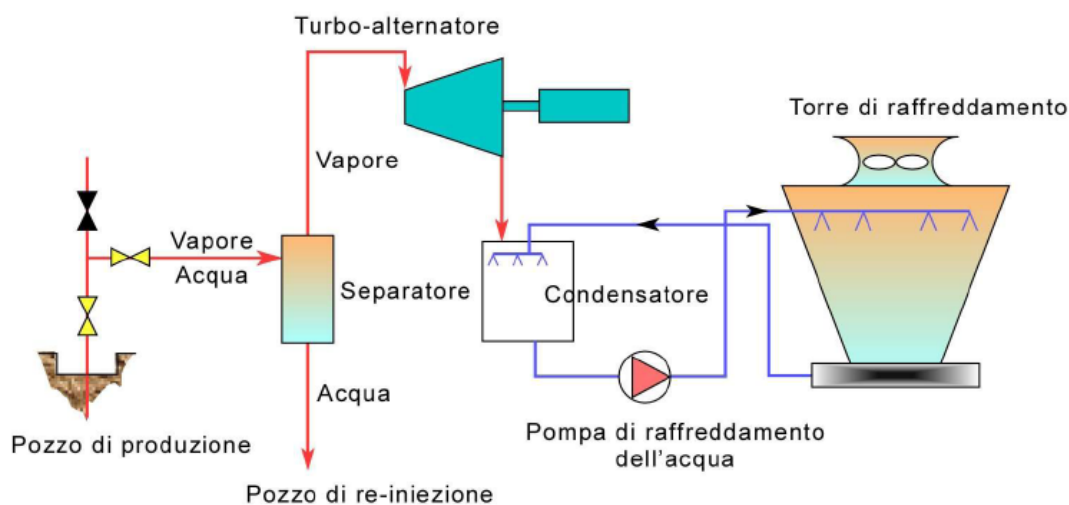
<sup>12</sup> A temperatura maggiore della temperatura di ebollizione alla pressione del sistema.

### **Produzione di energia elettrica**

Le centrali geo-termoelettriche possono essere centrali termoelettriche *convenzionali* se il fluido geotermico disponibile è allo stato vapore a temperatura e pressione relativamente alte o *a ciclo binario* se il fluido è allo stato liquido.

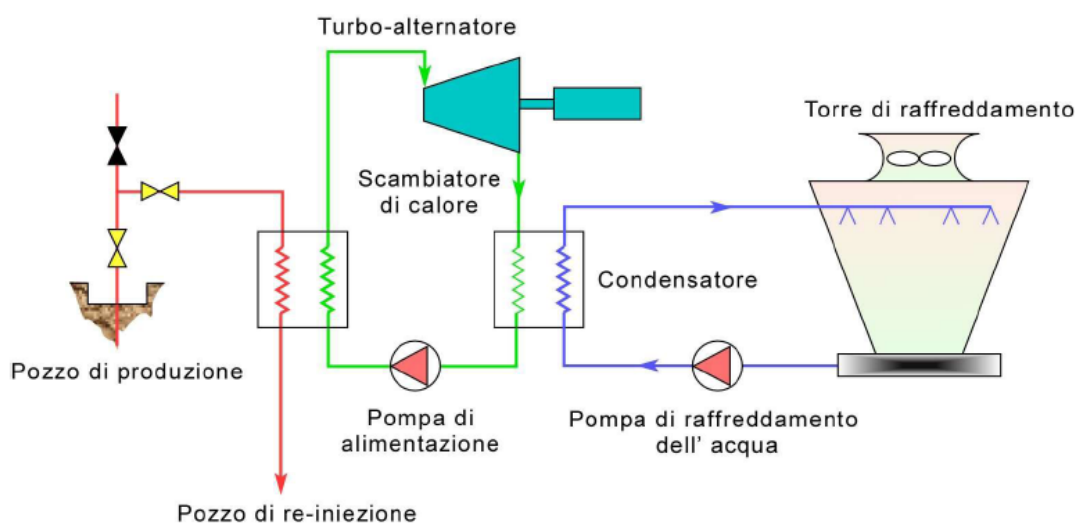
Nel primo caso il vapore proveniente dal campo geotermico viene inviato alla turbina che aziona l'alternatore elettrico. Il vapore effluente dalla turbina può essere scaricato direttamente nell'atmosfera (impianti a contropressione) o condensato e raffreddato prima dello scarico in atmosfera (impianti a condensazione).

Nelle Figure 4.5.1 e 4.5.2 sono riportati due schemi che illustrano il funzionamento dei due tipi di impianti.



**Figura 4.5.1 – Impianto a contropressione**

(Da M.H.Dickson, M.Fanelli "Cos'è l'energia geotermica?" CNR, Pisa 2004)



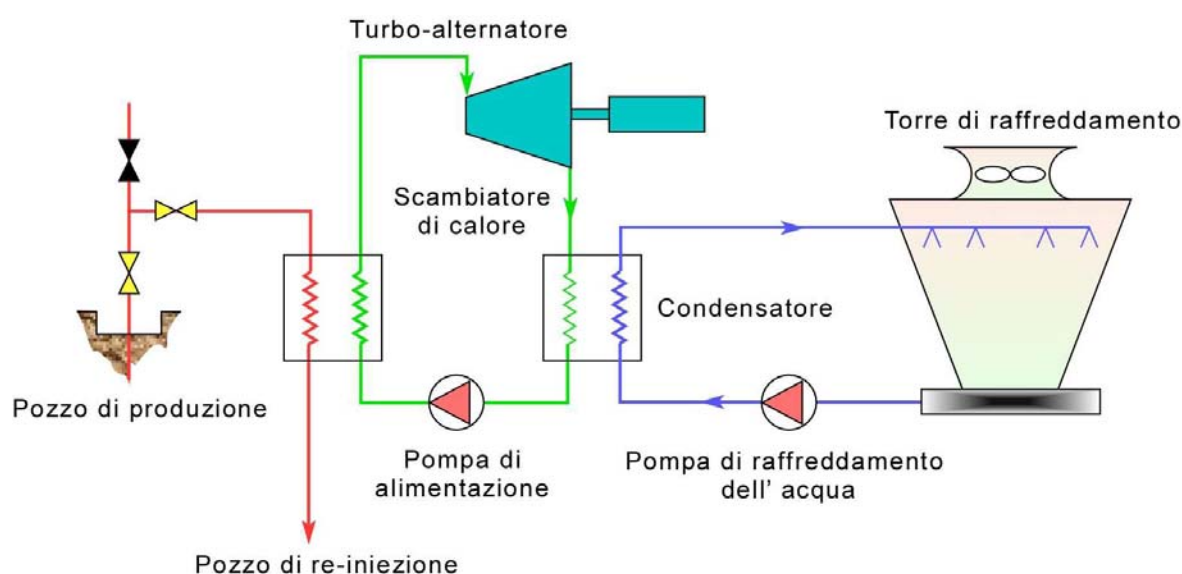
**Figura 4.5.2 – Impianto a condensazione**

(Da M.H.Dickson, M.Fanelli "Cos'è l'energia geotermica?" CNR, Pisa 2004)

Le differenze fra le due soluzioni non sono irrilevanti. Gli impianti a contropressione sono più semplici e si prestano per piccole potenze elettriche ( $2.5-5 \text{ MW}_{el}$ ) ma hanno un consumo di vapore per kWh circa doppio delle centrali a condensazione. Attualmente sono molto diffuse centrali a condensazione da  $55-60 \text{ MW}_{el}$  anche se sono stati realizzati impianti da  $110 \text{ MW}_{el}$ .

Negli impianti a ciclo binario la turbina viene azionata da un fluido secondario riscaldato in un apposito scambiatore di calore dal fluido geotermico primario. Il fluido secondario è generalmente un fluido organico termostabile (per es. n-pentano) caratterizzato da una tensione di vapore elevata anche a temperature relativamente modeste ( $85^{\circ}\text{C}-170^{\circ}\text{C}$ ). Per effetto dello scambio termico il fluido secondario vaporizza e può essere alimentato alla turbina a pressioni adeguate. L'effluente dalla turbina recupera calore in un circuito di raffreddamento dell'acqua e viene, quindi, re-immesso nello scambiatore per chiudere il ciclo. Analogamente, il fluido geotermico freddo viene iniettato nuovamente nel sottosuolo.

Uno schema di una centrale a ciclo binario è riportato nella Figura 4.5.3.



**Figura 4.5.3 – Centrale a ciclo binario**

Negli impianti a ciclo binario né i fluidi di lavoro né quelli geotermici vengono a contatto con l'esterno con notevoli benefici sia ambientali che economici dal momento che non è generalmente richiesto un trattamento del fluido geotermico per depurarlo dalle sostanze indesiderate che può trasportare.

Gli impianti binari sono realizzati, generalmente, combinando varie unità modulari di potenza compresa fra poche centinaia di  $\text{kW}_{el}$  e qualche  $\text{MW}_{el}$  fino a raggiungere potenze complessive di qualche decina di  $\text{MW}_{el}$ .

### Utilizzazione diretta del calore

L'impiego dell'energia geotermica direttamente sotto forma di calore, per climatizzare edifici ad uso abitativo o per termostatare ambienti in ambito agricolo (serre) o ittico, rappresenta la forma di applicazione più diffusa.

#### Teleriscaldamento

Particolare attenzione meritano i sistemi di *teleriscaldamento* che rappresentano una delle modalità più interessanti di impiego diretto dei fluidi geotermici a bassa temperatura ( $80^{\circ}\text{C}-100^{\circ}\text{C}$ ).

Un sistema di teleriscaldamento consiste sostanzialmente in una rete di trasporto del calore proveniente da un'apposita sorgente o centrale di produzione. La rete permette di servire contemporaneamente più utenze e può avere dimensioni molto variabili: si va dal piccolo quartiere ad un'intera città<sup>13</sup>. La rete di distribuzione è la parte più costosa del sistema con un'incidenza sul costo complessivo dell'impianto compresa fra il 50% e l'80%.

Nel caso che la sorgente di calore sia il fluido geotermico caldo<sup>14</sup>, la centrale è costituita da:

- un circuito primario, formato dal pozzo di estrazione, da un sistema di scambio termico (scambiatori di calore) e dal pozzo di re-iniezione per il ripristino della falda;
- da un circuito secondario nel quale è presente il fluido di lavoro che, dopo essere stato riscaldato nel sistema di scambiatori, viene immesso nella rete.

Il fluido di lavoro è generalmente acqua<sup>15</sup>, allo stato liquido o di vapore. Il calore trasportato viene, poi, generalmente trasferito, mediante un apposito scambiatore, all'acqua dei circuiti nelle sottostazioni di utenza, dove spesso sostituisce la preesistente caldaia o può essere collocato in qualsiasi altro locale non essendoci esigenze di ventilazione o di tiraggio. I componenti principali della sottostazione di utenza sono lo scambiatore di calore, le valvole di intercettazione e di regolazione, la strumentazione di controllo e misura e l'impianto elettrico.

I vantaggi principali dei sistemi di teleriscaldamento sono i seguenti:

- ✓ Minore dipendenza energetica;
- ✓ Eliminazione di una fonte di inquinamento e di rischi (incendi, esplosioni) conseguenti alla disattivazione della caldaia;
- ✓ Occupazione e sviluppo a livello locale per effetto della creazione di un'azienda per la gestione del servizio;
- ✓ Risparmio economico per gli utenti, anche sotto il profilo dell'eliminazione della manutenzione delle caldaie

Fattori critici per lo sviluppo del teleriscaldamento sono gli investimenti necessari per la realizzazione delle reti, la complessità dell'iter autorizzativo e l'accettabilità sociale come conseguenza dei disagi per i lavori stradali di installazione e manutenzione delle tubazioni e per la diffidenza sull'efficienza funzionale e gestionale del sistema.

Un fattore determinante nel valutare la fattibilità di un sistema di riscaldamento geotermico è la densità del carico geotermico, cioè la domanda di calore divisa per l'area della superficie servita dal sistema. Un'elevata densità del carico termico favorisce la fattibilità economica di un sistema di teleriscaldamento perché la rete è costosa.

### Pompe di calore

Il condizionamento di ambienti (riscaldamento e raffreddamento) con l'energia geotermica si è diffuso a seguito dell'uso delle così dette pompe di calore.

<sup>13</sup> A Brescia, 246 km di rete servono circa 300 mila abitanti

<sup>14</sup> Il calore distribuito dalle reti urbane può provenire da centrali cogenerative tradizionali (a gas naturale, a carbone ecc.), da fonti rinnovabili (solare, biomasse ecc.) o da reflui urbani o industriali.

<sup>15</sup> Si possono avere sistemi che impiegano oli diatermici

Le pompe di calore sono macchine in grado di trasferire calore da un sistema a temperatura bassa (sorgente fredda) ad un sistema a temperatura più alta (pozzo caldo), cioè in verso opposto a quello in cui il trasferimento avverrebbe spontaneamente. Per ottenere questo risultato la pompa di calore richiede energia, generalmente sotto forma di energia elettrica ma, in condizioni climatiche favorevoli e con un buon progetto, l'efficienza energetica di questi sistemi è notevolmente elevata, cioè si riesce a trasferire energia termica in misura nettamente superiore a quella consumata dal motore elettrico.

L'efficienza di una pompa di calore è misurata dal coefficiente di prestazione "C.O.P.", dato dal rapporto tra energia resa (calore ceduto al mezzo da riscaldare) ed energia elettrica consumata. Un valore del COP pari a tre vuol dire, ad esempio, che per ogni KWh d'energia elettrica consumato, la pompa di calore renderà 3 KWh d'energia termica all'ambiente da riscaldare; uno di questi fornito dall'energia elettrica consumata e gli altri due chilowattora prelevati dall'ambiente esterno.

Il C.O.P. di una pompa di calore dipende dal modello e dalle condizioni climatiche e di funzionamento dell'impianto ed è tanto maggiore quanto più bassa è la differenza di temperatura tra l'ambiente da riscaldare e la sorgente di calore, gratuita, utilizzabile. Esso ha valori prossimi a 3 quando si utilizza l'aria esterna, a temperature non inferiori ai 4-5 °C e valori più elevati quando si sfruttano l'acqua, il terreno, o, meglio ancora, i fluidi di scarto relativamente caldi, come, ad esempio, l'aria viziata da ricambiare.

Il funzionamento delle pompe di calore è basato sugli stessi principi fisici dei frigoriferi e dei condizionatori con l'unica differenza che l'obiettivo da conseguire può essere il riscaldamento di un ambiente o di acqua sanitaria oppure (pompe reversibili) il raffrescamento di un locale. L'utente di un impianto a pompa di calore non necessita, quindi, di due sistemi distinti, uno per riscaldare ed uno per condizionare, ma ottiene lo stesso risultato con un unico sistema ed in maniera più efficiente.

Le pompe di calore ad energia geotermica sfruttano il fatto che la temperatura del terreno a pochi metri sotto la superficie si mantiene praticamente costante durante il corso dell'anno. Questa caratteristica permette di estrarre calore dal terreno per riscaldare gli ambienti nei mesi invernali e di cedere calore al terreno in estate per condizionare.

Tecnicamente il sistema è costituito da:

- ✓ Un insieme di tubi interrati, normalmente in polietilene, per scambiare calore con il terreno;
- ✓ La pompa di calore propriamente detta, normalmente collocata all'interno dell'edificio;
- ✓ Un sistema di scambio di calore con l'ambiente interno (bocchette d'aria o pannelli radianti).

Nel circuito scorre un fluido che, a seconda delle condizioni di temperatura e pressione, può passare dallo stato liquido a quello di vapore o viceversa. Il fluido viene fatto evaporare in una serpentina ubicata nella sorgente fredda dove riceve il calore necessario al passaggio di stato. Il vapore viene, quindi, inviato ad un compressore adiabatico dove si surriscalda a spese dell'energia elettrica fornita alla macchina. Il fluido a temperatura alta può, a questo punto, cedere, all'ambiente che si intende riscaldare, sia il calore sensibile acquisito nella compressione che quello di condensazione accumulato nella fase di evaporazione nella serpentina. Dopo lo scambio termico il fluido, che si trova ora allo stato liquido, viene fatto espandere in una valvola dove evapora parzialmente, la sua pressione torna al valore iniziale e la temperatura scende a valori più bassi di quelli della sorgente fredda. Ritornando, a questo punto, nell'evaporatore il fluido può ricominciare il ciclo.

A seconda delle caratteristiche della sorgente fredda si hanno diverse tipologie impiantistiche ma l'installazione di un sistema a pompa di calore è comunque sempre semplice e veloce, il circuito non provoca alcun disturbo al terreno circostante ed il sistema garantisce un livello di comfort estremamente elevato. In aggiunta, il sistema è molto sicuro non essendoci fiamme di combustione né emissione di gas e di particolato nell'aria. Infine, l'impianto si adatta facilmente ad ogni tipologia di edificio e di stile architettonico a causa della totale assenza di dispositivi visibili dall'esterno.

Complessivamente, i vantaggi conseguibili con le pompe di calore geotermiche sono sintetizzati nella Tabella 4.5.2.

**Tabella 4.5.22 – Vantaggi delle pompe di calore geotermiche**

<i>Ecologia</i>	<i>Stato, Regioni, Comuni</i>	<i>Utente</i>	<i>Fornitore di energia elettrica</i>
Inquinamento molto basso	Conservazione del territorio	Bassi costi per riscaldamento., condizionam., acqua calda	Riduzione dei picchi di domanda di energia
Nessun combustibile O reflui	Riduzione del consumo di combustibili fossili	Manutenzione minima	
Consumo risorse naturali molto basso	Riduzione delle importazioni di petrolio e gas naturale Incremento dell'efficienza Energetica degli edifici	Ambiente più pulito e sicuro	

E' importante sottolineare che le pompe di calore geotermiche sono il sistema a più bassa emissione di CO<sub>2</sub> nel settore del riscaldamento e condizionamento civile. Si può valutare che riscaldare con gas naturale causa emissioni di gas serra 8 volte superiori a quelle di una pompa di calore.

#### Altri usi diretti

Oltre all'impiego del calore geotermico in campo termale e della balneazione, si segnala l'utilizzo in ambito agricolo, zootecnico e dell'acquacoltura. Il calore può essere usato per il riscaldamento delle serre, l'essiccamento di prodotti agricoli e l'allevamento di animali da fattoria.

L'uso dell'energia geotermica per il riscaldamento delle serre può ridurre significativamente i costi operativi che, in alcuni casi, rappresentano il 35% del costo dei prodotti (verdure, fiori, piante da appartamento ecc.).

Il controllo della temperatura può migliorare, in qualità e quantità, l'allevamento di animali da fattoria e la crescita di molte forme di vita acquatiche. Inoltre i fluidi caldi possono essere utilizzati per pulire e deumidificare gli ambienti e per trattare i rifiuti.

Infine, nel settore industriale, i fluidi geotermici possono essere utilizzati per fornire il calore di processo necessario nel ciclo di produzione.

### **4.5.3 Considerazioni economiche**

Gli elementi che occorre prendere accuratamente in considerazione per effettuare una corretta valutazione economica dello sfruttamento dell'energia geotermica sono molteplici.

Un sistema geotermico comprende i pozzi di estrazione e di re-iniezione, le tubazioni per il trasporto dei fluidi, l'impianto di utilizzazione. Tutti questi elementi interagiscono fra loro rendendo complesso valutare l'incidenza delle singole voci di costo sull'economia globale del sistema. Per esempio, con riferimento alle centrali geo-termoelettriche, un impianto a contropressione è meno costoso di un impianto a condensazione ma richiede una portata di vapore almeno doppia e quindi un numero di pozzi circa doppio per la sua alimentazione.



Il costo delle perforazioni per realizzare i pozzi geotermici (e di quelle destinate all'esplorazione geotermica) è la voce che ha l'incidenza maggiore (circa 66% del costo totale); ma anche tubazioni, scambiatori di calore, pompe, valvole ecc. pesano in modo sensibile sul costo di impianto ed anche sui costi operativi per la loro manutenzione. Per questa ragione, dovrebbe essere minima la distanza fra risorsa geotermica e località di utilizzo.

Attualmente, il costo di un impianto geotermico è più alto di quello di una centrale termoelettrica convenzionale, mentre il costo della fonte di energia utilizzata (fluidi geotermici vs. combustibili fossili) è molto più bassa. Progettando, quindi, l'impianto sulla base di una vita abbastanza lunga da ammortizzare l'investimento iniziale dovrebbe essere possibile rendere economicamente competitivi i sistemi geo-termoelettrici.

#### **4.5.4 Impatto ambientale**

Fermo restando il fatto che non c'è modo di produrre o trasformare energia in una forma utilizzabile dall'uomo senza causare un impatto, diretto o indiretto, sull'ambiente, è indubbio che l'energia geotermica è, a tutti gli effetti, un'energia "pulita" con effetti limitati sull'ambiente.

I possibili impatti ambientali dell'energia geotermica riguardano sia i possibili effetti negativi sulle specie viventi da parte di elementi e composti contenuti nei fluidi geotermici sia effetti di tipo geofisico e geologico.

Il primo effetto avvertibile sull'ambiente è quello prodotto dalla perforazione dei pozzi, dall'installazione delle tubazioni e dalla costruzione degli impianti di utilizzazione e delle strade di accesso. Queste realizzazioni modificano la morfologia della zona e possono danneggiare l'ecosistema. Inoltre, durante la perforazione possono essere emessi nell'atmosfera gas inquinanti e possono verificarsi improvvise eruzioni di liquidi che possono inquinare le acque superficiali.

Problemi ambientali possono presentarsi anche durante l'esercizio degli impianti. I fluidi geotermici, come si è detto più sopra, contengono gas nocivi che accompagnano il vapore e sostanze disciolte nell'acqua liquida che verrebbero dispersi nell'ambiente senza adeguati sistemi di trattamento.

Nel caso di impianti realizzati con reti interrate a bassa profondità e su ampia superficie, va rilevato che il riscaldamento che ne deriva rende impossibile la normale crescita di colture in superficie, ed è quindi inadatta ad esempio per giardini condominiali, mentre si applica molto bene ad ampi parcheggi come ad esempio nei centri commerciali.

I gas più comunemente presenti sono l'anidride carbonica ( $\text{CO}_2$ ), l'idrogeno solforato ( $\text{H}_2\text{S}$ ), l'ammoniaca ( $\text{NH}_3$ ) ed il metano ( $\text{CH}_4$ ).

Sostanze in soluzione sono il cloruro di sodio ( $\text{NaCl}$ ), il boro (B), l'arsenico (As) ed il mercurio (Hg).

Infine, sotto il profilo geologico, occorre tener conto che l'estrazione di grandi quantità di fluido dal serbatoio geotermico, può causare fenomeni di *subsidenza*, cioè il graduale abbassamento della superficie del suolo, che fortunatamente non sono caratterizzati da eventi catastrofici. In molti casi la *subsidenza* può essere prevenuta o ridotta re-iniettando nel serbatoio i fluidi scaricati dagli impianti geotermici.

#### **4.5.5 L'iter autorizzativo**

Le autorizzazioni necessarie per ottenere la concessione di utilizzo delle risorse geotermiche a fini energetici riguardano vari aspetti di questo tipo di attività. Sostanzialmente sono necessarie autorizzazioni per:

- ✓ La ricerca e le prospezioni geologiche;
- ✓ La coltivazione della risorsa geotermica;

✓ La realizzazione delle opere edili

Qualora le caratteristiche tecniche dell'impianto lo richiedessero, potrebbe essere necessario presentare anche la Valutazione di Impatto Ambientale.

Le competenze in merito al permesso di ricerca ed alla coltivazione della risorsa sono delle Amministrazioni Regionali che devono, quindi, dotarsi di adeguate procedure per la valutazione dei progetti presentati.

Va specificato che non esiste una modalità unica per tutte le Regioni per presentare le domande, ma ogni singola Regione ha promulgato leggi regionali in ottemperanza delle normative comunitarie e nazionali.

Benché le legislature regionali siano differenti tra loro, trovano una matrice nella normativa italiana in due leggi specifiche:

Regio Decreto n. 1443 del 29 Luglio 1927




Legge n. 896 del 9 Dicembre 1986

Per l'attuazione di quest'ultima, sono stati emanati due decreti applicativi:

D.P.R. n. 395 del 27 Maggio 1991

D.P.R. n. 485 del 18 Aprile 1994

La V.I.A. (Normativa CE 97/11 e leggi regionali conseguenti) può essere necessaria sulla base dei seguenti parametri:

-  Potenza dell'impianto (kW)
-  Portata d'acqua da captare (litri/secondo)
-  Localizzazione dell'intervento.

Nel caso risulti necessario presentare la V.I.A. la procedura autorizzativa non è di esclusiva competenza regionale ma occorre coinvolgere, nella così detta "Conferenza dei servizi", tutti i soggetti direttamente interessati come le Amministrazioni locali (Provincia e Comune), Magistrato agli usi civici e le diverse Autorità d'ambito.

Per piccoli impianti a *fini domestici* (pompe di calore) l'iter autorizzativo è molto più semplice.

Se la V.I.A. non è richiesta bisogna comunque presentare domanda al Comune competente per la concessione edilizia.

Per quanto riguarda il Piemonte, la Regione sta procedendo a preparare linee guida ed una normativa specifica che dovrebbe essere disponibile da gennaio 2009.

Il percorso di autorizzazioni attuale sulle sonde geotermiche si articola nei seguenti punti:

- ✓ Per impianti a circuito chiuso (ad acqua o a glicole etilenico) è sufficiente la domanda, al Comune di competenza, per la concessione relativa allo scavo ed alla posa delle tubazioni.
- ✓ Per impianti a circuito aperto (in genere con pompaggio di acqua e senza restituzione nel sottosuolo) occorre l'autorizzazione come prelievo idrico (Risorse idriche della Provincia) e come scarico acque (Scarico acque della Provincia); in più occorre presentare la DIA al Comune. Non è richiesta la VIA se la portata di acqua captata è inferiore ai 50 l/s

#### ***4.5.6 La geotermia nella provincia di Vercelli***

Attualmente gli impianti geotermici non sono presenti in modo significativo sul territorio provinciale.

## 4.6 Energia Eolica

Le tecnologie eoliche sono in grado di trasformare l'energia cinetica del vento in energia elettrica.

Il suo principio di funzionamento è tra i più antichi del mondo. Il vento è una delle principali fonti rinnovabili di energia, basti pensare ai mulini a vento o alla navigazione con imbarcazioni a vela. E' però errato pensare che l'eolico sia una tecnologia semplice e poco sofisticata. Esistono tipologie molto variegata di aerogeneratori. Alcuni di piccola taglia, altri di dimensioni enormi fino a 100 metri di altezza. Ve ne sono alcuni in commercio con potenze superiori ai 2-3 MW e le stesse pale eoliche possono essere molto lunghe, anche 40 metri. I moderni mulini a vento sono conosciuti con il nome comune di 'pale eoliche', le quali sono tuttavia soltanto una parte del sistema. Il nome più corretto è quello di aerogeneratore. Una serie di aerogeneratori compone un impianto eolico o una Wind Farm.

Da una decina d'anni l'energia del vento contribuisce in misura sempre più significativa alla produzione di elettricità in diversi Paesi. Aerogeneratori di diversa taglia sono installati in centrali eoliche collegate alla rete.

Di questa fonte viene apprezzata la caratteristica di essere rinnovabile e di consentire generazione pulita di energia elettrica, utilizzando una risorsa primaria disponibile localmente e gratuita. D'altro canto, a causa della bassa concentrazione energetica del vento, gli aerogeneratori devono avere dimensioni ragguardevoli in rapporto alla loro potenza, con una visibilità non sempre gradevole in rapporto al paesaggio.

Sotto l'aspetto operativo, la fonte eolica si rende disponibile con una marcata aleatorietà ed intermittenza. Il vento è sfruttabile per la produzione di energia elettrica quando la sua velocità è compresa tra un minimo di 4-5 m/s ed un massimo di 20-25 m/s, al di sopra del quale la macchina viene posta fuori servizio per ragioni di sicurezza. Anche all'interno del suddetto intervallo, la produzione a potenza nominale avviene soltanto a velocità del vento superiori alla velocità del vento nominale (intorno a 10-12 m/s).

Tutte queste caratteristiche portano ad attribuire alla fonte eolica un ruolo integrativo e non alternativo alle fonti tradizionali; nell'ambito dei sistemi elettrici le centrali eoliche contribuiscono a coprire il carico di base, nella misura in cui il vento è disponibile.

I limiti non hanno comunque impedito alla fonte eolica di svilupparsi con innegabile successo e ormai, a livello internazionale, i costi medi di produzione vengono riportati fra 0,05 e 0,08 €/kWh, mentre nei siti migliori e con aerogeneratori di tecnologia più avanzata si valutano costi inferiori, fino a 0,04 €/kWh, molto vicini quindi alla piena competitività.

Nella seguente tabella si riportano le ricadute occupazionali dovute al settore eolico nella Comunità Europea (1998 – 2002).

**Tabella 4.6.23 – Ricadute occupazionali del settore eolico in Europa (Fonte: EWEA)**

	Produzione	Installazione	Manutenzione	Totale
1998	16.725	7.400	950	25.075
2002	47.625	21.150	3.500	72.275
% di crescita	185%	185%	268%	188%

#### **4.6.1 Stato dell'arte della tecnologia**

L'energia eolica deriva dall'esperienza di progettazione, realizzazione, sperimentazione e dimostrazione dei prototipi installati a partire dalla fine degli anni '70. Le odierne turbine eoliche sono realizzate con tecnologie avanzate, sono modulari e si collocano nel sito in tempi molto brevi. La potenza degli aerogeneratori varia da alcuni watt (micro-generatori) a 4.500 kW (un prototipo di questa taglia è già operativo, altri due sono in fase di completamento in Germania), con dimensioni delle turbine comprese tra meno di un metro ed oltre i 100m.

Generalmente, gli aerogeneratori sono divisi in tre classi di potenza:

1. Piccola taglia (mini-eolico)  $0,4 \text{ kW} < P < 100 \text{ kW}$
2. Media taglia  $100 \text{ kW} < P < 1000 \text{ kW}$
3. Grande taglia  $P > 1000 \text{ kW}$

Negli ultimi anni, lo sviluppo di generatori mini-eolici sta avendo un grande impulso, in quanto questi permettono di sfruttare l'energia eolica anche in località dove il potenziale non è ottimale.

Gli attuali aerogeneratori, che pure possono essere ritenuti tecnologicamente maturi soprattutto se comparati con altri sistemi di produzione di energia da fonti rinnovabili, sono oggetto di un costante processo di ricerca e sviluppo, che ha come obiettivo il miglioramento dell'affidabilità, la riduzione dei costi e la compatibilità ambientale. I principali risultati dell'evoluzione tecnologica del settore sono riconducibili ad un forte abbattimento dei costi (di un fattore superiore a 4 negli ultimi 25 anni) e alla simultanea crescita della potenza unitaria.

Anche in Italia questa evoluzione è stata molto significativa: si è passati dall'installazione di macchine di produzione nazionale di potenza tra 200 e 350 kW a quella di aerogeneratori di 500 – 850 kW prodotti con tecnologia danese in Danimarca e in Germania.

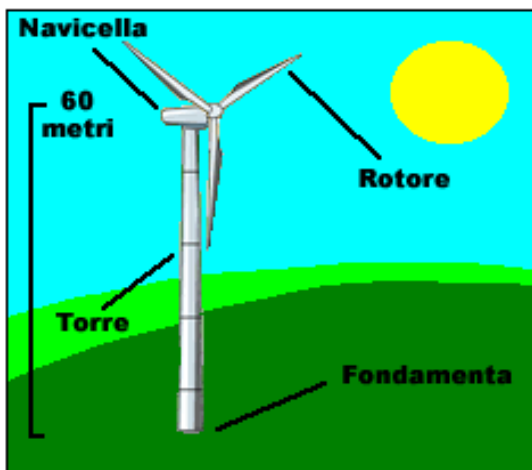
Tipicamente, l'altezza di un aerogeneratore oscilla tra i 40-60 metri per catturare meglio l'energia del vento senza ostacoli. È un aspetto importante in quanto l'altezza rende gli impianti eolici particolarmente visibili e impattanti sul paesaggio circostante. La torre è assicurata al terreno da fondamenta in cemento armato che la proteggono dalle oscillazioni e dalle vibrazioni.

Le pale del rotore sono generalmente fabbricate in fibra di vetro e possono ruotare ad una velocità anche di 200 km/h spinte solo dal vento. Gli aerogeneratori di nuova generazione montano uno standard di 3 pale ma non sono esclusi prodotti meno costosi a 1-2 pale ma anche meno efficaci. Il moto del rotore viene trasformato in energia elettrica dal generatore mediante lo stesso principio delle dinamo montate sulle biciclette.

La velocità delle pale è controllata da un "sistema di controllo" che svolge principalmente due funzioni:

- moltiplica i giri per rendere il movimento delle pale almeno sufficiente per generare energia elettrica ("moltiplicatore di giri");
- frena o blocca i giri delle pale in caso di sovraccarico e quando la forza del vento supera un determinato fattore critico ("sistema frenante").

Per assicurare il massimo rendimento la navicella può ruotare il rotore di 180° adeguandolo alla direzione del vento.



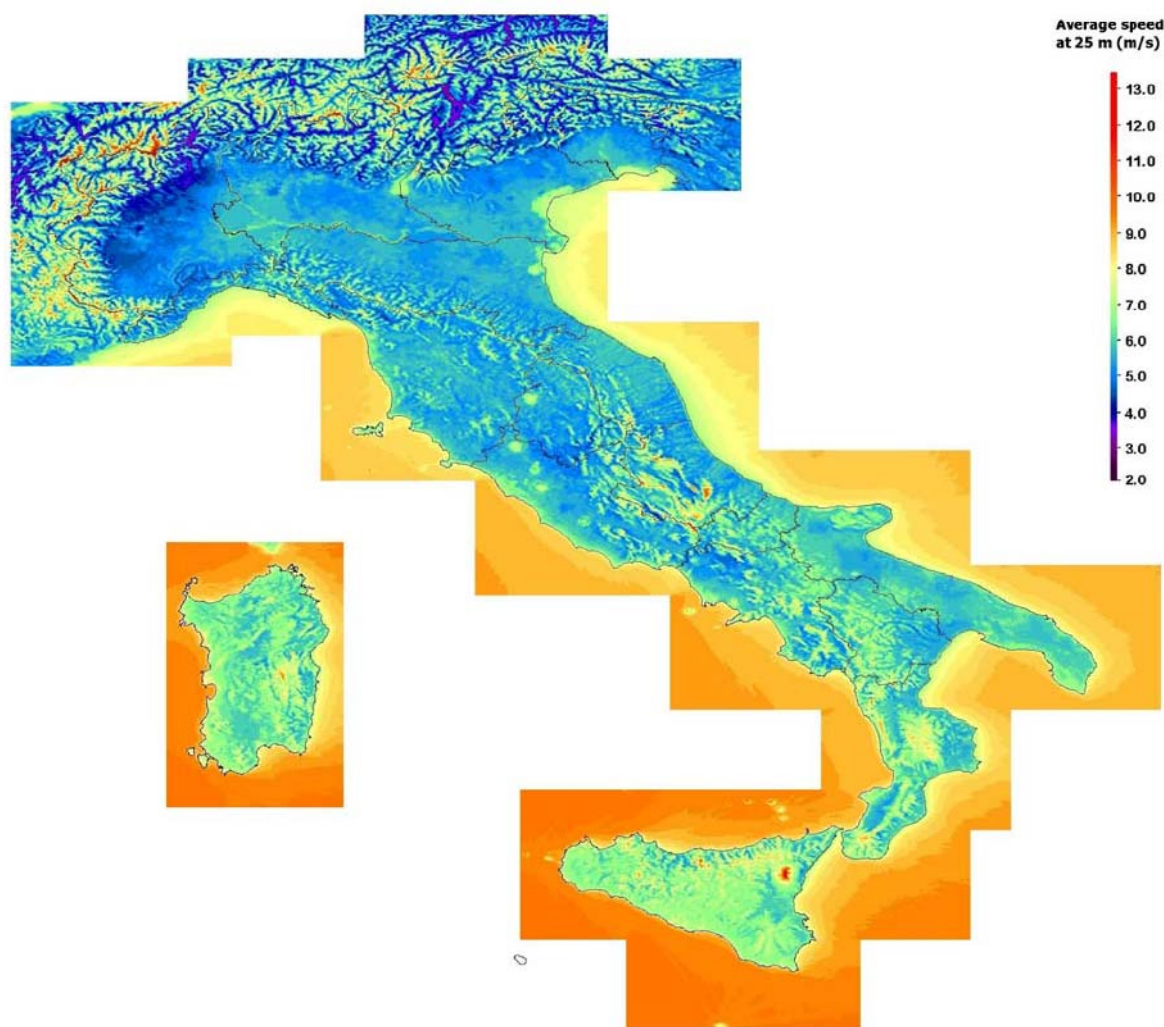
**Figura 4.6.26 – Schema e foto di una torre eolica**

Le aree davvero utilizzabili per impianti eolici saranno ben più ridotte di quelle rilevabili dalle mappe di producibilità (vedere paragrafo successivo), se si tiene conto di tutti i requisiti di un sito eolico:

- adeguata ventosità, da verificare con misure sul posto;
- vento sufficientemente omogeneo sulla superficie del sito;
- disponibilità di terreno di area adeguata libero da vincoli;
- terreno con pendenze contenute e copertura idonea;
- assenza di insediamenti abitativi troppo vicini;
- strade d'accesso al sito adatte a trasporti pesanti;
- esistenza di una rete elettrica a distanza accettabile;

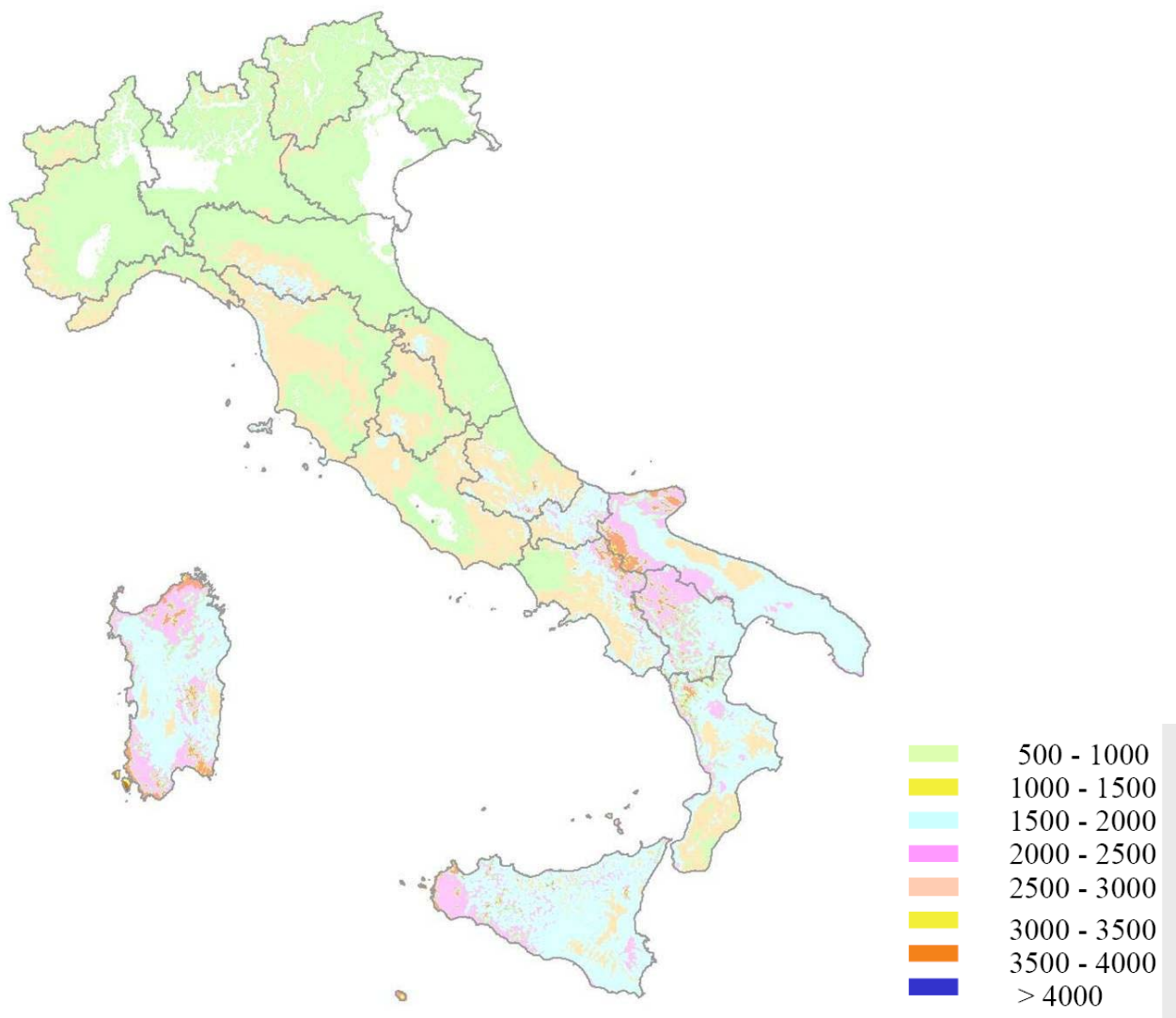
#### ***4.6.2 Potenzialità in Italia e nella Provincia***

Si riportano di seguito la mappa eolica e la mappa di producibilità dell'Italia ricavate da un progetto condotto da CESI Ricerca e il Dipartimento di Fisica dell'Università di Genova.



**Figura 4.6.27 – Mappa della velocità del vento media annua a 25 m s.l.m.**





**Figura 4.6.28 – Mappa della producibilità in MWh/MW**

Tali mappe:

- rappresentano un indicatore della disponibilità della risorsa eolica su larga scala, utile innanzitutto per la programmazione dell'uso delle risorse;
- consentono l'individuazione di massima di aree sfruttabili, anche se le informazioni fornite dalle mappe non sostituiscono la caratterizzazione necessaria per decidere l'investimento in un impianto eolico

Nella seguente tabella si riporta l'estensione in km<sup>2</sup> delle aree con producibilità specifica tra 1750 e 2000 MWh/MW e le aree con producibilità maggiore di 2000 MWh/MW.

Si osserva che le regioni con maggiori potenzialità sono Sardegna, Sicilia, Calabria, Basilicata e Puglia. Il Piemonte non ha aree estese in cui l'applicazione degli impianti eolici appare essere vantaggiosa.

**Tabella 4.6.24 – Estensione delle aree con producibilità compresa tra 1750 e 2000 MWh/MW e > 2000 MWh/MW**

	Aree con producibilità 1750 – 2000 MWh/MW (Km <sup>2</sup> )	Aree con producibilità > 2000 MWh/MW (Km <sup>2</sup> )		Aree con producibilità 1750 – 2000 MWh/MW (Km <sup>2</sup> )	Aree con producibilità > 2000 MWh/MW (Km <sup>2</sup> )
Valle d'Aosta	86	66	Umbria	145	71
<b>Piemonte</b>	<b>166</b>	<b>51</b>	Lazio	379	176
Liguria	70	38	Abruzzo	1455	1652
Lombardia	31	26	Molise	984	1063
Veneto	16	41	Campania	1469	3330
Trentino A. Adige	99	36	Puglia	4172	6154
Friulia V. Giulia	2	18	Basilicata	2414	5592
Emilia R.	625	450	Calabria	3139	2801
Toscana	396	276	Sicilia	6193	7392
Marche	148	82	Sardegna	5084	5738
<b>ITALIA</b>	<b>27073</b>	<b>35055</b>			

La Provincia di Vercelli non dispone di grandi potenzialità nel settore eolico. La producibilità media si aggira intorno ai 1000 MWh/MW, anche se localmente si possono avere condizioni più vantaggiose, ad esempio ad elevate altitudini.

CESI Ricerca ha messo a disposizione un atlante eolico interattivo su internet (<http://atlanteolico.cesiricerca.it/viewer.htm>) con il quale è possibile calcolare le potenziali prestazioni degli impianti eolici in qualsiasi punto della penisola italiana.

### 4.6.3 Costi di investimento e di esercizio

Gli impianti eolici sono caratterizzati da costi di investimento non trascurabile e da costi di esercizio estremamente competitivi.

#### Costi di investimento

Il costo di investimento per l'installazione di un aerogeneratore eolico varia nel range 800 – 1200 €/kW, a seconda della tecnologia del generatore eolico, della taglia e del luogo dove è installato.

Il costo di investimento si divide in (Fonte: EWEA – European Wind Energy Association):

- Costo della turbina (81,9%)
- Costo delle fondazioni (4,8%)
- Installazione (1,1%)
- Connessione alla rete (6,6%)
- Sistemi di controllo (0,2%)
- Consulenza progettuale (0,9%)

- Terreni (2,9%)
- Costi finanziari (0,9)
- Costruzione (0,7%)

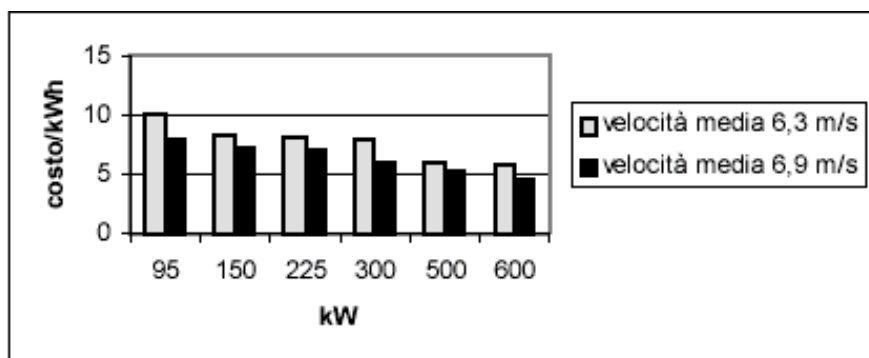
### Costi di esercizio

I costi di esercizio sono:

- Assicurazione
- Manutenzione ordinaria e straordinaria (1,5 – 2% del costo di investimento iniziale)
- Spese di amministrazione e gestione
- Tasse di proprietà
- Utilizzo del suolo
- Sicurezza
- Accesso e canone periodico di immissione in rete

Complessivamente si ha un costo di esercizio inferiore ai 4 c€/kWh.

I costi totali dipendono fortemente dalla taglia del generatore. In figura sono riportati i costi totali in funzione della potenza installata, per due diverse velocità medie annuali del vento.



Nella seguente tabella si riportano le previsioni di costi della tecnologia eolica al 2010 e al 2020.

**Tabella 4.6.25 – Andamento dei costi (fonte: Wind Force 12, Ewea 2003)**

COSTI	2002	2010	2020
Investimento	823 €/kW	623 €/kW	497 €/kW
Esercizio	0,0388 €/kWh	0,0293 €/kWh	0,0234 €/kWh

#### 4.6.4 Impatto ambientale

Gli impianti eolici sono impianti totalmente ad energia rinnovabile. Pertanto garantiscono benefici in termini ambientali perché producono energia elettrica senza emettere alcuna sostanza inquinante.

Nella tabella seguente si riportano le emissioni evitate con l'installazione di un impianto di potenza 1 MW.

**Tabella 4.6.26 – Emissioni evitate con l'installazione di un impianto eolico (Fonte: MAP)**

Potenza	Energia Prodotta	Emissioni evitate CO <sub>2</sub>	Emissioni evitate SO <sub>2</sub>	Emissioni evitate NO <sub>x</sub>
1 MW	2 GWh	2000 tonn	2.8 tonn	3.8 tonn

Inoltre gli impianti eolici sono caratterizzati da un Energy Payback Ratio (EPR) molto alto (vedere tabella). L'EPR rappresenta il rapporto tra l'energia prodotta nel corso della vita utile dell'impianto (20 – 25 anni per gli aerogeneratori) e l'energia necessaria per la realizzazione dei componenti dell'impianto, per l'installazione e per l'esercizio fino al decommissioning.

Tecnologia	EPR
Impianto eolico	17 – 39
Impianto a gas naturale	10
Impianto a carbone	11
Nucleare	16

Di contro, impianti eolici hanno un impatto ambientale significativo in termini di:

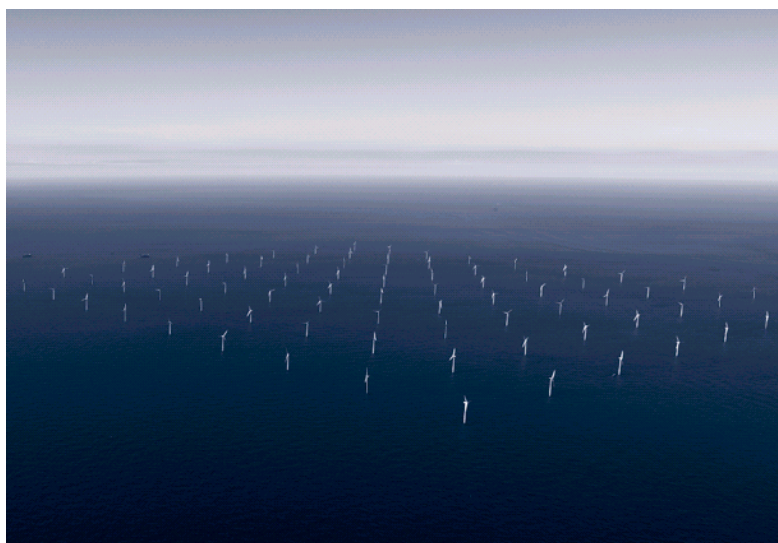
- Impatto visivo
- Campi ed interferenze elettromagnetiche
- Occupazione del territorio
- Emissioni acustiche
- Impatto su fauna e avifauna
- Impatto su flora
- Impatto sull'assetto idrogeologico.

Tutti questi aspetti hanno rallentato, soprattutto in Italia, la diffusione degli impianti eolici a causa delle forti resistenze di associazioni ambientaliste e comunità locali.



**Figura 4.6.29 – Impatto visivo delle wind farm**

Gli impianti off-shore risolvono gran parte di questi problemi e per questo stanno avendo una grande diffusione, anche se in Italia ancora non è pronta una normativa che regoli la loro installazione.



**Figura 4.6.30 – Impianti eolici off-shore**

#### ***4.6.5 L'eolico in Italia e nella Provincia***

Nella tabella seguente si riporta la potenza installata e la produzione di energia elettrica da fonte eolica secondo il Rapporto Energia e Ambiente 2006 di ENEA.

Si può osservare un incremento esponenziale delle installazioni nel corso degli ultimi anni e un importante aumento della taglia di impianto.

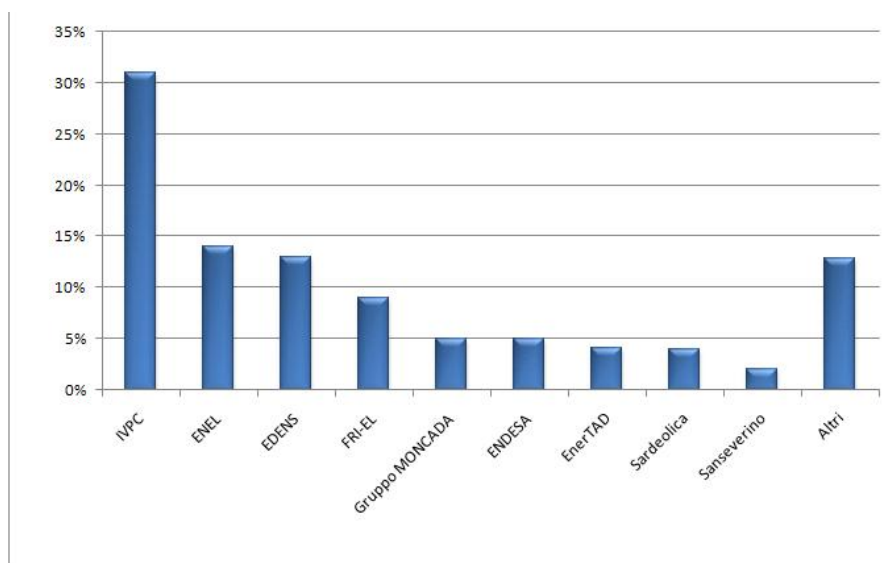
Secondo CESI Ricerca, i dati aggiornati al 2006 sono:

- 2123 MW di potenza installata
- Circa 2600 aerogeneratori
- 3215 GWh di energia eolica prodotta per anno.

**Tabella 4.6.27 – Potenza installata, energia prodotta e potenza media degli aerogeneratori in Italia (fonte: ENEA)**

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<b>Potenza efficiente lorda (MW)</b>	-	-	12	19	34	97	164	232	363	664	780	874	1.131	1.639
<b>Energia Elettrica prodotta lorda (GWh)</b>	2	4	6	10	33	118	232	403	563	1.179	1.404	1.458	1.847	2.343
<b>Potenza media dei generatori installati (kW)</b>	-	-	-	260	368	403	447	482	521	561	585	607	760	-

Nella figura seguente si riporta il market share di energia elettrica da fonte eolica nel 2006.



**Figura 4.6.31 – Market share di energia elettrica da eolico in Italia nel 2006**

Nella Provincia del Vercellese e della Valsesia non risultano presenti impianti eolici.

#### 4.6.6 Quadro incentivi

In Italia, la normativa sull'energia eolica si è sviluppata in questi ultimi mesi anche se molti aspetti devono ancora essere chiariti.

Con la Finanziaria 2008 è stato introdotto il nuovo meccanismo di incentivazione per il settore eolico molto simile al "Conto Energia" in vigore per gli impianti fotovoltaici: **la tariffa onnicomprensiva**.



Per gli impianti eolici di taglia inferiore o uguale a 200 kW il nuovo sistema incentivante riconosce un incentivo fisso onnicomprensivo di **0,30 Euro/kWh per 15 anni**.

La produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili e di potenza nominale media annua non superiore ad 1 megawatt, immessa nel sistema elettrico, ha diritto, in alternativa ai certificati verdi di cui al comma 144 e su richiesta del produttore, a una tariffa fissa onnicomprensiva di entità variabile a seconda della fonte energetica rinnovabile utilizzata, per un periodo di quindici anni, fermo restando quanto disposto dalla legislazione vigente in materia di biomasse agricole, da allevamento e forestali ottenute nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro oppure di filiere corte.

Al termine dei quindici anni, l'energia elettrica sarà remunerata, con le medesime modalità ed alle condizioni economiche previste dall'articolo 13 del D.lgs n. 387/2003. La tariffa onnicomprensiva potrà inoltre essere variata, ogni tre anni, con decreto del ministro dello Sviluppo economico, assicurando la congruità della remunerazione ai fini dell'incentivazione dello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili.

La tariffa onnicomprensiva di 30 centesimi per kWh prevista per gli impianti eolici include sia la cessione dell'elettricità, sia la componente incentivante.

L'energia elettrica prodotta dagli impianti eolici deve essere necessariamente immessa nella rete elettrica (cioè non può essere incentivato un impianto "stand-alone") e fino ad una potenza installata di 200 kW (anche se mancano ancora i decreti attuativi), beneficia anche della possibilità del cosiddetto "**scambio sul posto**".

Con l'espressione "scambio sul posto" si intende il servizio erogato dall'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale in cui è ubicato l'impianto, che consiste nell'operare un saldo annuo tra l'energia elettrica immessa in rete dall'impianto medesimo e l'energia elettrica prelevata dalla rete.

E' possibile avvalersi dello scambio sul posto solo se il punto di immissione e di prelievo dell'energia elettrica, scambiata con la rete, coincidono. Il vantaggio principale fornito dallo scambio sul posto è pertanto rappresentato dal venire meno del costo di acquisto dell'energia elettrica per una quantità pari a quella prodotta dall'impianto (sia la quota auto-consumata immediatamente sia la quota immessa in rete e riprelevata successivamente). Di contro manca ancora una delibera dell'AEEG riguardo le modalità di allacciamento alla rete elettrica.

Per gli impianti eolici di potenza nominale superiore ai 200 kW continua ad essere vigente il sistema dei **Certificati Verdi**, peraltro oggetto di revisione dalla stessa Finanziaria per l'anno 2008.

A partire dal 1° gennaio 2008, i certificati verdi emessi dal GSE (Gestore del Servizio Elettrico) ai sensi dell'articolo II, comma 3, del decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79, sono collocati sul mercato ad un prezzo, riferito al MWh elettrico, pari alla differenza tra il valore di riferimento, fissato in sede di prima applicazione in 180 Euro/MWh, e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas in attuazione dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/2003, registrato nell'anno precedente e comunicato dalla stessa Autorità entro il 31 gennaio di ogni anno, a decorrere dall'anno 2008.

## 4.7 Recupero energetico da Rifiuti Solidi Urbani

Lo smaltimento di rifiuti solidi urbani con recupero di energia per produzione di elettricità o calore è ormai una realtà tecnologica consolidata.

Il problema dei rifiuti e del recupero di energia da essi è una questione tipica delle società industriali "ricche". Lo stretto legame tra produzione di rifiuti e prodotto interno lordo è riscontrabile in tutti i Paesi industrializzati. Per quanto lontano dall'estremo raggiunto negli Stati Uniti (circa 800 kg/abitante-anno di soli rifiuti solidi urbani), l'Italia si colloca nella media dei Paesi Europei: nel 2005 si stimava una produzione di circa 539 kg per abitante per anno (APAT, 2006).

Affrontare l'argomento rifiuti solidi urbani significa affrontare un problema decisamente aperto, per il quale non esistono soluzioni ottime e applicabili alla universalità dei casi. Occorre piuttosto individuare soluzioni specifiche in base alle caratteristiche morfologiche, economiche, sociali e politiche del territorio.

Numerose leggi hanno cercato di regolamentare la materia, elencando alcuni principi fondamentali cui attenersi per poter affrontare la continua emergenza rifiuti e alcuni strumenti di attuazione. Questi principi ancora oggi costituiscono la base di qualunque iniziativa per affrontare il problema rifiuti.

La termovalorizzazione dei rifiuti è strettamente connessa alla raccolta differenziata, la quale non deve essere vista come una semplice separazione del rifiuto per ottimizzare l'utilizzo degli impianti di smaltimento, bensì e soprattutto come una attività volta alla valorizzazione di quelle componenti che si prestano ad un utilizzo ulteriore, come la produzione di energia.

### 4.7.1 Sono i RSU una fonte rinnovabile?

Il Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (*Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità*), pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale N. 25 del 31 Gennaio 2004, contiene la seguente definizione delle fonti energetiche rinnovabili, che dovrebbe essere quella più aggiornata:

*"...fonti energetiche rinnovabili o fonti rinnovabili: le fonti energetiche rinnovabili non fossili (eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas). In particolare, per biomasse si intende: la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani".*

I rifiuti risulterebbero quindi parzialmente esclusi dalla definizione di fonti rinnovabili (in accordo con quanto previsto dalla normativa europea); tuttavia, l'art. 17 (*"Inclusione dei rifiuti tra le fonti energetiche ammesse a beneficiare del regime riservato alle fonti rinnovabili"*) dello stesso decreto prevede che:

*"1. Ai sensi di quanto previsto dall'articolo 43, comma 1, lettera e), della legge 1° marzo 2002, n. 39, e nel rispetto della gerarchia di trattamento dei rifiuti di cui al decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22, sono ammessi a beneficiare del regime riservato alle fonti energetiche rinnovabili i rifiuti, ivi compresa, anche tramite il ricorso a misure promozionali, la frazione non biodegradabile ed i combustibili derivati dai rifiuti, di cui ai decreti previsti dagli articoli 31 e 33 del decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 92 e alle norme tecniche UNI 9903-1. Pertanto, agli impianti, ivi incluse le centrali ibride, alimentati dai suddetti rifiuti e combustibili, si applicano le disposizioni del presente decreto, fatta eccezione, limitatamente alla frazione non biodegradabile, di quanto previsto all'articolo 11. Sono fatti salvi i diritti acquisiti a seguito dell'applicazione delle disposizioni di cui al decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e successivi provvedimenti attuativi.*

*2. Sono escluse dal regime riservato alle fonti rinnovabili:*

*a) le fonti assimilate alle fonti rinnovabili, di cui all'articolo 1, comma 3 della legge 9 gennaio 1991, n. 10;*

b) i beni, i prodotti e le sostanze derivanti da processi il cui scopo primario sia la produzione di vettori energetici o di energia;

c) i prodotti energetici che non rispettano le caratteristiche definite nel del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 8 marzo 2002, e successive modifiche ed integrazioni.

3. Fermo restando quanto disposto ai commi 1 e 2, entro centoventi giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, il Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, sentite le competenti Commissioni parlamentari e d'intesa con la Conferenza unificata, adotta un decreto con il quale sono individuati gli ulteriori rifiuti e combustibili derivati dai rifiuti ammessi a beneficiare, anche tramite il ricorso a misure promozionali, del regime giuridico riservato alle fonti rinnovabili. Il medesimo decreto stabilisce altresì: a) i valori di emissione consentiti alle diverse tipologie di impianto utilizzanti i predetti rifiuti e combustibili derivati dai rifiuti; b) le modalità con le quali viene assicurato il rispetto della gerarchia comunitaria di trattamento dei rifiuti, di cui al decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22, in particolare per i rifiuti a base di biomassa.

4. Fatto salvo quanto disposto al comma 1, l'ammissione dei rifiuti e dei combustibili derivati dai rifiuti al regime giuridico riservato alle fonti rinnovabili è subordinata all'entrata in vigore del decreto di cui al comma 3."

La difformità rispetto alla direttiva 2001/77/CE circa l'equiparazione dei rifiuti alle fonti rinnovabili è anche nell'articolo 43, comma 1, lettera e), della legge 1 marzo 2002, n. 39, che prevede l'emanazione da parte del Governo di uno o più decreti legislativi per il recepimento della direttiva 2001/77/CE includendo i rifiuti, compresa la frazione non biodegradabile.

E' chiaro che ciò genera una situazione confusa che dovrà inevitabilmente condurre ad una discussione a livello nazionale della questione e ad un definitivo chiarimento.

#### 4.7.2 Potenziale energetico dei rifiuti

La possibilità di generare energia in forma utile (calore o elettricità) dai rifiuti deriva dalla presenza, nei rifiuti stessi, di materiale combustibile che, attraverso un processo di ossidazione, può liberare energia. Al pari di quanto avviene per i combustibili, si usa quantificare la "potenzialità energetica" dei rifiuti con il loro potere calorifico, ovvero l'energia termica liberata da un processo di combustione completa che, a partire da rifiuti e aria, genera i prodotti di combustione ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ ).

Di pari passo con l'aumento della produzione dei rifiuti, in tutti i Paesi industrializzati si riscontra un continuo aumento del loro potere calorifico. Il fenomeno è dovuto all'aumento, anch'esso tipico delle economie avanzate, delle frazioni merceologiche del rifiuto che più contribuiscono al potere calorifico (principalmente plastica e carta) a fronte della diminuzione della frazione organica (scarti vegetali e animali). Infatti, mentre la produzione di frazione organica è legata ai consumi alimentari, circa costanti nei Paesi sviluppati, la produzione di rifiuti cartacei e plastici evolve con lo stile di vita e la propensione al consumo; come tale, la produzione di tali generi di rifiuti riflette la sempre più massiccia diffusione di beni "usa e getta", di imballaggi, di documentazione cartacea, etc.

Da un punto di vista energetico, è conveniente considerare il rifiuto come insieme di tre componenti:

- **Umidità**, ovvero acqua liquida assorbita dal materiale disomogeneo che costituisce il rifiuto.
- **Ceneri**, ovvero materia minerale non combustibile come vetro, metalli, pietrisco, frammenti di laterizi, etc., che durante il processo di combustione subisce eventualmente una modificazione del proprio stato (fusione, evaporazione) ma non della propria composizione chimica: Da un punto di vista energetico la frazione di ceneri è neutra e non contribuisce alla potenzialità energetica del rifiuto.
- **Solidi volatili**, ossia quella frazione del rifiuto che durante il processo di combustione subisce una trasformazione di natura chimica, generando prodotti gassosi per lo più ossidati attraverso reazioni fortemente esotermiche. Questa frazione è composta prevalentemente di atomi di

carbonio, idrogeno e ossigeno, con contenuti minori di azoto, zolfo, cloro, fluoro, etc. La presenza di questi ultimi ha effetti molto rilevanti per l'impatto ambientale del processo di termo-utilizzazione, che dipende in misura determinante dal contenuto di ossidi di zolfo e di azoto e di composti clorurati e fluorurati nei prodotti di combustione.

L'insieme di ceneri e solidi volatili compone la "**frazione secca**" del rifiuto, ovvero ciò che rimane dopo la rimozione dell'umidità. La Tabella 1 riporta il contenuto di umidità, ceneri e la composizione elementare della frazione volatile dei rifiuti raccolti in alcune città italiane.

Ceneri e umidità costituiscono mediamente il 50-55% in peso; la restante frazione volatile è costituita prevalentemente da carbonio, ossigeno e idrogeno.

**Tabella 4.7.28 - Analisi recenti della composizione chimico-fisica dei rifiuti raccolti in alcune città Italiane (S. Consonni, C. Dainese 2008)**

<b>Composizione elementare (% in peso)</b>					
	Milano	Roma	Palermo	Reggio Emilia	Parma
Carbonio	24,6	26,4	29,2	30,2	27
Idrogeno	5,2	2,8	4,3	3,8	2,9
Ossigeno	14,9	16,1	14,5	13,3	15,2
Azoto	0,8	0,5	0,8	0,4	0,4
Zolfo	0,1	0,4	0,2	0,4	0,4
Cloro	0,5	1,1	0,1	0,6	0,6
<b>Totale solidi volatili</b>	<b>46,1</b>	<b>47,3</b>	<b>49,1</b>	<b>48,8</b>	<b>46,5</b>
<b>Ceneri</b>	<b>18,8</b>	<b>18,6</b>	<b>16</b>	<b>16,1</b>	<b>19</b>
<b>Umidità</b>	<b>35,1</b>	<b>34,1</b>	<b>35</b>	<b>35,1</b>	<b>34,6</b>
<b>Composti minori (mg/kg sostanza secca)</b>					
Bromo	9,1	1,6	4,1	0,9	2,3
Fluoro	75,4	0,2	3,4	0,2	0,2
Mercurio	1,2	0,1	0,8	0,3	0,1
Cadmio	1,8	0,3	1,6	0,3	0,1
Cromo	44,8	5,7	20,1	24,2	57,2
Rame	112,2	75,1	40	94,4	67,8
Piombo	185,7	164,9	82,5	134,3	97,1
Nichel	23,5	2,9	33,1	7,7	3,8
Arsenico	0,6	0,1	0,3	0,1	0,1
<b>Potere calorifico (kcal/kg)</b>					
Inferiore (RSU tal quale)	2.195,8	2.232,1	1.984,5	2.311,7	2.147
Inferiore (sostanza secca)	3.734,4	3.435,8	3.391,1	3.947,1	3.759
Superiore (sostanza secca)	4.069,3	3.463,4	3.610,1	4.210,8	3.899

Oltre che sulla base della composizione elementare, i rifiuti possono essere caratterizzati sulla base della “composizione merceologica”, ovvero le frazioni delle principali classi di prodotti in essi contenuti: la Tabella 4.7.2 riporta un esempio rappresentativo del rifiuto ante raccolta differenziata delle città dell'Italia centro-settentrionale.

Nelle regioni meridionali si riscontra un maggior contenuto di materiale organico e un minor contenuto di plastica e gomma, da cui poteri calorifici significativamente più bassi.

Al contrario, nei Paesi nord-europei le diverse abitudini alimentari (minor uso di ortaggi e frutta fresca) e il diverso "mix" di consumi comportano un minor contenuto di organico e un maggior contenuto di materie plastiche e cartacee, da cui PCI fino a 2500-2800 kcal/kg.

**Tabella 4.7.29 - Esempio di composizione merceologica del rifiuto con indicazione dei tenori di umidità, ceneri e solidi volatili di ciascuna frazione (S. Consonni, C. Dainese 2008)**

	% in peso su RSU tal quale	Umidità % su tal quale	Caratteristiche della singola frazione					PCI kcal per kg fraz. tal quale	PCI kcal per kg RSU tal quale
			frazione secca				PCI		
			ceneri		solidi volatili				
			% su tal quale	% su secco	% su tal quale	% su secco			
Carta	14,13	15	4,68	5,50	80,33	94,50	3000	423,9	
Cartone	12,44	12,5	4,11	4,70	83,39	95,30	3150	391,9	
Altri cellulosici	5,09	20	1,59	1,99	78,41	98,01	2750	140,0	
Tessili	2,54	20	2,00	2,50	78,00	97,50	3400	86,4	
Legno	2,54	22	1,09	1,40	76,91	98,60	3300	83,8	
Plastica	12,01	6	9,40	10,00	84,60	90,00	6800	816,7	
Gomma	0,42	2	7,84	8,00	90,16	92,00	5000	21,0	
Vetro e inerti	12,72	2,5	93,60	96,00	3,90	4,00	-15	-1,9	
Metalli	4,52	5	85,98	90,50	9,03	9,50	-29	-1,3	
Organico domestico	15,60	70	2,85	9,50	27,15	90,50	500	78,0	
Residui verdi	6,02	50	3,00	6,00	47,00	94,00	1450	87,3	
Organico grandi utenze	2,37	70	2,70	9,00	27,30	91,00	500	11,9	
Rifiuti pericolosi	1,097	5	76,00	80,00	19,00	20,00	-29	-0,3	
Sottovaglio	8,48	30	24,50	35,00	45,50	65,00	1300	110,2	
Totale	100,0	25,2	21,9	29,3	52,9	70,7	-	2247,5	

E' da notare che la frazione organica del rifiuto è caratterizzata da un potere calorifico inferiore decisamente piccolo, sebbene maggiore di zero. Pertanto un' alta percentuale della frazione organica impatta negativamente la potenzialità energetica del rifiuto. Inoltre bisogna precisare che la sola parte organica non consentirebbe la realizzazione di un dispositivo di termo-utilizzazione, poiché per potere calorifici minori di 1200-1500 kcal/kg la combustione non si auto-sostiene e diventerebbe necessario l'uso di un combustibile fossile per mantenere in camera di combustione temperature sufficienti all'espletamento dell'ossidazione.

#### **4.7.3 Composizione chimico fisica dei rifiuti in Provincia di Vercelli**

Per la Provincia di Vercelli è possibile delineare un quadro sufficientemente preciso sulla composizione chimico fisica dei rifiuti a partire dai dati relativi all'analisi merceologica effettuata su campioni di rifiuti solidi urbani in ingresso all'impianto di termovalorizzazione. L'analisi effettuata a cura di IPLA (Istituto per le piante da legno e l'Ambiente della Regione Piemonte) per conto del CONAI (Consorzio per il



recupero degli imballaggi) è finalizzata in particolare all'accertamento della quantità di imballaggi presenti nel totale dei rifiuti urbani avviati al processo di termovalorizzazione con recupero energetico. Ognuna delle analisi annuali svolte viene effettuata sulla base di tre campioni di rifiuti, la cui scelta è stata basata sull'individuazione di tre ambiti territoriali ritenuti omogenei, per quanto concerne le caratteristiche socio-economiche, urbanistiche e la produzione qualitativa di RU, confermando lo schema metodologico adottato per le indagini merceologiche degli anni precedenti.

I comuni consorziati CONAI sono stati suddivisi conseguentemente in tre gruppi, il cui peso all'interno dell'ambito consortile è simile. Tutto il processo decisionale è stato condotto in stretta collaborazione con i funzionari di riferimento della società che gestisce l'impianto di termovalorizzazione (TMT). I tre gruppi individuati fanno riferimento al comune di Vercelli, preso come unità a se stante, alla fascia dei comuni rimanenti ad eccezione della Val Sesia, ed ai comuni della Val Sesia, che presenta caratteristiche territoriali e turistiche differenti dai restanti comuni.

La realizzazione delle analisi merceologiche è stata caratterizzata dalle seguenti fasi operative:

**Preparazione del campione:** Il campione da analizzare viene conferito dal compattatore stabilito nell'area assegnata per la realizzazione delle analisi; successivamente vengono effettuati una serie di inquartamenti del materiale, finalizzati all'eliminazione della parte di rifiuto non di interesse analitico.

### **Cernita del campione**

Il campione risultante dalle operazioni di cui al punto precedente, viene sottoposto a cernita manuale, al fine di scomporlo nelle varie frazioni merceologiche di interesse, preventivamente concordate con il CONAI.

Al termine della cernita sono state effettuate le seguenti analisi supplementari:

1. per ciascuna frazione merceologica è stata determinata l'incidenza della componente imballaggio;
2. un campione del sottovaglio è stato prelevato ed analizzato successivamente in laboratorio al fine di determinare il quantitativo di vetro ed eventuali altri imballaggi presenti nella frazione in oggetto.
3. l'esatta tipologia di tutti i metalli rilevati in ciascuna analisi è stata determinata mediante separatore magnetico;
4. un campione significativo di ciascuna frazione merceologica (ottenuto miscelando i materiali provenienti dalle tre analisi) è stato prelevato, al fine di poter operare in laboratorio la determinazione del PCI.

In base ai dati disponibili è possibile delineare un quadro completo sulla frazione merceologica media dei rifiuti raccolti presso le diverse aree campione della Provincia di Vercelli, basato sulle analisi effettuate dall'anno 2004 all'anno 2007.

I dati sono illustrati nella tabella seguente:



Tabella 4.7.30 – Frazione merceologica media dei rifiuti nella Provincia di Vercelli

Anno	2004	2005	2006	2007	media '04-'07
	%	%	%	%	%
Imballaggi alluminio	0,60	0,60	0,95	0,80	0,74
Imballaggi cellulosici	12,58	13,64	13,71	10,33	12,57
Imballaggi plastica	12,24	12,84	14,53	12,90	13,13
<b>Imballaggi a recupero</b>	<b>25,42</b>	<b>27,08</b>	<b>29,19</b>	<b>24,03</b>	<b>26,43</b>
Imballaggi in acciaio	2,56	2,54	2,39	1,75	2,31
Imballaggi in legno	1,71	0,85	0,74	1,90	1,30
imballaggi in vetro	5,91	5,72	4,93	5,81	5,59
<b>Totale imballaggi</b>	<b>35,6</b>	<b>36,19</b>	<b>37,25</b>	<b>33,49</b>	<b>35,63</b>
Altra carta	16,51	14,10	18,37	12,66	15,41
Altri metalli non imballo		0,80	0,61	0,89	0,77
Altra plastica	3,32	4,07	5,97	4,49	4,46
Frazione organica	27,25	26,01	24,23	28,45	26,49
Tessili	4,17	3,92	4,36	5,55	4,50
Inerti		4,12	1,96	4,24	3,44
Sottovaglio	4,45	5,18	3,84	4,54	4,50
Altro rifiuto	8,70	5,61	3,41	5,69	5,85
<b>Totale campione</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>

Nel grafico seguente è illustrata la ripartizione merceologica dei rifiuti in percentuale.

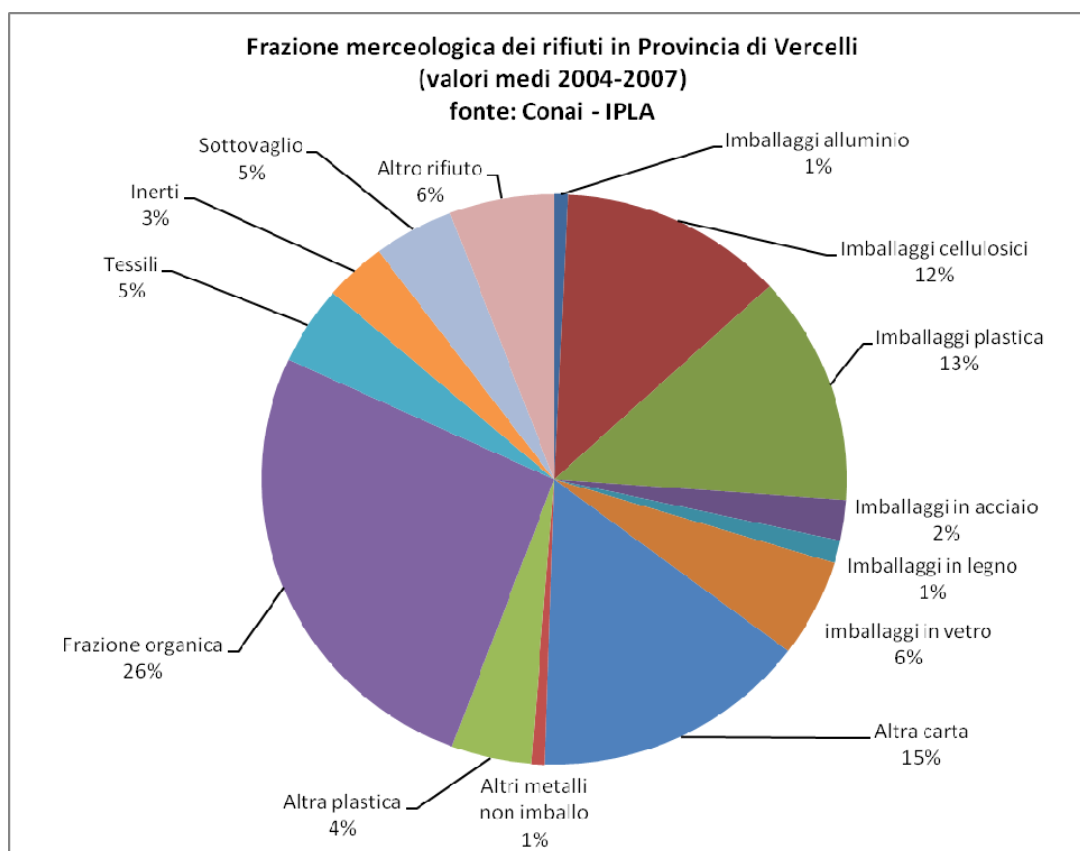


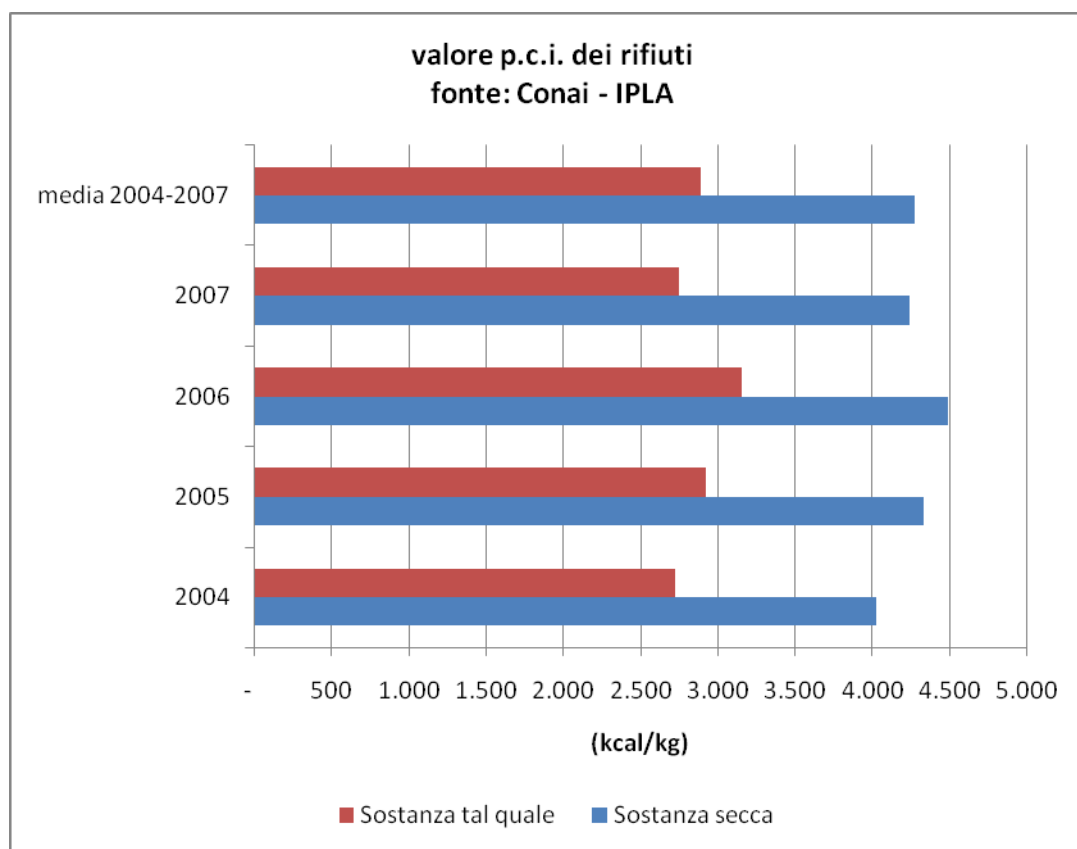
Figura 4.7.32 – Ripartizione merceologica percentuale dei rifiuti

E' inoltre possibile conoscere il valore medio del p.c.i. dei rifiuti, misurato sulla frazione secca e sulla sostanza tal quale, come illustrato nella tabella seguente:

**Tabella 4.7.31 – Valor medio del potere calorifico inferiore dei rifiuti nella Provincia di Vercelli**

Anno	2004	2005	2006	2007	media '04-'07
	(kcal/kg)	(kcal/kg)	(kcal/kg)	(kcal/kg)	(kcal/kg)
Sostanza secca	4.019	4.327	4.482	4.241	4.267
Sostanza tal quale	2.717	2.919	3.155	2.748	2.885
Sost tal quale/sost. Secca	67,6%	67,5%	70,4%	64,8%	67,6%

Nel grafico che segue sono illustrati i dati relativi alla tabella:



**Figura 33 – Potere calorifico inferiore dei rifiuti prodotti nella Provincia di Vercelli**

#### 4.7.4 La raccolta differenziata

La raccolta differenziata può avere effetti significativi sul potere calorifico, in particolare se concentrata, come spesso avviene, su inerti (vetro, metalli, materiali da costruzione), organico e carta.

La Tabella 4.7.5, riportata in uno studio del 2008 condotta da S. Consonni (Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano) e C. Dainese (Consorzio L.E.A.P.), esemplifica la variazione della composizione e del potere calorifico per tre casi di raccolta differenziata: 15, 25 e 35% in peso, dove queste percentuali sono raggiunte separando quantità crescenti di carta, inerti e organico. Come evidenziato in tabella, in queste ipotesi il potere calorifico può raggiungere valori anche prossimi alle 3000 kcal/kg.

Qualora le stesse percentuali in peso di raccolta differenziata fossero ottenute con un diverso “mix” di frazioni merceologiche, il potere calorifico del rifiuto residuo potrebbe essere significativamente diverso.

**Tabella 4.7.32 - Variazione composizione merceologica e potere calorifico per tre opzioni di raccolta differenziata (S. Consonni, C. Dainese 2008)**

Caratteristiche della singola frazione					Opzioni di Raccolta Differenziata					
	Umidità % sul tal quale	Ceneri % su secco	PCI kcal/kg	% in peso su RSU tal quale	R.D. 15%		R.D. 25%		R.D. 35%	
					Frazione separata %	Residuo kg per 100 kg RSU	Frazione Separata %	Residuo kg per 100 kg RSU	Frazione Separata %	Residuo kg per 100 kg RSU
Carta	15	5,50	3000	14,13	25,0	10,60	30,0	9,89	30,0	9,89
Cartone	12,5	4,70	3150	12,44	25,0	9,33	30,0	8,71	30,0	8,71
Altri cellulosici	20	1,99	2750	5,09	0,0	5,09	0,0	5,09	0,0	5,09
Tessili	20	2,50	3400	2,54	0,0	2,54	0,0	2,54	0,0	2,54
Legno	22	1,40	3300	2,54	0,0	2,54	25,0	1,91	25,0	1,91
Plastica	6	10,00	6800	12,01	0,0	12,01	0,0	12,01	0,0	12,01
Gomma	2	8,00	5000	0,42	0,0	0,42	0,0	0,42	0,0	0,42
Vetro e inerti	2,5	96,00	-15	12,72	55,0	5,72	75,0	3,18	85,0	1,91
Metalli	5	90,50	-29	4,52	25,0	3,39	33,3	3,01	80,0	0,90
Organico domestico	70	9,50	500	15,60	0,0	15,60	0,0	15,60	33,3	10,40
Residui verdi	50	6,00	1450	6,02	0,0	6,02	55,0	2,71	70,0	1,81
Organico grandi utenze	70	9,00	500	2,37	0,0	2,37	60,0	0,95	70,0	0,71
Rifiuti pericolosi	5	80,00	-29	1,097	20,0	0,88	50,0	0,55	80,0	0,22
Sottovaglio	30	35,00	1300	8,48	0,0	8,48	0,0	8,48	0,0	8,48
Totale su RSU tal quale	25,2	29,3	2247,5	100,0	15,0	85,0	25,0	75,0	35,0	65,0
Caratteristiche del residuo post-raccolta differenziata	Potere calorifico	kcal per kg di residuo kcal per kg di RSU "grezzo" tal quale			2406,1 2045,0		2570,1 1928,7		2906,9 1889,3	
	Umidità	% su kg di residuo			28,3		28,0		25,5	
	Ceneri	% su kg di residuo			13,9		10,7		7,3	
		% su kg sostanza secca nel residuo			19,4		14,9		9,8	

NOTA: La composizione del RSU presa come riferimento è tipica dei Comuni dell'Italia settentrionale.

Si ritiene opportuno promuovere uno studio nella Provincia di Vercelli sulla variazione della composizione e del potere calorifico del rifiuto da inviare all'incenerimento a valle di vari scenari di raccolta differenziata, in quanto tali dati risulterebbero utilissimi in vista del dimensionamento e della progettazione di un nuovo termovalorizzatore, oltre a fornire indicazioni e spunti per la creazione di una filiera locale di recupero/riciclo delle frazioni differenziate. Dettagli sui benefici di tali interventi sono riportati in Sezione 7.

#### 4.7.5 Stato dell'arte della tecnologia di termodistruzione dei rifiuti

La termo-distruzione dei rifiuti nacque alla fine del secolo scorso come strumento per raggiungere due obiettivi:

- Drastica riduzione del volume di rifiuti da smaltire in discarica.
- Igienizzazione del rifiuto. Con lo sviluppo dei grandi agglomerati urbani, il principale problema connesso allo smaltimento dei rifiuti era rappresentato dal rischio di epidemie ed infezioni. Il processo di combustione consente di risolvere questo problema in modo estremamente sicuro ed affidabile.

Tra gli obiettivi dei primi impianti di termodistruzione realizzati negli Stati Uniti ed in Europa non figurava il recupero di energia in quanto, per i modesti poteri calorifici del rifiuto dell'epoca (al più 1000 kcal/kg), l'energia liberata con la combustione era insufficiente per giustificare un sistema di recupero. Gli impianti di questo tipo si configuravano come impianti di mero smaltimento, che rappresentava l'unico effetto utile.

Il continuo aumento del potere calorifico del rifiuto ha fatto sì che l'aspetto energetico dell'operazione di termodistruzione diventasse sempre più rilevante, così da rendere il recupero dell'energia conveniente. Di qui la sostituzione del termine "termo-distruzione"

con quello più appropriato di "termo-utilizzazione", ed il ruolo sempre più centrale che il recupero di energia, sia essa calore o elettricità, ha assunto nella pratica della combustione dei rifiuti.

Le caratteristiche dei RSU richiedono dispositivi e processi di conversione *ad hoc*, sia per problemi tecnologici, quali elevato tenore di umidità e inerti, corrosione, disomogeneità, sia per problemi ambientali visto che la combustione dei rifiuti può generare composti estremamente tossici.

Il materiale inviato ai processi di termo-utilizzazione può essere il rifiuto tal quale oppure il cosiddetto RDF (Refuse Derived Fuel), il quale è un composto caratterizzato da un maggior potere calorifico e ottenuto dai RSU mediante processi fisici quali separazione metalli, macinazione, classificazione, addensamento.

Il recupero di energia dai RSU o RDF può avvenire con due metodologie:

- La combustione diretta con generazione di vapore.
- Conversione in un combustibile intermedio liquido o gassoso mediante pirolisi o gassificazione. Il combustibile così ottenuto, dopo essere stato purificato, può essere utilizzato in caldaie, motori, turbine. Concettualmente, rientra in questa classe anche la produzione di biogas da discarica.

Le principali tecnologie dei forni per la combustione diretta sono:

1. **A griglia mobile.** E' la tecnologia di termodistruzione di gran lunga più consolidata, specie per i rifiuti urbani. E' composta da una griglia che sostiene e movimentata il rifiuto durante tutto il processo di combustione. L'aria comburente viene addotta alla camera di combustione in parte attraverso la griglia dal basso, provvedendo così al raffreddamento della griglia, in parte mediante iniezione nella zona sovrastante la griglia per creare una zona ricca di ossigeno che assicuri la completa ossidazione dei prodotti di combustione, con relativa distruzione dei composti organici tossici (diossine, furani, etc.). All'uscita della camera di combustione i fumi entrano in una caldaia a recupero per la generazione di vapore in pressione.
2. **A letto fluido.** Il materiale solido combustibile viene miscelato con un sorbente (sabbia o calcare) destinato a catturare lo zolfo e altri composti minori direttamente in camera di combustione, e quindi mantenuto in sospensione fluida mediante l'adduzione dal basso di aria comburente eventualmente con l'aggiunta di prodotti di combustione riciclati. Il forno assume la forma di un cilindro dalla cui sommità sono scaricati i gas prodotti dalla combustione e, a seconda della velocità dei gas stessi, quantità più o meno grandi di particelle solide. I prodotti di combustione che vengono convogliati ad una convenzionale caldaia a recupero.

Riguardo i processi di conversione del RSU in altro combustibile, tipicamente biogas, varie tecnologie sono proposte per il processo di pirolisi e di gassificazione:

1. a letto fisso
2. a letto fluido
3. a pressione atmosferica
4. in camera pressurizzata.

Per i processi di combustione diretta, che certamente sono i più diffusi, i rendimenti della produzione elettrica sono piuttosto modesti in quanto:

- gli impianti sono tipicamente di piccola/media taglia e il rendimento della turbina a vapore e di molti ausiliari è nettamente inferiore a quello realizzabile nei grandi impianti .
- le condizioni di ammissione in turbina sono generalmente limitate a 40-45 bar e 370-400°C. Per avere parametri spinti occorrono materiali ben più costosi che sono giustificabili solo in grandi impianti.

Globalmente, il rendimento del ciclo a vapore difficilmente supera il 30%, mentre il rendimento elettrico di tutto l'impianto, al netto delle perdite di caldaia e degli ausiliari, risulta inferiore al 25%.

La possibilità di realizzare con gassificazione e pirolisi rendimenti superiori a quelli degli impianti a griglia (in teoria sono ipotizzabili rendimenti elettrici netti del 30-35%) sono ancora abbastanza lontane dall'essere sfruttabili in impianti commerciali.

Un metodo plausibile per ottenere un aumento di efficienza globale del processo di combustione è l'applicazione del concetto della cogenerazione: innalzando la pressione di condensazione di tutta o parte della portata di vapore, il calore scaricato dal ciclo diventa disponibile a temperature interessanti per utilizzi pratici come teleriscaldamento o processi industriali.

E' inoltre opportuno verificare la possibilità di riutilizzare il calore residuo derivante dalla combustione dei RSU per produrre vapore o acqua ad alta temperatura da utilizzare per alimentare (eventualmente in concorso con altre fonti dedicate o meno) una rete di teleriscaldamento della città di Vercelli, in quanto il calore verrebbe fornito "gratuitamente" dal processo di incenerimento.

#### ***4.7.6 Il recupero di energia da RSU in Europa e in Italia***

Ad oggi, la frazione di rifiuti avviata ad impianti con recupero di energia é minoritaria. In Italia, circa il 13,82% dei rifiuti raccolti viene incenerito (pari a 4.377.962 t/anno, APAT 2006), e non sempre con recupero di energia.

I dati nella tabella seguente mostrano l'entità ancora molto modesta, in Europa e in particolare nel nostro Paese, del recupero di energia da rifiuti.

**Tabella 4.7.33 - Discariche e termoutilizzo nei paesi UE15 (APAT “Rapporto Rifiuti 2006”).**

PAESE	ANNO	Discariche			Impianti di incenerimento		
		Nr.	Totale		Numero	Capacità annuale (1000 t)	
			Capacità residua (1000 t)	Input annuale (1000 t)		Tot	Con recupero di energia
Austria	1999	53	23.000		39	39	1.667
Belgio	2003	69		1757	17		2.194
Danimarca	2003	141			32	32	2.698
Finlandia	2003	233			26	26	
Francia	2002	361		23.680	167	116	
Germania	2000	2.263	1.073	63.061	179	179	19.804
Grecia	2003	1.032					
Irlanda	2001	92	12.000	2.000			
<b>Italia</b>	<b>2004</b>	<b>401</b>		<b>17.742</b>	<b>48</b>	<b>45</b>	<b>4.842</b>
Lussemburgo	2003	14		4.216	1	1	140
Olanda	2004	29	49.200	3.300	11	11	5.350
Portogallo	2003	41			3	3	1.182
UK	2000	1.691	758.559	91.796	55	18	4.452
Spagna	2002			12.078	11	9	
Svezia	2004	175	112.000	2.500		29	3.200

Il ruolo limitato giocato in molti Paesi dalla termoutilizzazione é dovuto ad un complesso di motivazioni economiche e politiche: pianificazione favorevole alle discariche, opposizione dell'opinione pubblica alla localizzazione degli impianti di termodistruzione, difficoltà di reperimento degli investimenti, difficoltà a garantire adeguata tutela ambientale.

La Tabella 4.7.7. riporta la produzione totale di RSU in Italia, dettagliata per Regione, la raccolta differenziata e lo smaltimento in discarica (dati del 2005).



**Tabella 4.7.34 - Produzione totale RSU, raccolta differenziata e smaltimento in discarica per regione nel 2005 (APAT "Rapporto Rifiuti 2006").**

Regione	Produzione RSU (1000 t)	Produzione pro-capite (kg/ab-anno)	% Raccolta differenziata	% RSU smaltiti in discarica
Piemonte	2.229	513	37.23	56
Valle d'Aosta	74	594	27.02	68
Lombardia	4.726	503	42.63	15
Trentino Alto Adige	478	485	44.14	41
Veneto	2.273	480	47.64	37
Friuli Venezia Giulia	603	498	30.34	39
Liguria	998	620	18.23	76
Emilia Romagna	2.789	666	31.37	43
Toscana	2.523	697	30.71	46
Umbria	494	569	24.08	64
Marche	876	573	17.57	65
Lazio	3.275	617	10.35	82
Abruzzo	694	532	15.56	75
Molise	133	415	4.51	95
Campania	2.806	485	10.65	29
Puglia	1.987	486	8.15	92
Basilicata	268	451	5.22	52
Calabria	936	467	8.5	85
Sicilia	2.614	521	5.47	91
Sardegna	875	529	9.94	74
<b>ITALIA</b>	<b>31.677</b>	<b>539</b>	<b>24.28</b>	<b>54</b>

Si nota che la Regione Piemonte è caratterizzata da una produzione pro-capite di RSU minore della media nazionale e da una percentuale maggiore di raccolta differenziata.

In base ai dati disponibili ad APAT e aggiornati al 2005, risulta che nella Regione Piemonte siano operativi 2 impianti di termovalorizzazione, entrambi di tipo a griglia mobile raffreddata ad aria, che trattano circa 103.000 t/anno di rifiuti, producendo circa 33.000 MWh<sub>el</sub>.

Un esempio interessante di sistemi di incenerimento con recupero di energia e calore (cogenerazione) è l'impianto di termovalorizzazione di Brescia, che è uno dei più grandi d'Europa (ca. 750 000 tonnellate

l'anno: il triplo di quello di Vienna) che soddisfa da solo circa un terzo del fabbisogno di calore dell'intera città (1100 GWh/anno). Il termovalorizzatore di Brescia, nonostante sia stato coinvolto in due violazioni di direttive europee, delle quali una a livello nazionale riguardante il CIP 6, sfociate anche in una condanna da parte dell'Unione Europea, nell'ottobre 2006 è stato proclamato «migliore impianto del mondo» dal WTERT (Waste-to-Energy Research and Technology Council), una associazione formata da tecnici, scienziati ed industrie di tutto il mondo. Da notare che la produzione di RSU della provincia di Brescia è minore della capacità dell'impianto, per cui per far funzionare a pieno regime i forni devono essere reperite circa 200 000 tonnellate l'anno di rifiuti di altra provenienza e/o tipologia. L'inceneritore di Brescia ha un rendimento del 26% in produzione elettrica e del 58% in calore per teleriscaldamento, con un indice di sfruttamento del combustibile dell'84%.

#### ***4.7.7 Trattamento dei RSU nella Provincia***

I dati relativi alla produzione e alla tipologia di rifiuti sono stati ricavati dal IX rapporto sui rifiuti urbani, eseguito a cura dell'Osservatorio Regionale Rifiuti del Piemonte e aggiornato al 2006. In Piemonte la produzione complessiva di rifiuti urbani si attesta intorno ai 2,3 milioni di tonnellate di cui 930.000 (oltre il 40%) risultano essere raccolte in modo differenziato e destinate al riutilizzo, al riciclaggio e al recupero.

Il ciclo dei rifiuti viene gestito sul territorio tramite consorzi i cui ambiti di competenza coincidono indicativamente con i confini provinciali per le Province di Asti, Biella e Vercelli, mentre nelle altre province con maggiore estensione sono presenti più di una realtà consortile. In Vercelli opera il Consorzio Obbligatorio Comuni del Vercellese e della Valsesia per la gestione dei Rifiuti urbani della Provincia di Vercelli (C.O.VE.VA.R.).

Il metodo di calcolo della percentuale di raccolta differenziata utilizzato in Regione Piemonte è stato approvato con D.G.R. 43-435 del 10 luglio 2000. In Piemonte i Rifiuti urbani Totali prodotti sono classificati con la sigla RT e sono costituiti dalla somma dei rifiuti raccolti in modo differenziato (RD) e dai Rifiuti Urbani indifferenziati (RU). Esistono inoltre altre tipologie di rifiuti raccolti dal gestore del servizio pubblico, quantitativamente poco rilevanti, non soggette al calcolo della percentuale di raccolta differenziata (ad. esempio oli usati, batterie, pneumatici, etc.). Tali rifiuti sono stati raggruppati sotto la voce "ALTRI": quest'ultima voce, sommata ai RT, costituisce la voce "PT" (Produzione Totale).

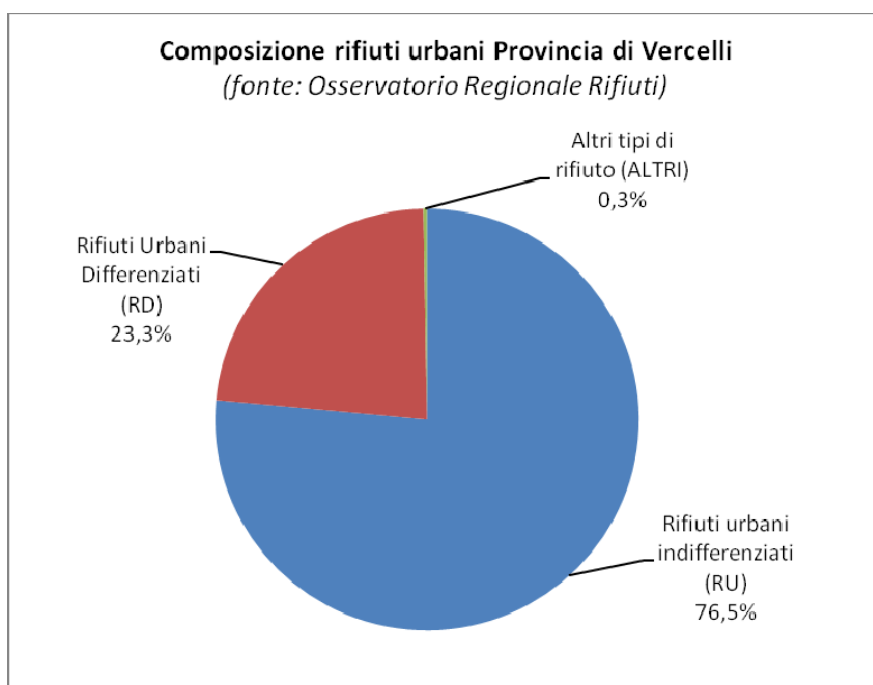
Nella tabella seguente è indicata la produzione complessiva e procapite dei rifiuti nella Provincia di Vercelli suddivisa per tipologia in base ai dati relativi al consorzio C.O.VE.VA.R., estratti dallo studio effettuato da parte dell'Osservatorio Regionale Rifiuti con riferimento all'anno 2006.

**Tabella 4.7.35 - Produzione rifiuti nella Provincia di Vercelli (Fonte: Osservatorio Rifiuti Regione Piemonte)**

	<b>Produzione totale</b>	<b>Produzione procapite</b>
	(t/a)	(kg/ab a)
Rifiuti urbani Totali (RT = RU + RD)	94.453,021	534,524
Rifiuti urbani indifferenziati (RU)	72.431,344	409,900
Rifiuti Urbani Differenziati (RD)	22.021,677	124,624
<i>Frazione organica</i>	684,660	3,875
<i>Sfalci e potature</i>	4.624,401	26,170
<i>Carta e cartone</i>	6.565,099	37,153
<i>Vetro</i>	3.925,203	22,213
<i>Multi materiale</i>	764,484	4,326
<i>Metalli e contenitori metallici</i>	847,210	4,794
<i>Plastica</i>	954,977	5,404
<i>Legno</i>	1.189,464	6,731
<i>Tessili</i>	171,575	0,971
<i>Ingombranti e Raee avviati a recupero</i>	2.294,604	12,986
Altri tipi di rifiuto (ALTRI)	259,397	1,468
<b>Produzione totale rifiuti (PT = RT + ALTRI)</b>	<b>94.712,418</b>	<b>535,992</b>

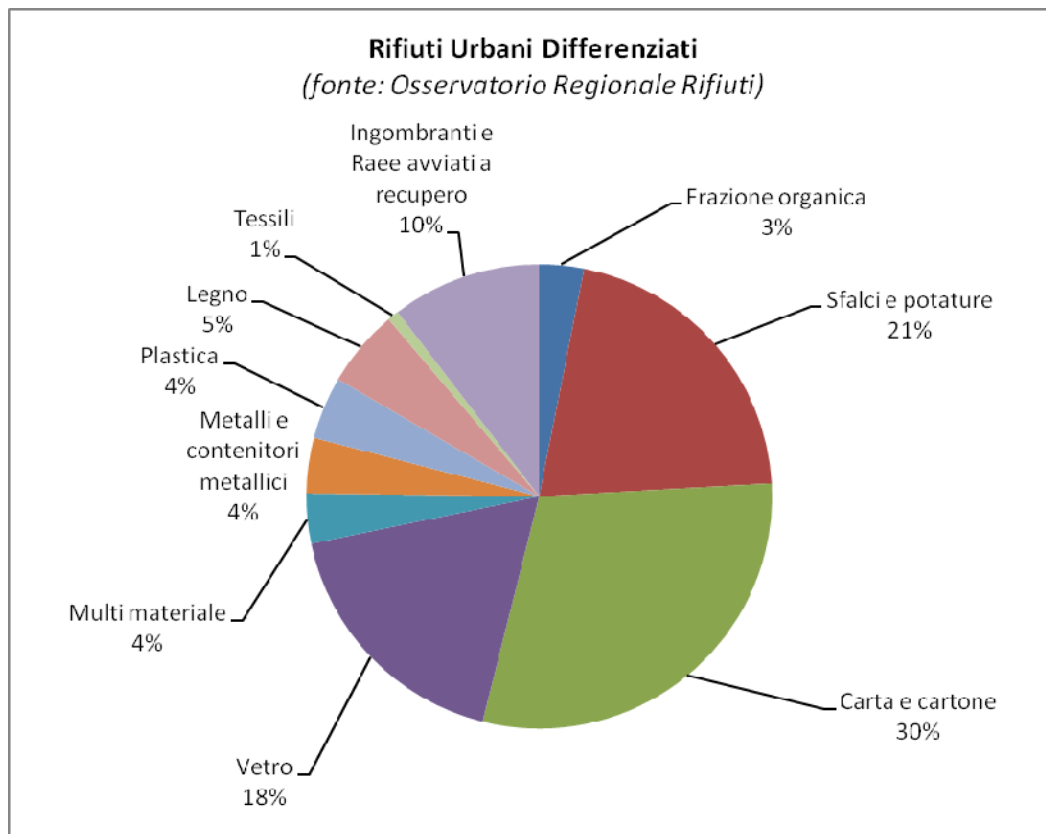
La percentuale di raccolta differenziata si calcola come rapporto tra i Rifiuti Urbani Differenziati (RD) e i Rifiuti Urbani Totali (RT) e risulta pari al **23,3%**.

Nel grafico seguente è illustrata la ripartizione generale dei rifiuti totali prodotti in Provincia di Vercelli per tipologia.



**Figura 4.7.34 – Ripartizione percentuale delle tipologie di rifiuto nella Provincia**

Nel grafico che segue è illustrata invece la ripartizione dei rifiuti destinati alla raccolta differenziata.



**Figura 4.7.35 - Ripartizione percentuale delle tipologie di rifiuto nella Provincia destinati alla raccolta differenziata**

Per quanto riguarda il trattamento dei rifiuti il termovalorizzatore situato presso il Comune di Vercelli è dimensionato per poter smaltire, in condizioni di funzionamento nominale, il quantitativo totale di rifiuti prodotto dalla Provincia di Vercelli. La descrizione dell'impianto e delle relative caratteristiche sono illustrati nel paragrafo 3.5 relativo alla produzione di energia. Considerando che in Provincia di Vercelli non esistono discariche per lo smaltimento di rifiuti solidi urbani, per tutelare la corretta gestione del ciclo dei rifiuti anche in caso di manutenzione ordinaria e straordinaria dell'impianto o di eventuali guasti, l'Amministrazione provinciale ha stipulato accordi su protocolli d'intesa con altre province limitrofe (ad esempio Biella e Alessandria) per conferire l'eventuale esubero di rifiuti ad altri impianti di trattamento e messa a dimora fuori provincia.

#### **4.7.8 Impatto ambientale**

L'impatto ambientale degli impianti di trattamento termico dei rifiuti è dovuto prevalentemente all'emissione delle seguenti sostanze inquinanti derivanti dalla combustione o presenti inizialmente nei rifiuti:

- particolato solido o polveri
- gas acidi alogenati (HCl, HF)
- metalli pesanti
- ossidi di zolfo
- ossidi di azoto

- micro-inquinanti organo-clorurati
- monossido di carbonio

Nonostante i notevoli miglioramenti tecnologici avvenuti negli ultimi anni e che hanno decisamente ridotto il problema, il trattamento dei fumi è particolarmente impegnativo.

Infatti, a causa della diluizione in aria e della bassa pressione di lavoro le portate volumetriche da trattare sono ingenti, approssimativamente 8-15 m<sup>3</sup> per kg di RSU: questo richiede grandi dimensioni dei dispositivi per il trattamento, con ricadute negative sui costi di investimento. La separazione dei composti inquinanti è inoltre più difficile a causa della diluizione in azoto.

Per i processi di gassificazione e pirolisi questi problemi sono in parte risolti:

1. la depurazione del biogas prodotto avviene prima del processo della combustione dello stesso, facendo sì che si eviti la diluizione in azoto.
2. la possibilità di operare in pressione (tipicamente 10-30 bar) e quindi con drastiche riduzioni dei volumi, consente di contenere i costi.

Altri aspetti ambientali connessi all'esercizio di un impianto di termovalorizzazione sono l'impatto sul paesaggio circostante e la necessità di smaltire i residui di combustione e gli eventuali fanghi trattati in discariche controllate per rifiuti speciali.

D'altro canto, i vantaggi di natura ambientali sono molteplici:

1. risparmio di combustibile fossile tradizionale per produrre la stessa quantità di energia.
2. Il conferimento in discarica delle sole ceneri, con notevole risparmio di suolo.
3. I rifiuti pericolosi possono essere trasformati in non pericolosi tramite il processo di ossidazione.

## 4.8 Autorizzazioni in materia di impianti a fonti rinnovabili

Di seguito si riporta una tabella nella quale si riassumono gli iter autorizzativi necessari per gli impianti a fonti rinnovabili.

	387, art.12	Autor. emissioni	Verifica di VIA	VIA	IPPC
Impianti di combustione con fonti convenzionali di potenza termica inferiore a 50 MW	NO	SI			
Impianti di combustione con fonti convenzionali di potenza termica superiore o uguale a 50 MW	NO	SI	SI		SI
<b>FONTI RINNOVABILI</b>					
Impianti di combustione con potenza termica > 50 MW	SI	SI	SI		SI
Impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda (fotovoltaici, solare)	SI		SI		
Impianti termici per la produzione di energia elettrica, vapore ed acqua calda con potenza termica complessiva superiore a 150 MW	SI	SI		SI	SI
<b>Eolico</b> di potenza elettrica superiore ai 60 kW	SI		SI		
<b>Eolico</b> , con procedimento nel quale è prevista la partecipazione obbligatoria del rappresentante del Ministero per i beni e le attività culturali	SI			SI	
<b>Solare fotovoltaico</b> > 20 kW	SI		Da valutare (soli imp. industriali)		
<b>Geotermico</b>	SI				
<b>Idroelettrico</b> (*)	SI		SI con potenza >		



			100 kW o portata > 260 l/s		
<b>Biomasse</b> , se inferiori a 50 MW <sub>t</sub>	SI	SI			
<b>Biomasse</b> , se compresi tra 50 e 150 MW <sub>t</sub>	SI, all'interno dell'IPCC	SI	SI		SI
<b>Biomasse</b> , se superiori a 150 MW <sub>t</sub>	SI, all'interno dell'IPCC	SI		SI	SI
Gas di discarica	SI	SI (**)	Da valutare in base alla quantità		Da valutare (discariche > 10 ton/giorno o capacità > 25.000 ton)
Gas residuati dai processi di depurazione	SI	SI(**)	Da valutare		Da valutare
Biogas da digestione anaerobica	SI	SI(**)	Da valutare (allevamenti)		Da valutare (allevamenti cod. 6.6)

(\*) Per le derivazioni localizzate in zona C, come definita dal d.g.r. del 26.04.1995, n. 74-45166, o la cui sezione di presa sottende un bacino di superficie minore o uguale a 200 km<sup>2</sup>, la soglia inferiore è ridotta a 140 l/s. Sono comunque esclusi gli impianti destinati all'autoproduzione aventi potenza installata inferiore o uguale a 30 kW – calore costante da assumere, indifferentemente dalla localizzazione o meno in area protetta (vedi cat. B1, n.21 CONCESSIONE DI DERIVAZIONE AI SENSI DEL Regolamento Regionale n.10/R del 29.07.2003).

(\*\*) Impianti di combustione, ubicati all'interno di impianti di smaltimento dei rifiuti, alimentati da gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas, di potenza termica nominale inferiore a 3 MW, se l'attività di recupero è soggetta alle procedure autorizzative semplificate e tali procedure siano espletate [art. 269, c. 14, lett. d) D. lgs. 152/06 Parte V]; se il biogas è conforme alle caratteristiche dell'Allegato X (cioè non da rifiuti) alla Parte V del D. lgs. 152/06, gli impianti con potenza termica inferiore ai 3 MW, non sono sottoposti ad autorizzazione alle emissioni in atmosfera [art. 269, c. 14, lett. e) D. lgs. 152/06 Parte V].

All'installazione degli impianti per i quali non è previsto il rilascio di alcuna autorizzazione non si applicano le procedure di conferenza dei servizi.

Gli impianti termici con potenza termica nominale > 300 MW sono sottoposti a VIA e IPCC statale.

La seguente tabella riporta le tipologie di impianti per le quali è sufficiente la DIA:

IMPIANTI	SOGLIA
Eolico	60 kW
Solare Fotovoltaico	20 kW
Idroelettrico	100 kW
Biomasse	200 kW
Biogas	250 kW