



**renerfor**  
**VALLE D'AOSTA**

- ENERGIA -

ATTIVITÀ 2

SOTTO-ATTIVITÀ 2.B.5

**ANALISI DI IMPIANTI COGENERATIVI DI PICCOLA E MEDIA  
TAGLIA ALIMENTATI A BIOMASSA LEGNOSA  
DATA MARZO 2013**



**coa**  
**energia**  
**FINAOSTA**

in collaborazione con:

**ENEA**

Agenzia nazionale per le nuove tecnologie,  
l'energia e lo sviluppo economico sostenibile



FONDO EUROPEO DI SVILUPPO REGIONALE



alcotre

INSIEME OLTRE  
I CONFINI-ENSEMBLE  
PAR-DELA LES FRONTIÈRES



Région Autonome  
**Vallée d'Aoste**  
Regione Autonoma  
**Valle d'Aosta**

Pubblicazione finanziata da:

Progetto strategico n. III – Renerfor

*“Iniziative di cooperazione per lo sviluppo delle fonti di energia rinnovabili (bosco ed acqua) nelle Alpi Occidentali, il risparmio energetico e la riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra”*

Progetto finanziato nell’ambito del programma di cooperazione transfrontaliera alcotra 2007/2013

Partner valdostano del progetto Renerfor

Regione Autonoma Valle d’Aosta

Assessorato Attività Produttive

Dipartimento industria, artigianato ed energia

Risparmio energetico e sviluppo fonti rinnovabili

Responsabile : dott. Mario Sorsoloni

Coordinamento Tecnico: ing. Roger Tonetti– Ago consulting s.a.s.

Incaricato per lo svolgimento del progetto per gli aspetti energetici

Finanziaria regionale della Valle d’Aosta (Finaosta S.p.A.)

Direzione Studi e Assistenza alle Imprese

Centro Osservazione e Attività sull’Energia (COA energia)

Responsabile: Ing. Genny Brunet - Tecnici: Ing. Rosalia Guglielminotti, Ing. Lucia Maracci

Coordinamento della pubblicazione e testi

Ing. Genny Brunet, Ing. Rosalia Guglielminotti, ing. Lucia Maracci testi redatti da ing. Roberta Roberto(ENEA-UTTS), Michel Noussan(Politecnico di Torino-DENERG);

2013 © Regione Autonoma Valle d’Aosta

Tutti i diritti riservati



## **PARTE I**

---

**ANALISI DELLE PRINCIPALI TECNOLOGIE DISPONIBILI SUL  
MERCATO PER LA COGENERAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E  
TERMICA**



## Sommario

<b>PARTE I</b> .....	<b>1</b>
<b>ANALISI DELLE PRINCIPALI TECNOLOGIE DISPONIBILI SUL MERCATO PER LA COGENERAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E TERMICA</b> .....	<b>1</b>
<b>Premessa</b> .....	<b>5</b>
<b>1 Inquadramento generale</b> .....	<b>6</b>
<b>2 Ciclo a vapore d'acqua con espansione in turbina (cicli Rankine - Hirn)</b> .....	<b>11</b>
2.1 Configurazioni tipiche.....	13
<b>3 Ciclo a vapore di fluidi organici con espansione in turbina (ORC)</b> .....	<b>16</b>
3.1 Configurazioni tipiche.....	17
<b>4 Emissioni in atmosfera e residui</b> .....	<b>20</b>
4.1 Emissioni in atmosfera .....	20
4.2 Residui.....	21
<b>5 Tecnologie a livello dimostrativo/sperimentale</b> .....	<b>24</b>
5.1 Impianti a combustione con ciclo a vapore d'acqua con espansione su pistone ....	24
5.2 Impianti a gassificazione.....	27
5.2.1 Residui e reflui.....	29
5.3 Altri impianti di tipo dimostrativo/sperimentale .....	30
5.3.1 Impianti turbogas a combustione esterna .....	30
5.3.2 Impianti a combustione con motori Stirling.....	30
5.3.3 Impianti a combustione con motori a vite .....	31
<b>PARTE II</b> .....	<b>33</b>
<b>INQUADRAMENTO NORMATIVO DI SINTESI SULLA COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO E SUGLI INCENTIVI E AGEVOLAZIONI PER LA REALIZZAZIONE DEGLI IMPIANTI</b> .....	<b>33</b>
<b>Premessa</b> .....	<b>34</b>
<b>6 Cogenerazione ad Alto Rendimento</b> .....	<b>35</b>
<b>6.1 Inquadramento normativo per la Cogenerazione ad Alto Rendimento</b> .....	<b>35</b>
6.1.1 Direttiva 2004/8/CE.....	35
6.1.2 Decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 .....	36
6.1.3 Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.....	36
6.1.4 Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 4 agosto 2011.....	36
6.1.5 Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 settembre 2011 .....	37



6.1.6	Linee guida per l'applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 settembre 2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR).....	38
<b>6.2</b>	<b>Determinazione della condizione di Cogenerazione ad Alto Rendimento .....</b>	<b>39</b>
6.2.1	Condizioni richieste.....	39
6.2.2	Procedura di calcolo del PES.....	40
<b>7</b>	<b>Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.....</b>	<b>42</b>
7.1	Qualifica IAFR.....	42
7.2	Certificati Verdi .....	42
7.3	Tariffa onnicomprensiva.....	43
7.4	Nuovi incentivi DM 6 luglio 2012 .....	43
<b>8</b>	<b>Riferimenti utili.....</b>	<b>47</b>
<b>PARTE III .....</b>		<b>48</b>
<b>ANALISI DI CASI STUDIO SIGNIFICATIVI:.....</b>		<b>48</b>
<b>ASPETTI TECNICI ED ECONOMICI.....</b>		<b>48</b>
<b>Premessa.....</b>		<b>49</b>
<b>9</b>	<b>Caso studio A.....</b>	<b>50</b>
9.1	Inquadramento generale .....	50
9.2	Descrizione dell'impianto e dell'utenza .....	50
9.3	Dati tecnici e di funzionamento.....	53
9.4	Valutazioni economiche.....	55
<b>10</b>	<b>Caso studio B.....</b>	<b>57</b>
10.1	Inquadramento generale .....	57
10.2	Descrizione dell'impianto e dell'utenza .....	57
10.3	Dati tecnici e di funzionamento.....	59
10.4	Valutazioni economiche.....	60
<b>11</b>	<b>Caso studio c).....</b>	<b>63</b>
11.1	Inquadramento generale .....	63
11.2	Descrizione dell'impianto e dell'utenza .....	63
11.3	Dati tecnici.....	64
11.4	Dati di funzionamento.....	64
11.5	Valutazioni economiche.....	65
<b>Considerazioni conclusive.....</b>		<b>68</b>



## Indice delle figure

<i>Figura 1. Percorsi di conversione energetica delle biomasse legnose</i> .....	9
<i>Figura 2. Configurazione schematica di un impianto a vapore d'acqua</i> .....	14
<i>Figura 3. Configurazione schematica di un impianto a vapore di fluidi organici</i> .....	18
<i>Figura 4. Impianto Biogenera di Vigliano Biellese</i> .....	50
<i>Figura 5. Flussi energetici (valori medi annui) - caso studio A</i> .....	53
<i>Figura 6. Impianto Pellerei AGO Energia di Cossato</i> .....	57
<i>Figura 7. Flussi energetici (valori medi annui) – caso studio B</i> .....	59
<i>Figura 8. Flussi energetici (valori medi annui) – caso studio C</i> .....	64

## Indice delle tabelle

<i>Tabella 1 – Cicli termodinamici per la conversione energetica delle biomasse legnose</i> .....	9
<i>Tabella 2 – Cicli termodinamici a vapore d'acqua con espansione in turbina – parametri caratteristici</i> .....	12
<i>Tabella 3 – Cicli termodinamici con turbine a vapore – esempio impianto</i> .....	15
<i>Tabella 4 – Cicli termodinamici a fluido organico – parametri caratteristici</i> .....	16
<i>Tabella 5 – Cicli termodinamici a fluido organico – esempio impianto</i> .....	19
<i>Tabella 6 – Valori massimi di emissione</i> .....	20
<i>Tabella 7 – Cicli termodinamici con motore a vapore a pistoni – esempio impianto con espansore bi-stadio</i> .....	25
<i>Tabella 8 – Modalità di incentivazione ai sensi del DM 5 settembre 2011</i> .....	39
<i>Tabella 9 - Estratto tabella 1.1 allegato I al DM 6 luglio 2012</i> .....	44
<i>Tabella 10 - Estratto tabella 1-A</i> .....	45
<i>Tabella 11 – Riepilogo dei premi previsti per le biomasse (di cui all'art. 6, comma 4, lettere a) e b) )</i> .....	45
<i>Tabella 12 – Estratto Tabella I-B del DM6 luglio 2012 (limitato alle specie arboree)</i> .....	46
<i>Tabella 13 – Requisiti di emissione</i> .....	46
<i>Tabella 14 – Dati tecnici caldaia – caso studio A</i> .....	54
<i>Tabella 15 – Dati tecnici modulo ORC – caso studio A</i> .....	54
<i>Tabella 16 – Valutazioni economiche – caso studio A</i> .....	55
<i>Tabella 17 – Dati tecnici caldaia – caso studio B</i> .....	59
<i>Tabella 18 – Dati tecnici turbina a vapore – caso studio B</i> .....	60
<i>Tabella 19 – Valutazioni economiche – caso studio B</i> .....	61
<i>Tabella 20 – Dati tecnici impianto – caso studio C</i> .....	64
<i>Tabella 21 – Dati di esercizio annui – caso studio C</i> .....	65
<i>Tabella 22 – Valutazioni economiche – caso studio C</i> .....	66



## Premessa

La cogenerazione alimentata a biomasse legnose ha subito un notevole sviluppo negli ultimi anni, con una diffusione capillare sul territorio di impianti di piccola e media taglia. I primi impianti ad essersi diffusi sono stati i cicli termodinamici a vapor d'acqua, adattando al combustibile a base di legno una tecnologia già applicata su scala maggiore per i combustibili fossili. Questa diffusione è stata agevolata dalla presenza di incentivi alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, che ha anche contribuito a sviluppare la tecnologia dei cicli a fluidi organici (ORC), e a renderla oggi una realtà affidabile e consolidata.

La possibilità di valorizzare il calore in uscita dal ciclo termodinamico permette di ottenere rendimenti globali superiori all'80%, rendendo sostenibile la produzione di energia da biomasse. In molte realtà l'installazione di un impianto di cogenerazione ha permesso di valorizzare la disponibilità locale di biomassa legnosa per alimentare reti di teleriscaldamento di piccola taglia, grossi edifici o complessi industriali. Le principali criticità sono legate ai rendimenti elettrici inferiori rispetto all'utilizzo di combustibili fossili, alle emissioni di inquinanti e allo smaltimento dei residui. Inoltre va osservato come la struttura degli incentivi in passato abbia spesso portato gli imprenditori a preferire la sola generazione di energia elettrica a scapito della cogenerazione, nonostante i bassi rendimenti elettrici. Tuttavia si osserva come le realtà di maggior successo siano quelle che hanno saputo abbinare alla generazione elettrica un utilizzo ottimale dell'energia termica cogenerata.

Il documento presenta una rassegna delle diverse tecnologie per la cogenerazione a biomasse legnose di piccola e media taglia (intesa ai fini della presente trattazione tipicamente come impianti con potenza termica al focolare  $< 20 \text{ MW}_{\text{th}}$ ), distinte principalmente in base al grado di maturità tecnologica ed alla potenza elettrica e termica. Sono analizzate le principali tecnologie disponibili sul mercato con valutazioni sulle caratteristiche tecniche e le configurazioni impiantistiche, anche in base alle recenti installazioni sul territorio nazionale di impianti di piccola taglia resi disponibili dalle aziende nell'ambito del progetto Renerfor.

Una serie di nuove tecnologie si sta sviluppando a margine di quelle più diffuse basate su generatori di calore a combustione abbinati a cicli a vapore d'acqua o di fluidi organici, proponendo nuove soluzioni per un utilizzo ottimale della biomassa legnosa. Tra queste la gassificazione risulta essere la più promettente per portare l'efficienza elettrica a livelli più alti, grazie alla valorizzazione energetica del gas di sintesi prodotto. Rimane però ancora una tecnologia in fase di sviluppo, e diverse problematiche non completamente risolte limitano il numero di impianti operativi per un significativo numero di ore/anno.



## 1 Inquadramento generale

Le tipologie di utenze presenti sul territorio regionale della Valle d'Aosta che presentano caratteristiche idonee all'installazione di impianti di cogenerazione possono essere riassunte in:

- industrie con fabbisogni termici per la produzione di calore di processo;
- alberghi e strutture ricettive;
- strutture (ricreative) con fabbisogni termici rilevanti (ad es. piscine);
- utenze (residenziali, commerciali o del terziario pubblico) allacciabili in una rete di teleriscaldamento.

Le tipologie impiantistiche descritte nel presente documento sono distinte principalmente in base al grado di maturità tecnologica ed alla potenza elettrica e termica.

Gli aspetti inerenti la cogenerazione e la trigenerazione attengono, oltre che alle caratteristiche tecniche dell'impianto energetico, anche all'individuazione dell'utenza termica potenziale, al corretto accoppiamento tra i suoi fabbisogni e la potenzialità di generazione e, in ultima analisi, alla localizzazione degli impianti. Dalle prime valutazioni condotte sulla base delle caratteristiche del territorio della Regione Autonoma Valle d'Aosta e sui dati resi disponibili da COA Energia, le taglie di impianto ritenute compatibili con i fabbisogni delle utenze tipiche individuate, con le specificità territoriali e con la disponibilità di biomassa legnosa sono indicativamente riconducibili ad una potenza termica installata (intesa come potenza al focolare della caldaia) indicativamente inferiore a 20 MW<sub>th</sub>.

Il grado di maturità tecnologica degli impianti analizzati nel presente documento è stato valutato sulla base del seguente criterio:

- **tecnologia consolidata:** tecnologia con un elevato grado di maturazione dimostrabile attraverso un ampio numero di applicazioni significative e rappresentative per tipologia, dimensione e periodo annuo di esercizio, nelle quali siano state adeguatamente dimostrate, secondo metodologie ripetibili e verificabili, la compatibilità ambientale e di sicurezza, l'affidabilità tecnica, le prestazioni energetiche, la sostenibilità economica delle soluzioni adottate, nel rispetto della legislazione e della normativa tecnica vigenti nell'Unione Europea.
- **tecnologia a livello dimostrativo/sperimentale:** tecnologia contraddistinta da un elevato interesse scientifico e applicativo, verificata mediante campagne sperimentali su prototipi di laboratorio e/o impianti pilota oppure operante in modo continuativo



in uno o più impianti di tipo dimostrativo, non ancora caratterizzabile con un grado di maturazione esprimibile nei termini richiesti alle tecnologie consolidate.

Le tecnologie ad oggi disponibili a differenti livelli di maturità tecnologica per la produzione di energia termica ed elettrica in cogenerazione alimentate a biomasse legnose, ed i relativi cicli termodinamici, sono:

- a) impianti a combustione con ciclo a vapore d'acqua con espansione in turbina (ciclo Rankine - Hirn);
- b) impianti a combustione con ciclo a vapore di fluidi organici con espansione in turbina (ciclo ORC - Organic Rankine Cycle);
- c) impianti a combustione con ciclo a vapore d'acqua con espansione su motore alternativo a pistoni (ciclo Rankine);
- d) impianti a combustione con ciclo a vapore d'acqua con espansione su motore vite (ciclo Rankine);
- e) impianti a combustione con ciclo ad aria con turbogas a combustione esterna (ciclo Brayton - Joule);
- f) impianti a combustione con ciclo a gas con motore alternativo a combustione esterna (ciclo Stirling);
- g) impianti a gassificazione con ciclo a gas con turbogas (ciclo Brayton - Joule);
- h) impianti a gassificazione con ciclo a gas con motore alternativo ad accensione comandata (ciclo Otto);
- i) impianti a gassificazione con ciclo a gas con motore alternativo ad accensione per compressione (ciclo Diesel dual-fuel);
- j) impianti a gassificazione con successiva combustione del gas di gassificazione e percorso di conversione energetica come dai precedenti punti da a) a f).

L'energia termica prodotta dal generatore di calore o recuperata a valle del ciclo termodinamico può essere utilizzata anche per produrre energia frigorifera attraverso cicli frigoriferi ad assorbimento, realizzando così una trigenerazione. Al momento sono in esercizio solo alcune unità di impianti trigenerativi alimentati a biomassa, principalmente a causa degli elevati investimenti necessari e della difficile individuazione di utenze termiche con fabbisogni di energia frigorifera a condizioni compatibili con la realizzazione del ciclo termodinamico.

In *Figura 1* sono rappresentati i vari percorsi di conversione energetica attuabili su biomasse legnose per la produzione di energia termica (calore e energia frigorifera) ed elettrica.



Il rendimento di un processo energetico è generalmente definito come il rapporto tra l'energia utile prodotta e l'energia totale consumata. Il rendimento di un impianto per la produzione di energia elettrica e termica è differenziato in base al volume di controllo considerato e alla tipologia di energia su cui ci si concentra. In particolare si parla di:

- **rendimento elettrico del ciclo termodinamico** se si considera il rapporto tra l'energia elettrica prodotta ai morsetti dell'alternatore e il calore in ingresso al ciclo termodinamico;
- **rendimento elettrico in assetto cogenerativo** se si considera il regime di cogenerazione, con la produzione simultanea di calore che generalmente penalizza il rendimento elettrico;
- **rendimento termico** se l'energia utile considerata è solo quella termica fornita all'utenza;
- **rendimento globale** se si considera tutta l'energia utile prodotta (elettrica e termica) rapportata all'energia contenuta nel combustibile utilizzato dall'impianto.

Dai risultati delle indagini tecnologiche e delle analisi svolte nell'ambito del progetto Interreg-Alcotra RENERFOR dal gruppo di lavoro del Politecnico di Torino e di ENEA, sono considerate ad oggi tecnologie a livello dimostrativo/sperimentale per la conversione energetica di biomasse legnose:

- i processi basati su cicli a vapore d'acqua con motore a vite (d)) alimentati con un generatore di calore a combustione di biomassa solida;
- i processi basati su cicli turbogas a combustione esterna (e)) alimentati con un generatore di calore a combustione di biomassa solida;
- i processi basati su cicli Stirling (f)) alimentati con un generatore di calore a combustione di biomassa solida;
- i processi di gassificazione ed i relativi percorsi di conversione (da g) a j) dell'elenco puntato precedente).

Le tecnologie per la cogenerazione a biomasse legnose che hanno dimostrato di aver raggiunto un livello di maturità tecnologica secondo la definizione data nel presente documento sono:

- i processi basati su cicli a vapore d'acqua con espansione in turbina (a)) alimentati con un generatore di calore a combustione di biomassa solida;
- i processi basati su cicli a vapore di fluidi organici (b)) alimentati con un generatore di calore a combustione di biomassa solida.

Un cenno a parte meritano i processi basati su cicli a vapore d'acqua con espansione su pistone (c)), i quali hanno dimostrato caratteristiche di elevata affidabilità e robustezza ma



trovano al momento applicazione in un numero estremamente limitato di impianti alimentati a biomasse legnose, non permettendo quindi valutazioni generalizzabili, principalmente in termini di rendimenti.

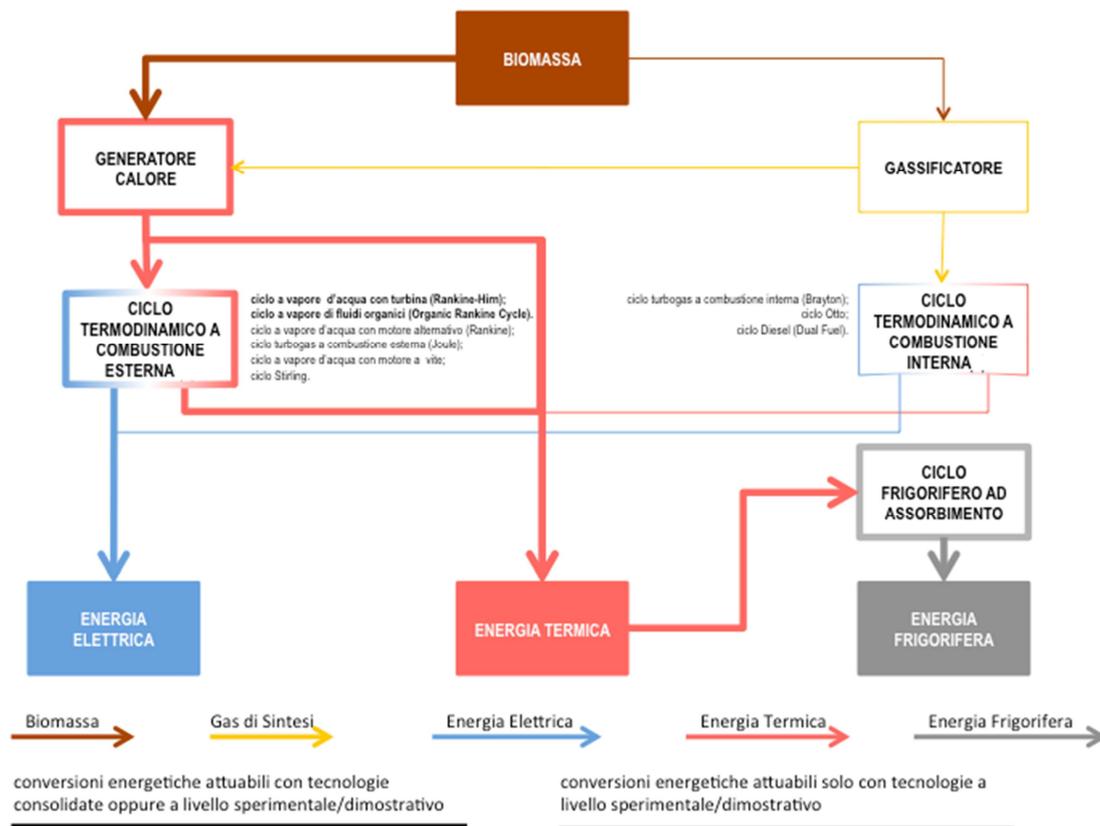


Figura 1. Percorsi di conversione energetica delle biomasse legnose

Nel presente documento saranno descritte in dettaglio le tecnologie consolidate, mentre per le tecnologie ritenute più promettenti ma ad un livello di sviluppo tecnologico inferiore si forniranno solo indicazioni di massima.

In *Tabella 1* è riportata una sintesi delle varie tipologie di cicli termodinamici e delle loro principali caratteristiche, in termini di valori tipici di potenza elettrica e termica e di rendimenti.

Tabella 1 – Cicli termodinamici per la conversione energetica delle biomasse legnose

rendimento conversione	rendimento ciclo termodinamico	rendimento totale	potenza elettrica tipica	potenze termica tipica
------------------------	--------------------------------	-------------------	--------------------------	------------------------



$\eta_{GC}$ [%]	$\eta_{CT}$ [%]	$\eta_e$ [%]	$P_e$ [kW <sub>e</sub> ]	$P_{th}$ [kW <sub>th</sub> ]
generatore calore 80÷85	<b>ORC</b> 12÷24	<b>10÷20</b>	<b>500 ÷ 1.500</b>	<b>2.500 ÷ 5.000</b>
generatore calore 85	<b>turbina a vapore</b> 25÷35	<b>21÷30</b>	<b>5.000 ÷ 150.000</b>	<b>15.000 ÷ 350.000</b>
generatore calore 85	<b>motore a vapore a pistoni</b> 10÷15	<b>9+13</b>	<b>400 ÷ 1000</b>	<b>4000 ÷ 10000</b>
generatore calore 85	<b>motore a vapore a vite</b> 10÷15	<b>9+13</b>	<b>400 ÷ 1000</b>	<b>4000 ÷ 10000</b>
generatore calore 80	<b>turbogas a combustione esterna</b> 15÷20	<b>12÷16</b>	<b>50 ÷ 200</b>	<b>100 ÷ 500</b>
gassificatore 65÷75	<b>turbogas a combustione interna</b> 15÷20	<b>10+15</b>	<b>150 ÷ 2.500</b>	<b>1.000 ÷ 10.000</b>
gassificatore 65÷75	<b>motore alternativo ad accensione comandata</b> 30÷35	<b>20÷26</b>		
gassificatore 65÷75	<b>motore alternativo ad accensione per compressione</b> 30÷35	<b>20+26</b>		
gassificatore + generatore di calore 60÷70	<b>motore alternativo a combustione esterna</b> 15÷20	<b>9÷14</b>		



## 2 Ciclo a vapore d'acqua con espansione in turbina (cicli Rankine - Hirn)

Gli impianti alimentati a biomassa basati sui cicli con turbina a vapore sono una tecnologia consolidata ed affidabile e si presentano, ad eccezione del sistema di combustione, pressoché identici alle comuni centrali termoelettriche.

Il calore generato dalla combustione è utilizzato per produrre vapore in una caldaia a vapore a pressione variabile tra 20 e 50 bar. Il vapore viene fatto espandere in turbina e fornisce energia meccanica per mettere in moto un generatore elettrico. Il vapore viene successivamente fatto condensare in un condensatore che riporta il fluido uscente dalla turbina allo stato di liquido saturo, il quale viene nuovamente portato alla pressione di vaporizzazione attraverso una pompa e inviato in caldaia.

L'efficienza elettrica degli impianti a vapore è funzione del salto di entalpia/pressione complessivamente effettuato attraverso la turbina e quindi della temperatura al condensatore (temperatura richiesta dal fluido di dissipazione del calore a servizio dell'utenza termica).

In linea generale, per ottenere alte efficienze elettriche è necessario alimentare la turbina con vapore ad alta pressione, ma il funzionamento in tali punti richiede macchinari altamente resistenti e quindi costi elevati soprattutto nel caso di turbine di piccola potenza. I sistemi termoelettrici a vapore sono infatti soggetti a significativi effetti di scala per quanto riguarda i costi di impianto, e questo limita le applicazioni a taglie di potenza tipicamente non inferiori a 3 MW<sub>el.</sub>

In particolare in impianti di piccola e media taglia, a causa di limitazioni legate principalmente ai costi elevati, si utilizzano turbine a singolo stadio o con pochi stadi che permettono di elaborare salti di entalpia e pressione piuttosto modesti, con conseguenti bassi rendimenti elettrici. Impianti di taglia superiore utilizzano turbine a vapore a più stadi che permettono di elaborare elevati salti di entalpia e pressione con alti rendimenti elettrici, anche superiori al 30% quando lavorano in assetto non cogenerativo.

Generalmente gli impianti a vapore d'acqua (i cui cicli termodinamici di riferimento sono il ciclo Rankine, a vapore saturo, o quello di Hirn, a vapore surriscaldato) possono essere distinti in 3 configurazioni impiantistiche:

- **impianti a condensazione:** impianti utilizzati per la produzione di energia elettrica senza recupero del calore al condensatore, in cui si massimizza il rendimento elettrico lavorando alla minima temperatura del condensatore, il più possibile prossima alla temperatura ambiente. In questi impianti la pressione al condensatore è tipicamente inferiore a 0,1 bar (pressione alla quale corrisponde una temperatura



di 46 °C). Si tratta di impianti non cogenerativi in cui si ha il completo inutilizzo della potenza termica, che deve essere dissipata in aria.

- **impianti a contropressione:** impianti in cui il vapore che espande in turbina viene utilizzato per il processo (il quale svolge anche la funzione di condensatore) o in cui il calore recuperato al condensatore viene utilizzato per soddisfare il fabbisogno di energia termica dell'utenza. La temperatura e la pressione al condensatore sono quindi imposte dall'utenza servita e nel caso di produzione di energia termica per riscaldamento sono tipicamente comprese tra 90 e 140°C, a cui corrispondono pressioni da 0,7 a 4 bar. Rispetto al caso di turbine a contropressione si ha una significativa riduzione dell'efficienza elettrica ma il fatto di utilizzare calore che altrimenti sarebbe dissipato porta ad una efficienza complessiva (intesa come la somma della potenza elettrica e della potenza termica rapportata alla portata di combustibile utilizzato) dell'impianto a valori prossimi all'80%.
- **impianti a estrazione (o a derivazione e condensazione):** impianti utilizzati nel caso di utenze con richiesta variabile di calore o con richiesta di calore a temperature tipicamente superiori a 120°C. In essi una parte del vapore viene spillato alla pressione opportuna per soddisfare il fabbisogno di energia termica, mentre il restante può essere espanso alla pressione del condensatore. Il rendimento elettrico del ciclo termodinamico non è eccessivamente penalizzato rispetto all'assetto non cogenerativo.

*Tabella 2 – Cicli termodinamici a vapore d'acqua con espansione in turbina – parametri caratteristici*

Potenza elettrica netta	5÷50 MW <sub>e</sub>
Potenza termica resa	15÷150 MW <sub>th</sub>
Rendimento globale	fino a 85%
Fluido utilizzato	acqua
Condizioni massime di esercizio	450 °C, 80 bar
Vantaggi	<ul style="list-style-type: none"> <li>• elevata affidabilità di esercizio</li> <li>• elevato numero di ore di utilizzo dell'impianto</li> <li>• moderati oneri di manutenzione</li> <li>• costi di investimento relativamente bassi</li> </ul>
Svantaggi	<ul style="list-style-type: none"> <li>• sensibile riduzione del rendimento ai carichi parziali</li> <li>• impianto complesso</li> </ul>



	<ul style="list-style-type: none"><li>• scarsa flessibilità a seguire le variazioni di carico</li><li>• per la gestione è generalmente richiesto personale patentato e il presidio dell'impianto in continuo</li><li>• taglie minime molto grandi per impianti di cogenerazione</li><li>• solitamente richiedono caldaie "fuori serie"</li></ul>
--	--

## 2.1 Configurazioni tipiche

Le taglie tipiche di impianto per applicazioni con alimentazione della caldaia con biomasse legnose vanno da qualche MW<sub>e</sub> a 50 MW<sub>e</sub>. È possibile realizzare installazioni di potenza anche maggiore ma allo stato attuale a livello nazionale non vengono solitamente superati questi limiti soprattutto per ragioni di carattere autorizzativo e organizzativo, nonché di gestione della filiera di approvvigionamento della biomassa.

Il rendimento elettrico degli impianti a biomassa varia ampiamente in funzione di numerosi parametri, sia legati alle caratteristiche proprie del ciclo termodinamico sia esterni e indipendenti dal ciclo, e non è generalmente superiore al 30%.

Un impianto cogenerativo con ciclo a vapore con espansione in turbina alimentato a biomasse legnose è schematicamente costituito dalle seguenti sezioni (vd. anche *Figura 2*):

- sezione di conferimento e stoccaggio del combustibile;
- linea di alimentazione del combustibile;
- generatore di calore (caldaia a griglia mobile o a letto fluido con generatore di vapore);
- sistema estrazione e raccolta ceneri sottogriglia (ceneri pesanti<sup>1</sup>);
- linea di trattamento fumi (particolato: mult ciclone, elettrofiltro, filtro a maniche; ossidi di azoto<sup>2</sup>: SNCR);
- sistema raccolta ceneri da linea di trattamento fumi (ceneri leggere<sup>1</sup>);

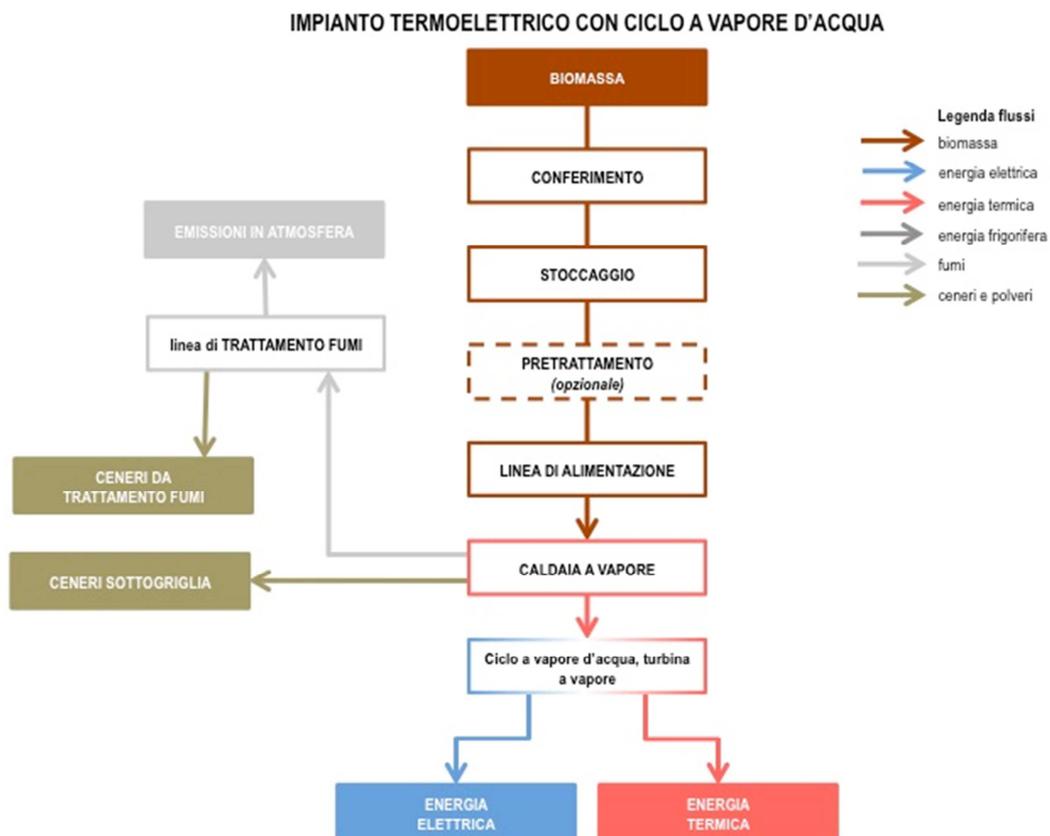
---

<sup>1</sup> La legislazione vigente in merito alla gestione dei residui solidi prodotti da impianti a biomassa (D.lgs. 152/2006 e s.m.i.) distingue le ceneri pesanti (ceneri sottogriglia) da quelle leggere (che derivano dal trattamento a secco dei fumi).

<sup>2</sup> La produzione di ossidi di azoto nella combustione di biomasse legnose è dovuta quasi totalmente all'azoto presente nel combustibile. I sistemi SNCR (selective non catalytic reduction) non sono in genere utilizzati negli impianti di piccola media taglia, mentre sono generalmente necessari nei generatori di vapore di grossa taglia per uso industriale o per impianti termoelettrici.



- turbina a vapore;
- alternatore;
- condensatore ed eventuali scambiatori di calore.



*Figura 2. Configurazione schematica di un impianto a vapore d'acqua*



Tabella 3 – Cicli termodinamici con turbine a vapore – esempio impianto

<b>CARATTERISTICHE TIPICHE</b>		
<b>parametro</b>	<b>valore</b>	<b>u.m.</b>
<b>Potenze nominali</b>		
P entrante	18,0	MW
P caldaia	15,5	MW
P elettrica	5,5	MW
<b>Combustibile</b>		
tipologia	cippato di legno	
umidità media	35%	
consumo di combustibile	18500	t/a
PCI	2,9	kWh/kg
<b>Prestazioni in cogenerazione</b>		
P termica resa	10	MW
P elettrica resa	4,5	MW
<b>Rendimenti</b>		
$\eta_{el}$ CG	25%	
$\eta_{el}$	30%	
$\eta_{th}$ CG	56%	
$\eta_g$ CG	81%	
$\eta_{caldaia}$	86%	
<b>Emissioni</b>		
linea trattamento fumi	multiciclone e filtro elettrostatico	
T fumi	150	°C
CO	150	mg/Nm <sup>3</sup> (11%O <sub>2</sub> fumi secchi)
polveri	10	mg/Nm <sup>3</sup> (11%O <sub>2</sub> fumi secchi)
NO <sub>x</sub>	200	mg/Nm <sup>3</sup> (11%O <sub>2</sub> fumi secchi)



### 3 Ciclo a vapore di fluidi organici con espansione in turbina (ORC)

Gli impianti ORC (Organic Rankine Cycle) sono costituiti essenzialmente da un turbogeneratore operante secondo un ciclo Rankine che utilizza come fluido di lavoro uno specifico fluido organico con basse temperature di ebollizione, al fine di contenere la pressione massima nell'impianto e di operare tra temperature relativamente basse (tra 70 e 300 °C). Il fluido organico inoltre, essendo caratterizzato da un peso molecolare superiore a quello dell'acqua, provoca una rotazione più lenta della turbina, una minor pressione e di conseguenza una più lenta erosione delle parti metalliche e delle palette. L'impiego di tale tipologia di fluido permette di operare secondo un ciclo termodinamico a pressioni tali da non rendere necessaria la presenza di personale specializzato per la sua gestione. L'impiego di fluidi termovettori intermedi e di un fluido di lavoro organico porta però ad avere rendimenti più bassi rispetto a quelli di un ciclo Rankine a vapore d'acqua che operi tra gli stessi estremi di temperatura. Il rendimento elettrico complessivo degli impianti con moduli ORC è infatti inferiore al 22%, variabile in funzione della taglia e della configurazione d'impianto. La minore efficienza del ciclo è compensata da altri vantaggi, oltre al funzionamento automatico senza supervisione dell'impianto, quali la disponibilità sul mercato di moduli commerciali, la bassa richiesta di manutenzione, la semplicità delle procedure di avviamento e fermata e il funzionamento fino al 10% del carico nominale.

Questo tipo di ciclo, caratterizzato da taglie relativamente basse, trova applicazione in numerosi impianti di teleriscaldamento e permette di realizzare impianti distribuiti sul territorio.

*Tabella 4 – Cicli termodinamici a fluido organico – parametri caratteristici*

Potenza elettrica netta	125÷3.000 kW <sub>e</sub>
Potenza termica resa	500÷15.000 kW <sub>th</sub>
Rendimento globale	fino a 80%
Fluido termovettore	fluido organico
Condizioni massime di esercizio	320 °C, 30 bar
Vantaggi	<ul style="list-style-type: none"><li>• assenza di vapore acqueo, semplificazione tecnologica e burocratica</li><li>• bassa manutenzione</li><li>• trasportabile in container</li><li>• rendimento elettrico costante ai carichi parziali</li></ul>



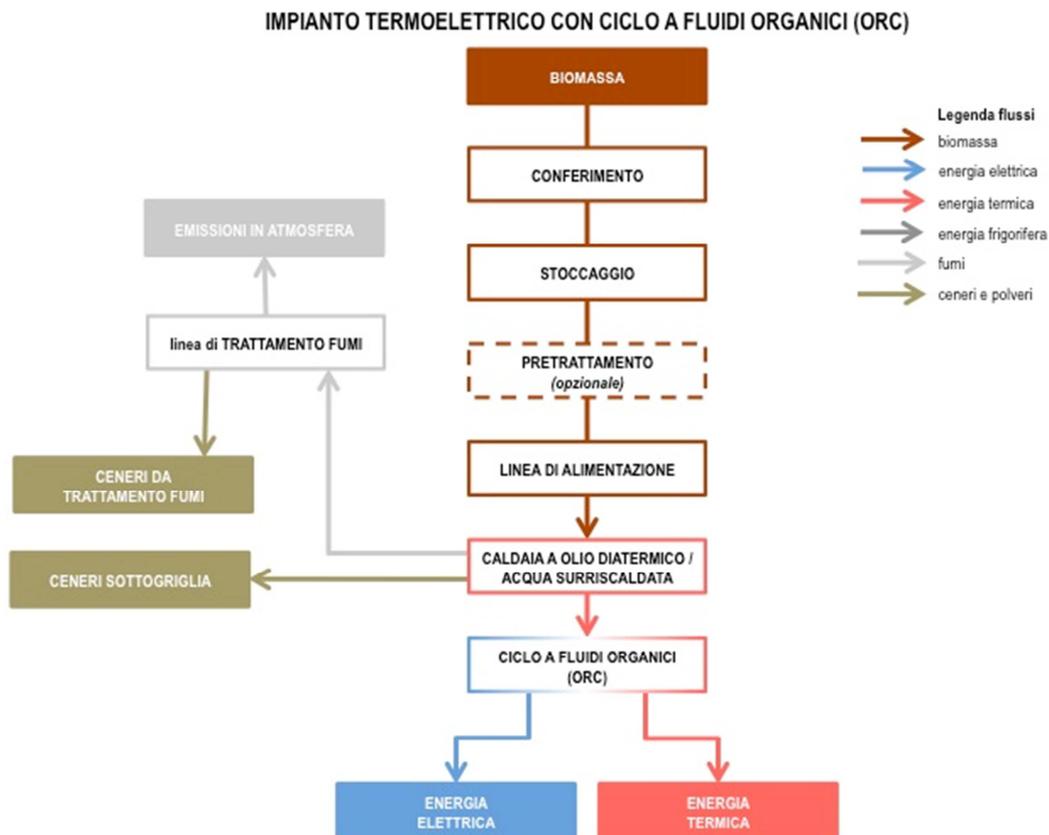
	<ul style="list-style-type: none"><li>• funzionamento automatizzato e controllabile in remoto</li><li>• elevata affidabilità</li><li>• turbina a bassa velocità, accoppiamento con alternatore senza riduttore di giri</li></ul>
Svantaggi	<ul style="list-style-type: none"><li>• alto costo di investimento</li><li>• necessità di avere una caldaia con circuito ad olio diatermico (acqua surriscaldata per potenze piccole)</li><li>• smaltimento dell'olio diatermico esausto</li></ul>

### 3.1 Configurazioni tipiche

La gamma di potenza dei moduli ORC standard varia da 125 kW<sub>el</sub> a 3 MW<sub>el</sub>, ma, così come nel caso delle turbine a vapore, i moduli di taglia più bassa sono in proporzione molto più costosi in termini di €/kW di potenza installata. Gli impianti a biomassa con moduli ORC attualmente in esercizio hanno potenze tipiche comprese tra 750 kW<sub>el</sub> e 1 MW<sub>el</sub> con temperature nominali di lavoro del fluido termovettore di alta temperatura di 315÷250 °C.

Un impianto cogenerativo con ciclo a vapore di fluidi organici con espansione in turbina alimentato a biomasse legnose è schematicamente costituito dalle seguenti sezioni (vd. *Figura 3*):

- sezione di conferimento e stoccaggio del combustibile;
- linea di alimentazione del combustibile;
- generatore di calore (caldaia a griglia mobile ad olio diatermico o acqua surriscaldata);
- sistema estrazione e raccolta ceneri sottogriglia (ceneri pesanti<sup>1</sup>);
- linea di trattamento fumi (particolato: multiciclone, elettrofiltro, filtro a maniche);
- sistema raccolta ceneri da linea di trattamento fumi (ceneri leggere<sup>1</sup>);
- modulo ORC;
- condensatore ed eventuali scambiatori di calore.



*Figura 3. Configurazione schematica di un impianto a vapore di fluidi organici*



Tabella 5 – Cicli termodinamici a fluido organico – esempio impianto

<b>CARATTERISTICHE TIPICHE</b>		
<b>parametro</b>	<b>valore</b>	<b>u.m.</b>
<b>Potenze nominali</b>		
P entrante	6,0	MW
P caldaia	5,2	MW
P elettrica	1,0	MW
<b>Combustibile</b>		
tipologia	cippato di legno	
umidità media	35%	
consumo di combustibile	5500	t/a
PCI	2,9	kWh/kg
<b>Prestazioni in cogenerazione</b>		
P termica utile	4,2	MW
P elettrica netta	0,9	MW
<b>Rendimenti</b>		
$\eta_{el}$ CG	15%	
$\eta_{el}$	16%	
$\eta_{th}$ CG	69%	
$\eta_g$ CG	84%	
$\eta_{caldaia}$	87%	



## 4 Emissioni in atmosfera e residui

### 4.1 Emissioni in atmosfera

Le emissioni prodotte al camino di una centrale a biomasse con generatore di calore a combustione dipendono principalmente da: composizione e caratteristiche del combustibile in ingresso (cippato di legno di buona qualità, ramaglie e potature, presenza di corteccia, tenore idrico, presenza di contaminanti, dimensioni, etc.), caratteristiche della caldaia (tipo e qualità della griglia, sezioni di scambio termico), regime di funzionamento (pieno carico, carico parziale, fasi di avvio e spegnimento) e sistemi di contenimento delle emissioni (sistemi di controllo, caratteristiche dei dispositivi di contenimento di polveri, NO<sub>x</sub>, etc.).

La legislazione nazionale (Dlgs. 152/2006 e s.m.i.) prescrive per gli impianti termici a biomassa<sup>3</sup> i valori massimi di emissione di polveri totali, carbonio organico totale (COT), monossido di carbonio (CO), ossidi di azoto (NO<sub>2</sub>) e ossidi di zolfo (SO<sub>2</sub>) riportati in

Tabella 6.

Tabella 6 – Valori massimi di emissione

inquinante	valori limite di emissione <sup>4</sup> (mg/Nm <sup>3</sup> ) @ fumi secchi, 11% O <sub>2</sub> , 0°C, 0,1013 MPa					
	periodo di misura	potenza termica installata (MW)				
		>0,035 + ≤0,15	>0,15 ≤3	>3 + ≤6	>6 ≤20	>20
polveri totali	orario	200	100	30		
	giornaliero	-				
monossido di carbonio (CO)	orario	-	350	300	250	200
	giornaliero	-			150	100
carbonio organico totale (COT)	orario	-			30	20
	giornaliero	-				10
ossidi di azoto (NO <sub>x</sub> ) <sup>b</sup>	orario	-	500		400	
	giornaliero	-			300	200
ossidi di zolfo (SO <sub>x</sub> ) <sup>b</sup>	orario	-	200			
	giornaliero	-				

<sup>b</sup> valori espressi come NO<sub>2</sub> e SO<sub>2</sub>

<sup>3</sup> Impianti termici che utilizzano biomasse di cui all'Allegato X alla Parte II del D.Lgs 152/2006.

<sup>4</sup> Limite di emissione riferiti ad un'ora di funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio più gravose, esclusi i periodi di avviamento, arresto e guasti



Utilizzando come combustibile biomassa legnosa non contaminata nei fumi all'uscita dagli impianti a biomassa si trovano, oltre ad acqua e anidride carbonica, essenzialmente: monossido di carbonio (CO), particolato solido totale, ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), biossido di zolfo (SO<sub>2</sub>) e composti organici volatili (COV). Le emissioni di SO<sub>2</sub> e COV dalle tipologie di impianti esaminati nel presente documento sono di limitata entità.

Per limitare l'emissione in atmosfera di queste sostanze si interviene contrastandone la formazione mediante l'ottimizzazione ed il controllo delle condizioni di funzionamento del generatore di calore e dell'impianto nel suo complesso (attraverso le cosiddette misure primarie<sup>5</sup>) e/o rimuovendole dai fumi mediante l'utilizzo di opportuni sistemi di trattamento (misure secondarie).

Per quanto riguarda il contenimento delle emissioni di CO, le azioni possibili coincidono con l'attuazione delle misure primarie, mentre per ridurre ulteriormente i livelli delle altre sostanze dannose al camino, oltre alle misure primarie è possibile adottare misure secondarie attraverso opportuni sistemi di contenimento e riduzione delle emissioni:

- per il particolato: filtri a maniche, precipitatori elettrostatici, cicloni e dispositivi specifici per impianti di piccola taglia;
- per gli ossidi di azoto: sistemi di riduzione catalitici (SCR) e non catalitici (SNCR).

## 4.2 Residui

Gli impianti per la produzione di energia da combustione di biomassa producono dei residui solidi<sup>6</sup> costituiti da:

- residuo solido da combustione: residuo che si accumula sotto la griglia della camera di combustione o viene rimosso durante la pulizia degli scambiatori;
- residuo solido da depurazione degli effluenti gassosi: residuo solido trattenuto da sistemi di contenimento a secco delle emissioni e rimosso nella sezione di trattamento fumi.

A livello legislativo si distingue tra ceneri pesanti (residuo solido da combustione) e leggere (polveri) in funzione del punto in cui vengono raccolte (sottogriglia o dalla linea di

---

<sup>5</sup> le misure primarie hanno l'obiettivo di prevenire, ridurre o contrastare la formazione di inquinanti all'interno della camera di combustione e comprendono azioni volte al miglioramento delle caratteristiche del combustibile in ingresso (composizione, tenore idrico, pezzatura, etc.) e l'ottimizzazione della combustione all'interno del generatore di calore

<sup>6</sup> lo standard tecnologico attuale di trattamento fumi per sistemi a combustione di biomasse solide è integralmente a secco e non si prevedono reflui liquidi provenienti dai sistemi di trattamento fumi a umido (scrubber)



trattamento fumi) e della loro massa volumica ( $1300 \text{ kg/m}^3$  e  $800\div 900 \text{ kg/m}^3$ ). Si evidenzia come questa suddivisione non rappresenti in modo adeguato le situazioni reali, in quanto durante i transitori di accensione e nel caso di combustione non controllata (alte velocità di trascinamento dei gas, insufficiente apporto di ossigeno, etc.) si può avere il trascinamento nei fumi di particelle anche con massa volumica elevata.

Il residuo solido da combustione ha un aspetto granuloso ed è costituito principalmente dai minerali presenti nel combustibile, da carbonio incombusto e da impurità (terra e sabbia). A seconda delle condizioni di combustione all'interno dell'impianto e delle impurità presenti nella biomassa si ritrovano numerosi elementi sotto forma di ossidi, nitrati o silicati. I principali sono calcio, potassio, fosforo, magnesio e ferro ( $\text{CaO}$ ,  $\text{MgO}$ ,  $\text{K}_2\text{O}$ ,  $\text{Na}_2\text{O}$  e  $\text{P}_2\text{O}_5$ ). La loro composizione è inoltre influenzata sensibilmente dalla temperatura di combustione, che aumentando produce generalmente una diminuzione del quantitativo di carbonio incombusto ma al tempo stesso è causa di un aumento di alcuni elementi metallici. A causa della loro composizione questi residui solidi sono fortemente basici (pH circa 12).

La quantità di residuo solido prodotto dalla combustione varia a seconda del tipo di combustibile legnoso, e va da meno dello 0,1% per segatura di pino senza corteccia al 2,8% per la corteccia di pino (% in peso su sostanza secca). Utilizzando cippato misto da albero intero (fusto, rami, aghi etc.) si può assumere un valore dello 0,5%, che sale all'1,3% nel caso di cippato da residui forestali. Di queste, l'85÷95% è generalmente composto da ossidi minerali, mentre il 5÷15% da sostanze incombuste.

In un generatore di calore a biomassa le quantità relative di residuo solido e polveri prodotte dipendono dal tipo di legna utilizzata e dalle caratteristiche costruttive e di funzionamento del generatore stesso. Generalmente la parte più consistente è costituita dai residui solidi. Nella combustione di cippato, ad esempio, essi costituiscono il 60÷90% del totale.

Il particolato totale da combustione di biomasse è costituito da particelle che in parte vengono emesse al camino insieme agli altri prodotti della combustione e in parte sono trattenute nella sezione di trattamento fumi (se presente) e successivamente rimosse. Le polveri sono solitamente indicate come polveri sospese totali (PST). Gli elementi più pericolosi, quali piombo, zinco e cadmio presenti comunque solo in traccia nelle biomasse legnose, sono anche quelli relativamente più volatili e tendono ad accumularsi nelle polveri totali. Il particolato ha una consistenza simile al talco e vengono generalmente movimentate per via pneumatica e stoccate in sistemi chiusi a causa della loro volatilità.

La gestione dei residui solidi prodotti da impianti a biomassa è disciplinata dalla parte IV del d.lgs. 152/2006 e s.m.i. (Norme in materia ambientale) che li classifica come "rifiuti



speciali non pericolosi<sup>7</sup>” nella categoria “rifiuti inorganici provenienti da processi termici” (Allegato D alla Parte IV). Si distinguono le ceneri pesanti, indicate con codice CER [10.01.01], da quelle leggere, con codice CER [10.01.03].

L'evoluzione della normativa sui rifiuti ha tuttavia escluso l'automatismo della condizione di rifiuto: qualora sia identificabile come sottoprodotto (Art 184-bis del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.) una sostanza, anche se associata ad un codice CER, può essere impiegata in un altro processo senza essere qualificata come rifiuto (e soggetta alla relativa normativa).

Un ulteriore riferimento normativo nel caso delle ceneri di legno vergine è il D.Lgs. 220/1995, che ha recepito il reg. CEE 2092/91, e che prevede il riutilizzo delle stesse come concime o ammendante in agricoltura biologica.

In sintesi quindi le potenziali possibilità di recupero alternative al conferimento in discarica sono:

- produzione di conglomerati cementizi, utilizzo in cementifici o industria dei laterizi;
- recuperi ambientali;
- produzione di compost;
- produzione di fertilizzanti.

---

<sup>7</sup> le ceneri prodotte da caldaie domestiche sono in genere assimilate a rifiuti urbani



## 5 Tecnologie a livello dimostrativo/sperimentale

### 5.1 Impianti a combustione con ciclo a vapore d'acqua con espansione su pistone

Il ciclo termodinamico a vapore d'acqua con espansione su pistone (motore a vapore) è una tecnologia basata sul ciclo Rankine in cui l'espansione del vapore avviene in un motore alternativo a pistoni anziché in una turbina. Il modello di funzionamento dell'impianto è quindi simile a quanto indicato in *Figura 2*, e ricalca quello di un impianto a recupero parziale, con spillamento di vapore dal motore per massimizzare la produzione di calore quando necessario e con un condensatore ad aria.

Si tratta di impianti in grado di garantire una buona affidabilità e rendimenti abbastanza costanti ai carichi parziali. Essi tuttavia richiedono costi di investimento elevati a fronte di un rendimento elettrico molto basso, tipicamente inferiore al 12%. Pertanto, nonostante l'elevata affidabilità e la lunga durata del motore, gli alti costi e le difficoltà connesse all'utilizzo di vapore ad alta pressione non ne hanno finora permesso la diffusione per applicazioni con biomasse.

Dato il numero molto limitato di unità in esercizio con alimentazione a biomassa, principalmente in applicazioni con utenze termiche collegate in rete o a valle della produzione di vapore per usi di processo, è possibile fornire dati di rendimento e prestazioni solo a carattere indicativo.

Un impianto cogenerativo con ciclo a vapore con espansione su motore alimentato a biomasse legnose è schematicamente costituito dalle stesse sezioni indicate nel caso del ciclo Rankine a vapore d'acqua con turbina a vapore:

- sezione di conferimento e stoccaggio del combustibile;
- linea di alimentazione del combustibile;
- generatore di calore (caldaia a griglia fissa o mobile con generatore di vapore);
- sistema estrazione e raccolta ceneri sottogriglia (ceneri pesanti<sup>1</sup>);
- linea di trattamento fumi dalla caldaia;
- sistema raccolta ceneri da linea di trattamento fumi (ceneri leggere<sup>1</sup>);
- motore a vapore;
- alternatore;
- condensatore ed eventuali scambiatori di calore.

I motori a vapore sono disponibili con taglie indicativamente comprese tra 50 kW<sub>el</sub> e 1,5 MW<sub>el</sub>, con un numero di cilindri da 1 a 6. Sono disponibili configurazioni del motore a singolo stadio, adatte a lavorare a bassa pressione con alte portate di vapore, oppure a doppio stadio, adatte a vapore con pressioni e temperature più elevate che permettono un'espansione complessiva del vapore maggiore. Il salto di pressione è tipicamente compreso tra 3 e 6 per



uno stadio di espansione, con pressione in ingresso compresa tra 6 e 60 bar e pressione al condensatore tra 0 e 25. Il rendimento elettrico dipende dalle condizioni del vapore ed è tipicamente inferiore al 10% per motori a singolo stadio e inferiore al 20% per motori a più stadi, il quale corrisponde a rendimenti elettrici di impianto inferiori al 7% e al 14% rispettivamente.

Per le considerazioni in merito a emissioni in atmosfera ed a residui si rimanda al paragrafo 4.

*Tabella 7 – Cicli termodinamici con motore a vapore a pistoni – esempio impianto con espansore bi-stadio*

Pressione del vapore prodotto da caldaia	bar	26
Temperatura del vapore prodotto da caldaia	°C	265
Produzione vapore	t/h	4
Consumo specifico di calore	kWh/t	685
Potenza termica netta di caldaia	kW	2740
Rendimento di caldaia	-	84%
Potenza termica al focolare	kW	3262
Vapore in ingresso espansore		
- Pressione ingresso	bar	25
- Temperatura ingresso	°C	260
- Pressione uscita	bar	1,5
Potenza elettrica ai morsetti del generatore	kWe	333
Calore del vapore di scarico	kWt	2330
Rendimento elettrico lordo (intero impianto)	-	10,20%
Temperatura vapore in uscita	°C	111
Possibili utilizzi		industriale e teleriscaldamento

#### Vantaggi:

- piccola taglia (campo di applicazione da 100 a 1.000 kWe);
- meno sensibili alla presenza di gocce d'acqua e umidità (possibilità di lavorare anche con vapore umido e poter quindi sfruttare ampi salti di entalpia senza dover surriscaldare troppo il vapore);
- meno sensibili alla presenza di contaminanti nel vapore (modeste richieste di trattamento dell'acqua di alimento di caldaia);
- possibilità di funzionamento a basse pressioni e vapore saturo;



- rendimenti in condizioni di carico parziale mediamente più elevati rispetto a quelli delle turbine a vapore (mantengono rendimenti pari al 90% del rendimento nominale anche a carico ridotto al 50% della potenza nominale);
- condizioni di variabilità del vapore di alimentazione e portate di vapore variabili.

Svantaggi:

- elevata rumorosità e problemi di vibrazioni;
- bassa efficienza elettrica.



## 5.2 Impianti a gassificazione

Impianti di gassificazione di media/grande taglia (>10 MWth) sono in funzione da diversi anni, anche se realizzati a carattere essenzialmente dimostrativo, soprattutto nel Nord dell'Europa e negli Stati Uniti. La complessità delle soluzioni impiantistiche adottate, la molteplicità dei dispositivi ausiliari presenti e la logistica a supporto di tali impianti tuttavia ha portato ad alti costi di investimento e di gestione a cui si è potuto fare fronte grazie alle specifiche condizioni economiche e territoriali, prima fra tutte la possibilità di reperire la biomassa a costi molto contenuti. Inoltre, proprio per ridurre i costi di reperimento del combustibile, alcuni di questi impianti sono stati concepiti per essere alimentati con diverse tipologie di biomassa, per cui il legno è spesso utilizzato solo in parte, in combinazione con altri materiali. Per tutti questi aspetti, si ritiene che queste particolari installazioni siano difficilmente riproducibili in territori e contesti diversi, e le linee di ricerca in corso sono volte allo sviluppo di impianti di taglia più piccola e con caratteristiche di tipo tecnologico differenti.

Negli ultimi anni in particolare sono state individuate particolari soluzioni tecniche per impianti di piccola taglia (< 1 MWe) con l'obiettivo di superare i problemi tecnici di affidabilità che in passato hanno caratterizzato alcune tipologie di gassificatori (soprattutto inerenti la difficoltosa operazione di scarico delle ceneri e la formazione di agglomerati alla base della griglia, con conseguente blocco dell'impianto dopo poche ore di funzionamento).

Ad oggi si hanno alcuni impianti a gassificazione alimentati a cippato di legno che operano in continuo da più di due anni (con casi di funzionamento anche superiori a 7500 ore/anno). Le soluzioni tecniche adottate per questi modelli di impianto sono relativamente semplici, sia in termini di apparecchiature ausiliarie collegate al gassificatore, sia per quanto riguarda gli accorgimenti tecnici relativi ai punti più critici del gassificatore (scarico ceneri, riduzione o eliminazione dei tar, grado di ossidazione del combustibile, etc.). Tali caratteristiche, insieme alle taglie ridotte disponibili (di solito <500 kWe) e agli ingombri contenuti, rendono tali installazioni di particolare interesse per una generazione distribuita negli stessi territori di produzione della biomassa legnosa.

Nonostante alcune di esse siano già state avviate alla fase di commercializzazione e quindi di fatto disponibili sul mercato, il ridotto numero di unità effettivamente operanti al momento, e il loro limitato tempo di esercizio suggeriscono per questi impianti una classificazione come tecnologie ancora in fase dimostrativa/sperimentale.

Per gli impianti di cogenerazione di piccola taglia (< 1 MWe), l'applicazione più comune tra quelle basate sulla tecnologia di gassificazione è rappresentata dalla combinazione di un gassificatore di tipo downdraft con un motore a combustione interna. Per il corretto e continuo funzionamento di questi reattori risulta fondamentale che il contenuto idrico della biomassa in ingresso sia inferiore al 10% sul tale quale e che si abbiano dimensioni omogenee e costanti della biomassa, con presenza di fini contenuta (inferiore al 5%). A causa della



elevata qualità richiesta per la biomassa in ingresso, gli impianti operanti con gassificatori downdraft sono quasi sempre equipaggiati con sistemi di pretrattamento (prevalentemente composti da un essiccatore, un sistema di vagliatura e in qualche caso da dispositivi per la riduzione e l'omogeneizzazione delle dimensioni). Per permettere una gestione non troppo onerosa dell'impianto, si cerca di ottenere un gas in uscita dal reattore abbastanza pulito e soprattutto privo di tar, le cui concentrazioni sono peraltro già più basse rispetto alle altre tecnologie di gassificazione.

Per alcuni degli impianti ad oggi più promettenti (che operano ormai in continuo da un numero di ore superiore a 15000), si conferma una produzione di tar molto bassa, per cui non si prevedono a valle del gassificatore particolari sistemi di abbattimento per tali composti.

Un aspetto critico per questa tipologia di impianti è invece rappresentato dallo scarico delle ceneri. Per evitare che il gas di sintesi fuoriesca dagli organi di rimozione dei solidi inerti, i gassificatori sono spesso dotati di particolari dispositivi ad apertura intermittente (solitamente know how delle aziende), oppure si utilizzano sistemi a tenuta idraulica che tuttavia comportano lo scarico delle ceneri in acqua.

Altre soluzioni prevedono la rimozione delle ceneri pesanti accumulate in fondo al gassificatore in maniera discontinua, cioè durante i periodi di fermo dell'impianto (mediamente ogni 1500 ore di funzionamento). Le restanti ceneri volanti vengono invece raccolte insieme al particolato solido in corrispondenza dei relativi sistemi di abbattimento.

Per poter essere alimentato in un motore endotermico, il gas in uscita dal gassificatore va necessariamente pulito e raffreddato. Di conseguenza per tale applicazione si prevede in ogni caso l'adozione di sistemi di pulizia del gas, il cui livello di trattamento risulta tuttavia anche molto differente da un impianto all'altro.

Alcuni di questi sistemi sono infatti relativamente semplici, formati solo da un dispositivo di rimozione a caldo del particolato e da uno scambiatore di calore ad aria o ad acqua per il raffreddamento del gas.

In altri casi, invece, la linea di pulizia del gas risulta essere più articolata, con l'aggiunta di processi ad umido per la rimozione dei gas acidi (scrubber ad acqua) e/o dei tar residuali (scrubber ad olio), e l'adozione di filtri a letto granulare utilizzati come demister o come filtri di sicurezza per il motore endotermico.

I motori alimentabili con gas di sintesi possono essere ad accensione comandata (ciclo Otto) o ad accensione per compressione (ciclo Diesel). Nel primo caso si può alimentare il motore completamente a gas, assicurando una buona miscelazione tra il gas e l'aria (a tal scopo è spesso utilizzato un miscelatore a T).

I motori Diesel, invece, se non convertiti in motori a ciclo Otto, possono essere alimentati solo parzialmente con il gas di sintesi. E' infatti necessaria un'aliquota di gasolio (compresa tra 10% e 25%), utilizzato come innesco della combustione.



A valle di queste unità non sono previsti in genere sistemi di trattamento dei fumi ulteriori, rispetto a quelli previsti. I motori sono infatti già dotati di sistemi per l'abbattimento di CO e NO<sub>x</sub>.

Le taglie indicate per questi stessi impianti sono comprese tra 500 e 1250 kWth in input (120÷170 kg/h di cippato con umidità di 7÷8 %).

I rendimenti elettrici netti dell'impianto variano dal 21 al 25 %, in relazione soprattutto al potere calorifico del gas prodotto e agli autoconsumi elettrici degli organi ausiliari (pretrattamento del combustibile e pulizia del gas).

### **5.2.1 Residui e reflui**

Essendo gli impianti per la produzione di energia basati sul processo di gassificazione ancora in fase dimostrativa ed essendo la produzione di residui e di reflui molto dipendente dalle condizioni di processo, la classificazione dei residui solidi da gassificazione (sia in termini di composizione che di disciplina di gestione dei rifiuti) necessita generalmente di ulteriori approfondimenti.

La quantità di residuo solido prodotto in un impianto di gassificazione dipende principalmente dal contenuto delle sostanze inorganiche presenti nel combustibile di partenza (ceneri). Nel caso del legno vergine (non trattato chimicamente e non contaminato da sostanze inorganiche), tali percentuali sono comprese mediamente tra 0,5% e 3% del combustibile in ingresso su base secca. La composizione delle ceneri è prevalentemente formata da Silice, Calcio, Potassio, Fosforo, Magnesio e Sodio, presenti sotto forma di ossidi, silicati e/o nitrati. Oltre a questi composti inorganici, sono presenti nel residuo solido da gassificazione quantità di carbonio residuo derivante dalla non completa trasformazione della sostanza organica del combustibile. Tali quantità dipendono principalmente dalle caratteristiche della biomassa legnosa utilizzata (% di materia volatile, dimensione del combustibile, etc.), dalla particolare tecnologia adoperata per il processo, e dalle condizioni di esercizio più o meno ottimali che si raggiungono all'interno del gassificatore. Nel caso si determinino all'interno delle varie zone di reazione condizioni di uniformità di temperatura e concentrazione dei gas reagenti, le percentuali di carbonio presente nelle ceneri rimangono contenute in poche unità percentuali. Nel caso invece all'interno del reattore si instaurino punti a più alta temperatura e zone dove è presente una minore concentrazione di ossigeno si può determinare la formazione di scorie che, oltre a gravi problemi di gestione dell'impianto comporta una maggiore produzione di residuo solido.

Le acque di scarico derivanti dai processi ad umido per la pulizia del gas sono invece costituite da acque prevalentemente oleose (contaminate dagli idrocarburi pesanti rimossi mediante sistemi scrubber) e acque acide, per le quali è necessario avere dei processi specifici di trattamento e smaltimento.



### **5.3 Altri impianti di tipo dimostrativo/sperimentale**

#### **5.3.1 Impianti turbogas a combustione esterna**

Nell'ambito della ricerca di sistemi e impianti per la cogenerazione da biomasse di piccola taglia, sono stati sviluppati sistemi con turbina a gas con alimentazione di calore esterna, secondo un ciclo Brayton ad aria calda.

Sono presenti rare applicazioni in impianti di tipo dimostrativo o sperimentale. Le principali problematiche risiedono nella complessità e alti costi dello scambiatore fumi-aria e nei bassi rendimenti elettrici al momento raggiungibili.

L'aria esterna viene compressa in un compressore, preriscaldata in un recuperatore, riscaldata (fino a 1000°C) in uno scambiatore fumi-aria (fumi caldi prodotti dal generatore di calore alimentato a biomassa), ed espansa in turbina, trascinando un generatore elettrico e producendo quindi energia elettrica.

Alcune aziende hanno sviluppato degli impianti basati su tale ciclo con potenze elettriche tipiche di circa 70-80 kW, 200 kW di potenza termica prodotta e con rendimenti elettrici dichiarati di circa 12%. Il rendimento termico è del 50% in caso di utenza ad aria calda, e del 30% in caso di utilizzo di acqua calda. Infatti il fluido termovettore impiegato nel ciclo è aria e il sistema necessita di un ulteriore scambio termico aria-acqua per la produzione di acqua calda.

I vantaggi di questi sistemi sono nella relativa semplicità di funzionamento e di costruzione, nella esenzione dall'obbligo di personale qualificato per la conduzione, nell'assenza di fluidi in pressione, pericolosi o nocivi. Sono in corso ricerche volte all'aumento del rendimento elettrico, soprattutto attraverso l'innalzamento delle temperature dell'aria in ingresso in turbina. Tale obiettivo comporta l'utilizzo di scambiatori progettati e realizzati appositamente.

#### **5.3.2 Impianti a combustione con motori Stirling**

Negli ultimi anni sono state condotte diverse prove nell'ambito di progetti di ricerca su impianti sperimentali e dimostrativi con impianti termoelettrici con ciclo Stirling, che tuttavia non hanno portato permesso uno sviluppo che andasse oltre la fase di prototipazione.

I componenti principali di un impianto con ciclo Stirling alimentato da una caldaia a biomassa sono costituiti dal generatore di calore (caldaia a cippato), opportunamente configurato affinché il calore dei fumi prodotti possa essere utilizzato per riscaldare il fluido di lavoro all'interno di un ciclo Stirling, dal motore Stirling e dal generatore elettrico. Il calore dei fumi



prodotti dalla combustione viene utilizzato, oltre che per fornire il calore necessario all'espansione del fluido di lavoro del motore Stirling, anche per preriscaldare l'aria di combustione della caldaia e per la produzione di energia termica (tipicamente acqua calda).

Le sperimentazioni sono state condotte su impianti di taglia inferiore a 100 kW<sub>el</sub> (in funzione della taglia del motore si possono avere impianti con potenza elettrica da 35 kW<sub>el</sub> a 100 kW<sub>el</sub> circa) con rendimenti elettrici attesi non superiori al 10÷12% e rendimenti globali dell'impianto di circa 85%.

Le principali problematiche legate all'utilizzo di un motore Stirling abbinato ad un generatore di calore a biomassa sono legate alle difficoltà connesse al trasferimento di calore al gas che costituisce il fluido di lavoro del ciclo termodinamico. Innanzitutto, per ottenere potenze utili e rendimenti elettrici sufficientemente elevati è necessario avere temperature all'interno della caldaia superiori a quelle che solitamente si realizzano in impianti tradizionali ( $T > 1300^{\circ}\text{C}$ ). Inoltre occorre progettare opportunamente lo scambiatore di calore in modo che siano ridotti i problemi di sporcamento dei fasci tubieri. Per questo motivo è necessario introdurre delle modifiche costruttive e/o funzionali sia alla caldaia (con preriscaldamento dell'aria di combustione fino a  $500\div 600^{\circ}\text{C}$ ) sia al motore Stirling. In particolare quest'ultimo deve essere opportunamente progettato per applicazioni con generatore di calore a biomassa e non può essere sostituito con un modello per applicazioni con gas naturale. La progettazione del sistema e la gestione dell'intero processo, incluso il controllo delle sostanze e degli inquinanti che si formano alle alte temperature di esercizio della caldaia, è particolarmente complesso e i progetti di ricerca volti all'impiego di motori Stirling abbinati a caldaie a biomasse hanno prodotto risultati che al momento non portano ad immaginare uno sviluppo di tale tecnologia.

### **5.3.3 Impianti a combustione con motori a vite**

Nel campo della ricerca di sistemi di generazione elettrica (e combinata) di piccola taglia, i motori a vite sembrano promettenti, ma si hanno al momento applicazioni solo a livello di prototipi e impianti dimostrativi.

Il funzionamento è basato su un ciclo Rankine. Il principio di funzionamento è l'opposto di quello impiegato nei compressori a vite; un rotore maschio ed uno femmina sono tra loro impegnati nella rotazione attorno ai rispettivi assi. Nel caso dei motori, il sistema è mosso dall'espansione del vapore, al posto di comprimere un gas, come nei compressori. Agli alberi di rotazione è collegato un generatore elettrico, tramite l'interposizione di un motoriduttore, a causa dell'elevata velocità di rotazione degli alberi.

I motori a vite possono essere realizzati con uno o più stadi di espansione del vapore, alimentati da vapore con bassa entalpia e si riportano rendimenti elettrici attesi del 13-18%. Le macchine sono piuttosto tolleranti circa varie condizioni di vapore, e sono state



sperimentate con vapore surriscaldato, saturo, umido ed anche con acqua in pressione, alla temperatura di ebollizione.

Il vapore di alimentazione può essere prodotto in un generatore di vapore a biomassa a tubi di fumo o a tubi d'acqua, in base alle potenze installate e all'efficienza di progetto del sistema. Le taglie di potenza per cui alcuni produttori hanno effettuato ricerche sono da 200 a 2500 kWel.

## **PARTE II**

---

### **INQUADRAMENTO NORMATIVO DI SINTESI SULLA COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO E SUGLI INCENTIVI E AGEVOLAZIONI PER LA REALIZZAZIONE DEGLI IMPIANTI**



## Premessa

Gli impianti di cogenerazione a biomassa di piccola e media taglia possono inserirsi in meccanismi di incentivazione di varia natura. I due insiemi principali di incentivi per la produzione di energia sono legati da una parte alla cogenerazione di elettricità e calore e dall'altra alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Nel primo caso la normativa prevede una serie di incentivi a favore degli impianti a cogenerazione che rispettino i requisiti della Cogenerazione ad Alto Rendimento, definita a partire dal recepimento della Direttiva 2004/8/CE. Ci si pone l'obiettivo di armonizzare a livello comunitario i criteri per valutare gli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore. In particolare si considera ai fini degli incentivi solo la quota di energia elettrica "qualificabile come cogenerativa", contestuale cioè ad una produzione di calore utile misurato.

Gli incentivi alla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile si inseriscono in un'ottica di sviluppo legata agli obiettivi fissati a livello europeo di aumento della quota di produzione da fonte rinnovabile e di diminuzione delle emissioni in atmosfera di gas ad effetto serra. Negli anni queste forme di incentivo hanno subito alcune trasformazioni, ed è attualmente in atto una transizione verso un nuovo sistema di incentivazione a partire da gennaio 2013.

Sono inoltre in fase di definizione gli incentivi per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili, ma il decreto relativo (il cosiddetto Conto Energia Termico) è ad oggi ancora in fase di elaborazione in sede di Conferenza Stato-Regioni.

In questo studio si presentano le varie forme di incentivazione previste, limitatamente agli aspetti che possono interessare la cogenerazione a biomassa di piccola e media taglia (a livello legislativo intesa per impianti con potenza elettrica nominale < 5 MW). Per un approfondimento in merito agli aspetti non trattati si rimanda alle norme citate nel testo.



## 6 Cogenerazione ad Alto Rendimento

### 6.1 Inquadramento normativo per la Cogenerazione ad Alto Rendimento

Il regime di sostegno per la Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) viene introdotto attraverso il DM 5 settembre 2011, con il riconoscimento dei titoli di efficienza energetica. I benefici previsti dalla normativa vigente sono i seguenti:

- l'esonero dall'obbligo di acquisto dei Certificati Verdi previsto per i produttori e gli importatori di energia elettrica con produzioni e importazioni annue da fonti non rinnovabili eccedenti i 100 GWh (art. 11, commi 1, 2 e 3 del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n.79);
- la precedenza, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta da unità prevalentemente CAR rispetto a quella prodotta da fonti convenzionali (art. 11, comma 4 del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n.79);
- le agevolazioni fiscali sull'accisa del gas metano utilizzato per la cogenerazione (Decreto Legislativo 26 ottobre 1995, n. 504 aggiornato dal Decreto Legislativo 2 febbraio 2007, n. 26);
- la possibilità di accedere al servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento con potenza nominale fino a 200 kW (deliberazione 3 giugno 2008 – ARG/elt 74/08 “Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP) e s.m.i.);
- la possibilità di applicare condizioni tecnico-economiche semplificate per la connessione alla rete elettrica, come definite dall'Autorità con la deliberazione del 23 luglio 2008 - ARG/elt 99/08 “Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA) ” e s.m.i..

Nel seguito si presenta un quadro normativo di riferimento di sintesi per la CAR.

#### 6.1.1 Direttiva 2004/8/CE

La Direttiva 11 febbraio 2004 del Parlamento Europeo e del Consiglio si prefigge l'obiettivo di migliorare l'efficienza energetica attraverso la diffusione di una metodologia per valorizzare il calore utile e il risparmio di energia primaria attraverso la definizione di Cogenerazione ad Alto Rendimento. La normativa considera come “calore utile” una quantità di energia termica prodotta da cogenerazione che sia economicamente giustificabile, cioè che



non abbia costi superiori alle condizioni di mercato. Inoltre la direttiva si pone l'obiettivo di armonizzare a livello comunitario i prodotti della cogenerazione, determinando in particolare i criteri per definire la CAR e la quantità di energia elettrica "qualificabile come cogenerativa" (a partire dalla quantità di calore utile generato).

#### **6.1.2 Decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20**

Il decreto attua la Direttiva 2004/8/CE, prevedendo che fino al 31 dicembre 2010 i presupposti per considerare un impianto operante in regime di CAR siano quelli previsti dall'AEEG con la Deliberazione 42/02.

I requisiti previsti dalla direttiva vengono invece applicati a partire dal 1 gennaio 2011, come indicato nel decreto e integrato dal DM 4 agosto 2011.

Il D.Lgs. 20/07 presenta come criterio per definire la CAR l'indice PES (Primary Energy Saving), che rappresenta l'energia primaria risparmiata dalla cogenerazione rispetto alla produzione separata. Viene inoltre introdotto nello stesso decreto il concetto di Garanzia di Origine (GOc) per l'energia prodotta da impianti operanti in regime di CAR.

#### **6.1.3 Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28**

Il D.Lgs. 3 marzo 2008, n. 28 è emanato in attuazione della Direttiva 2009/28/CE e definisce gli strumenti e le modalità per il raggiungimento dell'obiettivo al 2020 di produzione del 20% di energia primaria da fonte rinnovabile sul consumo finale lordo.

All'art. 29 "Certificati Bianchi" è prevista una modalità di incentivo per gli impianti entrati in esercizio tra il 1° aprile 1999 e l'entrata in vigore del D.Lgs. 8 febbraio 2007, n. 20.

#### **6.1.4 Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 4 agosto 2011**

Il DM 4 agosto 2011 stabilisce i nuovi criteri per il riconoscimento della CAR. In particolare completa l'attuazione della Direttiva 2004/8/CE e integra e sostituisce gli allegati del D.Lgs. 8 febbraio 2007, n. 20.

In particolare vengono recepite le precisazioni della direttiva 2004/8/CE in merito all'energia elettrica "quantificabile come cogenerativa", così come di seguito riportato:

- la produzione di energia elettrica da unità di produzione combinata di energia elettrica e calore con turbina a vapore a contropressione, turbina a gas con recupero termico, motore a combustione interna, microturbine, motori Stirling e celle a combustibile è da ritenere interamente energia elettrica qualificabile come cogenerativa se dette unità presentano un rendimento di primo principio annuo almeno pari al 75%;
- la produzione di energia elettrica da unità di produzione combinata di energia elettrica e calore a ciclo combinato con recupero di calore e con turbina a condensazione con estrazione di vapore è da ritenere interamente energia elettrica qualificabile come



cogenerativa se dette unità presentano un rendimento di primo principio annuo almeno pari all'80%.

Se tali unità di produzione combinata di energia elettrica e calore presentano rendimenti di primo principio inferiori alle soglie rispettivamente del 75% e dell'80%, l'energia elettrica prodotta è divisa in due frazioni: una qualificabile come cogenerativa, l'altra qualificabile come non cogenerativa. La prima frazione si ottiene moltiplicando il calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione per il rapporto C definito dal decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20; cioè la quantità di energia elettrica qualificabile come cogenerativa è la quota parte di energia elettrica che sarebbe prodotta se, a parità di calore utile, l'unità funzionasse con un rendimento di primo principio pari al valore di soglia caratteristico per ciascuna tecnologia. La quantità di energia elettrica qualificabile come cogenerativa e così calcolata è da utilizzarsi anche per armonizzare i dati statistici a livello europeo. Discorso analogo è da riproporre anche per quanto concerne l'energia associata al combustibile in ingresso all'unità. Infatti, anche tale energia deve essere suddivisa in due aliquote qualora il rendimento globale dell'impianto non raggiunga le soglie stabilite e sopra riportate.

Per definire la Cogenerazione ad Alto Rendimento è necessario utilizzare il criterio basato sull'indice PES.

In particolare, la CAR è:

- la produzione combinata di energia elettrica e calore che fornisce un risparmio di energia primaria, pari almeno al 10%, rispetto ai valori di riferimento per la produzione separata di elettricità e di calore;
- la produzione combinata di energia elettrica e calore mediante unità di piccola cogenerazione e di micro-cogenerazione (cioè di potenza rispettivamente inferiore a 1 MW e inferiore a 50 kW) che forniscono un risparmio di energia primaria.

Il risparmio di energia primaria che la cogenerazione permette di ottenere rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e termica deve essere calcolato con riferimento all'intera produzione di energia elettrica ed energia associata al combustibile consumato durante l'intero anno di rendicontazione o con riferimento alle sole quantità di energia elettrica ed energia associata al combustibile consumato qualificabili come cogenerative, come sopra definite.

#### **6.1.5 Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 settembre 2011**

Il decreto stabilisce le procedure per l'accesso al regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento. In particolare le unità di cogenerazione in seguito a "nuova costruzione" o "rifacimento" hanno diritto al riconoscimento di Titoli di Efficienza Energetica (TEE, detti anche Certificati Bianchi) di tipo II per gli anni in cui operano in regime di CAR. La quantità di titoli emessa è proporzionale ai risparmi conseguiti di energia primaria, se positivi, ed è



suddivisa in fasce progressive di potenza. Il calcolo del numero di certificati ottenibili è descritto nell'art. 4.

I titoli di efficienza energetica possono essere utilizzati per assolvere agli obblighi definiti nel DM 20 luglio 2004 oppure possono essere oggetto di contrattazione e di scambio. Inoltre il produttore può richiedere il ritiro dei certificati bianchi da parte del GSE al prezzo fissato nel momento di entrata in esercizio dell'impianto, che rimane costante per tutto il periodo di incentivazione.

#### **6.1.6 Linee guida per l'applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 settembre 2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)**

Nelle presenti linee guida vengono analizzate le procedure di calcolo per la definizione dei vari parametri utili alla verifica di esercizio in regime di CAR. In particolare si pone l'accento sugli aspetti più complessi quale la determinazione dell'unità virtuale e dell'unità reale, ed il calcolo di alcuni coefficienti. Sono inoltre forniti esempi di applicazione differenziati per tipologia di combustibile. Vengono inoltre definite puntualmente le possibili configurazioni dell'unità di cogenerazione, con riferimento ai parametri chiave per la definizione del regime di CAR.



## 6.2 Determinazione della condizione di Cogenerazione ad Alto Rendimento

### 6.2.1 Condizioni richieste

Per il riconoscimento della condizione di Alto Rendimento (CAR) delle unità di cogenerazione è necessario fare riferimento ai criteri, validi a partire dal 1° gennaio 2011, indicati nell'Allegato III del DM 4 agosto 2011, che sostituisce l'allegato III del D.Lgs 8 febbraio 2007, n° 20.

In particolare, il criterio principale consiste nel raggiungimento di una soglia minima per l'indice PES (Primary Energy Saving), il cui metodo di calcolo è indicato nel paragrafo successivo, e in particolare:

- PES  $\geq$  0,1 (10%) per le unità di cogenerazione con capacità di generazione almeno pari a 1 MWe;
- PES  $>$  0 per le unità di piccola e micro-cogenerazione.

Si definiscono unità "di piccola cogenerazione" i sistemi con potenza elettrica nominale inferiore a 1 MWe, e unità di "micro-cogenerazione" i sistemi con potenza inferiore a 50 kWe. Tale potenza nominale, detta anche capacità di generazione, è definita nelle linee guida del ministero come: "somma delle potenze attive nominali dei generatori che costituiscono l'unità. La potenza attiva nominale di un generatore è la massima potenza attiva determinata moltiplicando la potenza apparente nominale per il fattore di potenza nominale, entrambi riportati sui dati di targa del generatore medesimo". In Tabella 8 sono riportate le casistiche di incentivo in base alla data di entrata in esercizio previste dal DM 5 settembre 2011.

Tabella 8 – Modalità di incentivazione ai sensi del DM 5 settembre 2011

Data di entrata in esercizio	Normativa di riferimento (ai soli fini dell'accesso agli incentivi)	Periodo di incentivazione	Entità dell'incentivo
Successiva al 31/12/2010	DM 4 agosto 2011	10 anni solari (15 anni se abbinate a reti di teleriscaldamento, over l'intervento comprenda anche la rete)	100% dell'incentivo previsto dal DM 5 settembre 2011
Tra il 07/03/2007 e il 31/12/2010	Delibera AEEG 42/02 e s.m.i., solo se non sono rispettati i criteri del DM 4 agosto 2011	10 anni solari (15 anni se abbinate a reti di teleriscaldamento, over l'intervento comprenda anche la rete)	100% dell'incentivo previsto dal DM 5 settembre 2011
Tra il 05/04/2002 e il 06/03/2007	Delibera AEEG 42/02 e s.m.i.	5 anni solari	30% dell'incentivo previsto dal DM 5 settembre 2011
Tra il 01/01/1999	Provvedimento CIP6/92	5 anni solari	30% dell'incentivo



e il 04/04/2002	e s.m.i.		previsto dal DM 5 settembre 2011
-----------------	----------	--	----------------------------------

### 6.2.2 Procedura di calcolo del PES

La procedura di calcolo del PES può essere divisa in quattro parti principali:

- definizione dei confini dell'unità di cogenerazione;
- calcolo del rendimento globale dell'unità di cogenerazione;
- dimensionamento dell'unità virtuale;
- calcolo del risparmio di energia primaria.

La corretta definizione dei confini dell'unità di cogenerazione costituisce un elemento essenziale per la successiva valutazione dell'energia elettrica prodotta ( $E_{UNITÀ}$ ), del calore utile da cogenerazione ( $H_{CHP}$ ) e del consumo di energia primaria ( $F_{UNITÀ}$ ). Si rimanda alle Linee guida per una puntuale descrizione di tutte le casistiche inerenti il calcolo delle quantità globali di energia. Ci si limita a ricordare come la quantità di energia elettrica cogenerata da considerare sia la produzione lorda ai morsetti dell'alternatore, cioè senza sottrarre la quota destinata agli autoconsumi di impianto. Noti i valori misurati di  $E_{UNITÀ}$ ,  $H_{CHP}$  e  $F_{UNITÀ}$  si procede al calcolo del rendimento globale dell'unità di cogenerazione, dividendo l'energia utile (elettrica e termica) per l'energia primaria del combustibile consumato.

Il valore del rendimento globale ottenuto deve essere confrontato con i rendimenti di soglia riportati all'allegato II del DM 4 agosto 2011. Per i cicli Rankine organici e per le turbine a vapore a contropressione il rendimento di soglia è pari al 75%. Qualora il rendimento globale annuo risulti inferiore a quello di soglia, si assume che una parte dell'energia elettrica prodotta non sia da cogenerazione. Pertanto l'impianto di cogenerazione deve essere separato in due unità virtuali, una in assetto cogenerativo e una in assetto non cogenerativo. Nelle Linee guida sono approfondite le modalità di dimensionamento della macchina virtuale. In questo contesto ci si limita a riportare che *“la parte in cogenerazione sia quella parte dell'unità di cogenerazione che, fissato il calore utile assorbito ( $H_{CHP}$ ), possieda una potenza elettrica e quindi produca una quantità di energia utile (somma di  $E_{CHP}$  e  $H_{CHP}$ ) tale da soddisfare il rendimento globale di soglia (pari al 75%, ad eccezione della turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore con turbina a vapore a contropressione, per la quale il valore è pari all'80%)”*.

Avendo ricavato le grandezze citate in precedenza, il coefficiente di risparmio di energia primaria (PES) è calcolato attraverso la seguente formula:



$$PES = \left( 1 - \frac{1}{\frac{CHP H\eta}{Ref H\eta} + \frac{CHP E\eta}{Ref E\eta}} \right) \times 100\%$$

Dove:

CHP H $\eta$  : rendimento termico di cogenerazione;

CHP E $\eta$  : rendimento elettrico di cogenerazione;

Ref H $\eta$  : valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di calore;

Ref E $\eta$  : valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di elettricità;

L'indice PES permette quindi di calcolare il risparmio di energia primaria ottenibile a parità di energia utile rispetto alla produzione separata di elettricità e calore nel caso di utilizzo del medesimo combustibile. I valori di rendimento di riferimento sono riportati negli allegati IV, V, VI e VII del DM 4 agosto 2011.

Per il rendimento termico di riferimento è inserita una suddivisione in base alla tipologia di combustibile e al tipo di utilizzo del calore (acqua calda e vapore oppure utilizzo diretto dei gas di scarico). Per i combustibili a base di legno il valore è pari rispettivamente all'86% e al 78% (cfr. Allegato V). Per calcolare il rendimento elettrico di riferimento è invece necessario considerare l'anno di installazione del macchinario, la collocazione geografica dello stesso e la tensione di immissione dell'energia elettrica nella rete (si faccia riferimento agli allegati IV, VI e VII). A titolo esemplificativo nel caso di un impianto ORC a biomassa legnosa installato nel 2011 in Valle d'Aosta, collegato alla rete elettrica ad una tensione inferiore a 50 kV e con totale immissione in rete dell'energia elettrica prodotta si ha un valore di rendimento di confronto pari al 31,53%.



## 7 Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile

La produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile è soggetta attualmente a una transizione verso una nuova forma di incentivazione. Si presentano di seguito il meccanismo dei Certificati Verdi e il meccanismo della Tariffa Omnicomprensiva, in vigore fino a fine 2012, per poi illustrare il nuovo meccanismo di incentivazione definito dal DM 6 luglio 2012, che entrerà in vigore a partire da gennaio 2013.

### 7.1 Qualifica IAFR

La qualificazione di Impianto Alimentato da Fonte Rinnovabile è un prerequisito per l'ottenimento dei Certificati Verdi (CV) o per l'accesso alla Tariffa Omnicomprensiva (TO). Secondo la normativa vigente è compito del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) verificare il rispetto delle diverse normative e procedere alla certificazione degli impianti di produzione. Al fine della qualifica IAFR per la definizione di biomassa si fa riferimento alla Direttiva 2009/28/CE: *"la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani"*.

Ogni anno il GSE emette un bollettino informativo che riporta la valutazione dell'energia elettrica da produrre con fonti rinnovabili, l'elenco degli impianti qualificati alimentati da fonti rinnovabili in esercizio e in progetto, nonché il numero dei certificati verdi emessi dal GSE e le informazioni relative alla loro contrattazione. Il bollettino fornisce, inoltre, un quadro di sintesi sui principali dati statistici aggregati relativi agli impianti qualificati e ai Certificati Verdi emessi.

### 7.2 Certificati Verdi

I certificati verdi (CV) sono titoli negoziabili emessi dal GSE ad impianti qualificati IAFR proporzionalmente alla quota di energia elettrica da essi prodotta (D.Lgs. 28/2011). Il numero di certificati verdi dipende anche dalla tipologia di fonte rinnovabile utilizzata e dall'intervento effettuato sull'impianto (nuova costruzione, rifacimento, potenziamento, ecc..).

Ogni certificato verde corrisponde alla produzione di 1 MWh di energia elettrica da fonte rinnovabile, e può essere utilizzato per adempiere agli obblighi richiesti ai produttori di generare una quota parte di energia elettrica da fonte rinnovabile. Ogni produttore può generare energia da fonte rinnovabile oppure acquistare una quota corrispondente di certificati verdi. I Certificati Verdi non sono cumulabili con altri incentivi.



Per i soli impianti di potenza nominale inferiore ad 1 MW il produttore può decidere di optare alternativamente per la tariffa onnicomprensiva (che verrà descritta nel seguito).

Per gli impianti entrati in esercizio a partire dal 1 gennaio 2008, il GSE rilascia i certificati verdi per un periodo pari a 15 anni. L'energia netta riconosciuta all'intervento viene moltiplicata per un coefficiente correttivo riportato nella Tabella 1 della Legge Finanziaria 2008 (e aggiornata dalla legge 23/7/2009 n. 99). Per le biomasse legnose si ha un coefficiente pari a 1,8 nel caso di filiera corta e 1,3 nel caso di altre biomasse. Le modalità di certificazione della filiera da parte del Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali con la circolare prot. 22083 del 7/11/2011.

E' inoltre prevista la possibilità di ottenere dei certificati verdi nel caso di impianti a cogenerazione abbinati a sistemi di teleriscaldamento (CV-TLR). Sono rilasciati a consuntivo, per un periodo di 8 anni, e per ogni produttore possono concorrere in misura massima del 20% all'adempimento dell'obbligo di propria competenza.

### **7.3 Tariffa onnicomprensiva**

La tariffa onnicomprensiva (TO) è una forma di incentivazione alternativa al rilascio dei certificati verdi, valida per tutti gli impianti certificati IAFR di potenza inferiore a 1 MWe che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2012. La tariffa è un corrispettivo fisso riconosciuto all'utente a fronte dell'immissione in rete di energia elettrica da fonti rinnovabili. Sino al termine del periodo di incentivazione, riconosciuto in 15 anni di esercizio, la tariffa risulta l'unica fonte di remunerazione per l'energia prodotta. Il valore della tariffa è riportato nella Tabella 3 della Legge Finanziaria 2008 (e aggiornata dalla legge 23/7/2009 n. 99). Per le biomasse legnose il valore della tariffa è stato fissato pari a 28 c€/kWh.

La tariffa onnicomprensiva non è cumulabile con altri incentivi. Tuttavia per gli impianti, di proprietà di aziende agricole o gestiti in connessione con aziende agricole, agroalimentari, di allevamento e forestali, alimentati dalle fonti di cui al numero 6 della tabella 1 della Legge Finanziaria 2008, l'accesso, a decorrere dall'entrata in esercizio commerciale, la tariffa fissa onnicomprensiva è cumulabile con altri incentivi pubblici di natura nazionale, regionale, locale o comunitaria in conto capitale o in conto interessi con capitalizzazione anticipata, non eccedenti il 40 per cento del costo dell'investimento.

### **7.4 Nuovi incentivi DM 6 luglio 2012**

Per gli impianti che entreranno in esercizio a partire da gennaio 2013, il DM 6 luglio 2012 prevede una nuova forma di incentivazione che sostituisce quelle attualmente in vigore (tariffa onnicomprensiva e certificati verdi). Gli incentivi si applicano a tutti gli impianti di



produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico di potenza non inferiore a 1 kW.

Per tutelare gli impianti in via di completamento è comunque previsto che quelli dotati di titolo autorizzativo antecedente l'11 luglio 2012 che entreranno in esercizio entro il 30 aprile 2013 possono richiedere gli incentivi con le modalità previste dal DM 18/12/2008. Tuttavia dal 2016 il meccanismo dei certificati verdi verrà in ogni caso convertito al nuovo sistema di incentivazione, nelle modalità e nei termini previsti dal decreto.

Nel seguito si tratteranno nello specifico gli aspetti relativi all'utilizzo di biomasse legnose.

L'accesso all'incentivo è diretto a impianti di potenza inferiore ai 200 kW (art. 4, comma 3c). Per impianti di potenza compresa tra 200 kW e 5 MW è prevista l'iscrizione a un registro in posizione tale da rientrare in limiti specifici di potenza (art. 4, comma 1), mentre per gli impianti di potenza superiore è previsto l'accesso ad aste al ribasso (art. 4, comma 2). Inoltre per i casi di rifacimento totale o parziale e potenziamento di impianti esistenti sono previste specifiche modalità e soglie (si rimanda al decreto per ulteriori informazioni al riguardo).

Il decreto stabilisce anche la durata della vita utile convenzionale degli impianti, che corrisponde al periodo in cui l'impianto ha diritto ai meccanismi incentivanti (art. 6). Nel caso di impianti a biomasse la durata della vita utile è fissata pari a 20 anni.

Il valore delle tariffe incentivanti per gli impianti che entrano in esercizio nell'anno 2013 è riportato nell'Allegato 1 al DM 6 luglio 2012 (tabella 1.1). In *Tabella 9* è riportato un estratto relativo alle biomasse legnose. Per l'entrata in esercizio per ognuno degli anni successivi si applica una decurtazione a tali valori pari al 2% annuo (a meno che nell'anno precedente la potenza totale inserita nei meccanismi di aste e registri non sia inferiore all'80% della potenza massima prevista).

*Tabella 9 - Estratto tabella 1.1 allegato I al DM 6 luglio 2012*

Fonte Rinnovabile	Tipologia	Potenza	VITA UTILE degli IMPIANTI	Tariffa incentivante base
		KW	Anni	€/MWh
Biomasse	a) prodotti di origine biologica	1<P≤300	20	229
		300<P≤1000	20	180
		1000<P≤5000	20	133
		P>5000	20	122
	b) sottoprodotti di origine biologica di	1<P≤300	20	257
		300<P≤1000	20	209



	cui alla Tabella 1-A	1000<P≤5000	20	161
		P>5000	20	145

Nello stesso allegato sono specificati i sottoprodotti di origine biologica che rientrano nel punto b) della tabella 1.1. Se ne presenta un estratto nella seguente *Tabella 10*, limitatamente alle forme in cui può presentarsi la biomassa legnosa. Per l'elenco completo si rimanda all'Allegato I del decreto.

*Tabella 10 - Estratto tabella 1-A*

<p><i>2. Sottoprodotti provenienti da attività agricola, di allevamento, dalla gestione del verde e da attività forestale</i></p> <ul style="list-style-type: none"><li>• <i>sottoprodotti derivati dall'espianto;</i></li><li>• <i>sottoprodotti derivati dalla lavorazione dei prodotti forestali;</i></li><li>• <i>sottoprodotti derivati dalla gestione del bosco;</i></li><li>• <i>potature, ramaglie e residui dalla manutenzione del verde pubblico e privato.</i></li></ul>
<p><i>4. Sottoprodotti provenienti da attività industriali</i></p> <ul style="list-style-type: none"><li>• <i>sottoprodotti della lavorazione del legno per la produzione di mobili e relativi componenti.</i></li></ul>

Per gli impianti di potenza utile inferiore a 1 MW è prevista una tariffa omnicomprensiva composta dalla tariffa base citata in precedenza e ad eventuali bonus che verranno descritti nel seguito (art. 7, comma 4). Per tutti gli impianti superiori ad 1 MW invece il GSE provvede a erogare l'incentivo con riferimento all'energia elettrica netta immessa in rete, ma l'energia rimane nella disponibilità del produttore (art. 7, comma 4). Il metodo di calcolo del valore dell'incentivo è definito nell'Allegato 1, tenendo in considerazione il prezzo zonale orario dell'energia con riferimento al punto di immissione.

Per gli impianti a biomassa, biogas e bioliquidi sostenibili sono previste disposizioni specifiche, riportate nell'art. 8. Sono previsti alcuni premi che possono essere cumulati alla tariffa base stabilita. In *Tabella 11* è riportata la suddivisione dei premi a seconda delle tipologie.

*Tabella 11 – Riepilogo dei premi previsti per le biomasse (di cui all'art. 6, comma 4, lettere a) e b))*



Potenza	Tipologie	Premio	valore
MW			€/MWh
$1 \leq P \leq 5$	Tutte	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra	10
$1 \leq P \leq 5$	Tabella I-B	Biomasse da particolari filiere ( <i>Tabella I-B</i> )	20
-	Tutte	Requisiti emissione di inquinanti ( <i>Allegato V</i> )	30
-	lettera a)	Cogenerazione Alto Rendimento	40
-	lettera b)	Cogenerazione Alto Rendimento e teleriscaldamento	40

La riduzione delle emissioni di gas a effetto serra rispetto ai valori obiettivo è valutata secondo una procedura definita da ENEA e dal CTI e pubblicata entro 90 giorni dall'entrata in vigore del decreto. La Tabella I-B include le filiere di alcune specie erbacee annuali, erbacee pluriannuali e arboree. Si riporta in *Tabella 12* un estratto limitatamente alle specie arboree.

*Tabella 12 – Estratto Tabella I-B del DM6 luglio 2012 (limitato alle specie arboree)*

SPECIE ARBOREE	
Acacia	Acacia spp.
Eucalipto	Eucalyptus spp.
Olmo siberiano	Ulmus pumila L.
Ontano	Alnus spp.
Paulonia	Paulownia spp.
Pioppo	Populus spp.
Platano	Platanus spp.
Robinia	Robinia pseudoacacia L.
Salice	Salix spp.

I requisiti di emissione di inquinanti sono riportati nell'Allegato V. Si riportano in *Tabella 13* i valori limite di media mensile di emissione riferiti ad una concentrazione di ossigeno libero nell'effluente gassoso pari all'11%. I valori presenti nella tabella potranno essere eventualmente ridotti con cadenza biennale.

*Tabella 13 – Requisiti di emissione*

Inquinante	Valori (mg/Nm <sup>3</sup> )			
	$PTN \leq 6 MWt$	$6 < PTN \leq 20 MWt$	$20 < PTN \leq 50 MWt$	$PTN > 50 MWt$
NO <sub>x</sub> (come NO <sub>2</sub> )	200	150	150	100
NH <sub>3</sub> <sup>(1)</sup>	5	5	5	5



CO	200	150	100	50
SO <sub>2</sub>	150	150	100	25
COT	30	20	10	10
Polveri	10	10	5	5

PTN = Potenza termica nominale

(1) Nel caso di utilizzo di una tecnica di abbattimento ad urea o ammoniaca (SCR, SNCR), negli impianti ove è previsto il controllo in continuo degli ossidi di azoto, dovrà essere installato lo specifico analizzatore di NH<sub>3</sub>.

Riguardo ai premi relativi agli impianti operanti in regime di Cogenerazione ad Alto Rendimento, si osserva come per le biomasse di cui alla lettera b) il diritto all'incentivazione è previsto solo nel caso in cui il calore cogenerato sia immesso in una rete di teleriscaldamento.

Si osserva infine la non cumulabilità degli incentivi con altre forme di contributo nazionale (art. 29). Si sottolinea nello specifico come i bonus previsti per la cogenerazione e cogenerazione abbinata al teleriscaldamento non siano cumulabili con altri meccanismi di incentivazione all'efficienza energetica (come ad esempio i titoli di efficienza energetica) o all'incentivazione della produzione di energia termica (come potrà essere il caso del "conto energia termico" in fase di definizione).

## 8 Riferimenti utili

*GSE, Guida alla Cogenerazione ad Alto Rendimento, marzo 2012*

Portale GSE su Qualifiche e Certificati:

<http://www.gse.it/it/Qualifiche%20e%20certificati/Pages/default.aspx>

## **PARTE III**

---

### **ANALISI DI CASI STUDIO SIGNIFICATIVI: ASPETTI TECNICI ED ECONOMICI**



## Premessa

Le analisi i cui risultati sono riportati nel presente documento si sono basate anche su studi svolti nell'ambito del progetto strategico Interreg Alcotra Renerfor, condotti in collaborazione con il Dipartimento Energia del Politecnico di Torino.

Le analisi svolte hanno fornito indicazioni generali e considerazioni economiche indicative in merito ai costi unitari e di investimento, utili per confrontare diverse condizioni di esercizio di uno stesso impianto e in presenza di differenti regimi di incentivazione. Si precisa come valori di tempo di ritorno dell'investimento stimati dalle analisi di tipo economico condotte siano di tipo puramente indicativo, non essendo disponibili dati completi che permettano un'analisi con il grado di dettaglio necessario per uno studio di pre-fattibilità.

Sono analizzati come casi studio tre impianti cogenerativi alimentati a biomasse legnose.

Il primo caso studio si riferisce ad un impianto di piccola taglia, di potenza elettrica installata pari a 250 kW, costituito da una caldaia a griglia mobile e da due gruppi ORC.

Il secondo caso studio si riferisce ad un impianto costituito da una caldaia e da una turbina a vapore di potenza elettrica 3 MW.

Il terzo caso studio è relativo ad una soluzione impiantistica analizzata a livello di studio di pre-fattibilità, e fa quindi riferimento ad una configurazione teorica con dati di consumo e di produzione attesi. Esso riguarda l'installazione di un'unità cogenerativa ORC della potenza elettrica nominale di 1.000 kW in un sistema di teleriscaldamento esistente attualmente alimentato da caldaie a biomassa.

Per tutti gli impianti considerati è descritto il contesto di riferimento e sono presentati ed analizzati i principali parametri impiantistici, i dati tecnici e i dati di esercizio. Sono inoltre fornite indicazioni generali e considerazioni economiche indicative in merito ai costi unitari e di investimento in relazione ai risultati dell'analisi dei casi studio. A tale proposito sono state condotte analisi comparative per diverse condizioni di esercizio degli impianti e differenti regimi di incentivazione.



## 9 Caso studio A

### 9.1 Inquadramento generale

L'impianto in oggetto si inserisce in un ambito di recupero e valorizzazione a fini energetici di biomassa lignocellulosica (sfalci, potature e residui agricoli).

L'impianto (impianto Biogenera di Vigliano Biellese di F.Ili Boscaro s.r.l.), di potenza installata pari a circa 2,5 MW termici, produce in cogenerazione energia elettrica ed energia termica per il riscaldamento di saloni ed uffici aziendali e a servizio di una piccola rete di teleriscaldamento.

L'impianto è situato in un comune di circa 10.000 abitanti, in un'area periferica rispetto al centro cittadino, caratterizzata dalla presenza di alcune aziende e alcuni edifici residenziali.



Figura 4. Impianto Biogenera di Vigliano Biellese

### 9.2 Descrizione dell'impianto e dell'utenza

L'impianto nel suo complesso è costituito dalle seguenti sezioni e componenti:

- a) piazzale dedicato per la raccolta della biomassa;
- b) deposito di stoccaggio coperto;
- c) silos di alimentazione;
- d) linea di alimentazione alla caldaia;
- e) caldaia per la produzione di acqua surriscaldata;
- f) sistemi di accumulo termico;
- g) rete di teleriscaldamento;
- h) gruppi di cogenerazione ORC;
- i) cabina elettrica di media tensione;
- j) torri evaporative a servizio degli ORC;



- k) linea di trattamento fumi (multiciclone e filtri a maniche);
- l) linea di raccolta e stoccaggio ceneri.

La biomassa, costituita da legno non trattato proveniente dalla gestione del verde urbano locale e da scarti agricoli, sfalci e potature, viene conferita al piazzale dedicato per lo stoccaggio temporaneo del materiale tal quale, situato in prossimità del deposito e dell'impianto di conversione energetica. L'impianto è alimentato integralmente con materiale residuo dalla gestione del verde locale e non richiede la coltivazione dedicata o l'acquisto di ulteriore biomassa. Viene infatti valorizzato lo scarto della gestione del verde per la produzione di compost, che precedentemente non trovava alcun utilizzo e veniva smaltito.

La biomassa, con caratteristiche eterogenee in termini di pezzatura, composizione e umidità, viene tritata/cippata, vagliata per eliminare eventuali corpi estranei, e infine accumulata nel deposito di stoccaggio. Esso è costituito da un capannone aperto all'interno del quale è assicurata una corretta ventilazione al fine di contrastare i fenomeni di fermentazione batterica all'interno dei cumuli. La biomassa conferita all'impianto è infatti tipicamente caratterizzata da elevata umidità e da una quota consistente di fogliame.

La biomassa viene accumulata in un silos in muratura della capacità lorda di 150 m<sup>3</sup>, con pavimento e pareti riscaldate grazie a parte dell'energia termica recuperata dal condensatore dell'unità cogenerativa, e da qui alimentata all'impianto. La linea di alimentazione è costituita da tre sezioni: un sistema a rastrelli situato sul fondo del silos, un trasportatore a catena e uno spintore che convoglia la biomassa all'interno della caldaia. Il sistema di alimentazione del combustibile è regolato in retroazione in base alla temperatura dell'acqua inviata al gruppo di generazione elettrica. Sono state eliminate coclee e valvole a stella, con il vantaggio di poter gestire in modo ottimale biomassa con pezzatura eterogenea in cui possono essere presenti pezzi di dimensioni elevate.

La caldaia ha una potenza nominale di 1.800.000 kcal/h (corrispondenti a 2.088 kW) per la produzione di acqua surriscaldata a circa 150°C e alla pressione di 5 bar. La caldaia ha un bruciatore meccanico a griglia mobile ed è a quattro giri di fumo. La struttura è costituita in acciaio speciale da 10÷12 mm e rivestimento in refrattario ad alto contenuto di allumina. Lo scambiatore di calore a tubi di fumo ha uno sviluppo orizzontale ed una geometria tale da massimizzare lo scambio termico e di conseguenza il rendimento complessivo della caldaia. La camera di combustione a griglia mobile modulante a gradini è composta da elementi in acciaio al nickel, che grazie ad uno spintore meccanico assicurano l'avanzamento controllato del combustibile sulla griglia. Sono presenti ventilatori per l'aria primaria, secondaria e terziaria completi di serrande manuali e motorizzate per la regolazione dell'aria di combustione.



La camera di combustione è stata sovradimensionata, in modo da garantire una combustione caratterizzata da elevati tempi di permanenza, una migliore decantazione delle polveri e temperature di esercizio comprese tra 850°C e 1200°C.

L'acqua surriscaldata viene utilizzata per alimentare il gruppo di generazione elettrica, due puffer (a circa 80 °C) e la rete di teleriscaldamento (temperature di mandata e di ritorno di progetto rispettivamente pari a circa 83 °C e 68 °C).

Il gruppo di generazione elettrica è costituito da due moduli ORC (Organic Rankine Cycle, ciclo Rankine con fluido organico) da 125 kW<sub>el</sub> lordi ciascuno, alimentati con acqua a temperatura superiore a 120°C per una potenza in ingresso di circa 850 kW<sub>th</sub> cadauno. L'utilizzo del fluido organico anziché del vapor d'acqua permette di utilizzare il calore disponibile a temperatura più bassa. La tecnologia dell'unità ORC installata prevede l'utilizzo di un particolare modulo di potenza integrato. I vantaggi che ne derivano sono molteplici: una maggiore efficienza, l'assenza di riduttori di giri e guarnizioni, la presenza di cuscinetti magnetici senza contatto con conseguente assenza di sistemi di lubrificazione, e inoltre la possibilità di operare a carichi e velocità variabili senza significative diminuzioni del rendimento. Un sistema composto da raddrizzatori e inverter permette di trasformare l'energia elettrica prodotta dal generatore a recupero ad alta frequenza in elettricità adatta ad essere immessa in rete, senza la necessità di ricorrere ad un riduttore di giri.

Una parte del calore di recupero dal condensatore delle unità di cogenerazione (disponibile a circa 30°C) viene utilizzato per essiccare e preriscaldare il combustibile in ingresso in modo da ottimizzare la combustione e innalzare il rendimento dell'impianto. La parte rimanente viene smaltita grazie a due torri evaporative installate all'esterno. Ognuna delle torri ha una potenza nominale di 650 kW termici nelle condizioni di aria esterna a 29°C. Il tiraggio indotto è garantito dalla presenza di un ventilatore di potenza nominale 15 kW, la portata di acqua di spruzzamento è pari a 130 m<sup>3</sup>/h, e il consumo di acqua pari a 2 m<sup>3</sup>/h. L'acqua è distribuita da tubazioni in acciaio zincato protette da sistema anti-corrosione e da ugelli spruzzatori non intasabili.

L'energia elettrica prodotta, al netto dei consumi degli ausiliari di centrale, viene immessa in rete usufruendo della tariffa omnicomprensiva per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

La linea di trattamento fumi è composta da un sistema a multiciclone e da due filtri a maniche, che permettono di contenere le emissioni a valori tipicamente inferiori a 5 mg/Nm<sup>3</sup> per le polveri totali, 200 mg/Nm<sup>3</sup> per gli ossidi di azoto e 80 mg/Nm<sup>3</sup> per il monossido di carbonio (misurate con 11% di O<sub>2</sub>). L'impianto è completato da un sistema di raccolta delle ceneri sottogriglia (ceneri pesanti) e da un sistema di raccolta delle polveri dai sistemi di trattamento fumi (ceneri leggere), equipaggiati con nastri trasportatori stagni e valvole anti-riflusso a clapet per garantire la raccolta delle ceneri in appositi container stagni. Le ceneri pesanti e le ceneri leggere vengono conferite in discarica come rifiuti speciali non pericolosi.



L'impianto è a servizio di una piccola rete di teleriscaldamento che ha uno sviluppo di circa 650 metri. Le utenze servite sono di circa 50.000 metri cubi, di cui una parte di uffici e saloni aziendali e alcune utenze residenziali situate in prossimità dell'impianto. In futuro è previsto un ulteriore ampliamento della rete di teleriscaldamento e delle utenze servite.

In Figura 5 sono rappresentati i flussi energetici medi annui, distinguendo tra energia elettrica e termica prodotte.

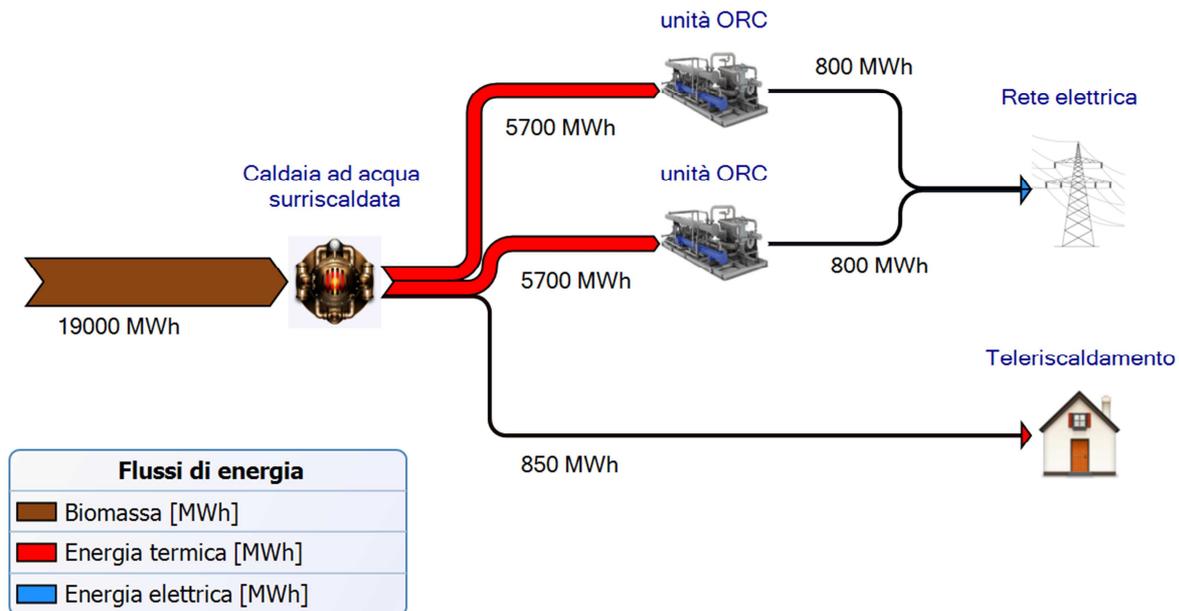


Figura 5. Flussi energetici (valori medi annui) - caso studio A

### 9.3 Dati tecnici e di funzionamento

I principali dati tecnici dei componenti dell'impianto e i dati di funzionamento sono riassunti in *Tabella 1* e in *Tabella 15*.

Si riportano di seguito alcune considerazioni relative ai dati di esercizio medi per i primi due anni di funzionamento dell'impianto. I dati relativi al secondo anno di esercizio non sono completi e pertanto si è deciso di utilizzare dei valori medi per tutti i dati assunti nel presente studio.

Il consumo globale di biomassa dell'impianto è di circa 9.000 tonnellate annue. L'energia elettrica prodotta dai due gruppi di cogenerazione è di poco inferiore a 2.000 MWh/a e l'energia netta immessa in rete di circa 1.600 MWh/a, con un consumo degli ausiliari di impianto pari quindi al



20% dell'energia prodotta dalle unità di cogenerazione. L'energia termica consegnata alle utenze del teleriscaldamento è di 840 MWh/a.

L'impianto a biomassa ha sostituito presso le utenze residenziali un impianto centralizzato a gasolio, consentendo un risparmio medio annuale di gasolio per la produzione di calore di circa 140.000 litri. L'impianto permette di risparmiare annualmente l'emissione di 1250 tonnellate di anidride carbonica.

Rispetto a sistemi di cogenerazione a ORC di taglia più grande il calore disponibile al condensatore è fornito a temperature più basse (inferiori ai 40°C), per cui può essere utilizzato solo in parte per essiccare e pre-riscaldare il combustibile. L'energia termica venduta all'utenza (eventualmente incrementabile a seguito di ampliamenti della rete) è invece ottenuta con uno scambiatore alimentato dall'acqua surriscaldata prodotta dalla caldaia e accumulata in un puffer.

*Tabella 14 – Dati tecnici caldaia – caso studio A*

caratteristiche	caldaia a griglia mobile per la combustione di cippato e residui di legno con scambiatore di calore a tubi di fumo per la produzione di acqua surriscaldata	
fluido termovettore	acqua surriscaldata	
temperatura nominale fluido termovettore	°C	150
pressione nominale	bar	5
potenza resa	kW	2.088
potenza al focolare	kW	2.443
temperatura massima fluido termovettore	°C	175
pressione massima	bar	8
portata fumi @ 200°C	m <sup>3</sup> /h	11.461
dimensioni	m	9,2 x 4,0 x 6,0

*Tabella 15 – Dati tecnici modulo ORC – caso studio A*

caratteristiche	unità di cogenerazione a ciclo Rankine con fluido organico	
potenza elettrica lorda	kW	125
potenza termica richiesta	kW	890
tipo di fluido		HFC 245-fa



portata interna	kg/s	3,93
pressione in turbina	bar	19,3
dimensioni	m	2,8 x 1,1 x 2,0

#### 9.4 Valutazioni economiche

Sono state effettuate alcune analisi economiche a partire dai dati relativi ai costi di investimento e di esercizio dell'impianto, i cui risultati sono riportati in *Tabella 16*.

Il caso esaminato (indicato come *esistente A*) corrisponde al funzionamento reale dell'impianto, analizzato con le ipotesi descritte in seguito.

Esso è confrontato, con le stesse ipotesi di funzionamento e di produzione, con il caso in cui siano applicate le nuove tariffe incentivanti in vigore da gennaio 2013 (indicato come *caso A-1*) e con il caso in cui non si abbiano incentivi (indicato come *caso A-2*).

I parametri che sono stati utilizzati per l'analisi economica sono costituiti dai principali costi di investimento, dai ricavi annui e dai costi di manutenzione e del combustibile.

Nei costi di investimento si sono considerati i costi di acquisto e di installazione della caldaia (comprensivi dei vari componenti della centrale termica, tra cui il sistema di alimentazione e la linea di trattamento fumi), dei gruppi ORC (comprensivi degli accessori e delle torri evaporative) e gli altri oneri riconducibili alle opere edili necessarie, alla posa della rete e agli oneri di progettazione, amministrativi, etc.

Per il bilancio annuo si sono considerati il prezzo di ritiro della biomassa, i costi di trattamento della stessa, i costi di manutenzione e di smaltimento delle ceneri, i ricavi ottenuti dalla vendita del calore e dell'energia elettrica e il contributo dei certificati bianchi previsti per l'esercizio dell'impianto. Alcuni costi sono stati stimati a partire da dati forniti dal proprietario dell'impianto.

L'analisi economica ha tenuto conto esclusivamente dei parametri sopra descritti e indicati in *Tabella 16*, escludendo le voci di costo non note o determinabili con insufficiente grado di precisione.

Il valore del tempo di ritorno dell'investimento è pertanto puramente indicativo, ed è stato inserito solamente per poter effettuare un confronto tra i diversi casi, non avendo la precisione necessaria per uno studio di fattibilità.

*Tabella 16 – Valutazioni economiche – caso studio A*

		ESISTENTE A	CASO A-1	CASO A-2
<b>CARATTERISTICHE IMPIANTO</b>			<b>nuovo incentivo</b>	<b>senza incentivi</b>



Tipologia di impianto		caldaia + ORC	caldaia + ORC	caldaia + ORC
Potenza elettrica nominale	kW	250	250	250
Potenza termica caldaia	kW	2.088	2.088	2.088
Potenza in ingresso	kW	2.443	2.443	2.443
Potenza massima disponibile per TLR	kW	2.088	2.088	2.088
<b>CARATTERISTICHE DI ESERCIZIO</b>				
ore di funzionamento cogeneratore	h	8.000	8.000	8.000
consumo annuo di biomassa	t/a	9.000	9.000	9.000
potere calorifico inferiore	MWh/t	2,1	2,1	2,1
frazione di ceneri	%	4%	4%	4%
produzione di ceneri	t/a	360	360	360
Energia elettrica prodotta	MWh	2.000	2.000	2.000
Energia elettrica immessa in rete	MWh	1.600	1.600	1.600
Energia termica venduta	MWh	840	840	840
certificati bianchi	tep	72	72	72
<b>ANALISI ECONOMICA</b>				
Costo totale di investimento	€	2.325.000	2.325.000	2.325.000
- caldaia	€	700.000	700.000	700.000
- gruppo di cogenerazione	€	525.000	525.000	525.000
- altri oneri (opere civili, rete, varie)	€	1.100.000	1.100.000	1.100.000
Costo acquisto biomassa	€/t	-30	-30	-30
Costo trattamento biomassa	€/t	25	25	25
Costo smaltimento ceneri	€/t	130	130	130
Prezzo di vendita energia elettrica	€/MWh	280	180	75
Prezzo di vendita calore	€/MWh	70	70	70
Certificati bianchi	€/tep	95	95	95
Bilancio annuo	€	417.063	273.063	121.863
- costo totale biomassa	€	-45.000	-45.000	-45.000
- costo smaltimento ceneri	€	46.800	46.800	46.800
- costi manutenzione e vari	€	50.000	50.000	50.000
- ricavi vendita energia elettrica	€	403.200	259.200	108.000
- ricavi vendita energia termica	€	58.800	58.800	58.800
- ricavi da certificati bianchi	€	6.863	6.863	6.863
Tempo di ritorno dell'investimento	anni	5,6	8,5	19,1

L'applicazione analizzata è fortemente avvantaggiata dalla possibilità di utilizzare combustibile di scarto, per cui viene corrisposto al gestore un onere di smaltimento. Con lo sviluppo ulteriore della rete di teleriscaldamento è possibile prevedere un aumento dei ricavi legati alla vendita di calore, a fronte di ulteriori spese di allacciamento ed eventualmente di posa della rete. Data la configurazione dell'impianto, per sopperire ad una richiesta eccessiva di calore potrebbe rendersi necessaria in alcune fasi una riduzione del carico delle unità di cogenerazione.

Si osserva inoltre come la presenza di incentivi sia determinante nel risultato economico e porti a ridurre il tempo di ritorno dell'investimento fino ad oltre la metà a seconda del sistema di incentivazione.



Il nuovo sistema di incentivazione sarebbe penalizzante per l'impianto in esame in quanto le tariffe sono state generalmente diminuite e le caratteristiche dell'impianto non permettono di usufruire del bonus legato alla cogenerazione, in quanto l'energia termica recuperata è utilizzata all'interno del processo di produzione dell'energia elettrica e non è pertanto considerabile come calore utile.

## 10 Caso studio B

### 10.1 Inquadramento generale

L'impianto analizzato (impianto Pellerei AGO Energia di Cossato realizzato chiavi in mano da AGO Energia s.r.l. e condotto e mantenuto da AGO Energia s.r.l.) è costituito da una caldaia a vapore che alimenta una turbina a ciclo Rankine a vapore d'acqua che produce in cogenerazione energia elettrica ed energia termica a servizio di una rete di teleriscaldamento al momento non ancora realizzata. L'impianto ha una potenza termica installata di 14 MW ed una potenza elettrica di 3 MW ed è alimentato da biomassa legnosa vergine. La potenza disponibile per il sistema di teleriscaldamento è di 7,2 MW.



Figura 6. Impianto Pellerei AGO Energia di Cossato

### 10.2 Descrizione dell'impianto e dell'utenza

L'impianto nel suo complesso è costituito dalle seguenti sezioni e componenti:

- a) piazzale dedicato per la raccolta della biomassa;



- b) piazzale di stoccaggio cippato;
- c) silos di alimentazione;
- d) linea di alimentazione alla caldaia;
- e) caldaia per la produzione di vapore;
- f) predisposizione per connessione a rete di teleriscaldamento;
- g) turbina a vapore;
- h) cabina elettrica di media tensione;
- i) torri evaporative;
- j) linea di trattamento fumi;
- k) linea di raccolta e stoccaggio ceneri.

La biomassa è costituita da legno vergine prevalentemente proveniente da attività di gestione forestale di boschi locali e da coltivazione dedicata di pioppi in short rotation forestry. Essa viene prevalentemente cippata in campo e successivamente conferita al piazzale esterno dell'impianto. Qui viene accumulata per poi essere trasportato al silos di alimentazione e da lì alimentato all'impianto. L'alimentazione della biomassa in camera di combustione avviene attraverso rastrelli. Il generatore di calore è costituito da una caldaia a recupero con scambiatore di calore a tubi d'acqua per la produzione di vapore a 40 bar. La caldaia ha una griglia mobile, adatta per la combustione di cippato con umidità tipicamente non superiore al 50%, e una camera di post-combustione con sviluppo verticale e ricircolo dei fumi.

La turbina a vapore è una turbina a condensazione con potenza elettrica nominale di 3 MW, che riceve vapore d'acqua a 40 bar e 450°C e lo espande fino a 0,12 bar. Nel caso di richiesta di calore per teleriscaldamento è previsto uno spillamento del vapore alle condizioni di 0,6 bar e 80°C, che può fornire fino a 12,5 t/h di vapore allo scambiatore di calore della rete. La velocità nominale di esercizio è di 7500 rpm e la portata di vapore in turbina è regolata da una valvola di regolazione.

La portata di fumi in condizioni nominali di esercizio è di circa 30.000 m<sup>3</sup>/h. La linea di trattamento fumi è composta da un filtro a multiclone e da un precipitatore elettrostatico, che permettono di contenere le emissioni a valori inferiori a 10 mg/Nm<sup>3</sup> per le polveri totali. Mentre i valori di 200 mg/Nm<sup>3</sup> per gli ossidi di azoto e 100 mg/Nm<sup>3</sup> per il monossido di carbonio (misurate con 11% di O<sub>2</sub>) sono garantiti da una corretta combustione.

Attualmente l'impianto opera in assetto full-electric, in quanto non è ancora stato completato l'iter di approvazione per la realizzazione della rete di teleriscaldamento.

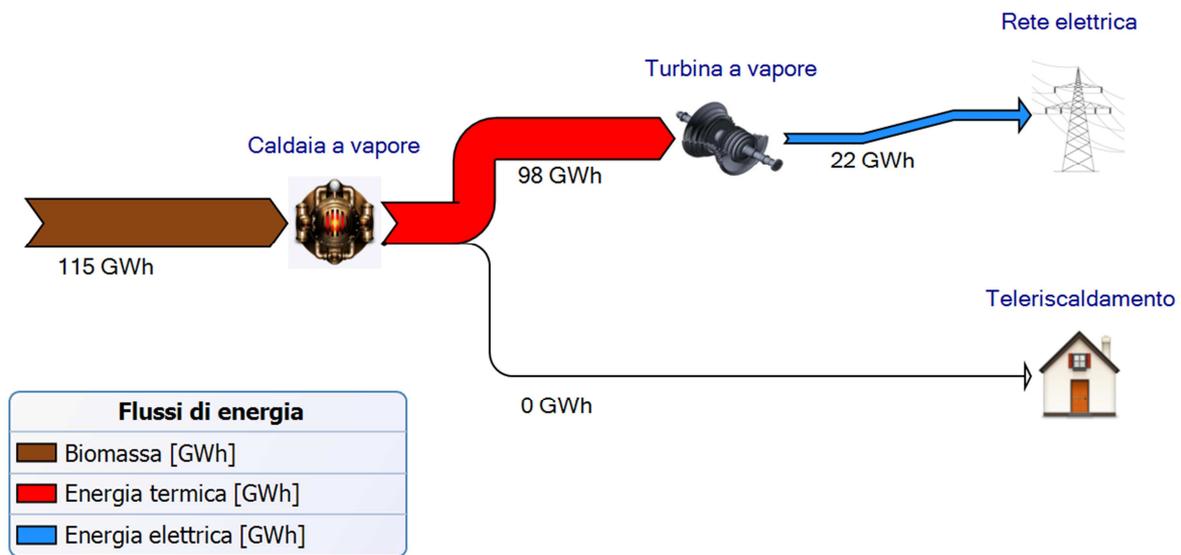


Figura 7. Flussi energetici (valori medi annui) – caso studio B

### 10.3 Dati tecnici e di funzionamento

I principali dati tecnici dei componenti dell'impianto e i dati di funzionamento sono riassunti in *Tabella 17* e in *Tabella 18*.

*Tabella 17 – Dati tecnici caldaia – caso studio B*

caratteristiche	caldaia a griglia mobile per la combustione di cippato di legno con scambiatore di calore a tubi d'acqua per la produzione di vapore d'acqua	
Tipo fluido	vapore	
Temperatura fluido	°C	450
Pressione massima	bar	40
Portata di vapore	t/h	15
Potenza resa	kW	12.100
Potenza al focolare	kW	14.093
Consumo orario di biomassa (M40)	kg/h	4.867
Efficienza	-	85,6%



Portata fumi al camino in condizioni di progetto	Nm <sup>3</sup> /h	30.000
Portata fumi massima di progetto	m <sup>3</sup> /h	70.000

Tabella 18 – Dati tecnici turbina a vapore – caso studio B

		Full Electric	CHP
Potenza elettrica lorda nominale	kW	3.050	2.600
Potenza termica in cogenerazione fornita all'utenza	kW		6.420
Efficienza della turbina		88,8%	83,0%
Efficienza elettrica		22,2%	18,4%
Efficienza termica		-	45,6%
Efficienza globale		22,2%	64,0%

I dati operativi dell'impianto per l'ultimo anno di esercizio (2012) si riferiscono al funzionamento dell'impianto per 8.135 ore. Il consumo di biomassa è stato pari a circa 38.900 tonnellate, corrispondenti ad una produzione elettrica lorda di 24.812 MWh. A fronte di un consumo degli ausiliari di centrale di circa il 10%, l'energia immessa in rete è stata di poco superiore a 22.200 MWh.

#### 10.4 Valutazioni economiche

Sono state effettuate alcune analisi economiche a partire dai dati relativi ai costi di investimento e di esercizio dell'impianto. Il caso esistente (indicato come *esistente B*) è stato confrontato con l'ipotesi di allacciamento al teleriscaldamento prevista nel progetto (*caso B-1*) e al caso di allacciamento al teleriscaldamento senza la presenza di incentivi (*caso B-2*). Le principali ipotesi e i risultati dell'analisi sono riportati in *Tabella 19*.

Come per il caso A, i parametri che sono stati utilizzati per l'analisi economica sono costituiti dai principali costi di investimento, dai ricavi annui e dai costi di manutenzione e del combustibile.

Nei costi di investimento si sono considerati i costi di acquisto e di installazione della caldaia a vapore e dei componenti ad essa correlati (sistema di alimentazione, linea di trattamento fumi, etc.), della turbina a vapore (comprensivi degli accessori e delle torri evaporative) e gli altri oneri riconducibili alle opere edili necessarie, alla linea di trattamento fumi e agli oneri di progettazione, amministrativi, etc.



Per il bilancio annuo si sono considerati il prezzo di acquisto della biomassa, i costi di trattamento della stessa, i costi di manutenzione e di smaltimento delle ceneri, i ricavi ottenuti dalla vendita dell'energia elettrica e il contributo dei certificati verdi per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile. Alcuni costi sono stati stimati a partire da dati forniti dal proprietario dell'impianto.

L'analisi economica ha tenuto conto esclusivamente dei parametri sopra descritti e indicati in *Tabella 19*, escludendo le voci di costo non note o determinabili con insufficiente grado di precisione.

Il valore i tempo di ritorno dell'investimento è pertanto puramente indicativo, ed è stato inserito solamente per poter effettuare un confronto tra i diversi casi, non avendo la precisione necessaria per uno studio di fattibilità.

*Tabella 19 – Valutazioni economiche – caso studio B*

		<b>ESISTENTE B</b>	<b>CASO B-1</b>	<b>CASO B-2</b>
<b>CARATTERISTICHE IMPIANTO</b>			<b>allaccio TLR</b>	<b>no incentivi</b>
Tipologia di impianto		caldaia + TV	caldaia + TV	caldaia + TV
Potenza elettrica nominale	kW	3.050	3.050	3.050
Potenza elettrica in cogenerazione	kW	2.600	2.600	2.600
Potenza termica caldaia	kW	12.100	12.100	12.100
Potenza in ingresso	kW	14.093	14.093	14.093
Potenza disponibile per TLR	kW	7.200	7.200	7.200
<b>CARATTERISTICHE DI ESERCIZIO</b>				
ore di funzionamento cogeneratore	h	8.135	8.135	8.135
consumo annuo di biomassa	t/a	38.900	38.900	38.900
potere calorifico inferiore	MWh/t	2,9	2,9	2,9
frazione di ceneri	%	3%	3%	3%
produzione di ceneri	t/a	1.167	1.167	1.167
Energia elettrica prodotta	MWh	24.812	23.912	24.812
Energia elettrica immessa in rete	MWh	22.231	21.425	22.231
Energia termica venduta	MWh	0	12.600	12.600
<b>DATI ECONOMICI</b>				
Costo totale di investimento	€	13.250.000	14.750.000	14.750.000
- caldaia	€	4.400.000	4.400.000	4.400.000
- gruppo di cogenerazione	€	1.850.000	1.850.000	1.850.000
- altri oneri (opere civili, varie)	€	7.000.000	8.500.000	8.500.000
Costo acquisto biomassa	€/t	25	25	25
Costo trattamento biomassa	€/t	15	15	15
Costo smaltimento ceneri	€/t	60	60	60



Prezzo di vendita energia elettrica	€/MWh	75	75	75
Certificati verdi	€/MWh	90	90	0
Prezzo di vendita calore	€/MWh	0	100	100
Bilancio annuo	€	2.179.479	3.297.999	1.206.421
- costo totale biomassa	€	1.556.000	1.556.000	1.556.000
- costo smaltimento ceneri	€	70.020	70.020	70.020
- costi manutenzione e vari	€	94.908	94.908	94.908
- ricavi vendita energia elettrica	€	1.667.350	1.606.870	1.667.350
- ricavi vendita energia termica	€	0	1.260.000	1.260.000
- ricavi da certificati verdi	€	2.233.058	2.152.058	0
previsione del tempo di ritorno dell'investimento <sup>8</sup>	anni	6,1	4,5	12,2

Si osserva come anche in questo caso i due fattori più importanti nella determinazione della sostenibilità economica dell'impianto siano la presenza di incentivi sulla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e la possibilità di utilizzare il calore ottenibile da cogenerazione. La possibilità di recuperare il calore attualmente disperso in ambiente dalla turbina porterebbe ad un aumento del bilancio di esercizio annuo di circa il 65%, con evidenti vantaggi economici rispetto al caso attuale.

Rispetto al caso precedente (caso studio A) si osserva come l'entità dell'incentivo sia inferiore (a causa della taglia dell'impianto), ma questo effetto è compensato dall'aumento di rendimento della turbina a vapore rispetto all'unità ORC. Inoltre i costi della biomassa sono maggiori ma la qualità della stessa è notevolmente superiore in termini di umidità e conseguentemente di potere calorifico.

---

<sup>8</sup> valore indicativo



## 11 Caso studio c)

### 11.1 Inquadramento generale

Come terzo caso studio è considerato il caso di un impianto costituito da un teleriscaldamento alimentato con il calore prodotto da caldaie a biomassa in cui viene inserito un cogeneratore ORC di 1 MW elettrico (cfr. Noussan M., Cerino Abdin G., Roberto R., Poggio A., “Simulation of a district heating system with biomass-fired chp and heat storage system”, *MICROGEN III International Conference, Naples, April 2013*).

L’analisi è stata effettuata secondo le ipotesi di esercizio indicate di seguito e sulla base di una simulazione oraria del carico richiesto dall’utenza, delle prestazioni dell’unità di cogenerazione e dell’accumulo termico ad essa accoppiato.

### 11.2 Descrizione dell’impianto e dell’utenza

Il sistema di teleriscaldamento esistente è a servizio di un comune di circa 15.000 abitanti. La rete ha uno sviluppo di circa 12 km, e alimenta circa 500.000 m<sup>3</sup> di edifici, principalmente residenziali. Le temperature di esercizio sono di 85°C per la mandata e 60°C per il ritorno, e la pressione massima di esercizio nella rete è pari a 7 bar.

La centrale termica è costituita da due caldaie a cippato a griglia mobile della potenza nominale di 5 MW l’una e da una caldaia di soccorso alimentata a gas naturale da 3,5 MW. Il cippato viene stoccato in un’area coperta della capacità di 2.400 m<sup>3</sup>, e alimentato alla caldaia tramite rastrelli. L’energia termica che viene mediamente prodotta nel corso dell’anno è di circa 17 GWh, ottenuta con un consumo di biomassa di circa 9.500 tonnellate annue.

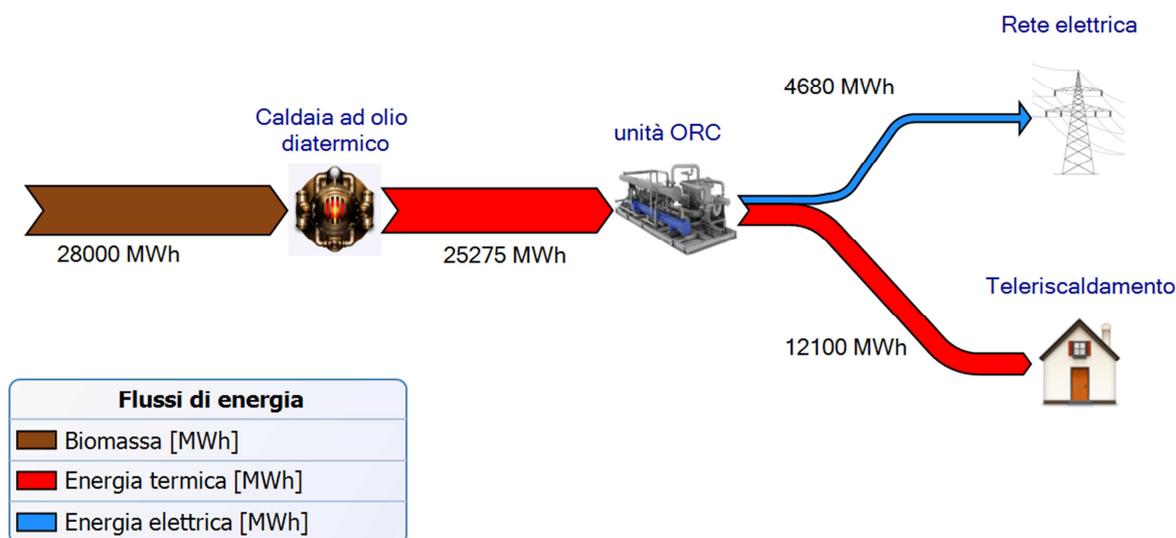


Figura 8. Flussi energetici (valori medi annui) – caso studio C

### 11.3 Dati tecnici

Le caratteristiche tecniche nominali dell’impianto considerato nello studio condotto sono riportate nella tabella seguente.

Tabella 20 – Dati tecnici impianto – caso studio C

Potenza elettrica nominale ORC (netta)	kW	1.000
Potenza termica nominale ORC	kW	4.290
Potenza nominale caldaia a olio diatermico	kW	5.400
Potenza al focolare caldaia	kW	6.000
Rendimento elettrico ORC	-	18%
Rendimento termico ORC	-	79%
Rendimento globale ORC	-	97%
Rendimento caldaia a olio diatermico	-	90%
Capacità accumulo termico	m <sup>3</sup>	285

### 11.4 Dati di funzionamento

I dati di funzionamento sono stati stimati sulla base dei dati attuali di esercizio del sistema di teleriscaldamento esistente nelle ultime stagioni. I dati relativi alle nuove sezioni di impianto sono stati invece considerati in base alle caratteristiche tecniche dei componenti disponibili sul



mercato. Nel caso in esame è stato ipotizzato il funzionamento del gruppo ORC solo nella stagione di riscaldamento per poter utilizzare almeno in parte l'energia termica disponibile dalla turbina.

La simulazione del funzionamento dell'impianto cogenerativo è stata calcolata con intervallo orario con i dati relativi al diagramma di carico attuale del sistema di teleriscaldamento. I principali dati di esercizio relativi all'unità di cogenerazione sono riportati in tabella.

*Tabella 21 – Dati di esercizio annui – caso studio C*

Ore di funzionamento annuo	h	4.680
Fabbisogno termico del sistema TLR	MWh	17.500
Quota di fabbisogno fornita da ORC	MWh	14.150
- di cui diretta	MWh	12.800
- di cui da accumulo termico	MWh	1.350
Consumo di biomassa (solo ORC)	t	9.360
Potere calorifico	MWh/t	3
Produzione di ceneri (solo ORC)	t	187

### **11.5 Valutazioni economiche**

In questo caso studio vengono proposti due scenari alternativi: il caso di funzionamento dell'ORC solo durante la stagione di riscaldamento (caso C-1) e il funzionamento continuativo per 8.000 ore annue con dissipazione del calore durante la stagione estiva (caso C-2). In entrambi i casi sono state utilizzate le tariffe incentivanti in vigore da gennaio 2013. Per il caso C-1 il valore della tariffa è ottenuto dalla media tra il valore base per l'energia prodotta non in cogenerazione ( $PES < 0$ ) e il valore comprensivo di bonus CHP per l'energia prodotta in cogenerazione ( $PES > 0$ ). I risultati delle analisi sono riportati in *Tabella 22*.

Anche in questo caso i principali parametri che sono stati utilizzati per l'analisi economica sono i costi di investimento, i ricavi annui e i costi di manutenzione e del combustibile.

Nei costi di investimento si sono considerati solamente i costi relativi all'installazione del gruppo ORC e del serbatoio di accumulo, in quanto le strutture edili e la rete sono già esistenti. Gli oneri di progettazione e installazione sono già stati inclusi nelle relative quote.

Per il bilancio annuo si sono considerati il prezzo di acquisto della biomassa, i costi di manutenzione e di smaltimento delle ceneri, i ricavi ottenuti dalla vendita dell'energia elettrica e i ricavi relativi alla vendita dell'energia elettrica nel sistema di teleriscaldamento esistente.



L'analisi economica ha tenuto conto esclusivamente dei parametri sopra descritti e indicati in *Tabella 22*, escludendo le voci di costo non note o determinabili con insufficiente grado di precisione.

Il valore i tempo di ritorno dell'investimento è pertanto puramente indicativo, ed è stato inserito solamente per poter effettuare un confronto tra i diversi casi, non avendo la precisione necessaria per uno studio di fattibilità.

*Tabella 22 – Valutazioni economiche – caso studio C*

		CASO C-1	CASO C-2
<b>CARATTERISTICHE IMPIANTO</b>			<b>8000 h/anno</b>
Tipologia di impianto		caldaia + ORC	caldaia + ORC
Potenza elettrica nominale netta	kW	1.000	1.000
Potenza termica caldaia	kW	5.400	5.400
Potenza in ingresso	kW	6.000	6.000
Potenza disponibile per TLR	kW	4.290	4.290
<b>CARATTERISTICHE DI ESERCIZIO</b>			
ore di funzionamento cogeneratore	h	4.680	8.000
consumo annuo di biomassa	t/a	9.360	16.000
potere calorifico inferiore	MWh/t	3,0	3,0
frazione di ceneri	%	2%	2%
produzione di ceneri	t/a	187	320
Energia elettrica immessa in rete	MWh	4.680	8.000
Energia termica venduta	MWh	12.800	12.800
<b>DATI ECONOMICI</b>			
Costo totale di investimento	€	7.350.000	7.350.000
- caldaia e gruppo ORC (tutto incluso)	€	6.550.000	6.550.000
- accumulo termico (tutto incluso)	€	800.000	800.000
Costo acquisto biomassa	€/t	60	60
Costo smaltimento ceneri	€/t	100	100
Prezzo di vendita energia elettrica	€/MWh	220	203
Prezzo di vendita calore	€/MWh	90	90
Bilancio annuo	€	1.509.084	1.629.600
- costo totale biomassa	€	561.600	960.000
- costo smaltimento ceneri	€	18.720	32.000
- costi manutenzione e vari	€	92.196	157.600
- ricavi vendita energia elettrica	€	1.029.600	1.627.200
- ricavi vendita energia termica	€	1.152.000	1.152.000



previsione del tempo di ritorno dell'investimento <sup>9</sup>	anni	4,9	4,5
--	------	-----	-----

L'inserimento di un gruppo di cogenerazione a biomassa in un sistema esistente permette di evitare alcune componenti di costo che sarebbero altrimenti necessarie (tra cui la principale è la posa della rete). Tuttavia occorre valutare accuratamente la taglia dello stesso, di modo da poterla ottimizzare in funzione dei fabbisogni del sistema.

Si osserva come l'esercizio continuativo per tutto l'anno sia economicamente più vantaggioso anche con il nuovo regime di incentivazione nonostante la grande quantità di energia termica dissipata e il conseguente abbassamento di rendimento globale. La ragione di questo effetto risiede nel valore dell'incentivo per la produzione di energia elettrica da biomasse, che continua ad essere superiore al costo della biomassa anche in caso di sola produzione elettrica senza cogenerazione.

---

<sup>9</sup> valori indicativi



## Considerazioni conclusive

I tre casi studio analizzati sono rappresentativi delle tipologie attualmente più diffuse di impianti di cogenerazione a biomassa legnosa di piccola e media taglia.

La tecnologia ORC è generalmente diffusa per potenze inferiori ad 1 MW, in quanto risulta più competitiva rispetto alle turbine a vapore, che hanno costi di down-scaling più elevati. Inoltre la presenza della tariffa incentivante compensa l'effetto del rendimento generalmente più basso rispetto ad impianti di taglia maggiore.

Le variabili che influiscono sul ritorno economico dell'investimento sono molteplici: costo di investimento dell'impianto, costo e qualità della biomassa disponibile, possibilità di valorizzazione del calore cogenerato, tariffe incentivanti sulla produzione di energia elettrica, costi di manutenzione dell'impianto. Ogni singolo impianto deve essere pertanto valutato attentamente in ragione delle sue peculiarità, in quanto alcuni aspetti possono pesare significativamente nel bilancio globale.

Nel secondo caso analizzato, ad esempio, l'impossibilità di vendere il calore utilizzato ad una rete di teleriscaldamento (come previsto nel progetto iniziale) ha portato inevitabilmente ad un aumento significativo dei tempi di ritorno dell'investimento, venendo a mancare una quota di ricavi generalmente significativa per un impianto di cogenerazione a biomasse.

Si osserva come la formulazione attuale del sistema incentivante permetta interessanti tempi di ritorno anche nel caso di sola generazione elettrica, penalizzando l'ottimizzazione delle prestazioni energetiche. Si sottolinea tuttavia come la progettazione e l'esercizio di un impianto non debba attenersi solamente a considerazioni tipo economico, ma che la corretta gestione delle risorse energetiche disponibili e la tutela dell'ambiente debbano guidare le scelte di gestione.