



# **Costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili**

**Rapporto commissionato da AEEG  
al Politecnico di Milano - Dipartimento di Energia**

**LUGLIO 2013**

*Hanno collaborato alla realizzazione del rapporto:  
Renzo Marchesi (responsabile), Paola Bombarda,  
Fausto Bresciani, Andrea Casalegno, Manfredi  
Guilizzoni, Angelo Gino Manfredi\*, Priscila Escobar\*\*,  
Alberto Rota\*\*\*, Matteo Zago.*

*\* Enginet s.r.l.*

*\*\* professore a contratto Dipartimento DICA*

*\*\*\* professore a contratto*

<b>1</b>	<b>PREMESSA</b> .....	<b>4</b>
1.1	Obiettivi dell'attività .....	4
1.2	Metodologia e parametri finanziari .....	4
<b>2</b>	<b>Biomasse</b> .....	<b>9</b>
2.1	Biogas .....	9
2.2	Biomasse solide .....	23
2.3	Biocombustibili liquidi.....	31
2.4	Sistemi cogenerativi .....	36
2.5	Rifiuti solidi urbani.....	41
<b>3</b>	<b>Eolico</b> .....	<b>45</b>
<b>4</b>	<b>Fotovoltaico</b> .....	<b>50</b>
·	Impianti di taglia piccola .....	50
·	Impianti di taglia media .....	53
·	Impianti di taglia grande.....	53
<b>5</b>	<b>Geotermico</b> .....	<b>56</b>
<b>6</b>	<b>IDROELETTRICO</b> .....	<b>64</b>
	<b>Conclusioni</b> .....	<b>76</b>
	<b>FONTI</b> .....	<b>77</b>

## 1 PREMESSA

### 1.1 Obiettivi dell'attività

AEEG ha incaricato il Dipartimento Energia del Politecnico di Milano di eseguire una valutazione dei costi medi di produzione dell'energia elettrica generata da varie fonti rinnovabili, con particolare dettaglio per gli impianti di potenza inferiore a 1 MW.

Gli obiettivi dell'analisi sono i seguenti:

- a) quantificazione del valore unitario  $V_m$  (in particolare della componente  $P_{IAFR}$ ) riconosciuto ai produttori Cip 6 per ogni certificato verde annullato ai fini dell'adempimento all'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99. A questo fine è stata eseguita una analisi dei costi medi di produzione dell'energia elettrica dalle fonti idrica, eolica, geotermica, biomasse, biogas e rifiuti con riferimento a impianti di varia potenza ritenuti rappresentativi. I risultati evidenziano separatamente i costi di investimento, i costi di esercizio e i costi di combustibile ove presenti.
- b) definizione dei prezzi minimi garantiti, ove e qualora necessari, di importo tale da assicurare la sopravvivenza economica agli impianti di minori dimensioni anche qualora i prezzi di mercato dovessero scendere significativamente; questi impianti generano infatti benefici ambientali, di tutela del territorio e di sviluppo delle risorse marginali o residuali. I prezzi minimi garantiti sono quindi finalizzati al recupero dei costi di esercizio, di manutenzione e di combustibile, qualora presenti, e non anche al recupero dei costi di investimento. Si è quindi eseguita una analisi dei costi medi di produzione dell'energia elettrica dalle fonti idrica, eolica, solare, biomasse e biogas relativamente ad impianti di potenza fino a 1 MW, con particolare riferimento ai costi di esercizio e di combustibile (ove presenti);
- c) definizione del limite massimo per la restituzione degli oneri generali di sistema nel caso di impianti ammessi allo scambio sul posto, come evidenziato nella deliberazione 570/2012/R/efr. Si è quindi eseguita:
  - l'analisi dei costi medi di investimento, di esercizio e di combustibile per le diverse tipologie di impianti alimentati dalle fonti rinnovabili di potenza fino a 200 kW, con particolare riferimento agli impianti fotovoltaici;
  - l'analisi dell'evoluzione dei costi di cui al precedente punto negli ultimi 7 anni, per i casi in cui vi siano state variazioni significative, con particolare riferimento agli impianti fotovoltaici.

Lo studio ha l'obiettivo di calcolare il costo di produzione dell'energia elettrica dalle diverse fonti, evidenziando separatamente le varie voci di costo (investimento, esercizio e combustibile ove presente).

### 1.2 Metodologia e parametri finanziari

#### 1.2.1 Metodologia di calcolo

Come nella valutazione eseguita nel 2010 [a] i costi di produzione dell'energia elettrica sono stati calcolati utilizzando la metodologia del "levelised cost of electricity" (LCOE) o costo annuo equivalente (CAE) secondo la procedura di calcolo riportata nel seguito.

Pur con alcuni limiti il LCOE rimane uno strumento molto agevole per confrontare i costi unitari di diverse tecnologie di generazione elettrica lungo il loro intero ciclo di vita economica o in un lasso di tempo determinato.

LCOE corrisponde ai costi che dovrebbe assumersi un investitore ipotizzando la costanza dei costi di produzione; il tasso di attualizzazione utilizzato nel calcolo del LCOE riflette il ritorno sul capitale investito in assenza di specifici rischi tecnologici o di mercato. Dato che normalmente tali rischi esistono vi è una divaricazione tra LCOE ed i costi reali sopportati da un investitore che operi su mercati elettrici reali, ciascuno normalmente caratterizzato da proprie specifiche incertezze. Il LCOE è comunque lo strumento tuttora considerato più trasparente per valutare i costi della generazione elettrica ed è ampiamente utilizzato per confrontare i costi di diverse tecnologie. LCOE approssima meglio i costi reali della produzione elettrica in mercati elettrici monopolistici o amministrati con garanzie sui prestiti e con prezzi regolati piuttosto che in mercati competitivi e con costi variabili.

Anche se negli ultimi due anni il sistema bancario ha mostrato maggior prudenza nel finanziamento delle fonti energetiche rinnovabili (FER) e gli incentivi sono in progressiva riduzione si ritiene tuttora valida l'assunzione che le fonti rinnovabili si muovano in un quadro di mercato sostanzialmente amministrato e che quindi la metodologia LCOE rimanga la più indicata per l'esecuzione di analisi economiche.

Per il calcolo del LCOE è stato utilizzato un modello di calcolo in cui i dati di input e le convenzioni adottate sono:

- 1) *taglia dell'impianto, potenza lorda:  $kW_e$ ;*
- 2) *fattore di utilizzo: ore equivalenti;*
- 3) *potenza netta dell'impianto:  $kW_e$ ;*
- 4) *costi di investimento specifici sulla potenza netta:  $€/kW_e$ ;*
- 5) *costi specifici di personale:  $€/kW_e$  anno;*
- 6) *costo specifico del combustibile:  $€/kWh_e$ ;*
- 7) *costi di manutenzione ordinaria:  $€/kW_e$  anno;*
- 8) *accantonamenti per i costi di manutenzione straordinaria:  $€/kW_e$  anno;*
- 9) *costo di assicurazione:  $€/kW_e$  anno;*
- 10) *costo di smaltimento rifiuti:  $€/kW_e$  anno*
- 11) *costo dei canoni :  $€/kW_e$  anno;*
- 12) *costo IMU :  $€/kW_e$  anno;*
- 13) *valore residuo specifico dell'investimento al termine del periodo di attualizzazione considerato:  $€/kW_e$ ;*
- 14) *durata del periodo di attualizzazione: 12, 15 anni (durata dei CV pre e post 2008) e 20 anni per il solo fotovoltaico;*
- 15) *tasso di attualizzazione;*
- 16) *tasso di inflazione;*
- 17) *durata della realizzazione dell'impianto.*

I costi d'investimento comprendono i costi di progettazione, i costi delle opere civili, delle opere elettriche di connessione alla rete e delle pratiche autorizzative.

La vita tecnica degli impianti considerati è mediamente di 20 anni e superiore ai 30 per gli impianti idraulici e geotermici; dato che i periodi di attualizzazione considerati sono inferiori alla vita tecnica degli impianti stessi è stato introdotto il valore residuo calcolato ipotizzando

una vita economica di 30 anni per gli impianti idroelettrici e geotermici, di 15 anni per i motori ad oli vegetali e di 20 per gli altri; il valore residuo è quindi stato stimato ipotizzando un decremento lineare del valore dell'impianto e quindi pari a 3/15, 8/20 o 18/30 e 5/20 o 15/30 dell'investimento in funzione della tecnologia e del periodo considerato.

Dalla presente analisi si desidera avere indicazioni anche sulla variazione dei costi delle varie FER verificatesi negli ultimi otto anni con particolare attenzione al fotovoltaico (FV), dove si è avuta una forte riduzione dei costi di investimento, alle biomasse (BM), per le tensioni manifestatesi sui prezzi dei combustibili, sull'idraulico per la continua variazione dei canoni di concessione e la necessità di approfondire l'influenza delle caratteristiche del sito sui costi di produzione.

Per il periodo 2006/2007 si è fatto ricorso principalmente a dati di letteratura con verifiche su 4 impianti entrati in funzione in quel periodo (2 FV, 1 biogas, 1 termovalorizzatore di RSU). Per il periodo 2009/2010 si sono adottati come riferimento i costi ricavati dalla precedente indagine eseguendo alcune verifiche sia su impianti FV di quel periodo, ma con caratteristiche realizzative in alcuni casi differenti da quelle allora considerate (inseguimento, disposti da nord a sud).

Per il periodo 2012/2013 le fonti sono state i dati di letteratura, i contributi inviati dalle associazioni di categoria ed i dati raccolti con visite a vari impianti (gli impianti analizzati realizzati nel 2013 sono stati avviati nel primo trimestre dell'anno).

Le fonti rinnovabili sono generalmente caratterizzate da un'elevata variabilità ed incertezza nella valutazione di molte voci di costo. Nei casi in cui gli operatori non hanno sottolineato il problema della variabilità dei costi si sono assunti, per il calcolo del LCOE, i valori da essi indicati (identificati come costi medi); in altre circostanze si è invece ritenuto necessario definire un intervallo di costi compreso tra le condizioni economicamente più favorevoli (costo minimo) e più sfavorevoli (costo massimo).

Per gli impianti a biomasse, geotermico ed idroelettrico con potenze installate superiori ad 1 MW, il costo di investimento distribuito su 3 anni, tempo di realizzazione dell'impianto, è stato attualizzato all'anno 0. In tutti gli altri casi si è assunto che l'investimento possa essere realizzato in un anno.

Sono stati pure analizzati i costi di generazione dei termovalorizzatori alimentati con RSU e CDR che non erano stati presi in considerazione nello studio precedente.

Il calcolo del costo medio attualizzato di produzione dell'energia elettrica è stato effettuato con la seguente formula:

$$LCOE = \frac{\sum_{j=0}^M CI_j(1+r)^{-j} + \sum_{i=0}^N CO_i(1+r)^{-i} + \sum_{i=0}^N CC_i(1+r)^{-i} - VR(1+r)^{-N}}{\sum_{i=0}^N EE_i(1+r)^{-i}}$$

dove, con riferimento ai punti del precedente elenco dei dati di input:

- $r$  tasso di attualizzazione, 15);
- $N$  durata in anni del periodo analizzato, 14);
- $CI_i$  costo di investimento sostenuto nell'anno  $i$ -esimo, 4);
- $CO_i$  costo di gestione e manutenzione sostenuto nell'anno  $i$ -esimo, 5), da 7) a 12);
- $EE_i$  energia elettrica prodotta nell'anno  $i$ -esimo, 2) moltiplicato 3);
- $CC_i$  costo del combustibile sostenuto nell'anno  $i$ -esimo, 6);
- $VR$  valore residuo dell'impianto all'anno  $N$ , 3);
- $M$  durata in anni della realizzazione dell'impianto, 17).

Un'ipotesi semplificativa riguarda la produzione di energia elettrica che è stata assunta **costante in ciascun anno per l'intero** orizzonte temporale di riferimento. Tale ipotesi implica la disponibilità attesa dell'impianto per un numero di ore equivalenti a piena potenza che distribuisce eventuali indisponibilità, in particolare connesse alle manutenzioni straordinarie, nei vari anni di funzionamento dell'impianto.

I risultati dei calcoli effettuati per ciascuna tecnologia sono riportati in tabelle utilizzando la seguente simbologia:

$C_{tot}$	coincide con LCOE;
CI	quota di LCOE relativa al costo di investimento;
CO	quota di LCOE relativa ai costi operativi;
CC	quota di LCOE relativa al costo del combustibile;
VR	quota di LCOE relativa al valore residuo.

### 1.2.2 Tasso di attualizzazione e costo del denaro

Come già lo studio condotto nel 2010, la presente analisi ha come obiettivo la determinazione dei costi del kWh generato da varie FER; in particolare vengono definiti i costi di produzione al netto dell'adeguata remunerazione del capitale investito. Pertanto, tale remunerazione dovrà essere considerata ai fini della completa definizione dei costi di produzione e per la successiva eventuale definizione dei prezzi di ritiro dell'energia elettrica. Per questa ragione si è deciso di adottare come tasso di attualizzazione il costo del denaro investito nell'impianto.

Per determinare questo parametro sono state effettuati vari incontri-intervista con funzionari che seguono il finanziamento delle rinnovabili, di alcune primarie banche italiane. Si è constatata una significativa variazione dell'atteggiamento delle banche nei confronti delle FER rispetto a quanto constatato nel corso dell'indagine condotta nel 2010; come già accennato viene posta una maggior attenzione al rischio connesso all'investimento. Progetti con un maggiore livello di rischio, da un lato limitano l'ammontare di capitale di debito e dall'altra implicano un più alto costo del capitale. Dall'analisi delle modalità di finanziamento praticate emerge come due fattori condizionino sensibilmente le modalità di finanziamento di un investimento: la dimensione dell'investimento rispetto alle dimensioni e alla patrimonializzazione dell'investitore ed i meccanismi pubblici di sostegno presenti e in generale tutti gli aspetti correlati alla regolamentazione.

Dall'osservazione delle modalità di finanziamento alle FER si nota che:

- i progetti di più ampia scala realizzati da imprese di grandi dimensioni sono quasi totalmente finanziati attraverso debito, tipicamente attraverso project financing;
- il costo del capitale in sistemi caratterizzati dal meccanismo di sostegno dei Certificati Verdi è in generale elevato in quanto: da un lato l'apporto massimo di capitale di debito è limitato da flussi di cassa meno sicuri, dall'altro gli investitori richiedono un premio per il rischio più alto, poiché i rendimenti attesi del progetto sono più incerti. L'esperienza e la maggiore conoscenza degli effetti del meccanismo di mercato, tuttavia, contribuiscono a ridurre l'incertezza e ad aumentare le condizioni di affidabilità del progetto per i finanziatori. Alcuni interlocutori hanno affermato che l'alta variabilità delle condizioni di regolamentazione, seppure accompagnata da alti incentivi, ha contribuito in parte a scoraggiare l'apporto del capitale di debito in alcuni investimenti;

- nel caso di meccanismi di sostegno considerati stabili e certi, come nel caso del fotovoltaico o della tariffa onnicomprensiva ancora nel 2012 era facile ottenere la totale copertura dell'investimento.

Una seconda variazione significativa verificatasi negli ultimi tre anni riguarda i tassi base proposti dalle banche; da una sostanziale uniformità delle condizioni proposte per i prestiti si è passati a notevoli differenze tra i diversi istituti con tassi base tendenzialmente in rialzo. Si è riscontrata una forbice accentuata tra le offerte di diversi istituti di credito e una notevole varietà di proposte anche da parte di uno stesso istituto di credito; le condizioni che influenzano maggiormente il costo del denaro sembrano essere se il tasso sia fisso o variabile, la presenza di garanzie, il rischio legato alle diverse tecnologie, il settore dell'azienda richiedente, affidabilità dell'azienda richiedente.

Nello stesso tempo però gli operatori intervistati, in particolare agricoltori, hanno dichiarato di aver sottoscritto molto recentemente mutui a tassi estremamente favorevoli, di poco superiori al 2%. Si ha quindi l'impressione che le banche propongano inizialmente condizioni più onerose di quanto non avvenisse nel 2010 ma che se ritengono il richiedente molto affidabile siano disposte a ridurre il livello dei tassi.

A fronte di questa situazione alquanto diversificata si è quindi deciso di operare nel modo seguente:

- per tutti gli impianti, indipendentemente dall'anno di costruzione, di cui fosse noto il tasso praticato dalla banca si è assunto il valore dichiarato dall'operatore;
- per gli impianti costruiti negli anni tra il 2006 e la prima metà del 2011, per i quali non fosse noto il costo del denaro, si sono utilizzati i valori adottati per il rapporto 2010: 3,55% per il fotovoltaico e 4,05% per le altre tecnologie;
- per gli impianti entrati in servizio nel 2012, per i quali non fosse noto il costo del denaro, in base ad una media dei dati raccolti si è adottato prudenzialmente un tasso del 6% per gli impianti di taglia inferiore ad 1 MW (incentivati con tariffa onnicomprensiva o conto energia) e del 6,5% per quelli di taglia superiore (certificati verdi).

In merito al rapporto tra capitale proprio e finanziamento i funzionari bancari intervistati hanno affermato che, almeno in linea teorica, il finanziamento non deve superare l'80% dell'investimento e preferibilmente essere dell'ordine del 70%; almeno il 20%-30% dell'investimento dovrebbe essere coperto da capitale proprio soprattutto se si tratta di cifre rilevanti. Tutti gli operatori da noi intervistati, che possiedono impianti di potenza inferiore ad 1 MW, hanno tuttavia affermato di aver ricevuto prestiti che coprono l'intero investimento ad esclusione dell'IVA.

Il programma di calcolo fornisce vari insiemi di dati ma per la presente valutazione i costi base sono quelli a tasso di attualizzazione 100%, inflazione nulla e senza correzione IRAP. Non è stato preso in considerazione il costo del capitale circolante in quanto nessun operatore ha fornito dati o anche generiche indicazioni in merito.

### 1.2.3 Assicurazioni

Come fatto con le banche si sono intervistati anche Broker e compagnie assicurative così da ottenere dati affidabili su questa voce di costo.

Nella trattazione delle diverse tecnologie si è tentato di presentare i dati di costo in modo uniforme; non sempre ciò è risultato possibile data l'eterogeneità dei dati.

## 2 BIOMASSE

Si definisce biomassa qualunque sostanza organica di origine sia vegetale, che animale. Il termine indica quindi una grande varietà di sostanze organiche molto diverse tra loro in termini di contenuto di umidità, di zuccheri o lipidi, di sostanze azotate, di lignina o cellulosa. In base a queste differenze anche i processi di conversione energetica più idonei per sfruttare le diverse biomasse sono differenziati e potenzialmente molto numerosi. Nel presente rapporto tratteremo solo tre tipologie di processi di conversione che si ritengono, anche se in misura diversa, i più significativi nel contesto italiano:

- la produzione di bio gas per alimentare elettrogeneratori mossi da motori alternativi ad accensione comandata;
- l'utilizzo di bio oli per alimentare elettrogeneratori mossi da motori alternativi ad accensione spontanea;
- la combustione di biomasse a bassa umidità in caldaie per generare potenza elettrica con cicli a vapore.

### 2.1 Biogas

Il biogas è prodotto della demolizione della sostanza organica operata dai batteri in assenza di ossigeno. Il processo può avvenire spontaneamente (paludi, discariche contenenti prodotti organici) o in appositi impianti.

Il gas prodotto dalla fermentazione o digestione anaerobica (FA) è una miscela costituita principalmente da metano, indicativamente 50-65% in volume, anidride carbonica e vapor d'acqua con una modesta presenza di ossigeno, azoto ed alcune impurezze quali ammoniaca, solfuri, fluoruri, silicati (questi ultimi nel bio gas da discarica), che possono variare significativamente in funzione del substrato trattato.

La presenza d'inquinanti gassosi, tra cui l'acido solfidrico, rende spesso necessario un trattamento di purificazione del gas prima dell'utilizzo. La FA è particolarmente indicata per trattare sostanze ad alta umidità in quanto il processo avviene in sospensioni acquose con contenuti di solidi che generalmente non eccedono il 10% in peso. La resa energetica delle varie sostanze che possono essere trattate dipende dal contenuto di solidi volatili (SV) e dalla produzione di metano per unità di massa di SV.

La tabella 2.1 evidenzia che tali variazioni, pur non essendo enormi, non sono trascurabili e che le potenzialità produttive dei rifiuti sono sempre inferiori a quelle garantite dalle colture. I dati di tabella 2.1 sono indicativi in quanto trattandosi di materiali biologici le variazioni del valore dei vari parametri tra diverse partite anche dello stesso prodotto sono inevitabili e a volte possono raggiungere il 20%.

Tipo di substrato	SV %	Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /ton SV
FORSU	70	260
Deiezioni bovine	85	210
Fanghi di depuratori	80	260
Deiezioni suine	75	260
Deiezioni pollame	70	260
Trinciato di mais	95	300
Erba prato polifito	90	275
Trinciato triticale	90	295

**Tab. 2.1** – Contenuto di solidi volatili e produzione di metano per varie sostanze.

### 2.1.1 Biogas da fermentatori anaerobici

Inizialmente la FA mirava a recuperare energia da rifiuti difficilmente trattabili con altre tecnologie garantendo anche una forte riduzione della massa del rifiuto trattata ed una sua stabilizzazione. In Italia i numerosi impianti realizzati negli scorsi anni (attualmente solo in Lombardia sono installati circa 300 impianti con taglia media di 700 kW Regione Lombardia Direzione Agricoltura) sono alimentati soprattutto con prodotti agricoli. Questa scelta, che ha portato ad un innalzamento dei costi, ha varie motivazioni. In particolare i prodotti agricoli hanno composizioni più uniformi e ciò semplifica la gestione dell'impianto, le normative italiane in merito al trattamento dei rifiuti non agricoli sono estremamente restrittive e complesse, per cui il processo autorizzativo è difficoltoso così come può diventarlo la gestione del materiale digerito. Si può stimare che attualmente l'apporto energetico dei rifiuti sia inferiore al 10%.

L'utilizzo del gas prodotto da digestione anaerobica può comportare alcuni problemi operativi che rendono necessaria un'accurata manutenzione periodica.

In generale, un impianto a biogas, può presentare problemi dovuti a:

- **corrosività del biogas**, dovuta alla formazione di acido solfidrico;
- **formazione di condensa nelle tubazioni** in quanto il gas si produce saturo di acqua alla temperatura di processo superiore alla temperatura ambiente (fermentatori mesofili 35-40°C, termofili 50-60°C);
- **formazione di incrostazioni nelle tubazioni** di uscita dei liquami digeriti, negli stramazzi, nella zona di aspirazione delle pompe centrifughe e negli scambiatori;
- **esposizione al gelo** che può danneggiare la componentistica esterna al fermentatore.

Vi è infine da rilevare che un motore alternativo, anche se gestito con cura, necessita di pesanti interventi di manutenzione straordinaria ogni 50.000-60.000 ore di funzionamento.

Prima dell'invio al motore il gas deve essere sottoposto a trattamenti di deumidificazione, filtrazione e desolfurazione. In alcuni impianti una controllata insufflazione di ossigeno riesce a far precipitare l'acido solfidrico riducendo o annullando la necessità di desolfurare. Nel caso si utilizzino fanghi di depurazione è essenziale l'eliminazione degli xiloxani, composti contenenti silicio, che incrosterebbero rapidamente le valvole e altri componenti del motore.

### Evoluzione tecnologica

Negli ultimi 7 anni la tecnologia della FA ha subito una graduale evoluzione che ha apportato alcuni miglioramenti in termini di produttività e affidabilità, anche se non sono state introdotte innovazioni sostanziali. L'attività di sviluppo mira attualmente a mettere a punto pretrattamenti che migliorino la digeribilità e quindi la produttività dei materiali organici che alimentano il fermentatore e processi per separare dal materiale scaricato sostanze indesiderate, quali l'eccesso di ammoniaca.

Per quanto concerne le dimensioni degli impianti mentre negli anni 2009-2011 la grande maggioranza dei fermentatori aveva taglie comprese tra i 500 e 1000 kW, nel 2012 è cresciuto l'interesse per piccoli impianti, con taglie comprese tra i 60 e 100 kW, nonostante gli elevati costi specifici di investimento. Queste taglie possono infatti consentire a grandi aziende agricole di alimentare il fermentatore con le sole deiezioni animali, eventualmente integrate con modeste quantità di altri rifiuti aziendali o trinciati di culture; si consideri che per alimentare un fermentatore da 100 kW con solo letame bovino è necessaria la presenza dell'equivalente di circa 1000 capi adulti.

### Analisi dei costi

Per valutare i costi medi di produzione dell'energia elettrica da biogas si sono esaminate alcune offerte, con relativa analisi di redditività; inoltre si sono effettuate interviste durante le visite agli impianti di alcune aziende agricole e per valutare l'influenza sui costi delle diverse opzioni per l'alimentazione del fermentatore si sono utilizzati i dati di una sperimentazione della durata di circa un anno, condotta tra marzo 2012 e marzo 2013.

Si sono considerate le seguenti voci di costo:

- **investimento** comprensivo di progettazione, oneri di allacciamento ed installazione contatori ed impianti ausiliari, quali trincee e vasche stoccaggio effluenti (al netto di IVA);
- **personale** per gestione e smaltimento effluenti quando svolto in proprio;
- **alimentazione fermentatore** per la quota non derivante da rifiuti e reflui aziendali;
- **manutenzione ordinaria;**
- **manutenzione straordinaria quando presente;**
- **assicurazioni;**
- **varie quando presenti.**

Non sono stati presi in considerazione oneri fiscali compresa IMU e canoni che in tutti i casi esaminati sono risultati assenti o trascurabili; è stato trascurato anche il costo di smaltimento del digestato che nei casi esaminati ed anche in quelli reperiti in letteratura, può essere riutilizzato in campo agricolo come fertilizzante e ammendante. Vi sono situazioni in cui la direttiva nitrati non consente lo spandimento in zone considerate vulnerabili e in questa situazione si potrebbero avere costi di smaltimento; non sono però stati reperiti dati affidabili in merito.

La valutazione di dettaglio ha riguardato i seguenti impianti:

- **88 kW** (costi riferiti a fine 2012 inizio 2013)

Impianto di potenza netta di **88 kW<sub>e</sub>** netti, con motore a combustione interna (MCI) 4 cilindri ad accensione comandata; ore equivalenti 8.000.

**Costo di investimento** 800.000 € comprendente oltre al motore:

- il sistema di fermentazione a doppio stadio con struttura metallica coibentata dotato di riempimenti per aumentare la superficie di attacco dei batteri del volume di 2 m<sup>3</sup>;
- vasca stoccaggio digestato;
- connessione alla rete;
- preparazione del sito;
- pratiche autorizzative.

#### **Costo di alimentazione del digestore**

In questo caso il costo di approvvigionamento del substrato, prevalentemente liquame bovino, è considerato nullo, anche se potrebbe risultare negativo nel caso si ottenesse l'autorizzazione a trattare rifiuti che comporterebbe un ricavo legato al conferimento.

#### **Costi di personale**

L'impianto richiede la presenza di personale a tempo parziale, di non elevata specializzazione ma che abbia ricevuto un adeguato addestramento sull'impianto, per un monitoraggio del corretto del funzionamento del processo di digestione e del motore e per il caricamento della materia prima per un impegno di circa 2.000 h/anno con un costo di 5.000 €/anno.

**Manutenzione**

Per i costi di manutenzione sono stati indicati le seguenti cifre:

Manutenzione ordinaria – 200 €/kW

Manutenzione straordinaria – 50 €/kW

**Costi di assicurazione**

I documenti non forniscono indicazioni su questo punto ma l'indagine effettuata presso compagnie di assicurazione e gestori di impianto indica un costo variabile, in funzione del tipo di polizza stimato in circa 5.000 €/anno.

**• 267 kW (costi riferiti al 2012)**

Impianto di potenza netta di **267 kW<sub>e</sub>**, MCI a 6 cilindri ad accensione comandata con un fattore di utilizzo di circa 8.000 ore equivalenti annue; il sistema è dotato di un estrusore per il pretrattamento ed omogeneizzazione del substrato.

**Costo di investimento**

Viene dichiarato un costo di 2.400.000 € non suddiviso, comprensivo oltre che del motore:

- di un fermentatore doppio stadio in calcestruzzo coibentato del volume attivo di 4.000 m<sup>3</sup>;
- vasca stoccaggio digestato;
- sistema automatico di caricamento con omogeneizzazione del liquame e del letame;
- connessione alla rete;
- preparazione del sito;
- pratiche autorizzative.

**Costo alimentazione del digestore**

Il costo di alimentazione è considerato nullo anche se vi sono spese di trasporto delle deiezioni bovine che non hanno potuto essere valutate; l'impianto infatti è gestito in modo consortile e riceve le deiezioni da 4 allevamenti e stalle da latte.

**Costi personale**

Secondo il costruttore l'impianto può essere gestito con un impegno di circa 600 ore/anno da personale di media qualificazione (25 €/h). Non ci sono ancora dati sul funzionamento a regime.

**Costi di manutenzione**

Per i costi di manutenzione si è ottenuto un'indicazione di massima:

Manutenzione ordinaria – 180 €/kW

Manutenzione straordinaria – 45 €/kW

**Costi di assicurazione**

Non vengono fornite indicazioni sui possibili oneri di assicurazione, ma l'indagine effettuata presso compagnie di assicurazione e gestori di impianto indica un costo variabile, in funzione del tipo di polizza da 10.000 a 15.000 €/anno.

**• 500 kW (costi riferiti al 2008)**

Impianto di potenza netta di **500 kW<sub>e</sub>**, MCI a 8 cilindri ad accensione comandata e con un fattore di utilizzo medio di 7.000 ore equivalenti annue.

**Costo di investimento**

Viene dichiarato un costo di 1.500.000 € per impianto di fermentazione e generatore ma non è stato possibile appurare se tale costo sia comprensivo dell'allacciamento, delle pratiche autorizzativa (presumibilmente meno complesse) e della preparazione del sito.

**Costo alimentazione del digestore**

L'alimentazione è basata su trinciato di mais, indicativamente 25 tonnellate al giorno, del costo di 35 €/ton con un incidenza sul costo dell'energia di 7,5 centesimi di €/kWh<sub>e</sub>.

**Costi personale**

Per la gestione dell'impianto è stato dichiarato un costo di circa 20.000 €/anno.

**Costi di manutenzione**

Per i costi di manutenzione si è ottenuto un'indicazione di massima:

Manutenzione ordinaria – 100 €/kW

Manutenzione straordinaria – 22 €/kW

**Costi di assicurazione**

Non vengono fornite indicazioni sui possibili oneri di assicurazione, ma l'indagine effettuata presso compagnie di assicurazione e gestori di impianto indica un costo variabile, in funzione del tipo di polizza, di circa 3.000 €/anno.

**• 540 kW (costi riferiti a fine 2012 inizio 2013)**

Impianto di potenza netta di **540 kW<sub>e</sub>**, MCI a dodici cilindri ad accensione comandata e con un fattore di utilizzo compreso fra 7.800 e 8.600 ore equivalenti annue, in funzione non solo dell'incidentalità e dei tempi richiesti dagli interventi di manutenzione ma anche della tipologia del substrato di alimentazione.

**Costo di investimento**

A consuntivo il costo dell'impianto è stato di 2.100.000 € comprensivo oltre che del motore:

- di un fermentatore doppio stadio in calcestruzzo coibentato del volume attivo di 4.000 m<sup>3</sup>;
- vasca stoccaggio digestato;
- sistema automatico di caricamento con omogenizzazione del liquame e del letame;
- connessione alla rete;
- preparazione del sito;
- pratiche autorizzative.

**Costo alimentazione del digestore**

Data la rilevanza del costo di alimentazione sul costo dell'energia prodotta su questo impianto è stata condotta una lunga sperimentazione provando numerose miscele di vari substrati nel tentativo di individuare la soluzione più conveniente.

Sono state provate cinque diverse miscele comprendenti mais, triticale, sorgo sfarinati, erba di prato stabile, sorgo con aggiunte di liquame e letame bovini. L'incidenza dell'alimentazione è risultata variare da 0,10 a 0,13 €/kWh e la più conveniente è risultata quella basata su una miscela di mais ed erba.

**Costi personale**

Il costo di gestione dell'impianto è stato dichiarato mediamente di 38.000 €/anno.

**Costi di manutenzione**

Per i costi di manutenzione si è ottenuto un'indicazione di massima:

Manutenzione ordinaria – 160-175 €/kW

Manutenzione straordinaria – 23-25 €/kW

**Costi di assicurazione**

Il costo di assicurazione è pari a 3.000 €/anno.

- **1548 kW** (*costi riferiti al 2012*)

Impianto di potenza netta di **1548 kW<sub>e</sub>**, erogata da due MCI da 12 cilindri ad accensione comandata operanti in parallelo. Un motore opera sempre al massimo carico mentre il secondo adatta la propria potenza in base alla disponibilità di biogas; il fattore di utilizzo risulta di circa 7000 ore equivalenti annue.

**Costo di investimento**

A consuntivo il costo dell'impianto è stato di 12.000.000 € comprensivo oltre che del sistema di generazione:

- di un fermentatore a 4 stadi in calcestruzzo coibentato del volume attivo di circa 8.000 m<sup>3</sup>;
- vasca stoccaggio digestato;
- trincee differenziate per mais e rifiuti;
- 12 km di tubazioni interrato per portare all'impianto il liquame delle stalle consorziate;
- sistema automatico di caricamento con omogenizzazione del liquame e del letame;
- connessione alla rete;
- preparazione del sito;
- pratiche autorizzative.

**Costo alimentazione del digestore**

L'alimentazione è costituita mediamente da 20.000 ton/anno di FORSU, da 15.000 ton/anno di trinciato di mais e dal liquame degli allevamenti bovini; essendo il liquame a costo nullo, il prezzo per il conferimento del FORSU dell'ordine di 70-75 €/ton ed il costo del mais di 55 €/ton l'alimentazione presenta avere un costo negativo stimabile in 0,06 €/kWh.

**Costi personale**

Si valuta per la gestione dell'impianto un costo di circa 60.000 €/anno.

**Costi di manutenzione**

Per i costi di manutenzione si è ottenuto un'indicazione di massima:

Manutenzione ordinaria – 118 €/kW

Manutenzione straordinaria – 17 €/kW

**Costi di assicurazione**

Non vengono fornite indicazioni sui possibili oneri di assicurazione, ma l'indagine effettuata presso compagnie di assicurazione e gestori di impianto indica un costo variabile, in funzione del tipo di polizza, di circa 8.000 €/anno.

Nelle tabelle 2.2 e 2.3 sono riportate le sintesi dei costi attualizzati per gli impianti a biogas considerati.

Anno	P	Ore	Invest.	Combust.	Manut. ord.	Manut. stra.	Personale	Assicu.	Varie	CI	CO+CC	Ctot	VR
	[kW]	[h]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
2008	500	7000	3000	0.075	100	22	40	6	4.0	0.046	0.100	0.135	0.011
2012	267	7960	8989	0	180	45	51	51	4.0	0.135	0.042	0.151	0.025
2012	1548	7000	7752	-0.060	118	17	39	5	3.5	0.140	-0.034	0.083	0.023
2013	88	8000	9068	0	200	50	57	57	4.0	0.135	0.046	0.156	0.025
2013	540	7870	3889	0.129	160	23	70	6	3.9	0.059	0.163	0.211	0.011
2013	540	8410	3889	0.112	171	25	70	6	4.2	0.055	0.145	0.190	0.010
2013	540	8000	3889	0.117	163	24	70	6	4.0	0.058	0.150	0.198	0.011
2013	540	8600	3889	0.124	175	25	70	6	4.3	0.054	0.157	0.201	0.010
2013	540	8600	3889	0.105	175	25	70	6	4.3	0.054	0.138	0.182	0.010

Tab. 2.2 - Riassunto biogas con investimento a 12 anni.

Anno	P	Ore	Invest.	Combust.	Manut. ord.	Manut. stra.	Personale	Assicu.	Varie	CI	CO+CC	Ctot	VR
	[kW]	[h]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
2008	500	7000	3000	0.075	100	22	40	6	4.0	0.039	0.100	0.133	0.005
2012	267	7960	8989	0	180	45	51	51	4.0	0.116	0.042	0.147	0.011
2012	1548	7000	7752	-0.060	118	17	39	5	3.5	0.122	-0.034	0.077	0.010
2013	88	8000	9068	0	200	50	57	57	4.0	0.117	0.046	0.151	0.011
2013	540	7870	3889	0.129	160	23	70	6	3.9	0.051	0.163	0.209	0.005
2013	540	8410	3889	0.112	171	25	70	6	4.2	0.048	0.145	0.188	0.005
2013	540	8000	3889	0.117	163	24	70	6	4.0	0.050	0.150	0.196	0.005
2013	540	8600	3889	0.124	175	25	70	6	4.3	0.047	0.157	0.199	0.004
2013	540	8600	3889	0.105	175	25	70	6	4.3	0.047	0.138	0.180	0.004

Tab. 2.3 - Riassunto biogas con investimento a 15 anni.

**Confronto con l'analisi del 2010<sup>1</sup>**

In termini di costi di investimento, a parità di taglia, si sono avuti aumenti fisiologici dovuti all'inflazione, ma spesso risultano più modesti degli incrementi legati alle procedure autorizzative; queste ultime infatti risultano in molti casi complesse anche quando si operi utilizzando culture in quanto vengono posti vincoli sulle modalità di preparazione del sito. Non trascurabili possono risultare anche i costi di allacciamento alla rete se l'impianto non si trova in condizioni particolarmente favorevoli.

Nel periodo considerato le variazioni più significative hanno riguardato i costi di alimentazione. Facendo riferimento al trinciato di mais posto in trincea negli anni 2007-2008 il prodotto poteva essere acquisito a prezzi dell'ordine dei 35 €/ton, nel 2010 il prezzo era lievitato a 45 €/ton e nella seconda metà del 2012 inizi 2013 si è constatato un ulteriore incremento a 55 €/ton con punte a 65 €/ton. Si tratta di valori che non paiono compatibili con un impiego energetico soprattutto se si considera che tutte le culture utilizzate hanno altri sbocchi di mercato in particolare per l'alimentazione animale; sarebbe quindi auspicabile favorire un più significativo utilizzo di rifiuti. Le altre voci di costo vedono invece aumenti compatibili con l'inflazione e quindi non dovuti a sostanziali variazioni contestuali.

---

<sup>1</sup> Il confronto è stato effettuato con l'analisi svolta nel 2010 pubblicata in [a].

P	tipo	Ore	Invest.	Combust.	Manut. ord.	Manut. stra.	Personale	Assicu.	Altro	CI	CO+CC	Ctot	VR
[kW]		[h]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
100 kW	med	8000	8000	0	320	0	360	30	0	0.107	0.089	0.170	0.025
487 kW	max	8000	5031	0.075	263	0	51	25	0	0.067	0.117	0.169	0.016
	min	8000	5031	0.069	263	0	51	9	0	0.067	0.109	0.161	0.016
521 kW	max	7900	3464	0.097	182	0	70	17	0	0.047	0.131	0.167	0.011
	min	7900	3464	0.078	182	0	70	9	0	0.047	0.111	0.147	0.011
530 kW	med	7800	4340	0.067	57	55	69	5	0	0.059	0.091	0.136	0.014
901 kW	med	7900	4439	0.0792	202	32	40	0	0	0.060	0.115	0.161	0.014
1248 kW	max	8000	3205	0.091	246	0	48	16	16	0.043	0.132	0.164	0.010
	min	8000	3205	0.073	246	0	48	8	16	0.043	0.113	0.145	0.010

Tab. 2.4 - Riassunto biogas 2010 con investimento a 12 anni, tratto da [a].

### 2.1.2 Biogas da discarica

Nelle discariche, in particolare se destinate allo smaltimento dei rifiuti urbani contenenti non trascurabili frazioni di materiale organico, il metano viene prodotto spontaneamente soprattutto se i tassi di umidità del terreno sono elevati.

Le norme emanate negli ultimi anni disincentivano il ricorso a questa forma di smaltimento, pertanto il quantitativo di biogas ricavato da questa fonte dovrebbe ridursi. Attualmente però il contributo delle discariche alla produzione di biogas è significativo.

Per evitare che il metano si disperda in atmosfera vi è l'obbligo di installare sistemi di captazione che consentano, nel peggiore dei casi di bruciare il metano in fiaccola. E' quindi evidente che in situazioni di questo genere sia estremamente conveniente utilizzare il biogas per generazione elettrica. Come nel caso dei fermentatori, i sistemi di generazione più utilizzati sono basati su motori a combustione interna ad accensione comandata, che utilizzano direttamente il biogas proveniente dai pozzi di prelievo realizzati nel corpo della discarica, così da minimizzare il contatto con l'atmosfera. Le maggiori difficoltà per un efficiente utilizzo di questa tecnologia risiedono nell'ottimizzazione della gestione della discarica e nella valutazione delle sue capacità produttive. I problemi di esercizio più rilevanti sono legati al trattamento del biogas che deve essere filtrato e depurato dagli inquinanti (acidi solfidrico, cloridrico, siloxani) ed al mantenimento di una concentrazione di metano sufficiente al funzionamento del motore, in quanto il biogas da discarica è caratterizzato da concentrazioni di metano inferiori a quelle degli impianti di fermentazione e quindi presenta un PCI piuttosto modesto.

### Evoluzione tecnologica

Negli ultimi anni gli impianti di generazione elettrica con gas da discarica non hanno subito apprezzabili variazioni, anche in termini di soluzioni impiantistiche.

### Analisi dei costi

Per gli impianti a biogas da discarica si sono considerate le seguenti voci di costo:

- **investimento** comprensivo di progettazione, oneri di allacciamento ed installazione contatori, con l'esclusione del sistema di captazione del gas la cui realizzazione è obbligatoria anche in assenza di generazione elettrica (i costi sono al netto di IVA);
- **personale**;
- **manutenzione: contratti orari**;
- **assicurazioni**;
- **canoni**.

Nel caso del gas da discarica, a differenza di quanto assunto nella precedente indagine [a], si è ritenuto più rappresentativo considerare nullo il valore residuo dell'impianto a 15 anni, in quanto la discarica è sostanzialmente esaurita. Anche il valore residuo a 12 anni deve essere ulteriormente ridotto rispetto all'ipotesi di decremento lineare, adottata per le altre tecnologie, in quanto nell'ultimo periodo di vita utile l'impianto presenta una fisiologica riduzione della potenza erogabile. Si è ipotizzato che il valore residuo in tal caso sia la metà di quanto risulterebbe da un decremento lineare. Al fine di confrontare i risultati con quelli del 2010, i casi del rapporto [a] sono stati rielaborati secondo la nuova ipotesi.

La valutazione di dettaglio ha riguardato i seguenti impianti:

- **500 kW** (*costi relativi al 2010*)

Impianto da **500 kW<sub>e</sub>** di potenza netta, MCI a 4 tempi e con un fattore di utilizzo di 6.900 ore equivalenti medie sui 12 anni e 6.720 sui 15. La produttività della scarica non è costante ma il livello di produzione prossimo al massimo viene mantenuto per alcuni anni (4-6) e normalmente dopo 12 anni si è prossimi all'esaurimento.

**Costo investimento**

Il sistema di generazione con tutte le relative utenze, comprensivo di progettazione, pratiche di autorizzazione, allacciamento alla rete e la messa in esercizio ha un costo complessivo di 950.000 €.

**Costi personale**

Questa voce ammonta a 36.000 €/anno.

**Costi di manutenzione**

Il contratto di manutenzione del generatore ha un costo di 7 € per ora di funzionamento indipendentemente dalla potenza erogata dal motore. Mediamente il sistema opera per 8.200 h/a per un costo complessivo di 57.400 €/anno.

**Costi di assicurazione**

Non vengono fornite indicazioni sui possibili oneri di assicurazione che possono essere stimati in 3.000 €/anno.

**Canoni**

Il costo di trasporto e lettura ammonta a circa 700 €/anno.

- **500 kW** (*costi relativi al 2012*)

Impianto da **500 kW<sub>e</sub>** di potenza netta, MCI di 12 cilindri ad accensione comandata con un fattore di utilizzo di 6.900 ore equivalenti medie sui 12 anni e 6.720 sui 15. La produttività della scarica non è costante ma il livello di produzione prossimo al massimo viene mantenuto per alcuni anni (4-6) e normalmente dopo 12 anni si è prossimi all'esaurimento.

**Costo investimento**

Il sistema di generazione con tutte le relative utenze, comprensivo di progettazione, pratiche di autorizzazione, allacciamento alla rete e la messa in esercizio ha un costo complessivo di 1.070.000 €.

**Costi personale**

Questa voce ammonta a 36.000-38.000 €/anno.

**Costi di manutenzione**

Il contratto di manutenzione del generatore ha un costo di 7,4 € per ora di funzionamento indipendentemente dalla potenza erogata dal motore. Mediamente il sistema opera per 8.200 h/a per un costo complessivo di 60.680 €/anno.

**Costi di assicurazione**

Non vengono fornite indicazioni sui possibili oneri di assicurazione che possono essere stimati in 3.000 €/anno.

**Canoni**

Vista la variabilità riscontrata dei canoni sono stati considerati due valori differenti segnalati dagli operatori del settore, pari a 35.000 €/a e 60.000 €/a, rappresentativi delle situazioni verificatesi nel 2012.

- **1010 kW** (*costi riferiti al 2010*)

Impianto da 2 MCI JGS 312 a 4 tempi con potenza unitaria lorda di 625 kW e 605 kW netti. Per effetto della variazione di produttività della discarica la potenza media erogata nei primi 12 anni di funzionamento è però stimata pari a **1010 kW<sub>e</sub>** con un fattore di utilizzo medio di 7.000 h/a che dovrebbero ridursi a circa 6.800 h/a in un periodo di funzionamento di 15 anni dato che la discarica è probabilmente in via di esaurimento.

**Costo investimento**

Il sistema di generazione con tutte le relative utenze, comprensivo di progettazione, pratiche di autorizzazione, allacciamento alla rete e messa in esercizio ha un costo complessivo di 2.200.000 €.

**Costi personale**

Questa voce ammonta a 41.000 €/anno.

**Costi di manutenzione**

Il contratto di manutenzione del generatore ha un costo di 16,30 € per ora di funzionamento indipendentemente dalla potenza erogata dal motore. Mediamente il sistema opera per 8.200 h/a per un costo complessivo di 133.660 €/anno.

**Costi di assicurazione**

Non vengono fornite indicazioni sui possibili oneri di assicurazione che possono essere stimati in 6.600 €/anno.

**Canoni**

Il costo di trasporto e lettura ammonta a 1.000 €/a.

- **1010 kW** (*costi riferiti al 2012*)

Impianto da 2 MCI JGS 312 a 4 tempi con potenza unitaria lorda di 625 kW e 605 kW netti. Per effetto della variazione di produttività della discarica la potenza media erogata nei primi 12 anni di funzionamento è però stimata pari a **1010 kW<sub>e</sub>** con un fattore di utilizzo medio di 7.000 h/a che dovrebbero ridursi a circa 6.800 h/a in un periodo di funzionamento di 15 anni dato che la discarica è probabilmente in via di esaurimento.

**Costo investimento**

Il sistema di generazione con tutte le relative utenze, comprensivo di progettazione, pratiche di autorizzazione, allacciamento alla rete e messa in esercizio ha un costo complessivo di 2.350.000 €.

**Costi personale**

Questa voce ammonta a 43.000 €/anno.

**Costi di manutenzione**

Il contratto di manutenzione del generatore ha un costo di 17,30 € per ora di funzionamento indipendentemente dalla potenza erogata dal motore. Mediamente il sistema opera per 8.200 h/a per un costo complessivo di 141.860 €/anno.

**Costi di assicurazione**

Non vengono fornite indicazioni sui possibili oneri di assicurazione che possono essere stimati in 7.000 €/anno.

**Canoni**

Vista la variabilità riscontrata dei canoni sono stati considerati due valori differenti segnalati dagli operatori del settore, pari a 64.000 €/a e 110.000 €/a, rappresentativi delle situazioni verificatesi nel 2012.

Nelle tabelle 2.5 e 2.6 sono riportate le sintesi dei costi attualizzati.

### **Evoluzione dei dati di costo**

I costi di investimento hanno subito variazioni fisiologiche dovute all'inflazione mentre si evidenzia una forte variabilità nell'entità dei canoni con tendenza a sensibili aumenti; non essendo stato possibile definire per i canoni costi standard è stata effettuata un'analisi di sensitività.

La situazione è piuttosto confusa anche per quanto riguarda l'IMU che non risulta abbia toccato gli impianti esistenti ma pare venga applicata in caso di nuove costruzioni; in carenza di dati i costi che potrebbero derivare dall'applicazione dell'IMU sono stati trascurati.

Anno	P	Ore	Invest.	Combust.	Manut. tot.	Personale	Canone	Assicu.	CI	CO+CC	Ctot	VR
	[kW]	[h]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
2010	500	6900	1900	0	115	72	1.4	6	0.029	0.028	0.056	0.002
2012	500	6900	2014	0	122	76	69	6	0.035	0.040	0.073	0.002
2012	500	6900	2014	0	122	76	119	6	0.035	0.047	0.080	0.002
2010	1010	7000	1178	0	132	41	1	7	0.018	0.026	0.043	0.001
2012	1010	7000	1249	0	140	43	64	7	0.021	0.036	0.057	0.001
2012	1010	7000	1249	0	140	43	110	7	0.021	0.043	0.063	0.001

Tab. 2.5 - Riassunto biogas da discarica con investimento a 12 anni.

Anno	P	Ore	Invest.	Combust.	Manut. tot.	Personale	Canone	Assicu.	CI	CO+CC	Ctot	VR
	[kW]	[h]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
2010	500	6720	1900	0	115	72	1.4	6	0.026	0.029	0.054	0
2012	500	6720	2014	0	122	76	69	6	0.031	0.041	0.072	0
2012	500	6720	2014	0	122	76	119	6	0.031	0.048	0.079	0
2010	1010	6800	1178	0	132	41	1	7	0.016	0.027	0.042	0
2012	1010	6800	1249	0	140	43	64	7	0.019	0.037	0.056	0
2012	1010	6800	1249	0	140	43	110	7	0.019	0.044	0.063	0

Tab. 2.6 - Riassunto biogas da discarica con investimento a 15 anni.

## 2.2 Biomasse solide

La biomassa solida è essenzialmente biomassa legnosa che presenta tassi di umidità inferiori a quelli dei materiali idonei per alimentare i fermentatori anaerobici anche se in alcuni casi il contenuto di acqua può raggiungere il 50%.

Quasi ogni essenza arborea o arbustiva può generare biomassa adatta ad essere convertita in energia elettrica ma vi sono alcune caratteristiche chimico fisiche che rendono alcuni materiali più pregiati di altri quali il già citato tasso di umidità, che influenza il potere calorifico, il contenuto di ceneri, la temperatura di fusione delle ceneri.

La biomassa può provenire da residui di lavorazioni e della gestione del verde quali scarti di industrie della lavorazione del legno, potature di aziende agricole, manutenzione di boschi, foreste e parchi.

In alternativa la biomassa può essere coltivata ricorrendo ad essenze a rapido accrescimento.

La biomassa solida è in genere commercializzata sotto forma di cippato, pellet o cialde. Il termine cippato indica scaglie di legno sminuzzato delle dimensioni di alcuni centimetri ed è un prodotto ottenuto dalla frammentazione di legni di vario tipo utilizzando appositi trituratori. Il cippato può essere più grossolano se destinato a combustione in caldaia o più fine se destinato a gassificatori; questi ultimi impianti non sono stati presi in considerazione nella presente analisi poiché nella realtà italiana sono ancora in fase dimostrativa.

Il cippato è prodotto utilizzando anche legno di bassa qualità, come generalmente quello proveniente da culture a rapido accrescimento, o parti della pianta che non avrebbero altro utilizzo commerciale, ma anzi il loro smaltimento rappresenterebbe un costo, come i residui delle potature, le ramaglie ed i sottoprodotti delle segherie.

Inoltre nelle operazioni boschive la "cippatura" presenta alcuni vantaggi, tra i quali il recupero di scarti che altrimenti verrebbero lasciati nel bosco, aumentando il rischio di incendi, con un aumento della produzione di biomassa per unità di superficie; di contro l'operazione ha costi non trascurabili che possono essere stimati tra i 10 e 15 €/ton.

Il pellet è ottenuto attraverso lavorazioni meccaniche sottoponendo segatura di legno ad alte pressioni. Il materiale è poi fatto passare attraverso una filiera. Il pellet prodotto per estrusione è costituito da cilindretti di diametro 6-8 mm e lunghezza 30-40 mm. Il calore sprigionato durante le fasi di lavorazione attiva l'effetto legante della lignina che conferisce al pellet compattezza e una caratteristica forma a cilindro. Grazie allo sviluppo di macchine pellettatrici è stato possibile riutilizzare molti materiali di scarto; questo combustibile ha generalmente un PCI più elevato del cippato (indicativamente 4 MWh/ton contro i 2,5-2,9 del cippato); essendo però un combustibile più costoso e molto pulito è utilizzato quasi esclusivamente in campo civile. Le cialde, attualmente poco utilizzate, rappresentano una soluzione intermedia tra cippato e pellet sono meno costose di quest'ultimo e presentano meno problemi di caricamento rispetto al cippato grezzo.

La biomassa solida può essere bruciata in caldaie per generare, direttamente o indirettamente, vapore e produrre quindi energia elettrica impiegando un ciclo Rankine.

Nella presente analisi per taglie inferiori ad 1 MW si sono esaminati solo impianti cogenerativi basati su un ciclo a fluido organico, Organic Rankine Cycle (ORC), riportati nel paragrafo 2.4 Sistemi cogenerativi; per taglie superiori sono stati esaminati tre impianti con ciclo a vapore d'acqua.

Il prezzo della biomassa può variare significativamente sia nel tempo sia in base alla regione considerata.

### **Evoluzione tecnologica**

Negli ultimi 7 anni i generatori a biomassa solida hanno subito modeste evoluzioni che riguardano in particolare il processo di combustione ed il trattamento dei fumi.

### **Analisi dei costi**

Per gli impianti alimentati da biomasse solide si sono considerate le seguenti voci di costo:

- **investimento**: comprensivo di progettazione, oneri di allacciamento ed installazione contatori e impianti ausiliari quali trincee e vasche stoccaggio effluenti (al netto di IVA);
- **personale** per gestione e smaltimento effluenti quando svolto in proprio;
- **combustibile**;
- **manutenzione ordinaria**;
- **manutenzione straordinaria quando presente**;
- **assicurazioni**;
- **smaltimento ceneri**;
- **varie quando presenti**.

- **ORC 1.000 kW** (costi riferiti al 2012)

L'impianto è predisposto per operare in assetto cogenerativo con ciclo Rankine a fluido organico (ORC) realizzato da Turboden con potenza di **1.000 kW** di potenza elettrica e 4.286 kW di potenza termica disponibile per l'utenza. In ingresso l'ORC richiede una potenza termica di 6.000 kW fornita all'olio diatermico che scambia quindi l'energia termica col fluido organico.

Il rendimento lordo del sistema è del 16,7%, consumi propri pari al 15% della potenza lorda erogata quando opera generando solo energia elettrica e di circa il 18% se in assetto cogenerativo.

Per le valutazioni dei costi si sono considerate le stesse voci utilizzate per il biogas pur con qualche inevitabile adattamento: investimento, combustibile, personale, manutenzione ordinaria e straordinaria, smaltimento ceneri, assicurazioni.

#### **Costo investimento**

L'investimento complessivo, compresi gli edifici, è stato di 6.500.000 €.

#### **Costo combustibile**

I contratti di fornitura del cippato sono legati al contenuto energetico della biomassa e prevedono una remunerazione di 17 €/MWh.

#### **Costo personale**

Per la gestione dell'impianto e la movimentazione della biomassa è necessario l'impegno di 2 tecnici per un costo annuo di 76.000 €.

#### **Costi di manutenzione**

La manutenzione ha complessivamente costi medi di 261.000 €/anno.

#### **Costi di smaltimento**

I costi di trasporto e smaltimento delle ceneri sono mediamente di 54.000 €/anno.

#### **Costi assicurazioni**

I costi di assicurazione sono fortemente dipendenti dal tipo di polizza e dalle coperture richieste. Nel caso specifico il costo è pari a 35.000 €/anno.

- **5.005 kW** (*costi riferiti al 2010*)

L'impianto, come tutti quelli trattati successivamente, opera secondo un ciclo Rankine a vapor d'acqua e presenta una potenza lorda di 5.500 kW con il 9% di autoconsumi, una potenza netta di **5.005 kW** ed un fattore di utilizzo di 7.680 ore/anno.

L'impianto è stato realizzato nei pressi di un'attività industriale che genera come sottoprodotto grandi quantità di legname e quindi usufruisce di costi di combustibile molto interessanti; anche se l'impianto è già stato presentato nell'analisi del 2010 si è ritenuto interessante riproporlo per evidenziare come sia rilevante, in impianti di questo tipo, il costo della biomassa.

**Costo investimento**

A consuntivo l'investimento complessivo è stato pari a 24.500.000 €; non è disponibile alcuna suddivisione tra le varie voci di costo.

**Costo del combustibile, trattamento fumi e lubrificanti**

L'impianto consuma mediamente 70.000 ton/anno di legna che viene pagata 35 €/ton.

Nelle fasi di avviamento viene impiegato gas naturale e per il trattamento effluenti carboni attivi, calce, urea e additivi per un costo complessivo di 235.000 €/anno compresi i lubrificanti.

**Costi di personale**

L'impianto richiede 16 addetti con un costo unitario di 40.000 €/anno.

**Costi di manutenzione**

La manutenzione ha complessivamente costi medi di 350.000 €/anno.

**Costi smaltimento**

Gli oneri per lo smaltimento delle ceneri ammontano a 290.000 €/anno.

**Costi assicurazione**

Gli oneri di assicurazione ammontano a 100.000 €/anno.

- **11.440 kW** (*costi riferiti al 2012*)

L'impianto eroga una potenza lorda di 13 MW con consumi propri mediamente pari al 12% della potenza lorda con un fattore di utilizzo di 7.430 ore/anno.

**Costo di investimento**

L'**investimento** complessivo per la sola realizzazione dell'impianto, escludendo i costi dei terreni, è di 45.500.000 €.

**Costo del combustibile**

L'impianto consuma mediamente circa 150.000 t/anno di biomassa dal costo di 60 €/ton con un'incidenza sul costo del kWh<sub>e</sub> di 10 centesimi di €.

**Costi di personale**

Il costo del personale, circa 37 addetti, ammonta a 1.680.000 €/anno.

**Costi di manutenzione**

La manutenzione ha un costo complessivo di 1.800.000 €/anno.

**Costi smaltimento**

Gli oneri per lo smaltimento delle ceneri ammontano a 450.000 €/anno.

**Altri costi**

Altri costi dovuti ad assicurazioni, canoni, compensazioni, amministrazione, energia elettrica acquistata ecc. ammontano a circa 900.000 €/anno.

**• 14.000 kW (costi riferiti al 2012)**

Questo impianto, già considerato nella precedente analisi, di taglia lorda 16,5 MW e **14 MW** netti, e con fattore di utilizzo di 7.600 ore/anno, ha dati molto simili a quelli dell'impianto precedente; si è però ritenuto utile riproporlo a titolo di confronto in quanto basato su una diversa tecnologia essendo un letto fluido bollente.

**Costo di investimento**

Investimento: 42.400.000 €.

**Costo del combustibile**

Il consumo di combustibile è di 185.000 ton/anno a cui si aggiungono circa 320.000 € per il gasolio usato in fase di avviamento dell'impianto, sfortunatamente non si sono ottenuti dati sui costi di trattamento dei fumi.

**Costi di personale**

Per il personale è dichiarato un impegno di circa 50 persone con un costo annuo di 2.100.000 €.

**Costi di manutenzione**

Per quanto concerne la manutenzione si è stimato un onere di 300.000 €/anno per l'ordinaria e di 415.000 €/anno per la straordinaria.

**Costi smaltimento**

I costi di smaltimento delle ceneri ammontano a 560.000 €/anno.

**Altri costi**

Relativamente ad altri costi (assicurazioni, canoni, compensazioni, amministrazione, energia elettrica acquistata, ecc.) è stato dichiarato un costo complessivo di 700.000 €.

**• 14.500 kW (costi riferiti al 2008)**

L'impianto di potenza nominale di 17 MW e potenza netta di **14,5 MW** un fattore di utilizzo di 7.500 ore/anno e una produzione netta di circa 110.000 MWh.

**Costo di investimento**

L'investimento complessivo, terreni esclusi, è stato di 43.500.000 €.

**Costo del combustibile**

L'impianto consuma mediamente 160.000 t/anno dal costo di 58 €/ton. Non sono noti i costi per il trattamento delle emissioni.

**Costi di personale**

Il costo del personale, circa 25 addetti, ammonta a 930.000 €/anno.

**Costi di manutenzione**

La manutenzione ha un costo complessivo di 3.900.000 €/anno.

**Costi smaltimento**

Gli oneri per lo smaltimento delle ceneri ammontano a 565.000 €/anno.

**Altri costi**

Altri costi dovuti ad assicurazioni, canoni, compensazioni, amministrazione, energia elettrica acquistata ecc. ammontano a circa 725.000 €/anno.

- **17.600 kW** (*costi riferiti al 2012*)

L'impianto ha una potenza nominale di 20 MW con consumi propri del 12% ed un fattore di utilizzo di 7.500 ore/anno.

**Costo di investimento**

L'investimento complessivo, terreni esclusi, è di 70.000.000 €.

**Costo del combustibile**

L'impianto consuma mediamente circa 225.000 t/anno dal costo di 60 €/ton. Non sono disponibili dati relativi ai costi per il trattamento delle emissioni.

**Costi di personale**

Il costo del personale ammonta a 1.900.000 €/anno.

**Costi di manutenzione**

La manutenzione ha un costo complessivo di 2.100.000 €/anno.

**Costi smaltimento**

Gli oneri per lo smaltimento delle ceneri ammontano a 670.000 €/anno.

**Altri costi**

Altri costi dovuti ad assicurazioni, canoni, compensazioni, amministrazione, energia elettrica acquistata ecc. ammontano a circa 1.000.000 €/anno.

- **18.500 kW** (*costi riferiti al 2012*)

L'impianto, i cui dati sono forniti dal costruttore, ha una potenza lorda di 20 MW, come il precedente ma vengono dichiarati consumi propri molto inferiori, pari al 7,5%.

La caldaia è alimentata con cippato di legno da pioppicoltura a rapido accrescimento (oltre 50% umidità), un PCI di circa 9,2 MJ/kg; il fattore di utilizzo di progetto è di 8.000 ore/anno equivalenti.

L'impianto è dotato di griglia raffreddata in lega resistente alle alte temperature e l'aria primaria prende parte al raffreddamento preriscaldandosi prima di entrare in camera di combustione da fondo griglia. La fornace è raffreddata ad acqua, circolante in pareti membranate parzialmente rivestite da refrattario. Dalla parte inferiore della fornace s'inietta l'aria secondaria. Per avviamenti e transitori è previsto l'utilizzo di bruciatori a gas naturale.

L'impianto è dotato di un completo sistema trattamento fumi, composto principalmente da: ciclone, reattore a secco, filtro a maniche e reattore catalitico. Se i dati venissero confermati il rendimento netto sarebbe del 28% valore molto elevato per questo tipo di impianti.

**Costo di investimento**

L'investimento complessivo, terreni esclusi previsto è di 85.000.000 €.

**Costo del combustibile**

L'impianto consuma mediamente circa 200.000 t/anno dal costo di 70 €/ton. Il gas naturale e i prodotti chimici per il trattamento delle emissioni hanno costi complessivi di 1.000.000 €/anno.

**Costi di personale**

Il costo del personale, circa 54 addetti ammonta a 2.370.000 €/anno.

**Costi di manutenzione**

La manutenzione ordinaria ha un costo medio di 600.000 €/anno mentre per la straordinaria sono previsti accantonamenti di 840.000 €/anno.

**Costi smaltimento**

Gli oneri per lo smaltimento delle ceneri ammontano a 590.000 €/anno.

**Altri costi**

Altri costi dovuti ad assicurazioni, canoni, compensazioni, amministrazione, energia elettrica acquistata ecc. ammontano a circa 900.000 €/anno.

Nelle tabelle 2.7 e 2.8 sono riportate le sintesi dei costi attualizzati degli impianti a biomassa solida.

**Confronto con l'analisi del 2010**

I costi di investimento risultano in moderata crescita per i crescenti vincoli sulle emissioni che richiedono sistemi di trattamento fumi sempre più efficienti; per quanto concerne il costo della biomassa, dopo forti incrementi verificatisi tra il 2008 – 2010, è rimasto praticamente costante mostrando in alcuni casi lievi flessioni. Non si evidenzia tuttavia un significativo incremento nel rendimento degli impianti ed i costi di produzione rimangono anche per questa ragione elevati; la biomassa solida appare quindi un combustibile più indicato per la produzione di energia termica anziché di energia elettrica. La produzione termica ha rendimenti elevati ed inoltre, a parità di materia prima disponibile, garantisce, in termini di usi finali, una maggior produzione di energia rinnovabile facilitando il raggiungimento degli obiettivi previsti dalla Direttiva Europea 28-09.

Anno	P	Ore	Invest.	Combust.	Manut. tot.	Personale	Assicu.	Ceneri	CI	CO+CC	Ctot	VR
	[kW]	[h]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
2008	14500	7500	3000	0.081	270	64	50	39	0.044	0.137	0.172	0.010
2010	5005	7680	4895	0.070	70	128	20	58	0.071	0.106	0.161	0.016
2012	1000	7000	6500	0.102	261	76	35	54	0.111	0.163	0.253	0.021
2012	11440	7430	3977	0.103	157	147	79	39	0.070	0.160	0.219	0.011
2012	14000	7600	3029	0.125	51	151	50	40	0.052	0.163	0.207	0.008
2012	17600	7500	3977	0.102	119	108	57	38	0.069	0.145	0.203	0.011
2012	18500	8000	4584	0.101	78	128	50	32	0.075	0.137	0.200	0.012

Tab. 2.7 - Riassunto cippato con investimento a 12 anni.

Anno	P	Ore	Invest.	Combust.	Manut. tot.	Personale	Assicu.	Ceneri	CI	CO+CC	Ctot	VR
	[kW]	[h]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
2008	14500	7500	3000	0.081	270	64	50	39	0.038	0.137	0.170	0.005
2010	5005	7680	4895	0.070	70	128	20	58	0.060	0.106	0.158	0.007
2012	1000	7000	6500	0.102	261	76	35	54	0.096	0.163	0.249	0.009
2012	11440	7430	3977	0.103	157	147	79	39	0.060	0.159	0.214	0.005
2012	14000	7600	3029	0.125	51	151	50	40	0.045	0.163	0.205	0.004
2012	17600	7500	3977	0.102	119	108	57	38	0.060	0.145	0.200	0.005
2012	18500	8000	4584	0.101	78	128	50	32	0.065	0.137	0.197	0.005

Tab. 2.8 - Riassunto cippato con investimento a 15 anni.

P	Ore	Invest.	Combust.	Manut. tot.	Personale	Assicu.	Ceneri	Altro	CI	CO+CC	Ctot	VR
[kW]	[h]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
400	8000	7475	0.149	112	180	30	37	0	0.100	0.194	0.270	0.024
5005	7680	4895	0.07	70	128	20	58	0	0.071	0.106	0.161	0.016
14000	7600	2857	0.09	49	143	0	21	36	0.042	0.123	0.155	0.009
18500	8000	4324	0.074	73	121	22	26	38	0.060	0.109	0.156	0.013

**Tab. 2.9** - Riassunto cippato 2010 con investimento a 12 anni, tratto da [a].

## 2.3 Biocombustibili liquidi

Nella generazione elettrica sono impiegati biocombustibili ricavati da oli vegetali sottoposti a processi di esterificazione necessari per ridurre la viscosità del liquido. I biooli possono alimentare motori ad accensione spontanea (Cicli Diesel).

Da vari anni sono allo studio nuove colture la cui produttività potrebbe risultare più elevata con costi di produzione inferiori rispetto alle oleaginose attualmente più utilizzate che attualmente sono: colza (PCI 37,6 MJ/kg), soia (PCI 36,8 MJ/kg), girasole (PCI 36,8 MJ/kg), palma (PCI 37 MJ/kg).

La resa energetica dei biocombustibili liquidi, ovvero il rapporto tra energia contenuta nel prodotto ed energia spesa per produrlo, è modesta; nel caso degli oli prima citati difficilmente supera un fattore 2.

### Evoluzione tecnologica

Negli ultimi anni gli elettrogeneratori alimentati a biooli hanno subito evoluzioni tecniche modeste.

### Analisi dei costi

Per gli impianti alimentati da combustibili liquidi di origine vegetale si sono considerate le seguenti voci di costo:

- **investimento**: comprensivo di progettazione, oneri di allacciamento ed installazione contatori e impianti ausiliari quali trincee e vasche stoccaggio effluenti (al netto di IVA);
- **personale** per gestione e smaltimento effluenti quando svolto in proprio;
- **combustibile**;
- **manutenzione ordinaria**;
- **manutenzione straordinaria quando presente**;
- **assicurazioni**;
- **varie quando presenti**.

- **880 kW** (costi riferiti al 2012)

Il motore a ciclo Diesel che muove il generatore elettrico ha una potenza lorda di 915 kW con consumi propri di circa il 4%. Il fattore di utilizzo dell'impianto è di 6.770 ore/anno. Il rendimento netto del generatore è pari al 37,7%.

#### **Costo investimento**

L'investimento complessivo dichiarato è pari a 2.170.000 € che pare elevato per un impianto di questa taglia e quindi si presume comprenda altre voci oltre all'impianto che non sono state specificate.

#### **Costo del combustibile**

Mediamente vengono utilizzate 1550 ton/anno di olio del costo di 930 €/ton per cui l'incidenza del combustibile sul costo dell'energia elettrica prodotta è di 0,242 €/kWh.

#### **Costi di personale**

L'impianto richiede un impegno di personale il cui costo ammonta a 60.000 €/anno.

#### **Costi di manutenzione**

Il contratto di manutenzione onnicomprensivo ha un costo di 16,8 €/ora legato al funzionamento del motore.

**Costi assicurazione**

Gli oneri di assicurazione potrebbero oscillare tra i 15.000 €/a e 20.000 €/a.

**• 1.248 kW (costi riferiti al 2012)**

Il motore a ciclo Diesel che muove il generatore elettrico ha una potenza lorda di 1.300 kW con consumi propri di circa il 4%. Il fattore di utilizzo dell'impianto è di 7.000 ore/anno. Il rendimento netto del generatore è pari al 40,3%.

**Costo investimento**

L'investimento complessivo è pari a 1.750.000 €.

**Costo del combustibile**

Mediamente vengono utilizzate 2.100 ton/anno di olio del costo di 940 €/ton per cui l'incidenza del combustibile sul costo dell'energia elettrica prodotta è di 0,226 €/kWh.

**Costi di personale**

L'impianto richiede una supervisione stimabile in circa 2.500 ore/anno di un tecnico di media qualificazione il cui costo è valutato pari a 25 €/ora.

**Costi di manutenzione**

Il contratto di manutenzione onnicomprensivo ha un costo di 20,5 €/ora indipendentemente dalla potenza erogata.

**Costi assicurazione**

Gli oneri di assicurazione potrebbero oscillare tra i 10.000 €/anno e 15.000 €/anno.

**• 17.000 kW (costi riferiti al 2008)**

L'impianto ha una potenza lorda di 17,7 MW e gli autoconsumi assorbono il 4% della potenza generata; il fattore di utilizzo dell'impianto è di 7.000 ore/anno. Viene dichiarato un rendimento netto molto elevato pari al 47%.

**Costo investimento**

L'investimento complessivo è stato pari a 17.000.000 €.

**Costo del combustibile**

L'impianto utilizza mediamente 24.650 ton/anno di olio ad un costo che allora era di circa 411 €/ton con un'incidenza sul costo dell'energia elettrica generata pari a 0,086 €/kWh.

**Costi di personale**

L'impianto richiede un impegno di 25 tecnici di media qualificazione, per un costo di 34.000 €/anno ciascuno.

**Costi di manutenzione**

Il contratto di manutenzione onnicomprensivo, manutenzione ordinaria e straordinaria, ha un costo di 195 €/ora legato al funzionamento del motore.

**Costi assicurazione**

Gli oneri di assicurazione ammontano a circa 170.000 €/anno.

**• 24.000 kW (costi riferiti al 2012)**

La potenza netta di impianto è di **24 MW** e non sono noti gli autoconsumi. Il fattore di utilizzo dell'impianto è di 6.770 ore/anno. Il rendimento netto del generatore è pari al 41%.

**Costo investimento**

L'investimento complessivo è pari a 25.000.000 €.

**Costo del combustibile**

L'impianto mediamente utilizza 38.450 ton/anno di olio con un costo di 785 €/ton con un'incidenza sul costo dell'energia elettrica prodotta pari a 0,186 €/kWh.

**Costi di personale**

L'impianto richiede un impegno di personale il cui costo è indicato in 458.000 ore/anno.

**Costi di manutenzione**

Il contratto di manutenzione onnicomprensivo ha un costo di 286 €/ora legato al funzionamento del motore.

**Costi assicurazione**

Gli oneri di assicurazione ammontano a circa 240.000 €/anno.

Nelle tabelle 2.10 e 2.11 sono riportate le sintesi dei costi attualizzati di impianti alimentati a biocombustibili liquidi.

**Confronto con l'analisi del 2010**

I costi di impianto sono aumentati perché, in fase di autorizzazione, le richieste riguardanti la compatibilità ambientale si sono fatte sempre più stringenti. Viene infatti quasi sempre imposta l'installazione di un sistema DeNO<sub>x</sub>, vi sono prescrizioni sull'altezza dei camini e richieste molto severe per quanto concerne l'insonorizzazione. Questi interventi possono causare incrementi di costo, rispetto al solo generatore, variabili tra il 15% e 30%.

Variazioni significative si sono soprattutto avute nei costi dei combustibili che sono progressivamente aumentati, soprattutto quelli inizialmente più economici quali l'olio di palma che nel 2012 ha raggiunto punte superiori ai 1000 €/ton costringendo vari produttori a sospendere la produzione; comunque anche nei casi più favorevoli i prezzi si mantengono al di sopra dei 700 €/ton. Ancor più che nel caso della fermentazione anaerobica si tratta di valori che non paiono compatibili con un impiego energetico anche quando gli impianti operino in assetto cogenerativo; inoltre le culture utilizzate, in gran parte di importazione, hanno altri sbocchi di mercato anche in campo alimentare. Si consideri infine che l'efficienza energetica dell'intero processo è molto bassa: nei casi migliori la resa energetica ( $R = \text{energia contenuta nell'olio} / \text{energia fossile consumata per produrlo}$ ) è dell'ordine di 2,2; anche quando il generatore presenti un rendimento del 45%, in termini di consumi finali, si ricava un'energia pari a quella consumata per produrre il combustibile.

Anno	P	Ore	Invest.	Combust.	Manut. tot.	Personale	Assicu.	CI	CO+CC	Ctot	VR
	[kW]	[h]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
2008	17000	7000	1000	0.086	80	50	10	0.016	0.106	0.118	0.004
2012	880	6770	2466	0.242	129	68	20	0.043	0.274	0.309	0.008
2012	1248	7000	1402	0.226	115	50	10	0.026	0.251	0.273	0.004
2012	24000	6770	1042	0.186	81	19	10	0.020	0.202	0.219	0.003

Tab. 2.10 - Riassunto biooli con investimento a 12 anni.

Anno	P	Ore	Invest.	Combust.	Manut. tot.	Personale	Assicu.	CI	CO+CC	Ctot	VR
	[kW]	[h]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
2008	17000	7000	1000	0.086	80	50	10	0.013	0.106	0.118	0.002
2012	880	6770	2466	0.242	129	68	20	0.038	0.274	0.308	0.004
2012	1248	7000	1402	0.226	115	50	10	0.023	0.251	0.272	0.002
2012	24000	6770	1042	0.186	81	19	10	0.017	0.202	0.218	0.001

Tab. 2.11 - Riassunto biooli con investimento a 15 anni.

P	Ore	Invest.	Combust.	Manut. tot.	Personale	Assicu.	CI	CO+CC	Ctot	VR
[kW]	[h]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
250	7000	1780	0.213	218	109	12	0.027	0.261	0.282	0.006
250	7000	1780	0.137	218	109	6	0.027	0.185	0.205	0.006
999	7000	826	0.169	180	48	5	0.013	0.202	0.212	0.003
999	7000	826	0.108	180	48	3	0.013	0.141	0.151	0.003

**Tab. 2.12** - Riassunto biooli 2010 con investimento a 12 anni, tratto da [a].

## 2.4 Sistemi cogenerativi

Salvo il caso molto particolare del biogas da discarica l'energia elettrica generata dai vari tipi di biomasse è relativamente costosa per la concomitanza di vari fattori: elevati investimenti, rendimenti generalmente modesti, significativa incidenza dei costi del combustibile i cui prezzi sono spesso molto volatili.

In particolare, come già accennato, i sistemi ORC e i generatori a biomasse liquide di piccola taglia paiono del tutto inadatti per la pura generazione elettrica mentre potrebbe esserci un certo interesse per un loro utilizzo in assetto cogenerativo pur con varie cautele nella gestione complessiva della produzione.

E' stato quindi eseguita, per i casi seguenti, la valutazione del costo del kWh<sub>e</sub> ipotizzando di realizzare un sistema di cogenerazione che debba cedere calore a:

- una rete di teleriscaldamento al prezzo di 0,06 €/kWh<sub>t</sub>;
- una utenza industriale al prezzo di 0,04 €/kWh<sub>t</sub>.

A differenza delle valutazioni economiche eseguite per gli impianti di pura generazione elettrica nel caso di sistemi cogenerativi l'analisi dei costi è stata eseguita su un periodo di attualizzazione di 20 anni in quanto si ritiene che un investimento di questo tipo debba avere una prospettiva temporale non strettamente legata alla durata degli incentivi.

- **ORC 400 kW<sub>e</sub>** (costi riferiti al 2012)

Investimento complessivo 4.176.400 € (l'impianto di generazione elettrica è stato completato con caldaia a gas con bruciatore, camino e accessori, centrale termica comprensiva di opere civili, tubazioni, impianti di pompaggio, espansione e accessori, deposito aggiuntivo per lo stoccaggio della biomassa, impianto elettrico, centrale termica e sistema di regolazione complessivo) di cui una quota di 2.610.800 € attribuita al generatore elettrico ed una quota di 1.565.600 € al generatore termico della potenza di 1884 kW<sub>t</sub>. L'impianto termico è utilizzato per 3.000 ore annue equivalenti per il teleriscaldamento. I costi relativi all'impianto termico di personale, manutenzione ed assicurazioni sono pari al 10% di quelli associati alla generazione elettrica; rinunciando probabilmente alla possibilità di raggiungere la potenza termica di picco di 3.000 kW<sub>t</sub>, di cui non si prevede l'utilizzo, si ipotizza di utilizzare un cippato con PCI di 9,2 MJ/kg il cui costo è stimato in 55 €/ton (in linea con il costo di combustibile degli impianti a ciclo Rankine esaminati). Riguardo alle ore di funzionamento della generazione elettrica sono state considerate 6.000 e 3.000 ore/anno equivalenti nel caso di teleriscaldamento.

Per il teleriscaldamento la quota di costo di combustibile attribuita alla generazione termica è di 0,025 €/kWh<sub>t</sub> che porta ad un costo di produzione del calore pari a 0,06 €/kWh<sub>t</sub>. Pertanto la quota del costo del combustibile da attribuire alla generazione elettrica è pari a 0,082 €/kWh<sub>e</sub> nel caso di 6.000 ore/anno di funzionamento.

- **ORC 1.000 kW<sub>e</sub>** (costi riferiti al 2012)

Investimento complessivo 6.500.000 € completamente attribuita al generatore elettrico già predisposto per l'assetto cogenerativo, con una potenza termica di 4.286 kW<sub>t</sub>. L'impianto termico è utilizzato per 4.911 ore annue equivalenti per il teleriscaldamento. I costi relativi all'impianto termico di personale, manutenzione ed assicurazioni sono pari al 10% di quelli associati alla generazione elettrica; si noti che nei costi di manutenzione della generazione elettrica è incluso l'acquisto di energia elettrica per gli ausiliari di impianto mentre tutta la produzione elettrica è ceduta alla rete. L'impianto ha contratti di fornitura del cippato basati

sul contenuto energetico della biomassa che viene valutato 17 €/MWh<sub>t</sub>. Riguardo alle ore di funzionamento della generazione elettrica sono state considerate 7.000 e 4.911 ore/anno equivalenti nel caso di teleriscaldamento.

Per il teleriscaldamento la quota di costo di combustibile attribuita alla generazione termica è di 0,047 €/kWh<sub>t</sub> determinato da una valorizzazione del calore pari a 0,06 €/kWh<sub>t</sub> per 13.000 MWh destinati ad utenze residenziali e pari a 0,04 €/kWh<sub>t</sub> per 8.000 MWh destinati ad un ospedale. Pertanto la quota del costo del combustibile da attribuire alla generazione elettrica è pari a 0,064 €/kWh<sub>e</sub> nel caso di 7.000 ore/anno di funzionamento.

- **Motore a bioolio da 250 kW<sub>e</sub>** (costi riferiti al 2012)

Investimento complessivo 662.400 € (l'impianto di generazione elettrica è stato completato con caldaia a gas con bruciatore, camino e accessori, centrale termica comprensiva di opere civili, tubazioni, impianti di pompaggio, espansione e accessori, serbatoi aggiuntivi, impianto elettrico, centrale termica e sistema di regolazione complessivo) di cui una quota di 424.000 € attribuita al generatore elettrico ed una quota di 238.400 € al generatore termico della potenza di 320 kW<sub>t</sub>. L'impianto termico è utilizzato per 3.000 ore annue equivalenti per il teleriscaldamento e 7.000 ore annue per l'utenza industriale. I costi relativi all'impianto termico di personale, manutenzione ed assicurazioni sono pari al 10% di quelli associati alla generazione elettrica, mentre quelli di manutenzione il 5%; vista la capacità dei serbatoi si ritiene possibile operare con combustibile acquisito a costi non di picco, nel caso specifico 950 €/ton.

Per il teleriscaldamento la quota di costo di combustibile attribuita alla generazione termica è di 0,03 €/kWh<sub>t</sub> che porta ad un costo di produzione del calore pari a 0,06 €/kWh<sub>t</sub>. Pertanto la quota del costo del combustibile da attribuire alla generazione elettrica è pari a 0,277 €/kWh<sub>e</sub> nel caso di 7.000 ore/anno di funzionamento.

Per la cogenerazione industriale la quota di costo di combustibile attribuita alla generazione termica è di 0,027 €/kWh<sub>t</sub> che porta ad un costo di produzione del calore pari a 0,04 €/kWh<sub>t</sub>. Pertanto la quota del costo del combustibile da attribuire alla generazione elettrica è pari a 0,259 €/kWh<sub>e</sub>.

- **Motore a bioolio da 999 kW<sub>e</sub>** (costi riferiti al 2012)

Investimento complessivo 1.404.000 € (l'impianto di generazione elettrica è stato completato con caldaia a gas con bruciatore, camino e accessori, centrale termica comprensiva di opere civili, tubazioni, impianti di pompaggio, espansione e accessori, serbatoi aggiuntivi, impianto elettrico, centrale termica e sistema di regolazione complessivo) di cui una quota di 821.000 € attribuita al generatore elettrico ed una quota di 583.000 € al generatore termico della potenza di 1.005 kW<sub>t</sub>. L'impianto termico è utilizzato per 3.000 ore annue equivalenti per il teleriscaldamento e 7.000 ore annue per l'utenza industriale. I relativi costi di personale e assicurazioni sono pari al 10% di quelli del generatore elettrico, quelli di manutenzione invece il 5%; vista la capacità dei serbatoi si ritiene possibile operare con combustibile acquisito non di picco, nel caso specifico 950 €/ton.

Per il teleriscaldamento la quota di costo di combustibile attribuita alla generazione termica è di 0,038 €/kWh<sub>t</sub> che porta ad un costo di produzione del calore pari a 0,06 €/kWh<sub>t</sub>. Pertanto la quota del costo del combustibile da attribuire alla generazione elettrica è pari a 0,272 €/kWh<sub>e</sub> nel caso di 7.000 ore/anno di funzionamento.

Per la cogenerazione industriale la quota di costo di combustibile attribuita alla generazione termica è di 0,03 €/kWh<sub>t</sub> che porta ad un costo di produzione del calore pari a 0,04 €/kWh<sub>t</sub>. Pertanto la quota del costo del combustibile da attribuire alla generazione elettrica è pari a 0,263 €/kWh<sub>e</sub>.

I dati delle tabelle 2.13 e 2.14 mostrano che operando in assetto cogenerativo i costi dell'energia elettrica generata sia dall'impianto ORC, sia dai motori alimentati con biocombustibili, pur diminuendo, rimangono piuttosto elevati.

Anno	P	Ore	Invest.	Combust.	Manut. tot.	Personale	Ceneri	Assicu.	CI	CO+CC	Ctot	VR
	[kW]	[h]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
2012	1884	3000	831	0.025	6	19	5	3	0.024	0.036	0.060	0
2012	4286	4911	0	0.047	11	8	5	4	0	0.053	0.053	0
2012	320	3000	745	0.030	12	12	0	1	0.022	0.038	0.060	0
2012	320	7000	745	0.027	12	12	0	1	0.009	0.031	0.040	0
2012	1005	3000	580	0.038	10	5	0	0.4	0.017	0.043	0.060	0
2012	1005	7000	580	0.030	10	5	0	0.4	0.007	0.033	0.040	0

Tab. 2.13 – Riassunto impianti cogenerativi con investimento a 20 anni, lato termico.

Anno	P	Ore	Invest.	Combust.	Manut. tot.	Personale	Ceneri	Assicu.	CI	CO+CC	Ctot	VR
	[kW]	[h]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
2012	400	6000	6527	0.082	119	191	40	33	0.095	0.145	0.240	0
2012	1000	7000	6500	0.064	261	76	54	35	0.081	0.125	0.206	0
2012	250	7000	1696	0.277	232	116	0	9	0.021	0.328	0.349	0
2012	250	7000	1696	0.259	232	116	0	9	0.021	0.310	0.331	0
2012	999	7000	822	0.272	190	48	0	4	0.010	0.307	0.317	0
2012	999	7000	822	0.263	190	48	0	4	0.010	0.297	0.307	0

Tab. 2.14 – Riassunto impianti cogenerativi con investimento a 20 anni, lato elettrico.

## Confronto con l'analisi del 2010

I costi di generazione risentono prevalentemente dell'incremento di costo del combustibile, già evidenziato nei paragrafi precedenti.

Caso	P	Ore	Invest.	Combust.	Manut. tot.	Personale	Ceneri	Assicu.	CI	CO+CC	Ctot	VR
<i>Termico</i>	[kW]	[h]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
BC 250 kW	350	3000	814	0.032	10	11	0	4	0.020	0.040	0.060	0
BC 999 kW	1006	3000	661	0.038	9	5	0	2	0.016	0.043	0.060	0
ORC 400 kW	1844	3000	801	0.029	11	18	0	5	0.020	0.040	0.060	0
BC 250 kW	350	3000	814	0.032	10	11	0	4	0.020	0.040	0.060	0
BC 999 kW	1006	3000	661	0.038	9	5	0	2	0.016	0.043	0.060	0
ORC 400 kW	1844	3000	801	0.029	11	18	0	5	0.020	0.040	0.060	0
BC 250 kW	350	7500	814	0.029	10	11	0	4	0.008	0.032	0.040	0
BC 999 kW	1006	7500	661	0.031	9	5	0	2	0.007	0.033	0.040	0
ORC 400 kW	1844	7500	801	0.028	11	18	0	5	0.008	0.033	0.040	0

Tab. 2.15 – Riassunto impianti cogenerativi 2010 con investimento a 20 anni, lato termico, tartrato da [a].

Caso	P	Ore	Invest.	Combust.	Manut. tot.	Personale	Ceneri	Assicu.	CI	CO+CC	Ctot	VR
<i>Elettrico</i>	[kW]	[h]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
BC 250 kW	250	5000	1400	0.116	218	109	0	6	0.021	0.183	0.203	0
BC 999 kW	999	6000	701	0.094	180	48	0	2.5	0.009	0.132	0.141	0
ORC 400 kW	400	6000	6158	0.06	112	180	37	30	0.076	0.120	0.196	0
BC 250 kW	250	3000	1400	0.098	218	109	0	6	0.034	0.209	0.244	0
BC 999 kW	999	3000	701	0.075	180	48	0	2.5	0.017	0.152	0.169	0
ORC 400 kW	400	3000	6158	0.00	112	180	37	30	0.152	0.120	0.271	0
BC 250 kW	250	7500	1400	0.102	218	109	0	6	0.014	0.146	0.160	0
BC 999 kW	999	7500	701	0.082	180	48	0	2.5	0.007	0.113	0.120	0
ORC 400 kW	400	7500	6158	0.00	112	180	37	30	0.061	0.048	0.109	0

Tab. 2.16 – Riassunto impianti cogenerativi 2010 con investimento a 20 anni, lato elettrico, tartrato da [a].

## 2.5 Rifiuti solidi urbani

Il trattamento dei rifiuti solidi urbani (RSU) in termovalorizzatori presenta due significativi vantaggi: una drastica riduzione della massa (indicativamente 70-85%) e del volume dei rifiuti e la generazione di energia.

Tutti i termovalorizzatori producono energia elettrica e sempre più frequentemente, se la collocazione è favorevole, vengono fatti operare in assetto cogenerativo producendo calore normalmente utilizzato per teleriscaldamento.

I termovalorizzatori possono essere alimentati con rifiuti indifferenziati o con un combustibile ottenuto trattando i rifiuti (CDR). Nel primo caso il materiale con cui si alimenta il termovalorizzatore è molto irregolare per pezzatura e potere calorifico ed il PCI medio è generalmente modesto, indicativamente 9-11 MJ/kg; il CDR è un materiale molto più regolare per pezzatura ed il suo PCI deve essere maggiore o uguale a 15 MJ/kg.

In Europa sono operativi più di 500 termovalorizzatori molti dei quali installati in ambiente urbano così da facilitarne l'utilizzo come cogeneratori per teleriscaldamento. In Italia sono presenti circa 50 impianti prevalentemente installati nel nord del paese.

### Evoluzione tecnologica

I termovalorizzatori si basano su tecnologie consolidate che nel lasso di tempo considerato dal presente rapporto hanno subito variazioni molto modeste; sono comunque in continua evoluzione i sistemi di trattamento dei fumi e si constatano continui progressi anche per quanto riguarda il rendimento netto degli impianti con una progressiva riduzione dei consumi propri.

### Analisi dei costi

- **10.000 kW** (*costi riferiti al 2012*)

L'impianto è alimentato a CDR che fornisce calore ad una caldaia che produce vapore d'acqua surriscaldato utilizzato in un ciclo Rankine. Il fattore di funzionamento dell'impianto è mediamente di 7.375 ore/anno. La potenza lorda a cui è autorizzato a funzionare l'impianto è 11,5 MW ed i consumi propri assorbono una potenza di 1,5 MW.

#### **Costo di investimento**

L'investimento complessivo è stato di 43.500.000 € avendo a disposizione un sito già predisposto.

#### **Costo del combustibile**

L'impianto consuma mediamente 86.500 t/anno di CDR (PCI medio 18 MJ/kg) conferito al prezzo di 60 €/ton.

Il gas naturale necessario nelle procedure di avviamento e spegnimento ha un costo di 63.000 €/anno e i prodotti chimici per il trattamento delle emissioni di 700.000 €/anno.

#### **Costi di personale**

Il costo del personale, circa 20 addetti ammonta a circa 900.000 €/anno essendo esternalizzate varie attività.

#### **Costi di manutenzione**

La manutenzione ordinaria ha un costo di 400.000 €/anno, mentre il costo medio della straordinaria di 350.000 €/anno.

#### **Costi smaltimento**

Gli oneri per lo smaltimento delle scorie ammontano a 590.000 €/anno, pari a 40 €/ton, mentre per le polveri 620.000 €/anno, pari a 160 €/ton.

#### **Assicurazioni**

I costi dovuti all'insieme delle assicurazioni ammontano a 230.000 €/anno.

#### **IMU**

Per l'IMU è previsto a Budget 2012 un importo di 180.000 €.

- **12.000 kW** (*costi riferiti al 2009*)

Il termovalorizzatore ha una potenza lorda di 14,2 MW e consumi propri pari a 2,2 MW; viene alimentato con benna da rifiuti solo parzialmente selezionati, la caldaia genera vapore d'acqua surriscaldato utilizzato in un ciclo Rankine. Il fattore di utilizzo dell'impianto è mediamente di 7.200 ore/anno.

#### **Costo di investimento**

L'investimento complessivo è valutato in 54.000.000 €.

#### **Costo del combustibile**

L'impianto consuma mediamente circa 150.000 t/anno di RSU (PCI 9,2 MJ/kg) attualmente conferito al prezzo di 75 €/t.

I costi per il gas naturale e il gasolio necessari per i transitori di avviamento e spegnimento e per mantenere l'impianto sopra gli 850°C anche in presenza di RSU molto umidi sono rispettivamente di 200.000 €/anno e 380.000 €/anno. Il costo dei prodotti chimici per il trattamento delle emissioni è mediamente di 800.000 €/anno.

#### **Costi di personale**

Il costo del personale, circa 35 addetti, ammonta a 1.600.000 €/anno.

#### **Costi di manutenzione**

La manutenzione ordinaria ha un costo di 530.000 €/anno, mentre la straordinaria di 470.000 €/anno.

#### **Costi smaltimento**

Gli oneri per lo smaltimento delle scorie ammontano a 1.200.000 €/anno, con un costo specifico pari a 40 €/t, mentre per le polveri 1.000.000 €/anno, 160 €/ton.

#### **Assicurazioni**

I costi dovuti a varie forme di assicurazione ammontano a circa 450.000 €/anno.

#### **ICI e canoni**

Negli anni di riferimento la tassa sugli immobili era l'ICI il cui importo non distinto da altri canoni ammonta a 360.000 €.

- **14.800 kW** (*costi riferiti al 2007*)

L'impianto ha una potenza nominale di 17,2 MW e consumi propri di **2,4 MW**. Viene alimentato a CDR ed opera secondo un ciclo Rankine a vapor d'acqua. Il fattore di utilizzo dell'impianto è mediamente 7.000 ore/anno.

#### **Costo di investimento**

L'investimento complessivo è stato di 59.000.000 € su un sito già predisposto.

#### **Costo del combustibile**

L'impianto utilizzava mediamente 120.000 ton/anno di CDR (PCI 15 MJ/kg) conferito al prezzo di 80 €/t.

Il consumo di gas naturale per l'avviamento e spegnimento del forno ha un costo di 180.000 €/anno ed i prodotti chimici per il trattamento delle emissioni di 900.000 €/anno.

**Costi di personale**

Il costo del personale, circa 45 addetti ammonta a 2.000.000 €/anno.

**Costi di manutenzione**

La manutenzione ordinaria ha un costo di 600.000 €/anno, mentre la straordinaria un costo medio di 500.000 €/anno.

**Costi smaltimento**

Gli oneri per lo smaltimento delle scorie ammontano a 715.000 €/anno, pari a 40 €/ton, mentre per le polveri 750.000 €/anno, pari a 160 €/ton.

**Assicurazioni**

I costi dovuti a varie forme di assicurazione ammontano a circa 500.000 €/anno.

**ICI e canoni**

Negli anni di riferimento la tassa sugli immobili era l'ICI il cui importo non distinto da altri canoni ammonta a 370.000 €.

Nelle tabelle 2.17 e 2.18 sono riportate le sintesi dei costi attualizzati di impianti alimentati a rifiuti solidi urbani.

**Evoluzione dei dati di costo nel tempo**

Negli ultimi anni i costi di investimento hanno avuto incrementi fisiologici dovuti all'inflazione ed in parte ai citati miglioramenti nella catena di trattamento delle emissioni; anche i costi dovuti alle procedure autorizzative sono in aumento. Per vari operatori, attivi nel nord Italia, la variazione più significativa è però rappresentata dal calo dei prezzi di conferimento del rifiuto verificatasi soprattutto nel 2012. Dai picchi di 120-140 €/ton degli 2008-2009 si è scesi a valori anche di 70 €/ton; ciò è presumibilmente dovuto all'effetto combinato della crisi, che ha portato ad una riduzione nella produzione globale di rifiuti, e dell'aumento della raccolta differenziata che ha sottratto vari materiali alla termovalorizzazione. I termovalorizzatori rimangono comunque impianti la cui redditività non può essere basata sulla sola produzione elettrica, ma nel conto economico una voce fondamentale deve essere costituita dai ricavi connessi al conferimento del rifiuto.

Anno	P	Ore	Invest.	Combust.	Manut. tot.	Personale	Assicu.	Smalt.	IMU	Chemicals	CI	CO+CC	Ctot	VR
	[kW]	[h]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
2007	14800	7000	4000	-0.090	75	137	35	100	25	61	0.075	-0.029	0.034	0.012
2009	12000	7200	4500	-0.126	85	133	38	183	30	67	0.082	-0.051	0.017	0.013
2012	10000	7375	4350	-0.068	74	88	23	105	18	61	0.077	-0.018	0.047	0.012

Tab. 2.17 - Riassunto RSU con investimento a 12 anni.

Anno	P	Ore	Invest.	Combust.	Manut. tot.	Personale	Assicu.	Smalt.	IMU	Chemicals	CI	CO+CC	Ctot	VR
	[kW]	[h]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
2007	14800	7000	4000	-0.090	75	137	35	100	25	61	0.065	-0.029	0.031	0.005
2009	12000	7200	4500	-0.126	85	133	38	183	30	67	0.071	-0.051	0.014	0.006
2012	10000	7375	4350	-0.068	74	88	23	105	18	61	0.067	-0.018	0.043	0.005

Tab. 2.18 - Riassunto RSU con investimento a 15 anni.

### 3 EOLICO

Con il termine energia eolica si intende l'energia cinetica dei venti. Tipicamente vengono considerati i venti ad una altezza tra i 10 e i 120 metri dal suolo, sebbene esistano studi anche per lo sfruttamento delle correnti d'aria in alta quota.

In ultima analisi l'energia eolica è di origine solare, dato che il moto delle masse d'aria è innescato dall'irraggiamento solare e dal conseguente diverso riscaldamento delle varie zone del pianeta, sia a livello di macroscale sia di mesoscale e microscale. Dato però che le caratteristiche e le tecniche di sfruttamento della fonte energetica eolica sono molto diverse da quelle dell'energia usualmente indicata come solare, le due tipologie sono in generale mantenute distinte.

La fonte eolica è distribuita su tutto il pianeta, ma la ventosità è influenzata dalle caratteristiche climatiche e orografiche. Inoltre, la fonte eolica è caratterizzata da una scarsa predicibilità, poiché anche per lo stesso territorio l'intensità e la direzione del vento sono mutevoli con variazioni che vanno dalla stagionalità alle fluttuazioni orarie.

La valutazione della potenzialità di un sito è quindi un passo fondamentale per realizzare impianti economicamente sostenibili.

I dispositivi utilizzati per l'estrazione di energia dal vento, detti usualmente "aerogeneratori" o "turbine eoliche", sono sostanzialmente evoluzioni dei mulini a vento creati dall'uomo fin dall'antichità. La tipologia attualmente più utilizzata è quella ad asse orizzontale, in generale (più dell'80% del totale) a tre pale per gli aerogeneratori di potenza superiore ai 50 kW, multipala per quelli di piccolissima potenza. Le tipologie tripala offrono vari vantaggi, sia strettamente tecnologici (stabilità e riduzione delle vibrazioni) sia dal punto di vista dell'accettabilità ambientale e sociale (minore rumorosità e disturbo visivo). Sono comunque ancora in funzione ed in commercio aerogeneratori ad asse orizzontale monopala e bipala, per lo più esemplari di vecchia generazione.

Esistono anche varie tipologie di aerogeneratori ad asse verticale, i cui vantaggi allo stato attuale non compensano i rilevanti svantaggi, particolarmente quelli strutturali e di ingombro per macchine di grande potenza. Per il momento essi hanno pertanto diffusione ridotta e quasi esclusivamente limitata a macchine di piccolissima potenza.

Altre tipologie (ad esempio gli aerogeneratori "kite" e gli altri per lo sfruttamento dei venti d'alta quota) sono a tutt'oggi solo in fase di studio.

Gli aerogeneratori più piccoli vengono di solito utilizzati come macchine singole, quelli da qualche centinaio di kW in sù invece raccolti in gruppi (da due a qualche decina di macchine) chiamati "parchi eolici" o "fattorie del vento".

Una estesa descrizione degli aspetti tecnologici degli aerogeneratori, sia dal punto di vista meccanico e aerodinamico sia dal punto di vista elettrotecnico, può essere reperita in [1-3].

Per la presente analisi sono stati considerati solo aerogeneratori ad asse orizzontale, rispettivamente multipala per potenze sotto i 50 kW, tripala per potenze superiori. Le ore di produzione annua sono state ipotizzate pari a 1800, con una vita utile dell'impianto di 12 anni.

Gli scenari investigati sono i seguenti:

- aerogeneratori tra 2 e 50 kW, rappresentati da una macchina "media" di potenza 30 kW;
- aerogeneratori tra 100 e 300 kW, rappresentati da una macchina "media" di potenza 150 kW;
- aerogeneratori da varie centinaia di kW, rappresentati da una macchina "media" di

- potenza 650 kW;
- aerogeneratori di potenza superiore al MW, rappresentati da una macchina “media” di potenza 2 MW.

### **Evoluzione tecnologica**

L'evoluzione tecnico-economica degli aerogeneratori che è stata rapidissima degli anni '90 e nei primi anni 2000 è ora molto rallentata. Rispetto al 2010 le variazioni in termini di prestazioni sono risultate contenute, mentre si evidenzia un progressivo aumento dell'affidabilità degli impianti.

### **Analisi dei costi**

Per gli impianti eolici si sono considerate le seguenti voci di costo:

- **investimento**: comprensivo di progettazione, oneri di allacciamento ed installazione contatori e impianti ausiliari (al netto di IVA);
- **manutenzione ordinaria**;
- **assicurazioni**.

Per la valutazione del costo del kWh si considera un numero annuo di ore produttive pari a 1.800 per tutte le taglie di impianto. Non sono state considerati fattori di utilizzo inferiori ritenendo che per produttività significativamente più basse abbia poco significato installare un impianto.

- **30 kW (costi riferiti al 2012)**

Per questa prima classe di taglie di potenza, sono stati reperiti dati in letteratura [4-12]. L'unica voce di costo reperibile sui siti Web è quella relativa al costo d'investimento, mentre nella letteratura sono disponibili anche dati sul costo della manutenzione ordinaria e dello smaltimento a fine vita utile. Come per i casi seguenti, i costi assicurativi sono stimati partendo da dati di letteratura ove disponibili e sulle indicazioni fornite da un broker assicurativo sulla base dell'esperienza e della taglia di impianto. Alcuni valori sono riportati nelle fonti in US\$ e GB£ e sono stati pertanto convertiti in Euro considerando il tasso di conversione in vigore alla data della pubblicazione dei relativi lavori.

#### **Costo d'investimento**

Il costo d'investimento attuale parte da 5.000-7.000 €/kW per macchine da 5 kW scendendo poi sotto i 5.000 €/kW per macchine oltre i 10 kW: 3.000-4.000 €/kW per potenze tra 10 e 20 kW, 2.000-3.000 €/kW per potenze intorno ai 20 kW.

Rispetto al costo medio rilevabile dalla letteratura di qualche anno fa, stimabile in circa 4500 €/kW (con però una ampia escursione tra costo minimo e massimo al variare di taglia e fonte), appare esserci stata una sensibile riduzione dei costi. Per questa ragione il costo specifico di investimento per l'impianto varia indicativamente tra 2.000 €/kW e 3.000 €/kW determinando un investimento compreso tra 60.000 € e 90.000 €.

#### **Costo di manutenzione**

Il costo annuo di manutenzione ordinaria per un impianto di questa taglia è compreso fra 60 e 135 €/kW.

#### **Costo di assicurazione**

Il costo per le assicurazioni è compreso tra 270 e 405 €/anno.

- **150 kW** (*costi riferiti al 2012*)

Anche per questa seconda classe di taglie di potenza, sono stati reperiti in letteratura e su siti Web [10-12] dati relativi pressoché esclusivamente al costo d'investimento.

**Costo d'investimento**

Il costo medio d'impianto è pari a 350.000 €. I costi specifici variano indicativamente tra 2.076 e 2.234 €/kW.

**Costo di manutenzione**

Il costo annuo di manutenzione ordinaria per un impianto di questa taglia è compreso fra 42 e 67 €/kW.

**Costo di assicurazione**

Il costo per le assicurazioni è compreso tra 950 e 1.000 €/anno.

- **650 kW** (*costi riferiti al 2012*)

Per questa classe di taglie di potenza è molto difficile reperire dati di letteratura, pertanto il costo d'investimento è stato stimato sulla base dei dati relativi a macchine da 900 kW, per le quali sono stati reperiti dati in letteratura [2].

**Costo d'investimento**

Il costo medio d'impianto è pari a 1.200.000 €. I costi specifici variano indicativamente tra 1.530 e 2.170 €/kW.

**Costo di manutenzione**

Il costo annuo di manutenzione ordinaria per un impianto di questa taglia è compreso fra 30 e 65 €/kW.

**Costo di assicurazione**

Il costo per le assicurazioni è compreso tra 3.000 e 4.200 €/anno.

- **2.000 kW** (*costi riferiti al 2012*)

La taglia di potenza superiore al MW è attualmente la più diffusa, con aerogeneratori di potenza in generale compresa tra 1,5 e 2,5 MW per applicazioni sulla terraferma ("onshore") e oltre i 5 MW (6 e anche 7,5 MW) per applicazioni in mare aperto ("offshore"). Per questa classe è disponibile la maggior quantità di dati di letteratura con un buon livello di dettaglio [1][2][10-17].

Analizzando la situazione mondiale, negli ultimi anni le variazioni del costo delle materie prime, delle tecniche di realizzazione (grazie ai progressi della tecnologia) e dello stesso rapporto domanda-offerta, hanno portato ad una fluttuazione sia del costo degli aerogeneratori in sé, sia dei costi di manutenzione e degli altri costi operativi [18,19], che non hanno comunque cambiato sostanzialmente gli scenari.

Confrontando la situazione mondiale ed europea con quella italiana, si conferma comunque la forbice già rilevabile alcuni anni fa, con una notevole differenza tra la situazione di costo in Italia e quella degli altri Paesi europei, sia per quanto riguarda il costo di investimento, sia soprattutto per i costi legati alle fasi "preliminari" (studi di fattibilità, ottenimento delle autorizzazioni, concessioni, licenze) e operativi (manutenzione, assicurazioni).

Si sottolinea comunque che tra le indicazioni degli stessi operatori del settore le cifre hanno variazioni anche di un ordine di grandezza, a testimonianza della sostanziale dipendenza dei valori da scenario a scenario e in ultima analisi anche dalle specificità del singolo impianto considerato.

**Costo d'investimento**

Il costo medio d'impianto è pari a 2.967.000 €. I costi specifici variano indicativamente tra 1.227 e 1.740 €/kW.

**Costo di manutenzione**

Il costo annuo di manutenzione ordinaria per un impianto di questa taglia è compreso fra 10 e 58 €/kW.

**Costo di assicurazione**

Il costo per le assicurazioni è compreso tra 7.400 e 10.500 €/anno.

Nelle tabelle 3.1 e 3.2 sono riportate le sintesi dei costi attualizzati di impianti eolici.

Anno	P	Ore	Invest.	Manut. tot.	Assicu.	CI	CO+CC	Ctot	VR
	[kW]	[h]	€[kW]	€[kW]	€[kW]	€[kWh]	€[kWh]	€[kWh]	€[kWh]
min	30	1800	2000	64	10	0.133	0.041	0.149	0.025
max	30	1800	3000	143	14	0.199	0.087	0.249	0.037
min	150	1800	2200	44	7	0.146	0.028	0.147	0.027
max	150	1800	2368	71	7	0.157	0.043	0.171	0.029
min	650	1800	1622	32	5	0.107	0.021	0.108	0.020
max	650	1800	2300	69	7	0.152	0.042	0.166	0.028
min	2000	1800	1300	10	4	0.089	0.008	0.081	0.015
max	2000	1800	1844	61	6	0.126	0.037	0.141	0.022

Tab. 3.1 – Riassunto impianti eolici con investimento a 12 anni.

Anno	P	Ore	Invest.	Manut. tot.	Assicu.	CI	CO+CC	Ctot	VR
	[kW]	[h]	€[kW]	€[kW]	€[kW]	€[kWh]	€[kWh]	€[kWh]	€[kWh]
min	30	1800	2000	64	10	0.114	0.041	0.144	0.011
max	30	1800	3000	143	14	0.172	0.087	0.243	0.017
min	150	1800	2200	44	7	0.126	0.028	0.142	0.012
max	150	1800	2368	71	7	0.135	0.043	0.166	0.013
min	650	1800	1622	32	5	0.093	0.021	0.105	0.009
max	650	1800	2300	69	7	0.132	0.042	0.161	0.013
min	2000	1800	1300	10	4	0.077	0.008	0.078	0.007
max	2000	1800	1844	61	6	0.109	0.037	0.137	0.010

Tab. 3.2 – Riassunto impianti eolici con investimento a 15 anni.

**Confronto con l'analisi del 2010**

L'analisi evidenzia una significativa riduzione dei costi di investimento per i micro generatori (30 kW) e lievi aumenti per le taglie maggiori. Questo fatto, ma soprattutto l'incremento del costo del denaro, ha portato ad un forte aumento della voce Costi di Investimento per gli impianti di taglia maggiore. Vi è però da rilevare che quando si realizzino campi eolici costituiti da varie turbine si fruisce di un certo effetto di scala e quindi i costi di riferimento più significativi sono quelli prossimi al valore minimo del range indicato.

Anno	P	Ore	Invest.	Manut. tot.	Assicu.	CI	CO+CC	Ctot	VR
	[kW]	[h]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
2010	30	1800	3000	60	9	0.178	0.038	0.174	0.042
2010	30	1800	4500	135	14	0.267	0.083	0.286	0.063
2010	150	1800	2076	42	6	0.123	0.027	0.121	0.029
2010	150	1800	2234	67	7	0.133	0.041	0.142	0.031
2010	650	1800	1530	31	5	0.091	0.020	0.089	0.022
2010	650	1800	2170	65	7	0.129	0.040	0.138	0.031
2010	2000	1800	1227	20	4	0.073	0.013	0.069	0.017
2010	2000	1800	1740	58	5	0.103	0.035	0.114	0.024
min									
max									
min									
max									
min									
max									

**Tab. 3.3** – Riassunto impianti eolici 2010 con investimento a 12 anni, tratto da [a].

## 4 FOTVOLTAICO

I pannelli fotovoltaici, per la conversione diretta di energia emessa dal sole sotto forma di radiazioni elettromagnetiche in energia elettrica, possono essere classificati in base al materiale di cui sono costituite le celle. Tra i semiconduttori utilizzati si possono citare: silicio, arseniuro di gallio, solfuro di cadmio, tellururo di cadmio. Di questi è il silicio a presentare le caratteristiche tecniche ed economiche idonee all'impiego su larga scala, di conseguenza gli altri materiali citati non saranno presi in considerazione nel seguito. I pannelli solari al silicio possono presentarsi come moduli con due tipi di struttura: a film sottile, in cui il silicio viene depositato in forma amorfa su un supporto flessibile, oppure cristallini, in cui il silicio può presentarsi in una struttura non flessibile monocristallina o policristallina. La seconda categoria è quella più presente sul mercato ed è a questa a cui si riferisce l'analisi dei costi di seguito presentata.

Per identificare i costi è stata effettuata una ricerca bibliografica [1-5], integrata con i dati ottenuti da interviste a fornitori e gestori di impianti. Per quanto riguarda i costi legati alla copertura assicurativa degli impianti è stato contattato anche un broker assicurativo.

### **Evoluzione tecnologica**

Negli ultimi 7 anni lo sviluppo tecnologico ha garantito una maggior affidabilità degli inverter e sia gli inverter sia i pannelli presentano vite operative maggiori con una riduzione della perdita di prestazioni nel tempo; non si sono invece avuti significativi miglioramenti dell'efficienza di conversione.

### **Analisi dei costi**

Nella presente relazione l'analisi dei costi è stata suddivisa in base all'anno di costruzione e alla taglia dell'impianto. In particolare sono state considerate le seguenti tipologie impiantistiche:

- taglia piccola: impianti con potenza fino a 3 kW;
- taglia media: impianti con potenza compresa tra i 3 ed i 100 kW;
- taglia grande: impianti con potenza maggiore di 100 kW.

Nell'analisi dei costi la durata dell'investimento è stata considerata pari a 20 anni per tutti gli impianti. Per tutti gli impianti anteriori al 2010 si è applicato un tasso di attualizzazione pari a 3,55% come motivato nel paragrafo "Metodologia e parametri finanziari" di [a].

#### **• Impianti di taglia piccola**

Questa tipologia impiantistica è costituita da impianti domestici installati sul tetto dell'abitazione, con potenza pari a 3 kW. Date le ridotte dimensioni del campo fotovoltaico, nella maggior parte dei casi è possibile orientare il campo fotovoltaico verso Sud: per cui per tutti gli impianti è stato assunto un funzionamento di 1.250 ore equivalenti l'anno [6].

In tabella 4.1 è riportata l'analisi dei costi in funzione dell'anno di costruzione. Tutti i costi di investimento sono comprensivi di IVA in quanto si ritiene l'investitore "tipo" per questa tipologia di impianti rappresentato da un privato. La vita utile è stata assunta pari a 20 anni in tutti i casi, tranne che per l'ultimo. Questo impianto rappresenta un'offerta omnicomprensiva, in cui il fornitore garantisce una vita utile di 25 anni, per cui alla fine dell'investimento l'impianto ha un valore residuo non nullo. Inoltre nel costo di investimento sono inclusi anche i costi relativi ad assicurazione e manutenzione. Per la maggior parte

degli impianti è stato possibile ottenere i costi sia di manutenzione ordinaria che straordinaria, mentre per alcuni è disponibile unicamente il costo di manutenzione totale. Analizzando i dati di tabella 4.1 è possibile osservare una marcata riduzione dei costi di investimento negli anni, mentre quelli operativi, costituiti da assicurazione e manutenzione, mostrano un minor decremento. In modo particolare la manutenzione straordinaria è diminuita del 10% a causa di una migliore affidabilità dell'inverter, mentre la riduzione dei costi assicurativi è dovuta ad una miglior affidabilità della tecnologia. In figura 4.1 si riporta l'andamento del costo totale di produzione dell'energia elettrica in funzione dell'anno di costruzione: dal 2006 ad oggi il costo totale risulta circa dimezzato.

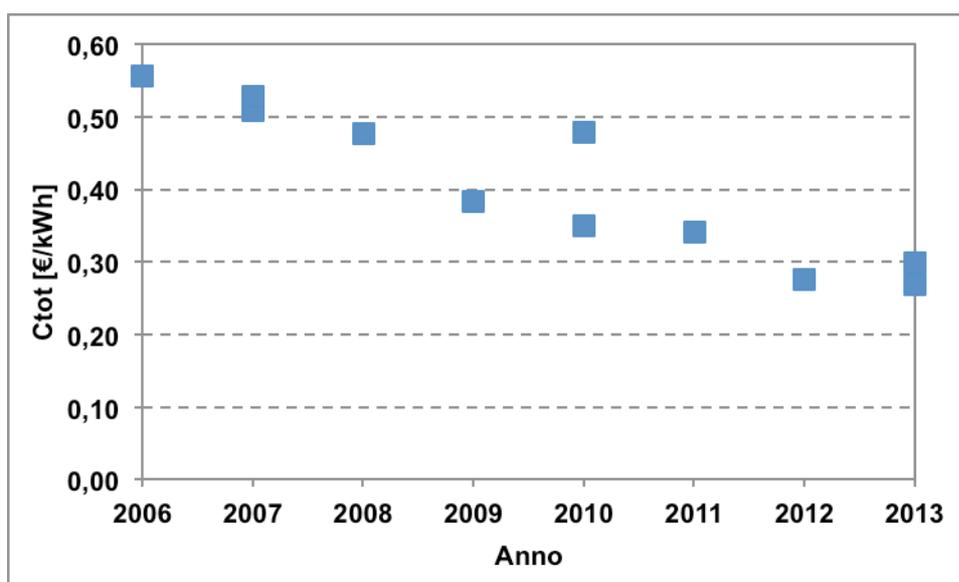


Fig. 4.1 – Andamento del costo toale di produzione dal 2006 al 2013.

Anno	P	Ore	Invest.	Man. ord.	Man. stra.	Man. tot.	Ass.	CI	CO+CC	Ctot	VR
	[kW]	[h]	[€kW]	[€kW]	[€kW]	[€kW]	[€kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
2006	3	1250	7143	70	20	90	80	0.419	0.136	0.555	0
2007	3	1250	6500	70	20	90	70	0.381	0.128	0.509	0
2007	3	1250	6803	70	20	90	70	0.399	0.128	0.527	0
2008	3	1250	6000	70	20	90	65	0.352	0.124	0.476	0
2009	3	1250	4500	70	20	90	60	0.264	0.120	0.384	0
2010	3	1250	4000	70	20	90	55	0.234	0.116	0.350	0
2010	3	1250	5996			108	51	0.351	0.127	0.479	0
2011	3	1250	3200	70	18	88	50	0.230	0.110	0.340	0
2012	3	1250	2300	70	18	88	50	0.165	0.110	0.275	0
2013	3	1250	2200	70	18	88	50	0.158	0.110	0.268	0
2013	3	1250	4533			0	0	0.316	0	0.298	0.018

Tab. 4.1 – Riassunto impianti di taglia piccola con investimento a 20 anni.

- **Impianti di taglia media**

Questa tipologia impiantistica è costituita da impianti installati su fabbricati industriali, di potenza compresa tra i 3 ed i 100 kW. Per tutti gli impianti è stata considerata una vita utile di 20 anni, mentre le ore equivalenti annue di funzionamento sono variabili a seconda dell'orientamento dell'installazione. Infatti per questa tipologia impiantistica, data la maggior estensione del campo solare, non è sempre possibile orientare i collettori in posizione ottimale, ovvero verso Sud.

In tabella 4.2 si riporta l'analisi dei costi. I costi di manutenzione ordinaria e straordinaria sono disponibili per la maggior parte dei casi analizzati, mentre per alcuni è stato possibile ottenere solo il costo di manutenzione totale. In un impianto non è presente il costo dell'assicurazione in quanto il proprietario ha deciso di non stipulare alcuna polizza.

Analizzando i dati di tabella 4.2 è evidente una riduzione sia dei costi d'investimento che di quelli operativi negli anni. Rispetto agli impianti di taglia piccola il costo totale di produzione è sensibilmente inferiore ed ha avuto una riduzione più marcata negli ultimi tre anni: infatti dal 2010 è mediamente diminuito del 53%, mentre negli impianti di taglia piccola del 28%.

È interessante osservare come negli impianti di taglia media il costo totale di produzione dell'energia elettrica ha ormai raggiunto la "grid parity", ovvero l'energia elettrica prodotta ha lo stesso prezzo dell'energia elettrica acquistabile dalla rete, generalmente prodotta tramite fonti di energia tradizionali, cioè le fonti fossili.

- **Impianti di taglia grande**

In questa tipologia di impianti sono compresi campi solari installati a terra e rivolti verso Sud, per cui le ore equivalenti annue di funzionamento possono essere anche maggiori di 1.250. In un caso raggiungono addirittura il valore di 1.550, in quanto l'impianto considerato è ad inseguimento. Gli impianti esaminati, con potenze inferiori ai 300 kW, sono invece installati su fabbricati industriali e rurali: in questi casi le ore annue di funzionamento possono essere inferiori a 1.000 ed in un caso (impianto da 192 kW) scendono a poco più di 900 ore annue. La vita utile di tutti gli impianti è stata considerata pari a 20 anni. L'analisi dei costi è riportata in tabella 4.3. Per tutti gli impianti sono disponibili i costi di investimento, manutenzione totale ed assicurativi. Per alcuni, nella voce "varie", sono stati considerati IMU o ICI, a seconda del periodo di realizzazione, mentre per l'ultimo impianto è incluso anche il costo di affitto del terreno.

Analizzando i dati di tabella 4.3 è evidente anche in questo caso una riduzione sia dei costi d'investimento che di quelli operativi negli anni. Analogamente agli impianti di taglia media il costo totale di produzione dell'energia elettrica ha ormai raggiunto la "grid parity" e il suo valore dal 2010 ad oggi è diminuito di circa il 49%.

Si noti che l'impianto con potenza pari a 373 kW, relativo ad una realizzazione specifica, è stato analizzato considerando un tasso di attualizzazione pari a 1,95%, pari al valore degli oneri fiscali associati al mutuo contratto pari al 100% del costo d'investimento.

Anno	P	Ore	Invest.	Man. ord.	Man. stra.	Man. tot.	Ass.	CI	CO+CC	Ctot	VR
	[kW]	[h]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
2010	20	1250	4813			90	30	0.282	0.096	0.378	0
2010	76	1040	3739	8	20	28	0	0.263	0.026	0.290	0
2010	100	1250	4096			60	19	0.240	0.063	0.303	0
2011	64	980	3385	5	27	32	11	0.310	0.044	0.353	0
2012	44	1200	2500	8	20	28	10	0.187	0.031	0.218	0
2012	69	1200	2000	10	20	30	10	0.149	0.033	0.183	0
2013	77	1200	1645	8	20	28	10	0.123	0.031	0.154	0

Tab. 4.2 – Riassunto impianti di taglia media con investimento a 20 anni.

Anno	P	Ore	Invest.	Man. tot.	Ass.	Varie	CI	CO+CC	Ctot	VR
	[kW]	[h]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
2007	200	1250	6600	46	20	10	0.387	0.061	0.448	0
2007	300	1300	5300	46	20	10	0.299	0.058	0.357	0
2007	1000	1250	5000	40	20	10	0.293	0.056	0.349	0
2010	200	1250	3563	43	19		0.209	0.049	0.258	0
2010	1000	1250	3425	39	9		0.201	0.038	0.239	0
2011	268	950	3200	34	9		0.302	0.045	0.347	0
2011	373	1550	4576	48	9	10	0.187	0.044	0.231	0
2012	192	930	2000	33	9		0.193	0.045	0.238	0
2013	3400	1375	1100	33	9	27	0.075	0.050	0.125	0

Tab. 4.3 – Riassunto impianti di taglia grande con investimento a 20 anni.

**Confronto con l'analisi del 2010**

Il costo dei moduli fotovoltaici è diminuito sensibilmente, come già evidenziato, causa economie di scala e di una sempre più spinta automatizzazione degli impianti di produzione conseguenti alle forti politiche di incentivazione che hanno determinato, in numerosi paesi, una crescita esponenziale della potenza installata.

P	caso	Ore	Invest.	Man. tot.	Assicu.	CI	CO+CC	C tot	VR
[kW]		[h]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
3	max	1250	6509	135	67	0.370	0.161	0.531	0
	min	1250	5482	80	35	0.311	0.092	0.403	0
20	max	1250	5500	100	35	0.312	0.108	0.420	0
	min	1250	4125	80	25	0.234	0.084	0.318	0
100	max	1250	4500	65	22	0.256	0.069	0.325	0
	min	1250	3692	55	15	0.210	0.056	0.266	0
200	max	1250	4000	45	22	0.227	0.053	0.280	0
	min	1250	3125	40	16	0.177	0.045	0.222	0
1000	max	1250	3800	40	12	0.216	0.041	0.257	0
	min	1250	3050	37	6	0.173	0.034	0.207	0

Tab. 4.4 – Riassunto impianti 2010 con investimento a 20 anni, tratto da [a].

## 5 GEOTERMICO

La letteratura non segnala importanti evoluzioni tecnologiche e variazioni dei costi nel settore geotermico nel lasso di tempo considerato, pertanto i dati di seguito riportati sono basati sull'analisi eseguita nel 2010 con modesti aggiornamenti.

L'Italia è caratterizzata dalla presenza di regioni particolarmente favorite per lo sfruttamento dell'energia geotermica: nella zona di Larderello, viene prodotto vapore surriscaldato da un serbatoio a profondità relativamente contenuta. Ad oggi, sono installati in Italia impianti per la generazione di energia elettrica alimentati a vapore, mentre non sono in esercizio alla data della scrittura di questo rapporto impianti a ciclo binario, che potrebbero tuttavia trovare idonea localizzazione in alcune aree italiane.

In tutti i casi (sia impianti a vapore sia a ciclo binario) gli impianti geotermici sono costituiti da:

- un sistema di pozzi in comunicazione con il serbatoio geotermico; nel caso più generale si tratta di un "doppietto geotermico" cioè una coppia di pozzi con funzione rispettivamente di produzione e reiniezione, ma un numero superiore di pozzi può in alcuni casi essere adottato;
- un sistema di convogliamento del fluido geotermico dai pozzi alla centrale di produzione di energia elettrica, comprensivo dell'eventuale trattamento del fluido prima dell'utilizzo;
- una centrale di produzione dell'energia elettrica, comprensiva del sistema di cessione del calore all'ambiente, rimozione e trattamento degli eventuali incondensabili.

Anche la composizione del fluido geotermico può essere molto diversa a seconda del sito: il fluido è costituito prevalentemente da acqua o vapore, con altre specie chimiche presenti, che influenzano la scelta dei materiali da adottare (il fluido geotermico è tipicamente corrosivo e chimicamente aggressivo) e l'eventuale sistema di trattamento degli effluenti. L'utilizzo del fluido geotermico, in dipendenza della sua composizione, può comportare alcuni problemi operativi quali corrosione e soprattutto incrostazione dei componenti a contatto con il fluido.

### Analisi dei costi

Per il calcolo del costo di produzione sono stati considerati impianti di taglia rispettivamente pari a:

- 20 MW per l'impianto a vapore
- 5 MW per l'impianto a ciclo binario

Nel primo caso, si è fatto riferimento alla taglia più diffusa tra gli impianti in esercizio [1], che in generale è compresa tra circa 10 e 60 MW, mentre nel caso binario, non essendoci impianti né in esercizio né in costruzione in Italia, si fa riferimento agli impianti europei localizzati in Austria e Germania, compresa tra 1 e 5 MW, e si considera nella fattispecie la taglia di 5 MW.

Nel seguito verranno prima brevemente richiamati alcuni concetti fondamentali inerenti i costi degli impianti geotermici, validi sia nel caso di impianto a vapore che a ciclo binario; successivamente saranno considerati i valori numerici specifici per i due casi.

**Costo di investimento**

Per quanto riguarda il costo di investimento, a livello concettuale, è necessario considerare la somma dei seguenti costi principali:

- **costo di esplorazione e identificazione della risorsa**
- **costo di perforazione**
- **costo per il sistema di convogliamento del fluido e l'eventuale pompa sommersa**
- **costo per l'impianto di produzione di energia elettrica**
- **costo per eventuale impianto di trattamento degli effluenti gassosi**
- **costo di allacciamento alla rete elettrica**

cui vanno poi aggiunti i costi necessari per l'ottenimento di permessi e concessioni.

Particolarmente importante, e dipendente dal sito, è il costo di perforazione, che è generalmente funzione della profondità (lo sfruttamento di serbatoi geotermici più profondi comporta costi maggiori) e del tipo di roccia da perforare. In Europa, il costo di perforazione con la tecnologia attualmente disponibile è compreso tra 1.600-2.400 €/m [5]

Il costo di impianto è invece funzione della "qualità termodinamica" del fluido, spesso identificata dalla temperatura della risorsa [2] (fluidi a più alta qualità consentono costi specifici di impianto inferiori) e della composizione chimica del fluido, che determina i materiali da adottare per i componenti (nei casi più critici è necessario ricorrere all'adozione di titanio). Lo sfruttamento di serbatoi geotermici più profondi, che comporta un costo di perforazione maggiore, consente in generale di disporre di un fluido geotermico a temperatura più elevata, e con un parziale effetto benefico sul costo di impianto specifico; le aree più favorite sono caratterizzate dalla presenza di serbatoi con fluidi geotermici di elevate caratteristiche termodinamiche a profondità contenute.

La ripartizione tra le varie voci del costo totale è ovviamente anch'essa molto diversa da caso a caso: la tabella 5.1 riassume la suddivisione del costo totale stimata da diversi autori. Si osservi che nel caso di un futuro sviluppo dei sistemi EGS, il costo di perforazione (comprensivo dei costi di creazione del serbatoio artificiale) sarebbe più elevato, giungendo anche al 70% del costo totale [5].

<i>Riferimento bibliografico</i>	[6]	[4]	[9]	[2]
<i>anno</i>	2010	2009	2008	2005
	%	%	%	%
Esplorazione e validazione della risorsa	10 - 15	25	10	10
Perforazione	20 - 35	40	25	23
Impianto di convogliamento e trattamento fluido geotermico	10 - 20	35	50	11
Impianto di produzione energia elettrica	40 - 60			54
Altri costi (permessi, etc.)			15	2

**Tab 5.1** - Ripartizione delle singole voci di costo del costo di investimento.

**Costi operativi**

Tra i costi operativi, particolare attenzione deve essere posta ai costi di manutenzione: per avere una stima realistica di tali costi è certamente necessario distinguere i costi di manutenzione dei pozzi dai costi di manutenzione dell'impianto di produzione di energia

elettrica; tuttavia difficilmente in letteratura si trova questa suddivisione di costi e talvolta non è nemmeno chiaro se il costo di manutenzione dei pozzi e del campo geotermico è compreso nel valore riportato.

I valori di costo di manutenzione reperibili in letteratura sono variabili in una fascia molto estesa: ciò è certamente ascrivibile alle diverse situazioni in cui pozzi e impianti si trovano a seconda delle condizioni idrogeologiche del sito. Una caratteristica peculiare degli impianti geotermici riguarda la produttività dei pozzi che può essere decrescente nel tempo, rendendo necessarie opere di manutenzione (qui considerate come manutenzione straordinaria) che possono arrivare sino alla perforazione di nuovi pozzi di produzione sostitutivi di quelli ormai divenuti improduttivi. Particolari problemi possono poi essere causati da incrostazioni, sia nei pozzi che nelle linee di adduzione del fluido geotermico o nei componenti dell'impianto.

Tra i costi operativi sono inoltre da considerare assicurazione e canoni.

Il costo derivante dalla copertura assicurativa degli impianti è stato stimato contattando un broker assicurativo. Si precisa che la stima riportata si riferisce a coperture di:

- danni materiali e diretti
- danni indiretti

a termini e condizioni standard di mercato relativi alla fase di esercizio dell'impianto. L'indicazione fornita non è supportata da alcuna ufficiale quotazione ma è unicamente il risultato dell'esperienza acquisita nel settore di riferimento. Il costo effettivo potrebbe essere altresì influenzato dall'andamento della incidentalità durante le attività di montaggio dell'impianto stesso oltre che dall'orientamento del mercato assicurativo nel momento in cui emergerà l'esigenza assicurativa.

I canoni per gli impianti geotermici sono fissati dal D.L. 11/2/2010 n. 22, e sono dovuti per impianti di potenza superiore a 3 MW, nella misura di 0,13 c€/kWh da corrispondere ai comuni, e 0,195 c€/kWh da corrispondere alle regioni. Sono inoltre dovuti canoni per permessi di ricerca e coltivazione del campo geotermico, di entità invero modesta, per semplicità non evidenziati nella presente analisi.

### ***Fattore di utilizzo***

A differenza di alcuni altri impianti a fonte rinnovabile, la cui producibilità è in generale funzione delle particolari condizioni meteorologiche, gli impianti geotermici operano in condizioni sostanzialmente costanti (l'unico effetto delle condizioni ambiente si ha sulla temperatura di condensazione) e sono caratterizzati da fattori di utilizzo estremamente elevati.

I dati di costo riportati nel seguito derivano principalmente da dati riportati in letteratura, che nella stragrande maggioranza dei casi sono riferiti a impianti USA. Poiché per qualsiasi voce di costo è riscontrabile una variabilità all'interno di una certa fascia, per ciascun impianto il costo dell'energia elettrica prodotta è calcolato in tre casi: caso base, calcolato con parametri il più possibile rappresentativi di un ipotetico caso "tipico" italiano; caso con costo massimo, calcolato considerando i valori massimi delle voci di costo, e caso con costo minimo, calcolato considerando i valori minimi della fascia di costo. In aggiunta, per il

fattore di utilizzo nel caso del costo massimo è stato considerato il valore inferiore della fascia di variabilità, mentre per il costo minimo il valore superiore della fascia.

- **20 MW**

**Fattore di utilizzo**

I fattori di utilizzo degli impianti a vapore sono in generale superiori a 0,9: quale valore rappresentativo per il caso base si è assunto il valore 0,92, come suggerito in [4], che corrisponde ad un numero annuo di ore di funzionamento pari a 8.060. Per gli altri casi si sono considerati valori pari a 0,9 (7.884 ore/anno) [8] e 0,96 (8.400 ore/anno) [4].

**Costo di investimento**

Per il costo di impianto è disponibile il valore complessivo pari a 4.240 €/kW, stimato in [3] e rappresentativo della realtà italiana per impianti di nuova concezione che sfruttino risorse a profondità dell'ordine di 3.000-4.000 m. I costi di investimento dichiarati in letteratura per gli impianti a vapore sono compresi nella fascia 1.700 – 5.300 €/kW.

**Costo del personale**

Il costo annuo del personale è calcolato ipotizzando n° 2 addetti, ciascuno al costo annuo di 42.500 €.

**Costo di manutenzione ordinaria**

Il costo di manutenzione ordinaria è imputato alla manutenzione del solo impianto di produzione di energia elettrica; purtroppo, non essendo disponibile alcun dato relativo al caso degli impianti italiani, si è dovuto necessariamente fare ricorso alla letteratura. Il rapporto californiano [8] suggerisce di utilizzare un costo di O&M annuo, indipendente dalla quantità di energia prodotta, e pari a 57,76 \$/kW; cautelativamente si è però assunto per i calcoli nel caso base il valore 9,5 €/MWh, così come riferito in [6], che corrisponde al caso di impianti a vapore con costo di O&M in fascia bassa; tale valore fornisce nel caso base un costo annuo di manutenzione di poco superiore a 55 €/kW, dunque compatibile con lo studio californiano; anche per il caso a costo di generazione elettrica minimo, si è mantenuto il valore 9,5 €/MWh, variando però il numero di ore annue di funzionamento. Per il caso a costo di generazione elettrica massimo, si è considerato un valore annuo pari a 160 €/kW, che sommato al costo di manutenzione straordinario relativo alla manutenzione dei pozzi fornisce un valore in linea con quanto suggerito in [2].

**Costo di manutenzione straordinaria**

Il costo di manutenzione straordinaria è imputato alla necessità di effettuare manutenzione sui pozzi nel caso la produttività di questi diminuisca. Nel caso in esame si è assunto un valore compreso fra 2% e 5% del costo di perforazione iniziale ipotizzato.

**Costo di assicurazione**

Per l'impianto in esame il costo annuo è pari a 170.000 €.

**Costo di smaltimento rifiuti**

In letteratura non si è trovato nessun dato disponibile relativamente a questa voce; tuttavia un certo costo potrebbe essere associato allo smaltimento delle sostanze separate dall'impianto (solitamente presente) per la rimozione di mercurio e H<sub>2</sub>S.

**Costo dei canoni**

Il costo dei canoni è calcolato in ragione di 0,13 c€/kWh da corrispondere ai comuni, e 0,195 c€/kWh da corrispondere alle regioni.

- **5 MW**

**Fattore di utilizzo**

I fattori di utilizzo degli impianti a ciclo binario sono in generale superiori a 0,8: quale valore rappresentativo per il caso base si è assunto il valore 0,92, identico a quello assunto per il caso a vapore, come ritenuto rappresentativo in [4], che corrisponde ad un numero annuo di ore di funzionamento pari a 8.060. Per gli altri casi si sono considerati valori pari a 0,8 (7.000 ore/anno) [8] e 0,94 (8.235 ore/anno) [8].

**Costo di investimento**

Non essendo in esercizio impianti a ciclo binario in Italia, non è stato possibile fare riferimento a dati rappresentativi della situazione attuale. Il costo di impianto totale viene quindi stimato come somma dei principali costi, assumendo una localizzazione dell'impianto in zona rappresentativa di una condizione mediamente favorita. Il costo totale è calcolato considerando una coppia di pozzi, l'impiego di pompe sommerse e l'adozione di un impianto binario a fluido organico ORC simile a quelli installati in Austria e Germania. I costi di investimento dichiarati in letteratura [2, 5, 7] per gli impianti a ciclo binario sono compresi nella fascia 2.010 – 6.700 €/kW; a questo proposito si può osservare che i costi attesi in Europa, soprattutto nel caso di impianti situati in Europa centrale, sono sensibilmente superiori a quelli caratteristici degli impianti americani (e più precisamente californiani).

**Costo del personale**

Il costo annuo del personale è calcolato ipotizzando n° 2 addetti, ciascuno al costo annuo di 42.500 €.

**Costo di manutenzione ordinaria**

Il costo di manutenzione ordinaria è imputato alla manutenzione del solo impianto di produzione di energia elettrica; per i costi O&M di un impianto binario il rapporto californiano [8] indica un valore annuo, indipendente dalla quantità di energia prodotta, pari a 50,3 \$/kW; nel caso in esame si è assunto per il caso base un valore stimato sulla base delle informazioni disponibili per gli impianti ubicati in prossimità di Monaco di Baviera (Molasse Basin), leggermente inferiore al valore rappresentativo degli impianti californiani; essendo tale valore già abbastanza basso rispetto alla possibile fascia di variazione, tale valore è stato mantenuto anche nel caso a costo di generazione elettrica minimo, mentre per il caso a costo di generazione elettrica massimo, si è assunto il valore annuo di 106 €/kW, corrispondente alla fascia alta riportata in letteratura.

**Costo di manutenzione straordinaria**

Il costo di manutenzione straordinaria è imputato alla necessità di effettuare manutenzione sui pozzi nel caso la produttività di questi diminuisca. Nel caso di impianti a ciclo binario la manutenzione richiesta è generalmente meno impegnativa che nel caso degli impianti a vapore, e si è dunque assunto un valore pari al 2% del costo di perforazione iniziale, sulla base dei dati disponibili per i pozzi ubicati nella zona al confine tra Austria e Germania (Molasse Basin). Nel caso a costo di generazione elettrica minimo, tale costo è stato dimezzato, ritenendo che, nei casi più favorevoli, la manutenzione richiesta dai pozzi sia inferiore al caso base.

**Costo di assicurazione**

Per l'impianto in esame il costo annuo è pari a 69.000 €.

**Costo di smaltimento rifiuti**

Il costo di smaltimento degli eventuali rifiuti è ritenuto trascurabile nel caso degli impianti binari a ciclo ORC.

**Costo dei canoni**

Il costo dei canoni è calcolato in ragione di 0,13 c€/kWh da corrispondere ai comuni, e 0,195 c€/kWh da corrispondere alle regioni.

La scarsità di dati disponibili e la bassa numerosità di impianti in esercizio in Europa fa sì che non sia stato possibile stimare alcun costo legato al consumo dell'eventuale pompa sommersa: tale consumo sarebbe in ogni caso fortemente dipendente dalle caratteristiche del sito, in funzione della permeabilità del serbatoio geotermico, delle dimensioni del pozzo e della temperatura del fluido geotermico.

Nelle tabelle 5.2 e 5.3 sono riportate le sintesi dei costi attualizzati di impianti geotermici.

**Confronto con l'analisi del 2010**

Non si evidenziano variazioni di costo ad eccezione di quanto dovuto all'inflazione ed a lievi incrementi dei canoni.

Anno	P	Ore	Invest.	Combust.	Manut. ord.	Manut. stra.	Personale	Assicu.	Canoni	CI	CO+CC	Ctot	VR
	[kW]	[h]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
min	5000	8235	2014	0	32	17	17	14	28	0.032	0.013	0.040	0.005
med	5000	8060	5830	0	32	34	17	14	28	0.095	0.015	0.095	0.015
max	5000	7000	6678	0	106	34	17	14	24	0.125	0.028	0.133	0.020
min	20000	8400	1696	0	58	17	4	8	29	0.026	0.014	0.036	0.004
med	20000	8060	4240	0	56	42	4	8	28	0.069	0.017	0.075	0.011
max	20000	7884	5300	0	159	42	4	8	27	0.088	0.031	0.104	0.014

Tab. 5.2 - Riassunto impianti geotermici con investimento a 12 anni.

Anno	P	Ore	Invest.	Combust.	Manut. ord.	Manut. stra.	Personale	Assicu.	Canoni	CI	CO+CC	Ctot	VR
	[kW]	[h]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
min	5000	8235	2014	0	32	17	17	14	28	0.028	0.013	0.039	0.002
med	5000	8060	5830	0	32	34	17	14	28	0.082	0.015	0.091	0.007
max	5000	7000	6678	0	106	34	17	14	24	0.108	0.028	0.127	0.009
min	20000	8400	1696	0	58	17	4	8	29	0.023	0.014	0.035	0.002
med	20000	8060	4240	0	56	42	4	8	28	0.060	0.017	0.072	0.005
max	20000	7884	5300	0	159	42	4	8	27	0.076	0.031	0.101	0.006

Tab. 5.3 - Riassunto impianti geotermici con investimento a 15 anni.

	P [kW]	Ore [h]	Invest. [€/kW]	Manut. ord. [€/kW]	Manut. stra. [€/kW]	Personale [€/kW]	Assicu. [€/kW]	Canoni [€/kW]	CI [€/kWh]	CO+CC [€/kWh]	Ctot [€/kWh]	VR [€/kWh]
min	5000	8235	1900	30	16	16	13	27	0.026	0.012	0.029	0.009
med	5000	8060	5500	30	32	16	13	26	0.076	0.015	0.065	0.026
max	5000	7000	6300	100	32	16	13	23	0.100	0.026	0.093	0.034
min	20000	8400	1600	55	16	4	8	27	0.021	0.013	0.027	0.007
med	20000	8060	4000	53	40	4	8	26	0.055	0.016	0.053	0.019
max	20000	7884	5000	150	40	4	8	26	0.071	0.029	0.076	0.024

Tab. 5.4 - Riassunto impianti geotermici 2010 con investimento a 12 anni, tratto da [a].

## 6 IDROELETTRICO

Si definisce energia idroelettrica l'energia elettrica resa disponibile ai morsetti di un generatore elettrico di un impianto idroelettrico. Il principio di funzionamento degli impianti idroelettrici è quello di convertire l'energia potenziale gravitazionale delle masse d'acqua in energia elettrica, mediante trasformazioni intermedie in diverse forme di energia meccanica quali: energia di pressione, energia cinetica della corrente e di rotazione della turbina. L'albero della turbina è rigidamente calettato sull'albero di rotazione di un alternatore sincrono trifase o, negli impianti di pompaggio, su quello di un generatore asincrono.

L'investimento iniziale necessario per la costruzione di un impianto idroelettrico è solitamente elevato perché oltre i macchinari elettromeccanici necessari per la produzione di energia elettrica quali, le turbine idrauliche, i generatori, i quadri elettrici e i sistemi di controllo e regolazione elettrica, lo schema generale di un impianto idroelettrico comprende diverse opere civili e idrauliche quali: la diga o la traversa di sbarramento, l'opera di presa e il sistema di derivazione, la vasca di carico, le condotte forzate, l'edificio della centrale e l'opera di restituzione.

In tutti gli impianti idroelettrici è possibile identificare le opere civili e idrauliche appena indicate, ma l'importanza di queste opere dipende molto dalla taglia dell'impianto, infatti, negli impianti di piccola taglia i dispositivi di presa, convogliamento e restituzione tendono ad essere molto semplici e limitati, talché, mentre nei grossi impianti il costo delle opere civili-idrauliche è dell'ordine del 60-70% del costo complessivo, nei piccoli impianti non supera il 30-40%.

È utile osservare che quando si parla d'impianti di piccola o grande taglia si fa riferimento alla potenza installata, perché data la gran varietà di schemi possibili per gli impianti idroelettrici, esistono diverse classificazioni:

- in funzione del salto (m)

Basso	$h < 10 \div 50$
Medio	$10 \div 50 < h < 100 \div 250$
Alto	$100 \div 250 < h < 1.000$
Altissimo	$h > 1.000$
  
- in funzione della portata ( $m^3/s$ )

Piccola	$Q < 10$
Media	$10 < Q < 100$
Grande	$100 < Q < 1.000$
Grandissima	$Q > 1.000$
  
- in funzione della potenza (MW)

Grandi	$W > 10$
Piccoli	$3 < W < 10$
Mini	$1 < W < 3$
Micro	$0,1 < W < 1$
Pico	$W < 0,1$

- in funzione della durata d'invaso o del tempo di regolazione (ore)

Stagionale	$T > 400$
Settimanale	$400 < T < 2$
Acqua fluente	$T < 2$

Le caratteristiche di un impianto idroelettrico sono fortemente legate alla sua localizzazione, in particolare, la produzione di energia idroelettrica è determinata da due fattori fortemente sito-specifici: la caduta o salto e la portata idrica. Questa condizione rende molto complicata l'analisi dei costi di produzione degli impianti idroelettrici, perché anche a parità di potenza, non è sempre possibile confrontare impianti diversi. Inoltre, l'incertezza caratteristica della disponibilità idrica, richiederebbe lunghe serie storiche di osservazioni per poter mettere in conto, in maniera attendibile, la continua variazione della producibilità.

La tecnologia necessaria alla produzione di energia idroelettrica è matura e ben collaudata, eppure, negli ultimi anni il campo della sua applicazione si è molto estesa, infatti, la introduzione di nuovi macchinari per piccole potenze e piccoli salti ha permesso lo sfruttamento per la produzione di energia di corsi d'acqua minori e di canali artificiali. Inoltre, lo sviluppo di dispositivi funzionanti secondo la tecnologia idrocinetica, permettono la produzione di energia in torrenti anche in assenza di salto.

### **Dati statistici**

Di seguito si presentano i dati relativi alla produzione e ai costi di generazione di energia elettrica da fonte idrica. Questi dati, come già nel rapporto 2010, sono stati reperiti sia in letteratura, sia attraverso associazioni di produttori, sia direttamente da singoli produttori. Per quanto riguarda i dati di letteratura si sono consultati i database dei seguenti enti: International Energy Agency (IEA), European Small Hydropower Association (ESHA), Hydro 21, Grenoble European Center of Hydropower, International Renewable Energy Agency (IRENA), la sintesi di questa indagine è disponibile in allegato A.

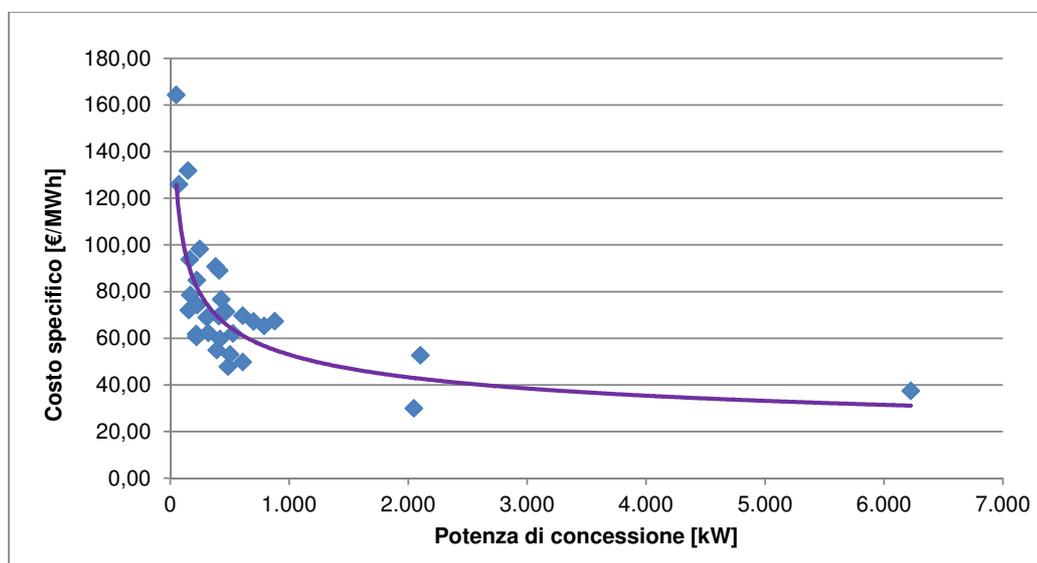
Per quanto concerne le associazioni di produttori sono state interpellate l'Associazione Produttori Energia da fonti Rinnovabili (APER) e la Federazione Produttori Idroelettrici (FEDERPERN Italia). I dati diretti sono stati invece gentilmente forniti da una Investment Company specializzata nei settori delle energie rinnovabili che alla data attuale, ha in portafoglio una cinquantina di progetti idroelettrici di cui una ventina in servizio, che ha progettato, costruito, opera e gestisce.

### **Dati APER**

L'APER ha accolto la richiesta del AEEG e ha aggiornato lo studio incluso nel rapporto del 2010 [1, 2]. Nel presente studio sono stati considerati i costi operativi di impianti idroelettrici con potenza di concessione fino ad 7 MW. Come nello studio precedente, i dati sono stati desunti dai bilanci di esercizio applicando criteri omogenei di validazione dei dati raccolti.

Taglia impianto [kW]	0-100	100-200	200-300	300-400	400-500	500-600	600-700	700-800	800-900
Canoni	2.988	5.863	6.315	8.908	10.580	16.361	11.150	29.074	27.293
Sorveglianza / conduzione	20.000	23.311	26.991	28.602	32.125	44.000	50.577	60.000	60.000
Assicurazioni	1.307	5.139	5.773	6.714	6.560	4.830	6.207	7.309	14.415
Altri costi esercizio	1.871	6.702	7.880	16.985	8.103	6.184	4.909	3.652	15.389
Manutenzione ordinaria	1.634	9.226	6.735	8.338	15.232	13.379	22.135	14.187	24.468
Manutenzione straordinaria	1.155	10.968	10.991	4.434	16.403	8.661	3.691	3.992	16.438
Spese gestione amministrativa	35.781	25.051	28.227	43.218	41.796	44.000	51.341	62.263	60.000
Altre spese	--	3.638	9.931	7.766	13.195	5.081	100.643	34.590	6.426
<b>Totale costi</b>	<b>64.736</b>	<b>89.898</b>	<b>102.843</b>	<b>124.965</b>	<b>143.994</b>	<b>142.496</b>	<b>250.653</b>	<b>215.067</b>	<b>224.429</b>

**Tab. 6.1** – Componenti dei costi di esercizio e di manutenzione (€/anno) per impianti con potenza installata inferiore ad 1 MW.



**Fig. 6.1** – Costi specifici di produzione in funzione della potenza installata (APER, 2013).

Nella tabella 6.1 sono riportati i costi di esercizio e di manutenzione relativi ai 65 impianti con potenza minore a 1 MW, suddivisi per taglia di impianto, così come riportata nell'allegato 2 dello studio [1]. Alcuni valori alla voce "Totale costi" sono stati corretti rispetto a quanto riportato nella tabella originale, per essere coerenti con i valori riportati alle altre voci. L'entità della correzione è stata sempre inferiore ai 2 €.

Oltre alla presentazione dei risultati in maniera tabellare, lo studio del 2013 include il grafico riportato in figura 6.1, che illustra l'andamento dei costi di produzione in funzione della potenza di concessione per impianti fino a 7 MW di potenza di concessione.

### Dati FEDERPERN

Analogamente ad APER, anche FEDERPERN ha accolto l'invito di AEEG ad aggiornare lo studio [3] presentato nel 2010 che considera due tipologie di impianti: quelli con salto geodetico medio superiore agli 80 metri, denominate ad alto salto e quelle con salto geodetico medio inferiore agli 80 metri e denominate a basso salto. Nella seguente tabella 6.2 sono riportate le voci di costo considerate nello studio al variare della taglia e della tipologia di impianto.

Come si vede dalla tabella è stata aggiunta la voce "accantonamenti". Tale voce considera gli accantonamenti che annualmente il produttore deve prevedere per ripristinare lo stato di fatto preesistente alla costruzione dell'impianto, al termine della sua vita utile.

Taglia [kW]	50		100		200		400		1000	
Tipologia	AS	BS	AS	BS	AS	BS	AS	BS	AS	BS
Materie prime e di consumo	2.850	3.400	3.050	3.500	4.400	4.400	5.000	5.000	11.000	10.000
Servizi	42.210	55.898	69.067	81.980	94.582	104.280	109.000	131.400	147.040	182.130
Personale	5.000	5.000	7.500	7.500	12.000	12.000	39.000	43.000	68.000	68.000
Oneri diversi di gestione	5.342	6.186	8.968	10.553	15.426	18.475	37.578	35.206	85.506	79.601
Accantonam .	5.083	6.625	10.167	14.000	16.750	19.625	25.500	29.042	37.833	48.250
<b>Totale costi</b>	<b>60.485</b>	<b>77.090</b>	<b>98.752</b>	<b>117.510</b>	<b>143.160</b>	<b>158.780</b>	<b>216.080</b>	<b>243.650</b>	<b>349.380</b>	<b>387.980</b>

**Tab. 6.2** - Componenti dei costi di esercizio e di manutenzione (€/anno) per impianti con potenza installata fino ad 1 MW.

Nell'aggiornamento dello studio sui costi di produzione presentato da FEDERPERN, si mantengono invariati i costi del primo studio, ma si richiama l'attenzione AEEG su diversi aspetti che metterebbero in difficoltà i piccoli produttori di energia idroelettrica in particolare: la rimozione del riconoscimento della componente tariffaria per il servizio di trasporto sulle reti di trasmissione a titolo di costo evitato; la revisione in riduzione dei fattori di perdita per l'incremento delle immissioni in rete al fine della loro valorizzazione a prezzi di mercato; l'introduzione di una disciplina del dispacciamento in immissione che, in misura ancora da verificare, avrà effetti sul valore dell'energia elettrica venduta nel mercato; l'obbligo generalizzato di adeguamento degli impianti e dei sistemi di protezione ai fini della gestione in sicurezza del sistema elettrico; l'evoluzione della normativa ambientale che ha cominciato ad implementare nuovi coefficienti dei D.M.V e D.M.M; la richiesta di alcune Regioni di monitoraggio ambientale sulle piccole derivazioni attive; l'adeguamento delle "Protezioni di

interfaccia alla rete di distribuzione (in MT e in BT); le ultime revisioni della fiscalità sugli immobili (ICI - IMU), intervenute nel corso del 2012.

La stima sull'effetto che questi aspetti dal punto di vista economico è stata valutata su una produzione di riferimento di 2 GWh/anno in circa 20.000 €/anno.

### Dati investment company

L'investment company ha fornito i dati desunti dai bilanci operativi di 7 impianti idroelettrici di potenze fra 500 e 1.200 kW, da loro gestiti. Si segnala che nei costi riportati riguardanti i canoni sono comprese le compensazioni dovute ai comuni e/o parchi e le servitù, mentre i costi di manutenzione ordinaria comprendono i costi amministrativi e di personale. In tabella 6.3 si presenta una sintesi dei dati forniti.

Taglia impianto [kW]	500	800	1000	1200
Canoni	21.900	42.048	50.808	75.686
Assicurazioni	8.760	10.819	15.242	28.382
Smaltimento rifiuti	7.665	8.410	20.323	18.922
Manutenzione ordinaria	32.850	93.347	101.616	141.912
Accantonamento per manutenzione str.	13.140	25.229	30.485	56.765
IMU	10.950	21.024	25.404	47.304
<b>Totale costi</b>	<b>95.265</b>	<b>200.876</b>	<b>243.878</b>	<b>368.971</b>

Tab. 6.3 - Componenti dei costi di esercizio e di manutenzione.

Come già nel rapporto del 2010 si nota un forte discostamento fra i valori riportati nella letteratura rispetto ai valori registrati negli impianti italiani. Questa differenza è dovuta sicuramente alla prevalenza in Italia fra l'idroelettrico minore, di impianti di basso salto dove sono stati introdotti macchinari molto all'avanguardia che hanno fatto aumentare i costi d'investimento, ma è dovuta anche a un'altra specificità italiana, rappresentata dal lunghissimo iter burocratico necessario per il rilascio delle concessioni di uso dell'acqua. Si noti che possono essere necessari anche 5 anni per avere la concessione, durante i quali si richiede la presentazione di un progetto di fattibilità e numerose successive integrazioni che fanno sicuramente lievitare i costi.

Il confronto effettuato fra i dati relativi agli impianti italiani permette di considerare questi dati sostanzialmente rappresentativi della situazione dell'idroelettrico minore in Italia, quindi, sono stati utilizzati per il calcolo del costo dell'energia elettrica generata.

Tenuto conto della prevalenza di impianti di basso salto fra l'idroelettrico minore in Italia, nel calcolo del costo dell'energia prodotta si sono considerati i costi relativi solo a impianti di basso salto, i quali sono stati caratterizzati in base alla potenza di concessione, a cui è stato associato un fattore di utilizzo pari a 5.000 h/anno. Questa ipotesi coincide con quella adottata nell'analisi del 2010.

Si sono considerate le seguenti voci di costo:

- **investimento;**
- **personale;**
- **manutenzione;**
- **assicurazione;**
- **canoni;**
- **IMU.**

- **50 kW**

**Costo di investimento** 550.000 €.

**Costo di personale** 10.000 €.

**Costo di manutenzione** 16.000 €.

**Costo di assicurazione** 2.200 €.

**Costo dei canoni** 3.500 €.

**Costo IMU** 2.750 €.

- **100 kW**

**Costo di investimento** 1.000.000 €.

**Costo di personale** 10.000 €.

**Costo di manutenzione** 28.500 €.

**Costo di assicurazione** 4.000 €.

**Costo dei canoni** 9.000 €.

**Costo IMU** 6.000 €.

- **200 kW**

**Costo di investimento** 1.600.000 €.

**Costo di personale** 10.000 €.

**Costo di manutenzione** 46.600 €.

**Costo di assicurazione** 6.400 €.

**Costo dei canoni** 15.000 €.

**Costo IMU** 10.000 €.

- **400 kW**

**Costo di investimento** 2.800.000 €.

**Costo di personale** 12.000 €.

**Costo di manutenzione** 62.000 €.

**Costo di assicurazione** 8.000 €.

**Costo dei canoni** 28.000 €.

**Costo IMU** 17.000 €.

- **600 kW**

**Costo di investimento** 3.850.000 €.

**Costo di personale** 12.000 €.

**Costo di manutenzione** 83.000 €.

**Costo di assicurazione** 9.000 €.

**Costo dei canoni** 43.000 €.

**Costo IMU** 23.000 €.

- **1.000 kW**

**Costo di investimento** 6.500.000 €.

**Costo di personale** 15.000 €.

**Costo di manutenzione** 101.500 €.

**Costo di assicurazione** 15.000 €.

**Costo dei canoni** 70.000 €.

**Costo IMU** 30.000 €.

- **5.000 kW**

**Costo di investimento** 19.500.000 €.

**Costo di personale** 20.000 €.

**Costo di manutenzione** 201.000 €.

**Costo di assicurazione** 48.000 €.

**Costo dei canoni** 100.000 €.

**Costo IMU** 50.000 €.

- **8.000 kW**

**Costo di investimento** 24.000.000 €.

**Costo di personale.** È assunto il valore annuale di 700.000 €.

**Costo di manutenzione.** I costi di manutenzione sono trascurabili in quanto svolta quasi totalmente dal personale.

**Costo di assicurazione.** È assunto il valore annuale di 50.000 €.

**Costo dei canoni.** È assunto il valore annuale di 110.000 €.

**Costo IMU.** Dichiarata trascurabile dal produttore.

Nelle tabelle 6.4 e 6.5 sono riportate le analisi dei costi.

Anno	P	Ore	Invest.	Combust.	Manut. tot.	Personale	Assicu.	Canoni	IMU	CI	CO+CC	Ctot	VR
	[kW]	[h]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
2012	50	5000	11000	0	320	200	44	70	55	0.262	0.138	0.351	0.049
2012	100	5000	10000	0	285	100	40	90	60	0.239	0.115	0.309	0.044
2012	200	5000	8000	0	233	50	32	75	50	0.191	0.088	0.243	0.035
2012	400	5000	7000	0	155	30	20	70	43	0.167	0.064	0.199	0.031
2012	600	5000	6417	0	138	20	15	72	38	0.153	0.057	0.181	0.028
2012	1000	5000	6500	0	102	15	15	70	30	0.159	0.046	0.178	0.028
2012	5000	5000	3900	0	40	4	10	20	10	0.102	0.017	0.102	0.016
2012	8000	5000	3000	0	0	88	6	14	0	0.078	0.022	0.087	0.013

Tab. 6.4 - Riassunto impianti idroelettrici con investimento a 12 anni.

Anno	P	Ore	Invest.	Combust.	Manut. tot.	Personale	Assicu.	Canoni	IMU	CI	CO+CC	Ctot	VR
	[kW]	[h]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
2012	50	5000	11000	0	320	200	44	70	55	0.227	0.138	0.343	0.022
2012	100	5000	10000	0	285	100	40	90	60	0.206	0.115	0.301	0.020
2012	200	5000	8000	0	233	50	32	75	50	0.165	0.088	0.237	0.016
2012	400	5000	7000	0	155	30	20	70	43	0.144	0.064	0.194	0.014
2012	600	5000	6417	0	138	20	15	72	38	0.132	0.057	0.176	0.013
2012	1000	5000	6500	0	102	15	15	70	30	0.138	0.046	0.172	0.012
2012	5000	5000	3900	0	40	4	10	20	10	0.088	0.017	0.098	0.007
2012	8000	5000	3000	0	0	88	6	14	0	0.068	0.022	0.084	0.006

Tab. 6.5 - Riassunto impianti idroelettrici con investimento a 15 anni.

### Confronto con l'analisi del 2010

È interessante notare che le differenze di costo rispetto al 2010 presentano un'elevata variabilità da impianto a impianto: è pertanto difficile individuare delle correlazioni significative.

Su impianti di taglia media si assiste ad un cospicuo aumento del costo di investimento, amplificato dall'incremento del tasso di attualizzazione. Inoltre si evidenzia un forte aumento dell'IMU rispetto all'ICI e, per gli impianti di taglia maggiore, dei costi di manutenzione. Gli oneri associati a canoni di concessione presentano un generalizzato aumento, ma non hanno avuto variazioni omogenee sul territorio: si constatano forti differenze sia tra regioni sia tra impianti della stessa regione. La figura 6.2 riporta un confronto tra gli oneri dovuti a canoni e IMU con i dati del documento del 2010 [a]. Per valutare l'incidenza di canoni di concessione ed IMU, nelle tabelle 6.7 e 6.8 si riporta l'analisi economica per gli stessi casi analizzati precedentemente escludendo tali costi.

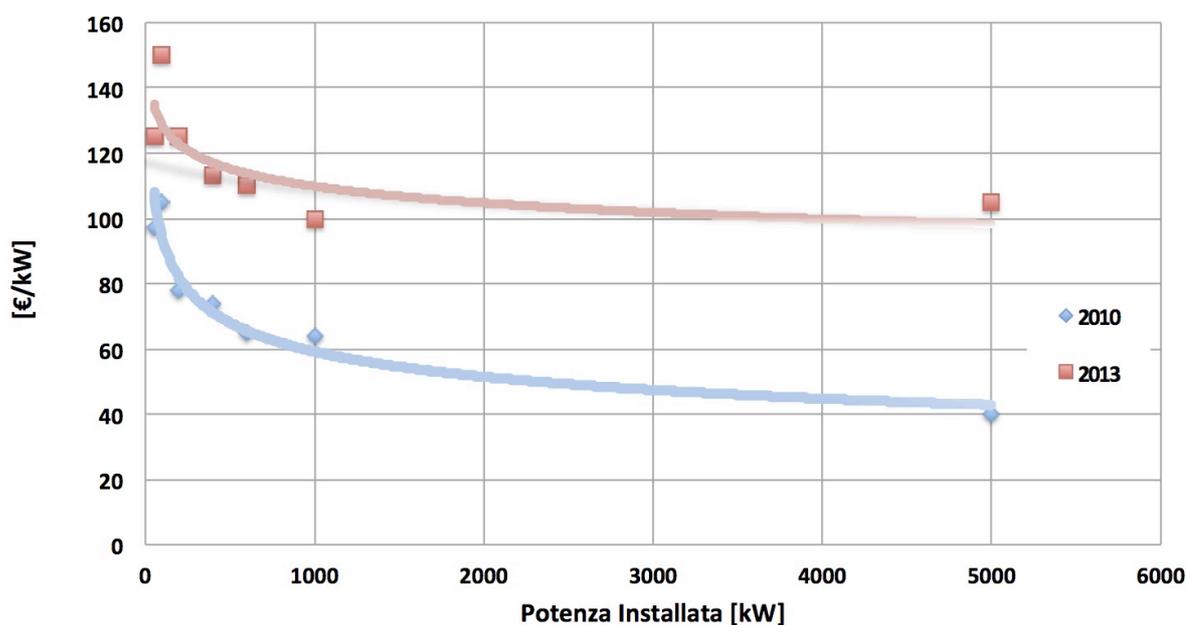


Fig. 6.2 – Confronto degli oneri fiscali (canoni di concessione ed IMU) negli anni 2010 e 2013.

P	tipo	Ore	Invest.	Manut. tot.	Personale	Assicu.	Canoni	ICI	CI	C tot	CO+CC	VR
[kW]		[h]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
50	AS	5000	8000	420	160	30	74	23	0.171	0.252	0.141	0.061
	BS	5000	11000	420	160	30	74	23	0.235	0.293	0.141	0.084
100	AS	5000	7000	333	85	30	86	19	0.150	0.207	0.111	0.053
	BS	5000	10000	333	85	30	86	19	0.214	0.248	0.111	0.076
200	AS	5000	6250	247	44	20	63	15	0.134	0.164	0.078	0.047
	BS	5000	8000	247	44	20	63	15	0.171	0.188	0.078	0.061
400	AS	5000	5250	150	22	15	63	11	0.112	0.125	0.052	0.040
	BS	5000	5750	150	22	15	63	11	0.123	0.131	0.052	0.044
600	AS	5000	4300	117	15	12	56	9	0.092	0.101	0.042	0.033
	BS	5000	5000	117	15	12	56	9	0.107	0.111	0.042	0.038
1000	AS	5000	3500	81	9	9	56	8	0.075	0.081	0.033	0.027
	BS	5000	4000	81	9	9	56	8	0.085	0.088	0.033	0.030
5000	AS	5000	3300	36	6	6	35	5	0.071	0.063	0.018	0.025
	BS	5000	3800	36	6	6	35	5	0.081	0.070	0.018	0.029
8000	BS	5000	3000	0	87.5	6	5	0	0.064	0.061	0.020	0.023

Tab. 6.6 - Riassunto impianti idroelettrici 2010 con investimento a 12 anni, tratto da [a].

Anno	P [kW]	Ore [h]	Invest. [€/kW]	Combust. [€/kWh]	Manut. tot. [€/kW]	Personale [€/kW]	Assicu. [€/kW]	Canoni [€/kW]	IMU [€/kW]	CI [€/kWh]	CO+CC [€/kWh]	Ctot [€/kWh]	VR [€/kWh]
2012	50	5000	11000	0	320	200	44	0	0	0.262	0.113	0.326	0.049
2012	100	5000	10000	0	285	100	40	0	0	0.239	0.085	0.279	0.044
2012	200	5000	8000	0	233	50	32	0	0	0.191	0.063	0.243	0.035
2012	400	5000	7000	0	155	30	20	0	0	0.167	0.041	0.177	0.031
2012	600	5000	6417	0	138	20	15	0	0	0.153	0.035	0.159	0.028
2012	1000	5000	6500	0	102	15	15	0	0	0.159	0.026	0.158	0.028
2012	5000	5000	3900	0	40	4	10	0	0	0.102	0.011	0.096	0.016
2012	8000	5000	3000	0	0	88	6	0	0	0.078	0.019	0.085	0.013

**Tab. 6.7** - Riassunto impianti idroelettrici senza canoni e IMU con investimento a 12 anni.

Anno	P [kW]	Ore [h]	Invest. [€/kW]	Combust. [€/kWh]	Manut. tot. [€/kW]	Personale [€/kW]	Assicu. [€/kW]	Canoni [€/kW]	IMU [€/kW]	CI [€/kWh]	CO+CC [€/kWh]	Ctot [€/kWh]	VR [€/kWh]
2012	50	5000	11000	0	320	200	44	0	0	0.227	0.113	0.318	0.022
2012	100	5000	10000	0	285	100	40	0	0	0.206	0.085	0.271	0.020
2012	200	5000	8000	0	233	50	32	0	0	0.165	0.063	0.212	0.016
2012	400	5000	7000	0	155	30	20	0	0	0.144	0.041	0.171	0.014
2012	600	5000	6417	0	138	20	15	0	0	0.132	0.035	0.154	0.013
2012	1000	5000	6500	0	102	15	15	0	0	0.138	0.026	0.152	0.012
2012	5000	5000	3900	0	40	4	10	0	0	0.088	0.011	0.092	0.007
2012	8000	5000	3000	0	0	88	6	0	0	0.068	0.019	0.081	0.006

**Tab. 6.8** - Riassunto impianti idroelettrici senza canoni e IMU con investimento a 15 anni.

## CONCLUSIONI

Gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati dalle fonti rinnovabili più diffuse, quali quelle esaminate nel presente rapporto, sono ormai ben standardizzati in termini impiantistici, ma presentano grandi differenze per quanto concerne la localizzazione, le modalità di gestione e la disponibilità della fonte primaria. Tali differenze hanno una forte influenza sui costi di generazione che in molti casi causano incrementi di costo considerevoli rispetto alle situazioni più favorevoli.

Si sottolinea che i costi minimi riportati nel presente rapporto, non sono da attribuire a situazioni eccezionali legate a condizioni estremamente favorevoli, ma sono solo la conseguenza di scelte di localizzazione e di investimento oculate e di buone pratiche di gestione; gli impianti che presentano i più bassi costi di generazione sono quindi da considerarsi un campione rappresentativo nel panorama Italiano e pertanto si ritiene che analoghi risultati siano effettivamente conseguibili a livello generalizzato.

In generale non si assiste ad una significativa evoluzione tecnologica né a variazioni dei costi, oltre a quanto associato all'inflazione, ad eccezione dei seguenti casi.

- Si conferma che la biomasse non proveniente da rifiuti o residui presentano dei costi di combustibile così elevati da inficiare la competitività della tecnologia.
- I costi di investimento del fotovoltaico hanno visto una cospicua riduzione che ha determinato un forte decremento dei costi di produzione di energia elettrica.
- La tecnologia idroelettrica mostra un'elevata variabilità tra impianti di differenti taglie ma anche in funzione del luogo di installazione; questo limita l'accuratezza delle stime di costo. Tuttavia i costi di gestione per le taglie medio-grandi rimangono comunque contenuti.

## FONTI

### **Generale**

- [a] Costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. 2010. Rapporto commissionato da AEEG al Politecnico di Milano - Dipartimento di Energia.

### **Biomasse**

- Interviste a gestori e costruttori di impianti
- Contributo Federelettrica

### **Eolico**

- [1] EWEA, Wind Energy – The Facts, III Ed., Volume II Cost and Prices, 2009.
- [2] “Nuove vie del vento” a cura di Luciano Pirazzi e Antonio Gargini, Franco Muzzio Editore, 2008, Cap. 6 e “Vie del vento 2010” a cura di Luciano Pirazzi e Antonio Gargini, Gruppo Editoriale Muzzio, 2010, Cap.6.
- [3] A. Caffarelli, G. De Simone, M. Stizza, A. D'Amato, V. Vergelli, Sistemi eolici – Impianti micro, mini e multimegawatt, II ed., Maggioli Editore, 2013.
- [4] Mourad Ben Amor, Pascal Lesage, Pierre-Olivier Pineau, Réjean Samson, Can distributed generation offer substantial benefits in a Northeastern American context? A case study of small-scale renewable technologies using a life cycle methodology, Renewable and Sustainable Energy Reviews 14 (2010) 2885–2895.
- [5] A.D. Peacock, D. Jenkins, M. Ahadzi, A. Berry, S. Turan, Micro wind turbines in the UK domestic sector, Energy and Buildings 40 (2008) 1324–1333.
- [6] L. Ferrari, Alcune riflessioni sul microeolico e le sue prospettive di sviluppo, Fiera Energia 2010
- [7] Northampton Borough Council, <http://www.northampton.gov.uk/>
- [8] American Wind Energy Association, [http://files.eesi.org/Small\\_Wind\\_fact\\_sheet.pdf](http://files.eesi.org/Small_Wind_fact_sheet.pdf)
- [9] <http://www.mywindpowersystem.com/products/>
- [10] RSEView – Riflessioni sull'energia: L'energia elettrica dal vento, RSE, Coordinatore C. Casale, Ed. Alkes, 2012.
- [11] Fondazione Politecnico – Renewable Energy Lab, Camera di Commercio di Milano, Il sistema industriale italiano nel business dell'energia eolica, 2011.
- [12] ANEV, Risposta alla richiesta dei dati relativi ai costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, 2013.
- [13] APER, Risposta alla richiesta dei dati relativi ai costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, 2013.
- [14] Assoelettrica, Allegato 1 - Analisi costi investimento e operativi per le fonti rinnovabili
- [15] ANEV, Comunicato 8/2/2011.
- [16] V. Amicarelli, F. A. Tresca, Considerazioni economiche sulla produzione di energia eolica, ENEA Studi e ricerche – Review & assessment papers, 2011.
- [17] ENEA, Quaderno energia eolica, a cura di G. Arsuffi e A.Arena, 2011.
- [18] S. Krohn (ed.), The Economics of Wind Energy, EWEA Report, 2009.
- [19] R. Wiser, E. Lantz, M. Bolinger, L. Berkeley, M. Hand, Recent Developments in the Levelized Cost of Energy from U.S. Wind Power Projects, National Renewable Energy Laboratory Report, 2012.

**Fotovoltaico**

- [1] Practical handbook of photovoltaic fundamentals and applications. Tom Markvart, Luis Castaner Elsevier.
  - [2] Cost and performance trends in grid-connected photovoltaic systems and case study International Energy Agency (I.E.A.).
  - [3] Life cycle impacts and costs of photovoltaic systems: Current state of the art and future outlooks Marco Raugei, Paolo Frankl Energy 34 (2009) 392–399 Elsevier.
  - [4] Cost of solar energy generated using PV panels Shafiqur Rehmana, Maher A. Badera, Said A. Al-Moallem Renewable and Sustainable Energy Reviews 11 (2007) 1843–1857 Elsevier.
  - [5] Realistic generation cost of solar photovoltaic electricity Parm Pal Singh, Sukhmeet Singh Renewable Energy 35 (2010) 563–569 Elsevier.
  - [6] L'energia fotovoltaica in Italia potenzialità, limiti e incentivazioni Sergio Brofferio La Termotecnica 3 (2007) 64-67 L'Editrice Sas.
- Interviste a fornitori e gestori di impianti

**Geotermico**

- [1] Cappetti G., Romagnoli P., Sabatelli. F., “Geothermal Power Generation in Italy 2005- 2009 Update report” Proceedings of World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia.
- [2] Hance N., “Factors Affecting Costs of Geothermal Power Development”; GEA, agosto 2005.
- [3] Cappetti, 2008 GIA Annual Report.
- [4] Bertani R. (2009), Geothermal Energy in the World: Current Status and Future Scenarios, Geothermal Energy Development - Opportunities and Challenges, Pomarance, September 2009.
- [5] Engine EU FP6, WP 5, Deliverable D35, “Economic analysis of geothermal energy provision in Europe”.
- [6] Bromley et al. “Contribution of Geothermal Energy to Climate Change Mitigation: the IPCC Renewable Energy Report”, Proceedings World Geothermal Congress 2010 Bali, Indonesia, 25-29 April 2010.
- [7] Kruck C., Eltrop L., Lo R., “Strom- und Wärmeerzeugung aus tiefer Geothermie für Stuttgart”, CEP conference, Clean Energy & Passivehouse 2010.
- [8] CEC-500-2009-084, prepared for California Energy Commission.
- [9] 2008 GIA Annual Report, cap. 18.

**Idroelettrico**

- [1] Studio sui costi operativi degli impianti idroelettrici con potenza di concessione fino ad 1MW, APER, 2010.
- [2] Costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. APER, 2013.
- [3] Costo di produzione dell'energia elettrica prodotta da impianti minihydro ad acqua fluente con potenza non superiore ad 1 MW, Federpern Italia, 2007 aggiornato al 2013.