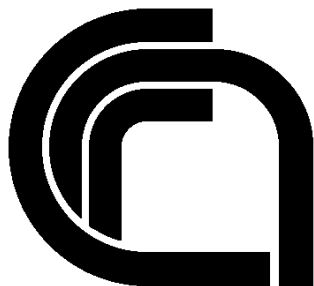


Agenzia Regionale per l'Energia della Liguria
A.R.E. Liguria S.p.A.



Consiglio Nazionale delle Ricerche

**ISTITUTO DI CHIMICA FISICA APPLICATA
DEI MATERIALI (ICFAM) - Genova**

Tecnologie Energetiche da Combustione



Gruppo di lavoro:

Ing. Piergiulio Avanzini

ICFAM – CNR

Ing. Matteo Brandani

Agenzia Regionale per l'Energia della Liguria – A.R.E. Liguria S.p.A.

INDICE

INTRODUZIONE	1
1. PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA AD ALTA ENTALPIA	2
1.1. I combustibili disponibili	2
1.1.1. Il gas naturale	2
1.1.2. Il carbone	3
1.1.3. L'olio combustibile	4
1.1.4. Le Biomasse	5
1.1.5. La termovalorizzazione dei rifiuti	7
1.2. Le tecnologie disponibili	9
1.2.1. Il gas naturale	9
1.2.1.1. Generazione di energia elettrica	9
1.2.1.2. Cogenerazione centralizzata (elettricità e calore in grandi impianti centralizzati)	11
1.2.2. Il carbone	13
1.2.2.1. Generazione di energia elettrica	13
1.2.2.2. Cogenerazione centralizzata	16
1.2.3. La biomassa	17
1.2.3.1. Generazione di energia elettrica	17
1.2.3.2. Cogenerazione concentrata	19
1.2.4. La termovalorizzazione dei rifiuti	19
1.2.4.1. Generazione di energia elettrica	19
2. PRODUZIONE O VALORIZZAZIONE DI ENERGIA TERMICA A BASSA ENTALPIA	22
2.1. I combustibili	22
2.1.1. Il gas naturale	22
2.1.2. Il carbone	22
2.1.3. Le biomasse	22
2.1.4. La termovalorizzazione dei rifiuti	22
2.1.5. La sorgente oceanotermica	23

2.2.	Le tecnologie	24
2.2.1.	Il gas naturale	24
2.2.2.	Il carbone	25
2.2.3.	La biomassa	26
2.2.4.	La termovalorizzazione dei rifiuti	27
2.2.5.	Pompaggio di calore	27
3.	RAFFRONTI ECONOMICO-AMBIENTALI	29
4.	CONCLUSIONI	36
4.1.	Sorgenti energetiche	36
4.2.	Tecnologie per la produzione di elettricità ed elettricità + calore	37
4.2.1.	Produzione concentrata	37
4.2.2.	Produzione distribuita	38
4.3.	Tecnologie di produzione e/o trasporto di calore per usi domestici ed industriali	38
Allegato 0 :	Acronimi impiegati	39
Allegato A :	Cicli combinati a gas naturale	40
Allegato B :	Celle a combustibile	42
Allegato C :	Caldaie a polverino di carbone	47
Allegato D :	Caldaie a letto fluido	49
Allegato E :	Cicli combinati con gassificatore integrato	51
Allegato F :	Cicli combinati a combustione esterna	53
Allegato G :	Gassificazione delle biomasse vegetali	55
Allegato H :	Sistemi cogenerativi per produzione elettrica e teleriscaldamento	57
Allegato I :	Pompa di calore oceanotermica	
Allegato J :	Processi di produzione elettrica dall'incenerimento di rifiuti	58
Allegato K :	Tabelle di conversione delle unità di misura	60

Introduzione

Il contenuto del presente documento costituisce una base per la stesura del Documento di Politica energetica relativamente all'analisi delle tecnologie energetiche derivanti da combustione, che possono essere impiegate sul territorio della regione individuandone anche i prevedibili sviluppi nel breve termine.

Sono presi in considerazione due impieghi, per quanto riguarda l'utilizzo delle tecnologie energetiche da combustione:

1. La produzione di energia termica ad alta entalpia (per la sua trasformazione in energia elettrica o per la cogenerazione di energia elettrica e calore)
2. La valorizzazione di energia termica a bassa entalpia (per la produzione e distribuzione di calore)

La scelta delle tecnologie che sono descritte è basata sulle indicazioni applicative fornite dall'Agenzia Regionale dell'Energia, per cui l'analisi è limitata ad alcune taglie di potenza per le singole applicazioni.

Le tecnologie riportate sono quelle che rispondono alle seguenti caratteristiche:

- a) disponibilità commerciale attuale o nel breve termine
- b) minimo impatto socio-ambientale
- c) competitività produttiva
- d) potenziale utilizzo di risorse locali

L'analisi delle tecnologie adeguate è preceduta da considerazioni di carattere generale sull'impiego e le conseguenze ambientali dei vari tipi di combustibile utilizzabili.

1. PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA AD ALTA ENTALPIA

1.1. I COMBUSTIBILI DISPONIBILI

Le infrastrutture (portuali, stradali, ferroviarie, reti di distribuzione) presenti in Liguria rendono disponibili su questo territorio, in maniera abbastanza estensiva, l'uso di qualunque tipo di combustibile fossile per la produzione d'energia elettrica e/o calore (gas naturale, carbone, olio combustibile e suoi derivati); inoltre la conformazione del territorio con la presenza di un ingente patrimonio boschivo e le concentrazioni abitative che associano intense attività umane, forniscono una discreta disponibilità di combustibili non convenzionali quali biomasse e rifiuti urbani. È presente in maniera importante nella regione la disponibilità di altre fonti energetiche rinnovabili quali quella solare, eolica ed idraulica che non sono oggetto di questa analisi.

Altra disponibilità energetica importante è quella oceanotermica (il calore immagazzinato stagionalmente nel mare prospiciente la costa); il suo utilizzo è collegato in maniera indiretta a processi di combustione per produzione d'energia elettrica o di calore per cui essa è presa in considerazione in questa relazione.

Le considerazioni sui combustibili si riferiscono essenzialmente al loro impatto in termini di rilascio di effluenti pericolosi che hanno effetto sia locale che generalizzato sul clima (GWP: Global Warming Potential).

Nei paragrafi seguenti sono riportate unità di misura e loro multipli che si riferiscono al sistema internazionale ed in qualche caso unità più comunemente utilizzate da fornitori o utilizzatori di tecnologie energetiche. L'allegato K riporta le tabelle di conversione tra queste unità.

1.1.1. Il gas naturale

Il gas naturale, costituito per la quasi totalità da metano, affluisce alla regione Liguria tramite i metanodotti della rete nazionale con origine nell'Europa dell'Est, nel Nord Africa e nel Nord Europa. Esiste anche un impianto portuale che permette l'arrivo di gas naturale liquefatto mediante navi metaniere con il relativo sistema di rigassificazione. L'impianto, situato a Panigaglia, nel comune di Portovenere (SP), è attualmente attivo e l'importazione avviene soprattutto dall'Algeria.

Dal punto di vista ambientale, la combustione del gas naturale è quella che produce la minor quantità di gas ad effetto serra. La produzione di CO₂ a seguito di combustione è pari a 49,9 kg per GJ di energia termica prodotta. Le tecniche di realizzazione dei bruciatori e dei combustori impiegati nei sistemi a gas naturale permettono anche di limitare in maniera sensibile le emissioni di ossidi di azoto (NO_x), che hanno influenze nocive a livello locale, mantenendone il valore, nei sistemi centralizzati per la produzione di energia elettrica o cogenerazione, entro le 25 ppm.

Per contro è fortemente impattante sull'ambiente la fase incombusta. Il metano, infatti, ha un potenziale di riscaldamento globale (GWP: Global Warming Potential) pari a 21 con riferimento al CO₂ = 1. Ciò significa che se, nella gestione completa del ciclo del combustibile, dalla sua estrazione, alla distribuzione ed alla utilizzazione, si perde una frazione α di combustibile, rilasciandolo all'atmosfera, l'effetto indotto sul Global Warming sarà equivalente a $49,9(1 + 21\alpha)$ kg di CO₂ equivalenti per GJ termico prodotto. Questo effetto riveste particolare rilevanza se ci si riferisce non tanto ai sistemi per la produzione di energia elettrica che utilizzano tecnologie abbastanza raffinate da rendere trascurabile l'emissione di metano incombusto, quanto piuttosto all'impiego del gas naturale per gli usi domestici (compreso il riscaldamento edilizio) che è realizzato con un insieme eterogeneo di tecnologie per cui il controllo delle emissioni incombuste è di difficile gestione. A livello regionale, si deve confidare sulla efficacia della gestione e della manutenzione dei sistemi di distribuzione del gas, attuati dalle società di distribuzione, così come di quelli del suo trattamento e trasformazione, attuato dalla SNAM, al terminale marittimo di Panigaglia.

Altra sorgente importante di metano incombusto sono le discariche di rifiuti urbani.

Dal punto di vista economico, il gas naturale ha, attualmente, un costo alla distribuzione, al netto delle imposte nazionali e locali, che oscilla attorno ai 4 € per GJ (termico).

1.1.2. Il carbone

Il carbone è una sorgente energetica relativamente abbondante a livello planetario e con una disponibilità geografica abbastanza differenziata. Il suo utilizzo in maniera efficace ed ambientalmente accettabile richiede tecnologie raffinate e, in parte, ancora in fase di sviluppo.

La produzione specifica di CO₂ da combustione del carbone è, in media, attorno a 84,8 kg/kJ pari a circa 1,7 volte quella prodotta dalla combustione del gas naturale. Per questo motivo, per la produzione di energia elettrica, dal punto di vista ambientale, a questo combustibile sono preferiti il gas naturale e l'olio combustibile. Dal punto di vista del ciclo del combustibile, tuttavia, il carbone allo stato incombusto è meno ambientalmente impattante di quanto non lo sia il gas, trattandosi di materiale minerale inerte, e di quanto non lo sia l'olio combustibile, soggetto al rischio di sversamenti durante il trasporto. Bisogna, tuttavia, rilevare che una limitata emissione di metano è sempre presente nei processi di estrazione del carbone. Per quanto riguarda il trasporto e la distribuzione, il carbone non pone rischi ambientali paragonabili a quelli dell'olio combustibile e del metano, se si escludono effetti derivanti dalla polverosità conseguente alla sua manipolazione. Le tecnologie attuali per il controllo della diffusione delle polveri sono, tuttavia, adeguate.

Altra considerazione importante riguarda i rendimenti con cui viene prodotta energia elettrica partendo dalla sorgente carbone. Essi sono, allo stato attuale, del 30% inferiori a quelli conseguiti nelle centrali a gas a ciclo combinato, per cui l'emissione di anidride carbonica da combustione, a parità di energia elettrica prodotta, rispetto all'uso del gas naturale (trascurando gli effetti delle perdite del ciclo del combustibile) è circa 2,2 volte superiore.

Altro elemento ad impatto non trascurabile derivante dalla combustione del carbone è la produzione di ossidi di zolfo (SO_x). Negli impianti convenzionali il controllo delle emissioni di SO_x è attuato mediante l'adozione di desolforatori sul percorso dei fumi di scarico delle centrali (FGD: Flue Gas Desulphurator) che permettono di rispettare i limiti di emissione imposti ma penalizzano il rendimento complessivo di centrale. I sistemi a carbone di nuova generazione (a gassificatore o a letto fluido) permettono di superare il problema della desolforazione e promettono rendimenti più vicini a quelli degli impianti a gas a ciclo combinato ma i costi di realizzazione sono, allo stato attuale, piuttosto elevati.

Altro aspetto da considerare è la produzione di ceneri che richiedono processi di smaltimento che vanno ad incidere sul costo di produzione elettrica.

Dal punto di vista economico, il carbone è, relativamente al gas, notevolmente meno costoso, assestandosi il prezzo attorno a 1€ per GJ (termico).

1.1.3. L'olio combustibile

L'olio combustibile, nelle sue varie forme, non è preso in considerazione, in questa analisi, come combustibile adeguato alla realtà territoriale ligure per quanto concerne la produzione di energia elettrica e/o calore.

Va ricordata, a questo proposito, la estrema rischiosità che comporta il suo trasporto, specialmente via mare. L'impatto ambientale, in termini di rischio nel trasporto, è notevole e la Regione Liguria ne ha già, in passato, esperito gli effetti. La sua insostituibilità di fatto nel sistema dei trasporti, ne rende inevitabile l'impiego, la trasformazione e la gestione nell'ambito del territorio regionale.

1.1.4. Le Biomasse

La biomassa è considerata un'energia rinnovabile anche se viene combusta per produrre energia. Il motivo di ciò è che essa ha origine dalla fotosintesi clorofilliana di acqua e CO₂ che da luogo a carboidrati vegetali. Questi carboidrati, se usati come combustibili producono di nuovo CO₂ che può rinnovare il ciclo della fotosintesi. A livello globale, quindi, l'utilizzo di biomasse vegetali per produzione d'energia riduce il ricorso ad altri combustibili riducendo la quantità globale di anidride carbonica emessa all'atmosfera.

La biomassa si può presentare in diverse forme a seconda che si tratti di scarti di lavorazioni agricole o industriali (paglia, triturato di arbusti, cippati di legna, scarti di produzioni alimentari). L'attenzione di questa analisi sarà concentrata sui prodotti ricavati dalla pulizia del sottobosco.

L'impiego delle biomasse vegetali per uso energetico è considerato, come detto, rinnovabile ma richiede alcune considerazioni aggiuntive; infatti, si deve tenere conto del fatto che per tenere in equilibrio il processo non devono essere ridotte, in termini assoluti, le estensioni vegetate. Una riduzione di queste, attuata per produrre energia attraverso la loro combustione, creerebbe un disequilibrio pericoloso e il processo potrebbe divergere rapidamente con danni ambientali importanti. Inoltre alcuni negano che l'uso della biomassa possa essere considerato ecologico in quanto ritengono che con la sua combustione si rimetta in atmosfera anidride carbonica che era già stata catturata attraverso la fotosintesi. Questa osservazione non si applica alla biomassa oggetto dell'interesse della presente analisi e, cioè, la biomassa vegetale derivata dalla pulizia dei sottoboschi liguri. In questo caso, infatti, esistono buoni motivi per il suo utilizzo per scopi energetici. Primo tra tutti è che la pulizia del sottobosco diminuisce il rischio di incendi boschivi. L'incendio boschivo, oltre ad introdurre anidride carbonica nell'ambiente, porta alla perdita di piante di grosso fusto che sono le principali immagazzinatrici di lungo termine del carbonio sottratto all'atmosfera. In secondo luogo, la non pulizia del sottobosco produce, per effetto dei processi di decadimento biologico delle biomasse vegetali, l'emissione di ingenti quantità di gas, costituiti principalmente da metano, i cui effetti sul cambiamento globale di clima sono già stati descritti. In terzo luogo l'accumulo nel terreno di carboidrati ossidati riduce la capacità fotosintetica delle piante di alto fusto ivi insediate riducendo l'efficienza di queste nella cattura della CO₂ atmosferica.

La composizione della biomassa varia a seconda delle tipologie ma, mediamente, essa è costituita, a secco, dal 25% di fibre lignee e dal 75% di carboidrati. L'emissione specifica di CO₂ dipende dalla composizione chimico-fisica e si attesta tra 50 e 70 kg/GJ.

Un importante utilizzo delle biomasse è, oltre alla combustione per produrre energia, la loro trasformazione in biocombustibili sia in forma liquida (alcol, etanolo) utilizzabili nei trasporti, che in forma gassosa (gas di sintesi) utilizzabile nei processi domestici ed industriali. L'abbondanza di biomasse di origine forestale sul territorio ligure rende questo tipo di combustibile interessante per alcune applicazioni. L'uso della biomassa per generazione di energia elettrica e/o calore risulta interessante quando:

- a) vi è disponibilità di biomassa che non viene altrimenti utilizzata
- b) la biomassa ha un contenuto energetico accettabile
- c) i costi di raccolta, trasporto e preparazione della biomassa per l'impianto di generazione non sono proibitivi.
- d) L'impianto di generazione abbia caratteristiche di flessibilità operativa che ne rendano economica la gestione anche in presenza di discontinuità di disponibilità del combustibile.

Le caratteristiche geomorfologiche del territorio ligure consigliano di concentrare l'attenzione sulle biomasse di origine forestale e su dimensione di impianti di trasformazione tale da renderne economica la raccolta ed il trasporto in zone limitrofe all'impianto. L'asperità montuosa dei territori boschivi limita la zona di competenza della raccolta relativa a ciascun impianto ad un raggio operativo nel quale sia possibile il trasporto con mezzi agricoli per cui la dimensione d'impianto deve essere limitata a pochi MW termici. L'utilizzo del calore prodotto dalla biomassa, in questo contesto è prevalentemente di tipo termico piuttosto che di tipo elettrico. A seconda della tecnologia utilizzata può essere impiegato direttamente il calore per il riscaldamento di edifici e/o attività economiche attigue o, nel caso di produzione di gas, per distribuire combustibile alle frazioni abitative localizzate nella zona.

Sotto queste condizioni la tipologia di biomassa da prendere in considerazione nella presente analisi è costituita da trucioli di legname proveniente dal sottobosco. Le caratteristiche medie di questo materiale sono le seguenti:

- a) densità a valle del trattamento di truciolaggio: 400 – 600 kg/mc
- b) potere calorifico inferiore (LHV): 12.600 kJ/kg
- c) umidità contenuta : 30 – 60%

La biomassa di questo tipo si presta sia per la combustione diretta che per la gassificazione essendo, quest'ultimo processo, notevolmente più accettabile, dal punto di vista ambientale, per le minori emissioni che ne conseguono.

Il tipo di emissione dipende dalla qualità e dalle caratteristiche delle biomasse d'origine, per quanto riguarda la combustione diretta. Per quanto riguarda la gassificazione, il prodotto del processo è un gas ricco di idrogeno ed ossido di carbonio che può essere usato come vettore energetico gassoso con problematiche ambientali simili a quelle relative al gas naturale (con l'esclusione dell'effetto sul GWP derivante dal metano). Un ulteriore sottoprodotto dei processi di gassificazione è il TAR (catrame denso) che può essere classificato come un combustibile solido povero con un suo, anche seppur limitato, valore commerciale.

L'economicità dell'uso della biomassa come combustibile non può essere giudicata in senso generale. L'utilità del suo impiego è determinata da condizioni locali che vanno valutate di volta in volta. Il costo della biomassa dipende dal sistema di raccolta, dal trasporto e dal processo di pretrattamento richiesto. Gli estremi, per quanto riguarda la biomassa di origine forestale, si situano nell'intervallo 2 – 8 €/GJ

1.1.5. La termovalorizzazione dei rifiuti

I rifiuti, specialmente i rifiuti urbani, possono essere considerati una risorsa per quanto riguarda il loro utilizzo energetico anche se l'economicità di questo utilizzo va dimostrata caso per caso. È certo, però, che dal punto di vista ambientale, la termodistruzione dei rifiuti urbani è notevolmente meno impattante dell'accumulo in discarica.

Ciò è dovuto essenzialmente al rilascio dei gas ad alto GWP che si producono nello stoccaggio rispetto alla anidride carbonica prodotta dalla combustione di una pari quantità di rifiuto a parità di composizione media. Il ragionamento è valido sia a monte che a valle di una eventuale raccolta differenziata ma assume tanto maggiore valore quanto più alto è il residuo organico finale presente nel rifiuto.

I dati ANPA del 1990 affermano che in Liguria, il sistema di trattamento e smaltimento rifiuti emette all'atmosfera 187.000 ton di CO₂ (per l'incenerimento) e circa 50.000 ton di metano (dovute allo stoccaggio in discarica). Ciò corrisponde ad un GWP 5-6 volte più importante per le discariche rispetto a quello degli inceneritori. I principali svantaggi e criticità della termodistruzione si possono così riassumere:

- a) necessità di una gestione impiantistica
- b) controllo degli effluenti gassosi
- c) smaltimento dei rifiuti solidi residui della termodistruzione.

I rifiuti gassosi, che vanno abbattuti per farli rientrare nei limiti concessi all'emissione, sono costituiti essenzialmente da CO, NO_x, HCl, HF, SO_x e vari tipi di idrocarburi clorurati come clorobenzeni, clorofenoli e diossine. Questo spettro di prodotti fa capire quanto sia complesso il processo di trattamento degli effluenti da un inceneritore.

Il contenuto energetico medio dei rifiuti urbani varia da 8000 a 16000 kJ/kg a seconda che si tratti di rifiuto tal quale o frazione secca selezionata.

Attualmente sono disponibili tecnologie, anche se costose, per la produzione elettrica utilizzando il calore della termodistruzione, si deve però tenere presente che il costo del combustibile è nullo se non addirittura negativo.

Di interesse è anche l'utilizzo diretto del calore della termodistruzione per il teleriscaldamento o per l'attuazione di processi industriali. Il punto debole delle tecnologie di utilizzazione del calore della termodistruzione è costituito dalla bassa capacità di resistenza alla corrosione dei materiali dei generatori di vapore operanti con i fumi degli inceneritori.

Come detto, quando si adotti lo smaltimento in discarica si assiste ad una elevata produzione di gas (landfill gas) che è potenzialmente una risorsa energetica che può essere sfruttata e che, comunque, va distrutta, in quanto il suo rilascio può costituire un danno ambientale notevole in termini di GWP. In molte discariche i gas prodotti vengono bruciati in torcia. Sono disponibili alcuni esempi di utilizzo dei landfill gas per produrre energia elettrica attraverso speciali macchine diesel e, tra breve, con sistemi a celle a combustibile.

Al momento si stanno affacciando tecnologie nuove per quanto riguarda la termovalorizzazione dei rifiuti, non basate sulla termodistruzione ma su processi alternativi quali la gassificazione e la pirolisi. Queste tecnologie, tuttavia, sono ancora lontane dalla commercializzazione.

1.2. LE TECNOLOGIE DISPONIBILI

Nel seguito sono analizzate in dettaglio le tecnologie ritenute le più adeguate al loro impiego sul territorio regionale in base alle risorse su di esso presenti, sia in termini di disponibilità di combustibili che in termini di capacità produttiva di impianti. Per quanto riguarda i sistemi di generazione d'energia, la presenza in Liguria di possessori di tecnologie, anche sofisticate e di altissimo livello, è massiccia e copre, in termini di prodotto, gran parte della potenziale domanda locale (vedere tab. 5)

1.2.1. Il gas naturale

1.2.1.1. *Generazione di energia elettrica*

Cicli combinati (NGCC)

La tecnologia attuale rende disponibile, per la produzione elettrica partendo dalla combustione di gas naturale, *i cicli combinati (NGCC: Natural Gas Combined Cycle)*.

Il ciclo combinato è costituito da un sottosistema a monte costituito da una turbina a gas e da un sottosistema a valle che genera vapore utilizzando i gas caldi di scarico del turbogas per attuare un'ulteriore produzione elettrica mediante un ciclo vapore abbastanza convenzionale.

Una descrizione più dettagliata del principio di funzionamento del ciclo combinato a gas è riportata nell'allegato A.

I moderni sistemi NGCC sono semplici per quanto riguarda la loro realizzazione e gestione, hanno un limitato costo di installazione e sono compatti ed affidabili. I successi conseguiti nello sviluppo delle turbine a gas nell'ultimo decennio hanno portato ad ottenere rendimenti complessivi, per quanto riguarda la produzione di energia elettrica, inimmaginabili fino a poco tempo fa. Gli attuali cicli combinati di grandi dimensioni (taglie attorno a 400 MWe) forniscono rendimenti superiori al 54% e disponibilità d'impianto superiori al 90%. I costi di installazione di questi impianti sono attorno ai 600 € per kWe. Il costo netto di produzione dell'energia, ai prezzi attuali del gas naturale, è intorno a 0,04 € per kWh.

In prospettiva, si intravede all'orizzonte (nell'arco di due tre anni) l'introduzione sul mercato di cicli combinati con rendimento 60%. Oltre questi miglioramenti, è difficile immaginare ulteriori recuperi di efficienza essendo, ormai, ai limiti delle possibilità termodinamiche.

Sono interessanti anche i progressi compiuti recentemente in termini di emissioni di NOx. I valori che attualmente garantiscono i costruttori sono < 25 ppm mentre l'obiettivo a breve termine è il cosiddetto "one digit" cioè 9 ppm.

Del tutto sconsigliabile è l'utilizzo del gas naturale, se non in condizioni d'emergenza, per la combustione in caldaia semplice a ciclo di Rankine (ciclo vapore classico) in quanto i rendimenti che si raggiungono con questi sistemi sono molto bassi. Anche utilizzando cicli USC (caldaie ultra supercritiche) l'efficienza non risulta superare il 48%.

La tab. 6 riporta di dati principali relativi a cicli combinati attualmente operanti dimensionati sulla taglia attorno a 70 MWe e 400 MWe.

In base alla disponibilità del mercato dei fornitori d'impianti ed alle prestazioni verificate si può valutare che siano comunemente commercialmente disponibili impianti solo con caratteristiche operative non inferiori a quelle sotto riportate:

1. Impianti NGCC di taglia ≤ 70 MWe: rendimento effettivo non inferiore al 50%, emissioni di NOx non superiori a 25ppm
2. Impianti NGCC di taglia circa 400 MWe: rendimento effettivo non inferiore al 54%, emissioni di NOx non superiori a 25 ppm.

Cicli combinati con le taglie di cui sopra vengono prodotti e forniti dall'industria locale (Ansaldo Energia).

Celle a Combustibile (FC)

Una tecnologia emergente che potrà risultare disponibile a breve termine è quella delle *Celle a Combustibile (FC: fuel cell)*.

Le celle a combustibile, sviluppate originariamente per applicazioni su veicoli spaziali e funzionanti originariamente con idrogeno ed ossigeno, si sono evolute e sono in grado, oggi, di funzionare con gas naturale ed aria. Esse convertono elettrochimicamente il potenziale chimico del combustibile e del comburente in energia elettrica evitando processi di combustione.

Una più dettagliata descrizione dei sistemi a celle a combustibile è riportata in Allegato B.

Esistono già sul mercato impianti di produzione di energia elettrica per impieghi localmente specifici che utilizzano fuel cell a bassa temperatura (PAFC: Phosphoric Acid Fuel Cell), con taglie che vanno da 25 kW a qualche MW che operano con rendimenti attorno al 40%. I costi d'impianto sono notevolmente elevati.

A breve termine saranno sul mercato impianti a celle a combustibile di nuova generazione, funzionanti ad alta temperatura del tipo a carbonati fusi o ad ossidi solidi (MCFC: Molten carbonate Fuel Cell o SOFC: Solid oxide fuel cell) con rendimenti elettrici superiori al 50% e possibilità di cogenerazione di energia elettrica e calore. Il gas naturale, in tutti gli impianti a fuel cell deve essere trattato in un processo di “reforming” cioè di trasformazione in idrogeno e CO. Questo processo richiede la sua combustione parziale.

In termini di emissioni, le fuel cell di nuova generazione, si limitano ad acqua calda ed anidride carbonica nelle quantità consistenti con il rendimento elettrico complessivo. L’anidride carbonica viene prodotta in maniera concentrata e si può prestare a processi economici di sequestrazione.

Sia le MCFC che le SOFC si prestano ad essere utilizzate in cicli ibridi con turbine a gas di piccola taglia.

1.2.1.2. Cogenerazione centralizzata (elettricità e calore in grandi impianti centralizzati)

Centrali Policombustibili

L’uso estensivo della cogenerazione utilizzando come sorgente il gas naturale è un processo che può portare a notevoli risparmi energetici ed a forti benefici ambientali nella regione Liguria. Si è già detto come risulti irrazionale l’utilizzo diretto del gas naturale per produrre calore a bassa temperatura per impieghi nel riscaldamento edilizio o negli utilizzi industriali che necessitano di bassa entalpia. La valorizzazione del gas naturale per questi impieghi è ottenuta, a parità di gas combusto, utilizzando la parte ad alta entalpia dei gas di combustione per produrre energia elettrica e quella a bassa entalpia (gas di scarico) per fornire all’utenza la stessa quantità di calore (ma a temperatura più bassa) di quella che avrebbe utilizzato per la propria richiesta a bassa entalpia. In questo modo, bruciando la stessa quantità di combustibile, oltre ad ottenere il calore richiesto per attuare il processo a bassa temperatura, si ottiene, quasi come sottoprodotto, una produzione importante di energia elettrica.

I sistemi cogenerativi, cioè produzione elettrica e calore per impieghi diretti, sono costituiti da un sottoinsieme a monte consistente in un motore a combustione interna (*diesel o turbina a gas*) e da un sottoinsieme a valle che può essere un generatore di vapore od un impianto di produzione di acqua surriscaldata. In alternativa, si possono utilizzare direttamente i gas caldi di scarico alla macchina termica quando in un processo industriale.

I sistemi cogenerativi a gas di grandi dimensioni sono solitamente associati alle grandi centrali di produzione elettrica policombustibili, già predisposte per la produzione elettrica e calore. Un esempio è la centrale di Avedøre (DK) che produce in pari quantità elettricità e calore. In generale, tuttavia, poiché non conviene utilizzare il gas in centrali diverse dai cicli combinati, e questi vengono progettati per produrre soltanto elettricità, non risultano interessanti le tecnologie di cogenerazione a gas in impianti di grandi dimensioni.

Celle a Combustibile

Merita particolare attenzione la tecnologia emergente delle *Celle a Combustibile* ad alta temperatura la cui disponibilità sul mercato con indici di competitività accettabili è prevista nel breve termine (< 10 anni).

Gli effluenti caldi possono essere utilizzati per distribuire calore adatto a riscaldamento o processi industriali bottoming. La tecnologia è in fase di sviluppo. Anche se i sistemi a fuel cell sono pensati per generazione distribuita, sono allo studio (specialmente in Giappone) sistemi in cogenerazione della potenzialità di molte decine di MWe (Multimegawatt) che si prestano anche per applicazioni concentrate. Particolarmente interessante è la tecnologia a carbonati fusi (MCFC: Molten Carbonate Fuel Cell) che risulta la più vicina al mercato e si presta anche ad essere accoppiata a turbogas in cicli ibridi. I rendimenti elettrici attesi sono attorno al 60% e quelli cogenerativi superiori al 90%.

È anche interessante notare che questa tecnologia viene sviluppata dall'industria locale (Ansaldo Ricerche).

Allo stato attuale esistono alcuni impianti dimostrativi SOFC e MCFC di potenze fino a 500 kWe.

I costi d'impianto si aggirano attorno ai 6 - 8 k€/kWe e si prevede che scendano fino a 2 k€/kWe verso l'anno 2010.

1.2.2. Il carbone

1.2.2.1. *Generazione di energia elettrica*

Per quanto riguarda la tecnologia di produzione di energia elettrica attraverso la combustione del carbone, si ricorda che essa è ben consolidata essendo, originariamente, quella che ha fornito le prime forniture elettriche della storia. La tecnologia è andata via via evolvendosi verso tecniche sempre più efficienti e più pulite. Attualmente esiste una tecnologia ben consolidata ed affidabile che ha subito e subisce la concorrenza dei cicli combinati a gas naturale che, attualmente, risultano più efficienti, più facilmente gestibili ed a minor impatto ambientale. Sotto questa minaccia si sta assistendo ad un nuovo sviluppo della tecnologia di produzione elettrica dal carbone che, in parte ha già conseguito importanti risultati ed in parte ne promette di notevoli, a differenza della tecnologia del gas che ha conquistato gran parte degli spazi di sviluppo ancora disponibili.

Attualmente si parla di tecnologie del carbone pulito (CCT: Clean Coal Technologies) riferendosi a tutte quelle tecniche destinate a facilitare l'uso del carbone in maniera ambientalmente ed economicamente affidabile.

L'approccio basilico ad un uso più pulito del carbone è la riduzione di emissioni riducendo la formazione degli inquinanti come SO_x e NO_x oppure attraverso il trattamento di pulizia dei gas di combustione. Un approccio parallelo è lo sviluppo di sistemi a maggior rendimento in modo da dover utilizzare meno carbone a parità di produzione avendo, così meno effluenti, meno emissioni, maggior facilità di trattamento dei fumi e, soprattutto minor produzione di anidride carbonica. L'efficienza termica è conseguente anche al grado di qualità del carbone impiegato.

Caldaie a polverino con trattamento fumi a valle (PCC with FGD)

La tecnologia attualmente impiegata e più diffusa per produrre energia elettrica dal carbone è quella delle *caldaie a polverino di carbone*, ciclo vapore subcritico e sistema di desolfurazione sui fumi per la riduzione di SO_x (PCC with FGD: Pulverised Coal Combustion with Flue Gas Desulphurator)

Il rendimento di una centrale a polverino con desolfatore a ciclo di Rankine classico (vapore surriscaldato e risurriscaldato a 538°C, pressione 170 bar) è attorno al 35% a seconda del carbone utilizzato, malgrado i costi d'impianto notevolmente elevati, dovuti anche alla presenza dei sistemi di trattamento ed alimentazione del combustibile ed ai sistemi di trattamento dei fumi che incidono sul 2-3% in punti del rendimento, il costo di produzione elettrica risulta inferiore a quello degli NGCC.

I rilasci di CO₂, NO_x ed SO_x, pur rientrando nei limiti imposti da tutte le legislazioni, sono notevolmente superiori a quelli degli NGCC (900 contro 350 g di CO₂/kWh_{el}; 150 contro 40 mg/mc di NO_x; 100 mg di SO_x per Nm³ contro 0). I rilasci di particolato possono essere contrastati efficacemente da scrubbers o filtri a manica.

Già presente sul mercato è la nuova tecnologia PCC USC (Ultra Super Critical) with FGD. Si tratta della nuova generazione di caldaie a polverino con desolfatore utilizzanti cicli supercritici o ultrasupercritici (UCS) allo scopo principale di migliorare il rendimento. La temperatura del vapore giunge fino a 600°C e la pressione fino a 300 bar. A queste condizioni di funzionamento, malgrado la presenza del FGD si raggiungono rendimenti del 43%. L'emissione di CO₂ si riduce attorno a 800 g/kWh_{el} mantenendosi, gli altri tipi di effluenti, a valori invariati. I residui solidi consistono nell'80-90% di ceneri volatili con un basso contenuto di carbonio (intorno allo 0,5%).

La tecnologia PCC USC è disponibile per il mercato presso l'industria locale (Ansaldo Energia) ed una più dettagliata descrizione del sistema è riportata in allegato C.

Vi sono diverse tecnologie in corso di sviluppo che hanno l'obiettivo dell'utilizzo del carbone in modo ambientalmente competitivo con il gas naturale. Sono inquadrabili essenzialmente in tre tipologie, molte utilizzanti l'accoppiamento in ciclo combinato con le turbine a gas. In ordine di vicinanza al mercato esse sono: la combustione a letto fluido atmosferico e pressurizzato (AFBC e PFBC), il ciclo combinato a gassificazione integrata (IGCC) e, più lontano nel tempo, il ciclo combinato a combustione esterna (EFCC).

Combustione a letto fluido (FBC)

La *combustione a letto fluido*, nelle due versioni a letto fluido atmosferico ed a letto fluido pressurizzato, ha già superato la fase di dimostrazione ed è, in alcuni casi, presente sul mercato con impianti di produzione.

La *combustione a letto fluido atmosferico (AFBC)*, nelle due versioni a letto bollente ed a letto circolante, ha superato la fase di dimostrazione ed ha avuto una fase di insediamento sul mercato negli anni 90 ma rappresenta ancora solo il 2% della presenza mondiale. La combustione avviene a 800-900°C riducendo, quindi, all'origine la produzione di NO_x. La produzione di SO_x è prevenuta iniettando dei sorbenti (calcare o dolomite) nel letto fluido. I progetti di AFBC sono tagliati sul tipo di carbone usato tenendo conto delle quantità di ceneri e della loro proprietà.

Una descrizione più dettagliata dei sistemi per la combustione del carbone a letto fluido è riportata in allegato D.

Le taglie di questi tipi di impianto sono raggruppate attorno a 250-260 MWe. Alcune unità più moderne sono di 300 MWe ed esistono progetti per 600 MWe. Esiste anche una buona casistica di impieghi da parte di produttori privati in taglie da 50-100 MWe. Il punto debole di questa tecnologia è il rendimento che nelle taglie 100-200 MWe è 3 o 4 punti percentuali inferiore rispetto ai PCC l'utilizzo di questa tecnologia è stimolato dalla possibilità di co-combustione con altri combustibili solidi e, in qualche caso, residui.

La *combustione a letto fluido pressurizzato (PFBC)* realizza un vero e proprio ciclo combinato utilizzando i gas caldi in uscita dal processo direttamente in turbine a gas appositamente modificate. Anche in questo caso le basse temperature di combustione (800-900°C) e l'iniezione di sorbenti limitano gli effluenti inquinanti. Il rapporto di potenza generata tra ciclo vapore e turbogas è 80-20.

Attualmente esistono alcune realizzazioni dimostrative su di una taglia di 80 MWe ma esistono già realizzazioni commerciali con taglia fino a 360 MWe. Il rendimento medio è attorno al 40% ma attraverso l'uso di cicli a vapore supercritici si ritiene di poter giungere al 45%. Il problema principale di questi impianti è rappresentato dal costo d'installazione che è circa doppio rispetto ad un PCC USC. Ci si attende una riduzione dei costi a seguito degli sviluppi in corso di attuazione.

Cicli combinati con gassificazione integrata (IGCC)

I *cicli combinati a gassificazione integrata (IGCC)* usano un ciclo combinato in cui le turbine a gas utilizzano un gas di sintesi proveniente dalla gassificazione del carbone ottenuta da un gassificatore integrato nell'impianto. La gassificazione avviene in difetto d'aria ed il prodotto è un gas ricco in CO e H₂. La produzione di NO_x, che è nulla nel processo di gassificazione, avviene durante la combustione in turbina. Le emissioni di questo inquinante sono paragonabili, in quantità, a quelle di un NGCC. Impurità di H₂S presenti nel syngas (gas di sintesi) possono essere facilmente rimosse. Gli IGCC si prestano per applicazioni su taglie medio-grandi. Vi sono, attualmente, in funzione alcuni impianti dimostrativi con taglie attorno a 250 MWe. L'unità più grande (Puertollano) è 350 MWe. I rendimenti riscontrati sono attorno al 40% ma ci si attendono rendimenti fino al 45%.

Anche in questo tipo di impianti il costo di installazione è molto elevato (2 – 2,5 volte quello di un PCC UCS) con speranza di riduzione nel medio termine.

L'allegato E descrive in maggior dettaglio il principio di funzionamento dei cicli combinati a gassificatore integrato.

Cicli combinati a combustione esterna (EFCC)

I *cicli combinati a combustione esterna* (EFCC) sono cicli combinati con turbine a gas la cui camera di combustione è sostituita con uno scambiatore di calore realizzato in materiale refrattario (ceramico) che riceve calore dai gas di combustione del carbone. Il ciclo turbogas è un ciclo rigenerato perché l'aria calda di scarico turbina viene utilizzata come comburente preriscaldato nel combustore a carbone. Il sistema, con FGD a valle, promette rendimenti attorno al 50% e si presta per applicazioni anche su piccole taglie. È attualmente nella fase di ricerca ed alcune realizzazioni dimostrative non hanno fornito buoni risultati essenzialmente a causa della messa a punto dello scambiatore ceramico la risoluzione richiede ancora notevole R&D.

L'allegato F fornisce una descrizione più dettagliata di questa tecnologia.

1.2.2.2. Cogenerazione centralizzata

La cogenerazione partendo da grandi impianti a carbone coinvolge l'uso di turbine a vapore progettate appositamente non solo per azionare il generatore elettrico ma anche per produrre vapore o acqua surriscaldata. La metodologia viene impiegata proficuamente quando vi sia una domanda costante e continua di calore. La dimensione degli impianti a carbone indirizza queste applicazioni essenzialmente verso impieghi per teleriscaldamento urbano o processi industriali di dimensioni ragguardevoli localizzati in prossimità della centrale.

La tecnologia a maggior sofisticazione è quella della turbina a vapore che deve essere dotata di sistemi di estrazione vapore in vari stadi ed a pressioni differenti in maniera da permettere un esercizio flessibile. La caldaia, invece, non si differenzia da quella di un normale sistema a carbone per la produzione elettrica e può consistere sia in un PCC che in un (AoP)FBC.

Gli impianti di cogenerazione di grande taglia, alimentati sia a gas che a carbone, contribuiscono meno del 10% alla domanda di energia termica dei paesi industrializzati malgrado il grande vantaggio derivante dall'efficienza che producono.

Caldaie a carbone (PCC)

Esistono realizzazioni di sistemi avanzati di cogenerazione a carbone anche se è di gran lunga preferito, dalle utilities, cogenerare partendo dal gas naturale.

Un esempio di uso cogenerativo di una centrale UCS è rappresentato dalla centrale di Avedøre (DK) che fornisce 570 MWe + 570 MJ/sec di calore, con un rendimento cogenerativo superiore al 90%, ma trattasi di una centrale policombustibile che impiega principalmente il gas e, solo marginalmente, il carbone.

Letti Fluidi Pressurizzati (PFBC)

Esistono due esempi di applicazioni con PFBC: la centrale di Värtan (S) 135 MWe + 224 MJ/sec e quella di Cottbus (D) 70 MWe + 220 MJ/sec entrambi con un rendimento cogenerativo attorno al 90%.

1.2.3. La biomassa

La biomassa vegetale da sottobosco, abbondante nella regione Liguria, si presta all'applicazione di due tipi di tecnologie per produzione energetica: la combustione diretta e la gassificazione. Meno interessante è la produzione di biocombustibili liquidi che sono ottenibili con un certo grado di economicità, attraverso produzioni agricole specializzate.

Nell'esame delle tecnologie adeguate di utilizzo delle biomasse ci si limiterà a sistemi con potenzialità termica massima attorno ai 5 – 6 MW che è la taglia che rende economica la raccolta della produzione vegetativa spontanea nella zona circostante l'impianto di produzione in un territorio con la tipologia di quello ligure.

Il potere calorifero inferiore della biomassa è funzione del contenuto di umidità. La biomassa secca ha un contenuto energetico attorno a 12600 kJ/kg che si riduce a 8500 in presenza di umidità al 60%.

1.2.3.1. *Generazione di energia elettrica*

Combustione diretta

Per quanto riguarda la *combustione diretta*, sono disponibili sul mercato caldaie fino a potenzialità di 3 – 4 MW termici in grado di bruciare combustibile solido (biomassa forestale umida fino a scarti di lavorazione del legno) con contenuti di umidità fino al 100% in peso sul secco. La biomassa, per poter alimentare la caldaia deve passare attraverso un processo di triturazione grossolana. In genere queste caldaie producono acqua calda a 95°C, acqua surriscaldata a 150 °C e 5 bar o vapore saturo a 12 bar. In quest'ultima configurazione è possibile accoppiare al

sistema una piccola turbina a vapore saturo per produrre energia elettrica anche se l'utilizzo più immediato di questi sistemi è per l'impiego del calore per teleriscaldamento o per processi industriali. La taglia di produzione elettrica collegata a questi tipi di impianto è attorno ad 1 MWe.

La combustione diretta della biomassa per la produzione elettrica ha senso ove vi sia disponibilità continua di combustibile, per esempio, accoppiando questo tipo di produzione a grandi impianti per la lavorazione del legno che producono trucioli e scarti a basso costo e con buona disponibilità e continuità. Inoltre la produzione elettrica ha economicamente senso se diminuiscono i costi di smaltimento degli scarti di lavorazione. Il costo d'impianto di un sistema di produzione elettrica da combustione diretta di biomassa attorno a 1 MWe è valutabile in 1,5 - 2 k€/kWe ed il rendimento dell'impianto è attorno al 30% massimo. La produzione di elettricità da combustione diretta della biomassa risulta competitiva in termini di costo se il costo del combustibile trattato è inferiore a 2 €/GJ(th).

Gassificazione

Sono in fase di immissione e, parzialmente, già presenti sul mercato *gassificatori di biomassa* con taglie prossime a quelle di interesse di questa analisi. Tipicamente, accettano biomasse pretritate con umidità fino al 60%.

L'allegato G fornisce informazioni di dettaglio sul funzionamento di un gassificatore di biomassa.

Il gassificatore produce un gas ricco in idrogeno ed ossido di carbonio che viene purificato e filtrato in modo da renderlo adatto ad alimentare un motore diesel (gassificatori atmosferici) o una piccola turbina a gas (gassificatori pressurizzati). La composizione del syngas prodotto si situa attorno alla seguente: CO=18-24%, H₂ = 15-22%, CO₂ = 10-14%, CH₄ = 1-4%, N₂ ≈ 45% (% sul volume). Il potere calorifico inferiore del syngas è anch'esso funzione del contenuto in termini di umidità relativa e vale circa 5000 kJ/kg (circa 5500 kJ/m³) al 15% di umidità relativa. La produzione di gas è di circa 2 mc di gas per kg di biomassa in ingresso. Il rendimento elettrico nei sistemi con motore diesel è attorno al 20%. Il processo di gassificazione, come già detto, comporta anche degli effluenti solidi che si presentano sotto forma catramosa (TAR) che possiedono un, seppur limitato, valore commerciale.

I costi di produzione elettrica da biomasse sono molto elevati rispetto alla produzione realizzata con i grandi cicli combinati o con i grandi impianti a carbone essenzialmente a causa dei costi di installazione che si aggirano attorno ai 4 k€/kWe. Questo valore, associato alla disponibilità stagionale di biomassa locale che limita il fattore di carico di questo tipo di impianti, fa incidere il costo di investimento attorno a 3 c€/kWh cioè vicino al kWh prodotto con i grandi cicli combinati o nelle centrali a carbone. Se si considera anche l'incidenza del costo di operazione e manutenzione risulta che per divenire conveniente tutto il processo il

costo della biomassa deve essere molto basso. La produzione elettrica per questa via e con questo tipo di impianti ha senso solamente se comporta un beneficio sociale più ampio quale quello derivante dalla manutenzione e dalla salvaguardia boschiva.

La tecnologia di gassificazione della biomassa vegetale sarà commercialmente disponibile anche per fornitura da parte dell'industria locale (Ansaldo Ricerche) nel breve termine (1 – 2 anni).

1.2.3.2. Cogenerazione concentrata

Combustione diretta e gassificazione

La dimensione di questi impianti è tale per cui la cogenerazione concentrata, con le tecnologie attuali, non può essere presa in considerazione. In alternativa ha senso la produzione e distribuzione di calore senza produzione elettrica.

Celle a combustibile

Le celle a combustibile, in particolare le MCFC risultano adatte ad utilizzare il gas di sintesi proveniente dalla gassificazione della biomassa, così come quello proveniente dalla gassificazione del carbone in quanto l'ossido di carbonio CO è un combustibile per questo tipo di celle. La tecnologia è in fase di sperimentazione e potrebbe essere disponibile nell'arco di 5 – 8 anni.

1.2.4. La termovalorizzazione dei rifiuti

1.2.4.1. Generazione di energia elettrica

Termodistruzione

Gli impianti di termodistruzione dei rifiuti solidi urbani forniscono una quantità di calore tale da poter sia essere utilizzata per l'attuazione di processi industriali che per la produzione di energia elettrica.

Una descrizione più dettagliata del modo di funzionare di un sistema di termodistruzione RSU con generazione elettrica è riportata in Allegato J

Il rendimento elettrico di un impianto moderno di termodistruzione si attesta attorno al 20%.

Il costo della trasformazione elettrica del calore prodotto dall'incenerimento è abbastanza elevato a causa dei problemi tecnologici importanti connessi con la realizzazione del processo di trasformazione, molti dei quali non hanno ancora una soluzione definitiva accettabile economicamente. Si deve rilevare, tuttavia, che ove si sia scelta una tecnologia di smaltimento che prevede l'incenerimento, la produzione di energia elettrica può essere un sottoprodotto economicamente interessante anche se di limitata entità. L'inserimento di un ciclo bottoming a vapore in un inceneritore comporta un investimento ulteriore di 1 – 2 k€/kWe; pesante è anche l'incidenza dei costi di manutenzione ordinaria collegati alla bassa disponibilità ed affidabilità dei generatori di vapore. Malgrado ciò, a causa dei costi del combustibile che sono considerati nulli, il costo della produzione elettrica risulta allineato con quello degli altri sistemi dedicati allo scopo.

Gas di discarica

I gas di discarica sono ricchi in metano e, se non sono utilizzati per produrre energia, devono essere bruciati in torcia. Essi, dopo una accurata pulizia per eliminare impurità incompatibili con le macchine termiche possono essere utilizzati come combustibile per sistemi di produzione di energia elettrica in diesel generatori o, in maniera più sofisticata, ma con rendimento più elevato in sistemi a celle a combustibile.

Anche se i costi di impianto risultano elevati, e questo vale in particolare nel caso delle celle a combustibile con tecnologia attuale (AFC), la trasformazione in senso energetico del landfill gas dovrebbe essere fortemente incoraggiata per motivi, come già detto, di protezione ambientale.

Co-combustione

Vi sono molte proposte tecniche che prevedono la co-combustione di rifiuti solidi e carbone, in pezzatura grossa, nello stesso impianto. Su processi di questo tipo bisogna distinguere due casi.

Il primo caso è quello che prevede di bruciare carbone in impianti predisposti per l'incenerimento rifiuti dotati di un sistema di generazione di energia elettrica. In questo caso la combustione del carbone è un additivo alle cariche che hanno un valore energetico eccessivamente basso oppure è realizzata per assicurare la continuità della produzione elettrica in periodi nei quali non sia disponibile una quantità sufficiente di rifiuti. Gli impianti di incenerimento RSU sono dotati di dispositivi di trattamento fumi sufficientemente sofisticati da garantire che le emissioni all'atmosfera dovute al carbone non aggraveranno danni a quelle prodotte dalla combustione dei rifiuti.

Nel secondo caso si propone di utilizzare impianti per la combustione di carbone (non quelli a polverino, naturalmente, ma quelli per pezzature grosse del tipo a griglia oscillante) per incenerire, contemporaneamente i rifiuti urbani. Si deve osservare che per poter essere ambientalmente accettabile questa modalità di operazione, l'impianto di combustione a carbone deve essere dotato di tutti i dispositivi di trattamento fumi dei moderni impianti di incenerimento, in particolare per la cattura di acido fluoridrico e cloridrico e dei clorobenzeni, clorofenoli e diossine. Gli impianti progettati per la combustione del carbone, anche i più moderni, non sono dotati di questi impianti ed il dotarli per la combustione di una parte percentualmente piccola di rifiuti è, probabilmente, economicamente sconveniente.

Esistono proposte per l'utilizzo in co-combustione dei sistemi a carbone a letto fluido atmosferico. Al momento non si hanno riscontri certi della loro efficacia.

2. PRODUZIONE O VALORIZZAZIONE DI ENERGIA TERMICA A BASSA ENTALPIA

2.1. I COMBUSTIBILI

2.1.1. Il gas naturale

Il gas naturale è un combustibile di grande pregio e la cui disponibilità, a livello planetario, è limitata ad ancora qualche decennio, ai livelli di consumo attuale. E' una sorgente che, per la sua facilità di impiego e flessibilità di applicazioni, merita di essere preservata il più possibile. Il suo utilizzo in maniera massiva, specialmente per produrre calore a bassa temperatura (riscaldamento edilizio, acqua calda, usi domestici) mediante combustione diretta è, razionalmente e termodinamicamente da evitare. Al contrario è da promuovere l'uso delle tecnologie cogenerative anche per le piccole o piccolissime taglie.

2.1.2. Il carbone

Il carbone può essere bruciato, in maniera economicamente ed ambientalmente conveniente, solo in impianti di grandi dimensioni per cui la valorizzazione della parte a bassa entalpia del calore prodotto può essere applicata solo a grandi reti di teleriscaldamento

2.1.3. Le biomasse

La combustione delle biomasse, per la intrinseca rinnovabilità del processo energetico, può essere utilizzata efficacemente anche per un utilizzo a bassa entalpia del calore prodotto (riscaldamento domestico)

2.1.4. La termovalorizzazione dei rifiuti

Il calore prodotto dall'incenerimento dei rifiuti è un sottoprodotto rispetto all'obiettivo principale che consiste nella distruzione e nella riduzione di volumi di questi. Il suo impiego anche per utilizzo a basse entalpie è, quindi, ritenuto appropriato.

2.1.5. La sorgente oceanotermica

L' utilizzo della sorgente oceanotermica non comporta un processo di combustione diretta, infatti la valorizzazione del calore contenuto nel mare attraverso il suo innalzamento di temperatura richiede l'impiego di energia in forma termica od in forma elettrica. I processi di combustione sono, quindi, solo indirettamente coinvolti nell'utilizzo di questa sorgente energetica.

La sorgente oceanotermica costituisce una risorsa importante per la Regione Liguria. Essa è costituita da una quantità, praticamente illimitata, di calore in disequilibrio termico rispetto alla temperatura ambiente nelle stagioni piene (inverno ed estate). Il disequilibrio termico medio, sulle medie delle temperature dell'aria è attorno a 5 °C (con punte fino a 15 °C). Salti termici così limitati, anche se la disponibilità della sorgente è praticamente infinita, non si prestano ad uno sfruttamento economico per la produzione di energia elettrica anche se alcune proposte per un suo utilizzo diretto ed indiretto sono state avanzate a livello sperimentale (generazione termoelettrica, generazione dal moto ondoso ecc.). Risulta, invece, interessante il suo sfruttamento per la produzione di calore finalizzato al condizionamento edilizio, specialmente per quelle strutture che sono posizionate in prossimità della costa. Questo tipo di utilizzo, congiuntamente all'introduzione dell'impiego diffuso della cogenerazione può ridurre notevolmente l'impatto ambientale derivante dalla combustione di fossili per il condizionamento edilizio in Liguria anche se una certa quantità di combustione di fossile è richiesta nel processo.

La tecnologia disponibile è quella del pompaggio di calore mediante pompa di calore elettrica. Le particolari condizioni di temperatura del mare in Liguria permettono rendimenti di trasporto di energia termica media attorno a 4 (COP = 4, rapporto tra energia termica trasportata ed energia elettrica spesa per il trasporto). Se si considera che per produrre una unità di energia elettrica la rete italiana spende circa 2,5 unità di energia da combustione (circa il 30% dell'energia elettrica distribuita in Italia non deriva da combustione) e se si tiene conto che il rendimento dei piccoli sistemi di riscaldamento domestico non supera l'80%, si vede che , utilizzando il calore del mare invece della combustione diretta si utilizza solo la metà del combustibile normalmente utilizzato. I rilasci all'atmosfera, in termini di anidride carbonica (ma anche di metano a causa della scarsa efficienza delle microcentrali termiche) risultano notevolmente ridotti.

Un ulteriore vantaggio può derivare dall'accoppiamento di questi sistemi con generatori elettrici da fonti rinnovabili (solare o eolico) dove le condizioni locali lo permettano.

La tecnologia è attualmente completamente disponibile ed affidabile; da un punto di vista economico, ai valori attuali medi di vendita dell'energia elettrica e del gas, il risparmio sui costi di gestione si situa attorno al 30%.

2.2. LE TECNOLOGIE

2.2.1. Il gas naturale

Come già detto la produzione di calore attraverso la combustione diretta di gas naturale per impieghi a bassa temperatura (essenzialmente condizionamento edilizio) non è da promuovere facilitando, in sostituzione di quest'uso che attualmente è il più diffuso, la diffusione di sistemi basati sulla cogenerazione, teleriscaldamento e pompaggio di calore (dove possibile da sorgente oceanotermica).

Dove ciò non sia possibile l'uso della combustione diretta di gas è accettabile solo con l'impiego di tecnologie ad elevato rendimento quali:

- a) caldaie a condensazione
- b) sistemi fini di termoregolazione
- c) rigorose coibentazioni termiche delle superfici esposte
- d) accesso a fonti rinnovabili complementari ove possibile.

La situazione ligure si presta all'impiego di sistemi cogenerativi di piccole dimensioni che sono quelli che attuano la valorizzazione del calore a bassa entalpia.

L'allegato H descrive in maggior dettaglio i sistemi di cogenerazione attualmente disponibili sul mercato dell'offerta.

I settori dell'economia ligure interessati ad applicazioni cogenerative sono molteplici, tra questi la floricoltura in serra o le grandi strutture sanitarie.

In generale i piccoli sistemi cogenerativi (fino ad 1 MWe) utilizzano macchine diesel, i sistemi di taglia superiore utilizzano turbine a gas.

I sistemi cogenerativi si prestano ad applicazioni personalizzate per quanto riguarda la taglia e la frazione di energia indirizzata alla produzione elettrica o al calore di processo per cui non esiste una vera e propria standardizzazione da parte dei costruttori ma il sistema viene piuttosto dimensionato sulle aspettative del cliente utilizzando sottosistemi standardizzati.

Un indice importante per classificare un sistema cogenerativo è la frazione di utilizzo energetico o rendimento cogenerativo. Si determina individuando la frazione di energia termica originaria non utilizzata dal sistema e dall'utenza termica. Rendimenti cogenerativi tra l'80 ed il 90% sono valori normalmente conseguibili.

Altro fattore importante che contribuisce a determinare la convenienza o meno di un sistema cogenerativo è la frazione temporale di disponibilità dell'utenza termica, mentre la disponibilità temporale dell'utenza elettrica può essere immaginata completa se si prevede di poter riversare la produzione sulla rete. La economicità del sistema è tanto più confermata quanto più lungo è il periodo di richiesta dell'utenza termica. Per esempio, se l'utenza termica è il teleriscaldamento, è bene prevedere l'utilizzo del calore cogenerato anche nei periodi estivi dotando la parte a valle dell'impianto di un sistema di assorbitori di calore per la refrigerazione.

Dal punto di vista tecnologico gli impianti di cogenerazione sono di grande disponibilità ed affidabilità.

Per quanto riguarda i costi di investimento essi sono legati al motore a combustione interna che funge da generatore elettrico. Per impianti inferiori al MWe il costo del generatore elettrico è compreso tra 500 e 1000 €/kWe. Le turbine a gas tra 1 MW e 10 MW hanno costi di investimento compresi tra 500 e 1500 €/kWe in ragione inversa rispetto alla taglia.

2.2.2. Il carbone

Come già detto, produzione e distribuzione di calore è associata ad impianti cogenerativi a carbone di grande taglia e, quindi si presta solo per usi di teleriscaldamento urbano o usi industriali in processi "energy intensive".

Il teleriscaldamento urbano è un modo razionale per valorizzare la frazione a bassa entalpia dell'energia prodotta dalle centrali a carbone.

Questo può essere realizzato modificando il ciclo classico a vapore della centrale di produzione elettrica per creare, a valle, una produzione di acqua surriscaldata a 120-140 °C che può essere distribuita in una rete locale. In centrali di nuova realizzazione il rendimento cogenerativo supera il 90% e possono essere modulati, a livello di progetto, i valori di produzione elettrica e di calore per adattarsi alla richiesta dell'utenza.

Un secondo modo di valorizzazione del calore a bassa entalpia delle centrali a carbone è quello di utilizzare il calore di scarico dei condensatori nelle centrali esistenti costituito da acqua calda alla temperatura di circa 20 °C. L'unico modo per valorizzare questo calore a bassa entalpia, che comunque è perduto, è il suo utilizzo come sorgente termica per un sistema di pompaggio di calore per il riscaldamento edilizio. Il suo utilizzo passa attraverso la realizzazione di infrastrutture di distribuzione dell'acqua di scarico dei condensatori di centrale per permettere alle singole utenze di attingere a questa sorgente energetica attraverso proprie pompe di calore ad acqua.

Malgrado le tecnologie per realizzazioni di questo genere siano completamente disponibili, non si ha notizia di applicazioni di questo tipo. Esse sarebbero particolarmente interessanti in Liguria ove esistono grandi centrali di produzione elettrica che riversano oltre 6000 MW termici direttamente in mare.

2.2.3. La biomassa

Gli impianti alimentati a biomassa con produzione elettrica possono essere utilizzati anche in configurazione cogenerativa in quanto esistono importanti residui termici nell'intero processo, che possono essere utilizzati per processi differenti. Tuttavia, allo stato attuale, gli impianti di generazione da biomassa vengono progettati e realizzati o solo per la produzione elettrica o soltanto per il servizio calore inteso come distribuzione diretta del calore prodotto o distribuzione ed impiego del syngas prodotto.

Combustione diretta

La combustione diretta della biomassa può venire efficacemente utilizzata per la produzione di calore ad uso diretto (per alimentare processi artigianali o industriali localizzati a lato dell'impianto). Con una biomassa che costi 8 €/GJ (al limite superiore dei costi), l'incidenza sui costi di produzione termica, con rendimenti di combustione attorno a 0,8 è circa 12 €/GJ. L'energia termica viene venduta in Liguria, da parte dei fornitori di teleriscaldamento, ad un prezzo intorno a 20€/GJ(th).

Gassificazione

Per quanto riguarda la gassificazione essa si presta a fornire gas di sintesi attraverso reti locali per utenze che, nella situazione ligure, sono essenzialmente domestiche o per l'utilizzo in produzioni localizzate nell'area attigua al gassificatore. Interessante può essere l'utilizzo da parte delle comunità montane ove spesso esistono frazioni abitative non raggiunte dalla rete regionale di distribuzione del gas naturale. Queste frazioni sono spesso localizzate in aree boschive per le quali la raccolta delle biomasse forestali può divenire economica se associata alla possibilità di gassificazione ottenendone, contemporaneamente, il beneficio di disporre, in forma comoda, di gas per usi domestici ed il riscaldamento.

Il costo dell'impianto di gassificazione privo del sottosistema di generazione elettrica si aggira attorno a 0,5 k€/kW_{th} (comprendendo l'incidenza del sistema di distribuzione all'utenza).

Un impianto da 6 MW_{th} ed il suo costo d'impianto, tenuto conto degli oneri finanziari vale 4,8M€, ha rendimento chimico attorno all' 83% e produce 5 MW_{th}, supponendo un fattore di carico medio del 50% ed una vita di 20 anni la produzione totale risulta di 1.600.000 GJ. Sotto queste condizioni l'incidenza del costo d'impianto sul syngas prodotto vale 3 €/GJ. Con una biomassa pretrattata del costo di 8 €/GJ e rendimento chimico 0,83, il costo del gas prodotto vale 13 €/GJ . Il gas naturale viene distribuito all'utenza, in Liguria, ad un prezzo medio attorno a 14,5 €/GJ

2.2.4. La termovalorizzazione dei rifiuti

Sebbene non esistano molti esempi di utilizzo diretto del calore degli inceneritori di RSU per il teleriscaldamento o per impieghi in processi industriali, risulta da un'analisi economica che il costo di produzione di questo calore giunge ad essere molto interessante, intorno ai 5 €/GJ, notevolmente più basso di quello prodotto con i moderni impianti di cogenerazione e poco superiore a quello prodotto dagli impianti centralizzati per produzione di elettricità e calore.

Nel caso di decisione di installazione di inceneritori di rifiuti si dovrebbe valutarne la localizzazione nell'ottica dello sfruttamento del calore prodotto.

2.2.5. Pompaggio di calore

Le tecnologie per il pompaggio di calore a bassa temperatura sono completamente disponibili e consolidate sia per quanto riguarda le pompe di calore ad aria che per quanto riguarda quelle ad acqua (compresa l'acqua di mare).

Il pompaggio di calore si attua, per quanto riguarda il condizionamento ambientale, mediante pompe di calore reversibili a compressore che sono alimentate da energia elettrica.

L'utilizzo del pompaggio di calore per il riscaldamento da aria o dall'acqua di mare è particolarmente favorevole nelle condizioni meteorologiche e meteomarine della Liguria. In particolare, i costi d'impianto di questi sistemi non presentano elementi aggiuntivi ai costi da sostenere in quelle installazioni che prevedono il raffrescamento estivo in quanto la stessa macchina attua sia il raffrescamento estivo che il riscaldamento invernale.

Pompa di calore elettrica

La pompa di calore elettrica, nelle condizioni meteorologiche liguri, è in grado di realizzare COP medi stagionali attorno a 3 se alimentata ad aria ed intorno a 4 se alimentata ad acqua di mare. La configurazione geografica della Liguria è tale da facilitare l'impiego massiccio di pompe di calore alimentate ad acqua di mare per il condizionamento edilizio delle strutture urbane situate lungo la costa.

L'allegato I descrive in dettaglio il modo di funzionare della pompa di calore elettrica.

Il costo finale dell'energia termica utilizzata risulta leggermente inferiore a quella ottenuta con impianti di cogenerazione di piccola/media taglia (11-13 €/GJ contro 13 – 15) e decisamente inferiore rispetto al riscaldamento ottenuto dalla combustione diretta di gas naturale (16 – 17 €/GJ).

L'impatto ambientale, in termini quantità di effluenti generati alla produzione elettrica, per la frazione necessaria all'impiego nella pompa di calore, è inferiore ad un terzo. A livello locale non si generano emissioni. Le cose migliorano ulteriormente, dal punto di vista ambientale, se l'impianto di pompaggio di calore è associato a sistemi di produzione elettrica ad energie rinnovabili (solare FV o eolico o miniidraulico).

Pompa di calore ad assorbimento

Anche in questo caso si tratta di una tecnologia disponibile e consolidata. Le pompe di calore ad assorbimento utilizzano direttamente calore a medio-bassa entalpia (120 – 140 °C) per refrigerare (essenzialmente ambienti).

Ove esista calore disponibile, come negli impianti di cogenerazione realizzati per il teleriscaldamento, è conveniente dotare questi di refrigeratori ad assorbimento in modo da dare continuità stagionale alla produzione cogenerativa. Le rese di queste macchine sono tra il 60% ed il 70% cioè viene trasferita alla temperatura più bassa una frazione pari a 0,6 – 0,7 dell'energia termica utilizzata. Ciò significa che il costo dell'energia termica resa risulta pari a circa 1,4 – 1,7 quello dell'energia termica originaria. Se si opera con sistemi a cogenerazione il cui costo dell'energia prodotta è attorno a 13 €/GJ, il costo della energia frigorifera resa oscilla tra 18 e 21 €/GJ. Questi costi non sono competitivi (neppure ambientalmente) con il pompaggio di calore elettrico ma si giustificano, e ne favoriscono la competitività, per gli impianti di cogenerazione.

3. RAFFRONTI ECONOMICO-AMBIENTALI

Le tabelle 1, 2, 3 e 4 , sintetizzate nelle fig. 1 e 2 mettono a confronto in termini economici ed in termini ambientali le tecnologie analizzate.

Tabella 1- PRODUZIONE DI ELETTRICITÀ : Raffronti economici

Tecnologia	Costo del combustibile €/GJ (termico)	Costo del combustibile c€/kg	Costo di investimento c€/kWh(el)	Costo di produzione c€/kWh(el)	Costo di manutenzione c€/kWh(el)	Costo totale energia elettr c€/kWh(el).
NGCC (400 MWe)	4 – 5	17 – 20	0,7 – 0,8	2,6 – 3,3	0,4 – 0,5	3,7 – 4,6
NGCC (70 MWe)	4 – 5	17 – 20	0,8 – 0,9	2,7 – 3,5	0,4 – 0,5	3,9 – 4,9
PCC USC (400 MWe)	1 – 1,2	4 – 5	1,6 - 2	0,8 - 1	0,6 – 0,7	3 – 3,7
IGCC (400MWe)	1 – 1,2	4 – 5	2,5 – 2,8	0,8 - 1	0,7 – 0,8	4 – 4,6
PFBC (400 MWe)	1 – 1,2	4 – 5	2,5 – 2,8	0,8 - 1	0,6 – 0,7	3,9 – 4,5
BIO (comb) (1 MWe)	2 – 8	2,5 - 10	2 – 2,5	2 – 8	0,4 – 0,5	4,4 – 11
BIO (gas) (1 MWe)	2 – 8	2,5 - 10	4 – 4,5	2 – 8	0,6 – 0,7	6,6 – 12,7
MCFC (500 kWe)	4 – 5	17 – 20	8 – 9	2,2 – 2,6	0,6 – 0,7	10,8 – 12,3
RIFIUTI (15 MWe)	0	0	2 – 2,2 (*)	0	2 – 2,2	4 – 4,4

(*) tiene conto dell'aggiunta del generatore elettrico all'inceneritore

Note:

- Per quanto riguarda le biomasse si è: Fattore di carico = 0,5; Vita = 20 anni; Ammortamento impianto in 10 anni a tasso 5%; rendimento chimico del gassificatore 0,83; rendimento elettrico del gassificatore = 0,20; rendimento elettrico del combustore = 0,28.
- I dati relativi a NGCC, PCC, IGCC e PFBC sono basati su studi di letteratura
 1. Williams R.H. – *Toward zero emissions for coal. Roles for inorganic membranes* – Proc. Int. Symp. “Toward Zero Emissions” – Rome (IT) – March 11-13, 1999
 2. EIA (Energy Information Administration) – *1998a: Annual Energy Outlook 1999, with Projections to 2020*, DOE/EIA – 0383 (99), US Department of Energy – Washington DC.
 3. Todd D.M. and Stoll H. (GE Power Systems , Schenectedy, NY) 1997: *Integrated Gasification Combined Cycle- the preferred power technology for a variety of applications* Paper presented at Power Gen Europe '97 – Madrid (SP) – June 1997
- I dati sull'incenerimento rifiuti sono ricavati in base ad informazioni pubbliche Foster Wheeler
- I dati sulle MCFC sono riferiti agli impianti disponibili a breve termine (2 – 3 anni)

Tabella 2 - PRODUZIONE O VALORIZZAZIONE DI CALORE A BASSA ENTALPIA PER USI DOMESTICI O INDUSTRIALI : Raffronti economici

Tecnologia	Costo di investimento €/GJ ter	Costo di produzione €/GJ ter	Costo di manutenzione €/GJ ter	Deduzione Prod. Elettrica €/GJ ter	Costo Totale €/GJ ter
Cog DIESEL (0,5 MWe)	1 – 2	14 – 15	0,2 – 0,3	4,6	10,6 - 12,7
Cog TG (1,5 MWe)	1 – 1,5	14 - 15	0,2 – 0,3	4,6	10,6 – 12,2
Biogas (5 MW th)	3 – 6	2 – 8	0,2 – 0,4	0	5,2 – 14,4
Bio comb (5 MW th)	2 – 4	2 – 8	0,2 – 0,3	0	4,2 – 12,3
RSU (15 MWe)	4 – 4,4	0	0,8 - 1	0	4,8 – 5,4
GAS comb. (1 MW th)	2 – 2,2	14 – 15	0,1 – 0,2	0	16,1 – 17,4
Coal CHP (400MWe)	3 – 4	1 – 1,2	0,3 – 0,4	2,3	2 – 3,3
Coal comb.dir (1 MW th)	2,5 – 3	3,5 – 4	0,3 – 0,5	0	6,3 – 7,5
Heat pump Aria 300 kW	2 – 4	10	0,1 – 0,2	0	12,1 – 14,2
Heat pump Mare 300 kW	3 – 5	8	0,1 – 0,2	0	11,1 – 13,2

Note:

- La vita degli impianti è assunta in 15 anni; il fattore di carico 0,7
- La deduzione per produzione elettrica è calcolata supponendo la valorizzazione del kWh (el) pari a 0,05 €
- Il costo del gas naturale per i piccoli impianti di cogenerazione è stimato al valore medio di vendita da parte delle società distributrici (tasse comprese)
- Gli impianti a biomassa e ad RSU sono valutati, per quanto riguarda l'investimento, nella configurazione per solo produzione di calore
- Per il pompaggio di calore ad aria si è assunto un COP = 3,0
- Per il pompaggio di calore ad acqua di mare si è assunto un COP = 3,7
- Il costo dell'energia elettrica in acquisto è valutato 30 €/GJ

Tabella 3 - PRODUZIONE DI ELETTRICITÀ : Raffronti ambientali

Tecnologia	CO2 (kg/kWhel)	Sox (mg/Nm3) 400 (b)	Nox (mg/Nm3) 650 (b)	Organo- Clorurati (mg/Nm3)	Particolati solidi (mg/Nm3)
NGCC (400 MWe)	0,35 – 0,40	0	40 – 45	0	0
NGCC (70 MWe)	0,38 – 0,40	0	45 – 50	0	0
PCC USC (400 MWe)	0,90 – 1,10	100 – 200	100 – 200	0	20 – 30
IGCC (400MWe)	0,75 – 0,80	30 – 40	60 - 100	0	10 – 20
PFBC (400 MWe)	0,75 – 0,80	30 – 40	150 – 200	0	0
BIO (comb) (1 MWe)	1,0 - 1,2	0 – 50	200 – 300	0	20 - 30
BIO (gass) (1 MWe)	1,0 - 1,2	0 – 50	100 - 200	0	0
MCFC (500 kWe)	0,3 – 0,35	0	0	0	0
RIFIUTI (15 MWe)	0,8 - 1,2	0,5 - 1	150 - 200	0,05 – 0,08	5 – 10

Note:

(b) limiti massimi UE

Tabella 4 - PRODUZIONE O VALORIZZAZIONE DI CALORE A BASSA ENTALPIA PER USI DOMESTICI O INDUSTRIALI: Raffronti ambientali

Tecnologia	CO2 (kg/GJ th)	SOx (mg/Nm3)	NOx (mg/Nm3)	Organo- Clorurati (mg/Nm3)	Particolati solidi (mg/Nm3)
Cog DIESEL (0,5 MWe)	50 - 60	0	200 - 300	0	0
Cog TG (1,5 MWe)	50 - 60	0	100 - 150	0	0
Biogas (5 MW th)	55 - 65	0	100 - 200	0	0
Bio comb (5 MW th)	55 - 65	0	200 - 300	0	20 - 30
RSU (15 MWe)	45 - 70	0,5 - 1	100 - 200	0,05 – 0,08	1 – 2
GAS comb. (1 MW th)	50 - 70	0	400 - 500	0	0
Coal CHP (400 MWe)	85 – 89	100 - 200	100 – 200	0	20 - 30
Coal comb. (1 MW th)	85 - 95	700-800	400 - 500	0	50 - 100
Heat pump Aria 300 kW	16 - 17	15 (a)	25 – 30	0	0
Heat pump Mare 300 kW	14 - 15	12 (a)	20 - 25	0	0

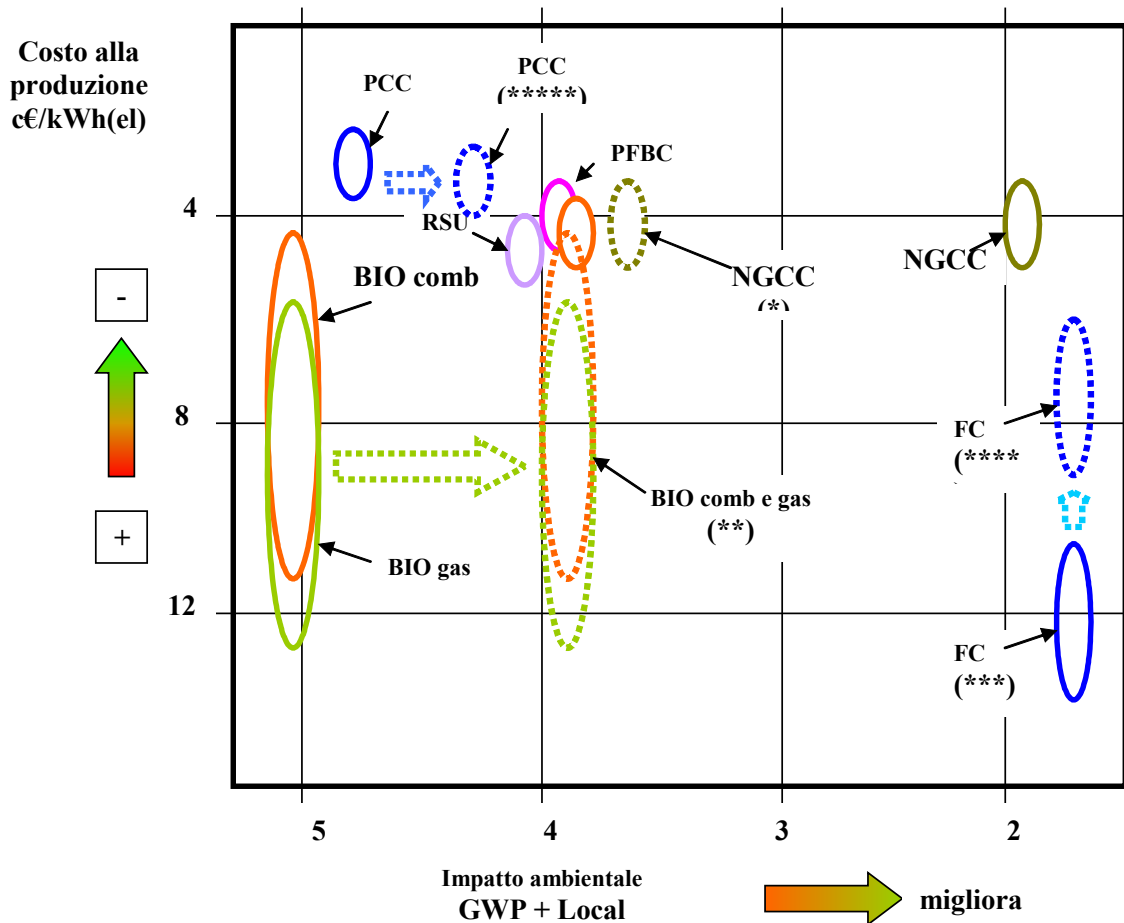
Note:

- (a) dipende dalla composizione del parco centrali di produzione elettrica = $\alpha(E/COP)$ ove α è la frazione di energia elettrica prodotta attraverso combustione, E è il valore medio delle emissioni in centrale.

**Tabella 5 - DISTRIBUZIONE GEOGRAFICA DEI POSSESSORI DI
TECNOLOGIE**

	Presenza nella Regione	Presenza Nazionale
Produzione concentrata di energia e/o calore		
Cicli combinati TG	Si	Si
PCC USC	Si	No
IGCC	No	No
PFBC	No	No
Fuel Cell MCFC	Si	No
Fuel Cell SOFC	No	No
Termovalorizzazione	No	No
Produzione distribuita elettricità e/o calore		
Cogeneratori diesel	No	Si
Cogeneratori TG	Si	Si
Biogassificatori	Si	Si
Pompaggio di calore	Si	Si
Fuel Cell AFC	Si	Si

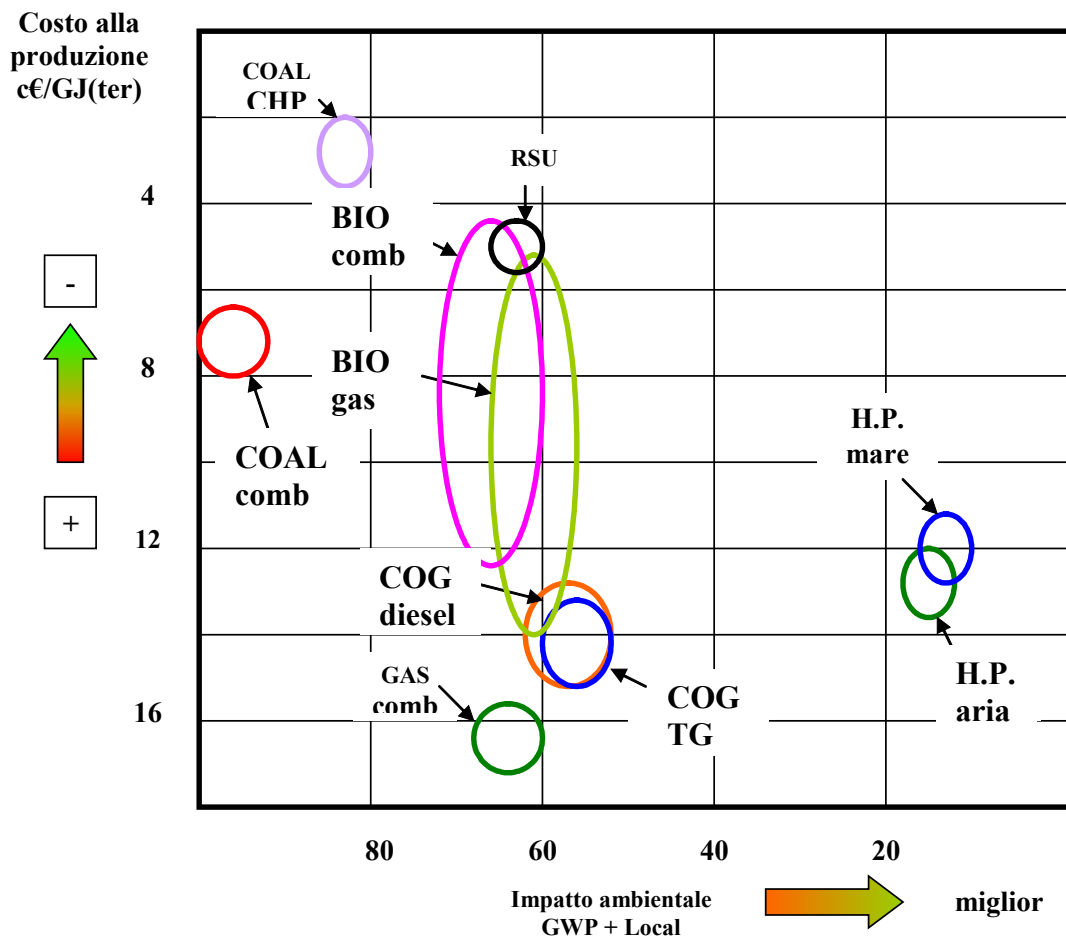
Figura 1 - TECNOLOGIE DI PRODUZIONE ELETTRICITÀ ED ELETTRICITÀ PIÙ CALORE : Posizionamenti relativi



Note:

- L'impatto ambientale complessivo è calcolato come somma del GWP relativo alla CO₂ prodotta dal gas naturale per un kWh (termico) + la somma della frazione di emissioni di NO_x e SO_x rispetto ai limiti UE.
- (*) Posizione dell'NGCC considerando una perdita del 5% di gas naturale nel ciclo di combustibile
- (**) Posizione delle tecnologie a biomassa supponendo un recupero naturale della CO₂ del 50%.
- (***) Fuel cell a breve termine (< 5 anni)
- (****) Fuel cell a medio termine (5 – 10 anni)
- (*****) PCC USC con FGD

Figura 2 - TECNOLOGIE DI PRODUZIONE E/O TRASPORTO DI CALORE PER USI DOMESTICI O INDUSTRIALI: Posizionamenti relativi



Note:

- L'impatto ambientale complessivo è calcolato come somma del GWP relativo alla CO₂ prodotta dal gas naturale per un kWh (termico) + la somma della frazione di emissioni di NO_x e SO_x rispetto ai limiti UE.

4. CONCLUSIONI

L'analisi delle tecnologie di combustione per la produzione di energia elettrica e/o calore che possono essere di interesse per la Regione Liguria ha fatto emergere quanto segue.

4.1. SORGENTI ENERGETICHE

L'uso del *gas naturale* è consigliato per la produzione elettrica attraverso impianti con rendimento complessivo non inferiore al 50% o per la produzione combinata di elettricità e calore con rendimento cogenerativo complessivo non inferiore all'85%. È sconsigliato l'uso del gas per la produzione di calore a bassa temperatura (riscaldamento domestico) attraverso la combustione diretta. L'impiego del gas naturale con quest'ultima finalità comporta due tipi di minacce: una economica conseguente alla dissipazione di una sorgente energetica pregiata per produzioni non pregiate ed una ambientale conseguente al rilascio, attraverso impianti poco efficienti e poco controllabili, di gas ad effetto serra con notevole potenziale sul riscaldamento globale del pianeta.

L'uso del *carbone* è consigliato in impianti centralizzati per la produzione di energia elettrica solo se si impiegano tecnologie ambientalmente accettabili (dotate di sistemi moderni di abbattimento degli effluenti) e se il rendimento elettrico è non inferiore al 42%. Impianti centralizzati per la produzione combinata di elettricità e calore risultano notevolmente interessanti sia dal punto di vista ambientale che economico purché questi siano ad elevato rendimento cogenerativo (non inferiore al 90%) e dotati dei moderni sistemi di abbattimento degli effluenti inquinanti. L'uso del carbone è, invece, fortemente sconsigliato per la produzione di calore a bassa temperatura in piccoli impianti distribuiti.

L'impiego delle *biomasse di origine forestale* è consigliato nella situazione Ligure se ottenuto attraverso tecnologie di combustione diretta o di gassificazione e se sinergico con altri obiettivi a carattere sociale quali il mantenimento e la protezione boschiva. L'utilizzo di biomasse di altra origine è consigliato solo di caso in caso a seguito di un'attenta valutazione di ciascuna situazione.

La valorizzazione energetica dei *rifiuti solidi urbani* può essere incoraggiata al di là degli aspetti economici, essenzialmente per motivi ambientali. Per quanto riguarda la termodistruzione perché impone, per garantire affidabilità ai sistemi di generazione di energia a valle dell'inceneritore, un controllo stretto sulla qualità degli effluenti gassosi fornendo, così, un beneficio per l'ambiente. Per quanto riguarda l'utilizzo dei gas di discarica, in quanto questo utilizzo diminuisce la probabilità di emissioni di gas a forte potenziale di effetto serra.

4.2. TECNOLOGIE PER LA PRODUZIONE DI ELETTRICITÀ ED ELETTRICITÀ + CALORE

4.2.1. Produzione concentrata

I *cicli combinati* alimentati a gas naturale (NGCC), a syngas di carbone (IGCC), a carbone a letto fluido (PFBC) sono fortemente consigliati quando si voglia produrre essenzialmente energia elettrica in impianti centralizzati. L'uso del gas naturale è più adeguato per impianti di dimensioni limitate (non oltre 70 MWe). Per impianti di più grande dimensione l'uso del carbone è ritenuto ambientalmente accettabile e può essere economicamente più conveniente.

I *cicli vapore* sono consigliati principalmente se utilizzati nelle condizioni supercritiche o ultrasupercritiche. In ogni caso è sconsigliato l'impiego di gas naturale o olio combustibile per la produzione elettrica attraverso cicli vapore anche ultra supercritici. La tecnologia della combustione a polverino di carbone con cicli ultra supercritici (PCC UCS) può essere considerata accettabile ambientalmente se dotata dei moderni sistemi di trattamento degli effluenti.

Per la *cogenerazione concentrata* (produzione in grandi impianti di elettricità + calore), qualora la dimensione d'impianto sia importante (dell'ordine dei 200 – 400 MWe), è consigliabile l'impiego di sistemi alimentati a carbone con tecnologie PCC UCS o PFBC. Per sistemi centralizzati con taglie inferiori sono consigliabili anche impianti cogenerativi dotati di turbina a gas. Per tutti questi sistemi il rendimento cogenerativo non dovrà essere inferiore a 85%.

Si dovrà prestare attenzione agli sviluppi che saranno conseguiti dalle *celle a combustibile*, specialmente quelle a carbonati fusi (MCFC) in quanto questi sistemi sono ambientalmente benefici ed adatti ad utilizzare in maniera efficiente sia il gas naturale che il syngas derivante dalla gassificazione del carbone.

Ove si sia in presenza di impianti di *incenerimento rifiuti* è consigliabile che a questi sia associato o un sistema di produzione elettrica od un sistema di recupero calore per altri processi di interesse locale.

4.2.2. Produzione distribuita

Gli impianti cogenerativi con motore alternativo o turbina a gas sono consigliabili nelle taglie fino a 10 MWe purché il rendimento cogenerativo non sia inferiore all'85% quando si utilizzi il gas naturale come combustibile.

Gli impianti cogenerativi con celle a combustibile nelle taglie attualmente in commercio sono consigliabili anche se ancora economicamente non interessanti in quanto, in una prospettiva a medio termine, sembrano poter conseguire competitività economica.

Impianti a combustione diretta per la cogenerazione distribuita, non sono ambientalmente consigliabili per gli effetti di scarso controllo sugli effluenti determinati dalle piccole taglie.

4.3. TECNOLOGIE DI PRODUZIONE E/O TRASPORTO DI CALORE PER USI DOMESTICI ED INDUSTRIALI

Gli impianti di cogenerazione a motore diesel o a turbina a gas sono, come già detto, consigliati quando il rendimento cogenerativo non sia inferiore al 85%.

Gli impianti di gassificazione delle biomasse forestali hanno un interesse sia ambientale che economico se associati a condizioni di recupero e trattamento della biomassa che ne tengano limitato il costo. Può risultare, in questo caso, interessante la distribuzione del gas di sintesi invece della distribuzione di calore a seguito della sua combustione.

I sistemi a pompa di calore elettrica per scopi di riscaldamento edilizio sono preferibili ai sistemi di riscaldamento a gas. In particolare, per gli insediamenti in prossimità della costa, dove è possibile utilizzare la sorgente oceanotermica questi dovrebbero costituire priorità.

I sistemi a pompa di calore ad assorbimento sono consigliabili solo se associati a sistemi di cogenerazione.

Allegato 0

Acronimi utilizzati

AFB : combustione a letto fluido atmosferico
AFC : celle a combustibile alcaline
BIO : biomassa
CHP : produzione di calore ed energia elettrica
COG : sistema cogenerativo
EFCC : ciclo combinato a combustione esterna
FBC : combustione a letto fluido pressurizzato
FC : celle a combustibile
FGD : desolforatore dei fumi di centrale
GWP : potenziale di riscaldamento globale
H.P. : Pompa di calore
IGCC : ciclo combinato a gassificatore integrato
MCFC : celle a combustibile a carbonati fusi
NGCC : ciclo combinato a gas naturale
PCC : caldaie a polverino di carbone
PFBC: combustione a letto fluido pressurizzato
RSU : rifiuti solidi urbani
SOFC : celle a combustibile ad ossidi solidi
TG : turbina a gas
USC : ciclo ultrasupercritico

Allegato A

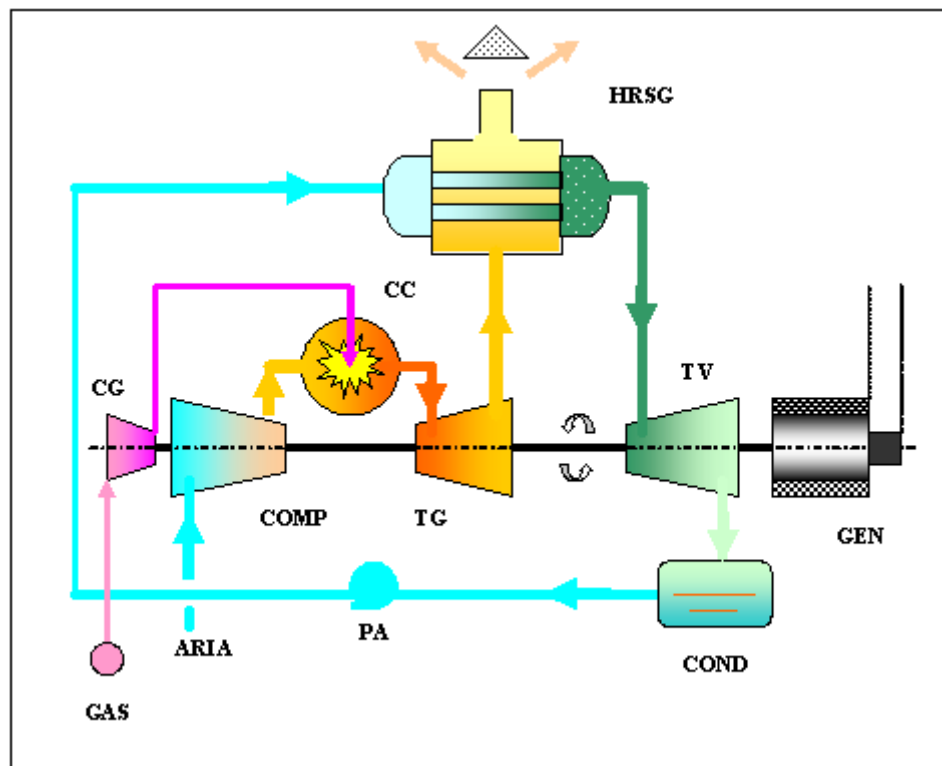
Cicli Combinati a gas naturale

I cicli combinati sono sistemi costituiti da un gruppo turbogas i cui gas di scarico sono utilizzati per generare vapore e da un ciclo bottoming a vapore. Alla turbina a gas ed alla turbina a vapore sono collegati i generatori per produrre energia elettrica.

Le moderne turbine a gas funzionano con rapporti di compressione fino a 25 – 30 e temperature di combustione fino a 1300 - 1400 °C. I gas di scarico di queste turbine hanno ancora una temperatura sufficiente (vicino a 600 °C) per poter generare vapore in grado di alimentare un ciclo a vapore.

La figura A1 mostra, schematicamente, il funzionamento dell'impianto.

Figura A1 – Processo semplificato di NGCC



L'aria viene aspirata e compressa nel compressore COMP e, a seconda del rapporto di compressione utilizzato, si scalda fino a 300 – 400°C, poi viene inviata nella camera di combustione dove incontra il combustibile precedentemente compresso nel compressore CG alla pressione della camera di combustione CC. Qui per effetto della combustione l'aria ed i gas combusti raggiungono le temperature di 1200 – 1400 °C. La miscela viene fatta espandere

nella turbina a gas TG e la trasformazione termodinamica produce energia meccanica che viene trasmessa all'asse di rotazione della turbina stessa. I gas in uscita dalla turbina a gas hanno ancora una temperatura compresa tra 500 e 600 °C. La trasformazione termodinamica realizzata fino a questo punto viene denominata ciclo di Brayton. I gas ancora caldi cedono la loro energia termica ad una caldaia di recupero HRSG che fa evaporare acqua in pressione. Il vapore prodotto viene inviato ad una turbina a vapore TV dove avviene una nuova trasformazione in energia meccanica. Il vapore esausto viene condensato nel condensatore COND e l'acqua ripompata verso il HRSG attraverso la pompa di alimento PA. Questa seconda trasformazione termodinamica viene denominata ciclo di Rankine. I miglioramenti di rendimento si possono ottenere solo innalzando il rapporto di compressione e la temperatura di combustione. I limiti sulle pressioni sono dati dalla tecnologia dei compressori e dalla capacità di resistenza dei materiali della camera di combustione. La temperatura di combustione è limitata anche dalla tecnologia impiegata per realizzare le parti rotanti e le parti fisse della turbina a gas. Un non enorme miglioramento è atteso con l'introduzione, nel medio termine, delle tecnologie ceramiche sulle parti ad alta temperatura. Le elevate temperature di combustione rendono difficoltoso, inoltre, il controllo degli NOx in quanto l'azoto dell'aria comburente tende con maggiore facilità a combinarsi con l'ossigeno se la temperatura è elevata. Nella tabella A1 sono riportati i dati di funzionamento principali di alcuni cicli combinati attualmente in commercio.

Tabella A1 – Impianti NGCC commerciali

	Ansaldo COBRA 1S94.3a	Siemens 1S.V94.3a	General Electric S109FA	Alstom KA26-1	General Electric S106B	Alstom KAX-1	Fiat Avio CC50	Pratt & Whitney FT8 twinpac
Potenza netta	385 MW _e	385 MW _e	390.8 MW _e	378 MW _e	64.3 MW _e	62 MW _e	54.4 MW _e	66.7 MW _e
Potenza turbina a gas	255 MW _e	255 MW _e	255.6 MW _e	262 MW _e	42.1 MW _e	42 MW _e	39.8 MW _e	49.8 MW _e
Potenza turbina a vapore	134 MW _e	134 MW _e	141.8 MW _e	120 MW _e	23.8 MW _e	20.7 MW _e	14.6 MW _e	18 MW _e
Efficienza netta	57.5%	57.5%	56.7%	57.0%	49.0%	54.0%	53.4%	50.4%
Modello TG	Siemens V94.3a	Siemens V94.3a	GE MS9001FA	Alstom GT26	GE MS6001B	Alstom GTX100	Fiat Avio/GE LM6000	P&W FT8 twin pack
Numero TG	1	1	1	1	1	1	1	2
Rapporto di compressione	16,6	16,6	15,4	30	12,2	20	30	-
Efficienza TG ciclo semplice	38.4%	38.4%	36.8%	38.2%	32.1%	37.0%	41.7%	38.5%
Temperatura gas di scarico	568°C	568°C	609°C	640°C	544°C	546°C	450°C	453°C
Emissioni NOx	<25 ppm	<25 ppm	<25 ppm	<25 ppm	<25 ppm	<25 ppm	<25 ppm	<25 ppm

Allegato B

Celle a Combustibile

Le celle a combustibile realizzano un processo che è l'inverso dell'elettrolisi. Nell'elettrolisi, due elettrodi alimentati da corrente elettrica immersi in un fluido nel quale sono disciolti ioni di segno opposto, neutralizzano questi ioni generando, in prossimità degli elettrodi, specie chimiche definite. Se l'elettrolita è, per esempio, acido solforico in soluzione acquosa, per effetto di reazioni chimiche in prossimità degli elettrodi si genera ossigeno ed idrogeno scomponendo, di fatto, l'acqua di soluzione. Invertendo il processo ed arricchendo di ossigeno ed idrogeno l'ambiente elettrolitico in prossimità degli elettrodi si ottiene una differenza di potenziale tra questi e, quindi, la circolazione di una corrente elettrica attraverso un carico esterno, quando questo sia presente. La produzione di energia elettrica avviene, in questo caso, senza passare attraverso la combustione, per un solo effetto elettrochimico e il prodotto della reazione è la combinazione, nell'esempio precedente, di idrogeno ed ossigeno sotto forma di acqua. Questa tecnologia è stata sviluppata originariamente per l'alimentazione elettrica dei veicoli spaziali ove idrogeno ed ossigeno sono disponibili per le necessità di propulsione e l'acqua prodotta può soddisfare le esigenze alimentari degli astronauti a bordo.

Alcuni tipi di celle funzionano in orizzontale altre in verticale, come avviene in particolare per le celle a membrana polimerica (celle PEM) oppure possono adottare una struttura di tipo tubolare. Le superfici affacciate devono infatti avere un'area sufficiente per ottenere intensità di corrente adeguate alle esigenze applicative. Si può così arrivare, in funzione dell'applicazione e della filiera di celle, a superfici dell'ordine del metro quadrato. Le singole celle vengono collegate in serie in modo da ricavare una tensione complessiva del valore desiderato. L'impilamento di celle che così si ottiene, forma il cosiddetto stack, che rappresenta la base della sezione elettrochimica.

Esistono già sul mercato impianti di produzione di energia elettrica per impieghi localmente specifici che utilizzano fuel cell a bassa temperatura (PAFC : Phosphoric Acid Fuel Cell), con taglie che vanno da 25 kW a qualche MW che operano con rendimenti attorno al 40%. Per applicazioni terrestri sono state studiate, e sono in fase terminale di sviluppo, celle a combustibile ad alta temperatura che utilizzano combustibile e comburente in forma più accessibile, come aria e gas naturale o gas di sintesi. Le due tecnologie che si sono affermate sono quelle delle MCFC, che utilizzano come dielettrico carbonati fusi, e delle SOFC, che usano come dielettrico ossidi solidi.

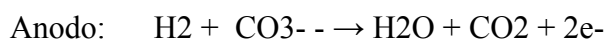
La tabella B1 mostra le tipologie di celle a combustibile attualmente realizzate.

Tabella B1 – Tipologie di celle a combustibile e principali caratteristiche

Tipologia	Temperatura di esercizio	Rendimento elettrico	Temperatura gas esausti
Alcaline (AFC)	60-100 °C	50%	<60 °C
Membrana polimerica (PEM, SPFC)	60-120°C	40%	40-60°C
Acido fosforico (PAFC)	180-200°C	40%	70-80°C
Carbonati fusi (MCFC)	600-700°C	50-55%	600-700°C
Ossidi solidi (SOFC)	800-1000°C	50-55%	700-1000°C

A scopo descrittivo ci si limita, qui, a descrivere il processo che avviene nelle celle a combustibile a carbonati fusi. I carbonati allo stato fuso sono mantenuti ad una temperatura di circa 650°C. L'effetto elettrochimico è determinato dalla mobilità, nel sale fuso, dello ione CO₃⁻.

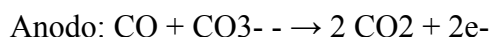
L'impianto è provvisto di un reattore di reforming e di water gas shift per il trattamento del combustibile che, attraverso una reazione del metano con acqua, lo trasforma in idrogeno e CO₂. Le reazioni elettrochimiche che avvengono sono le seguenti:



Queste reazioni sono entrambe esotermiche. La reazione globale risulta:

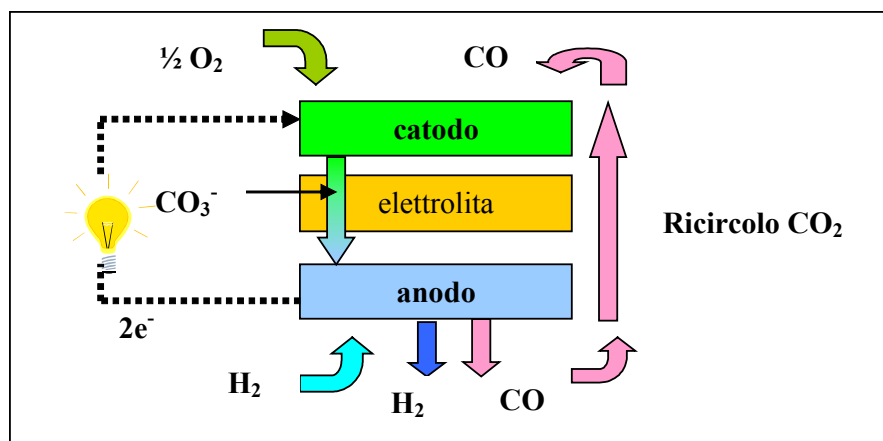


Se nel combustibile è presente CO come avviene nei gas di sintesi, all'anodo avviene l'ulteriore reazione:

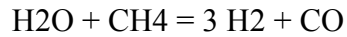


Il processo elettrochimico è schematizzato nella figura B1.

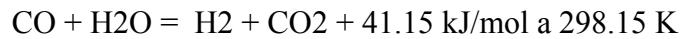
Figura B1 – Reazione elettrochimica nelle MCFC



Per alimentare la cella a combustibile il gas naturale subisce un processo di decarbonizzazione tramite le reazioni di steam-reforming:



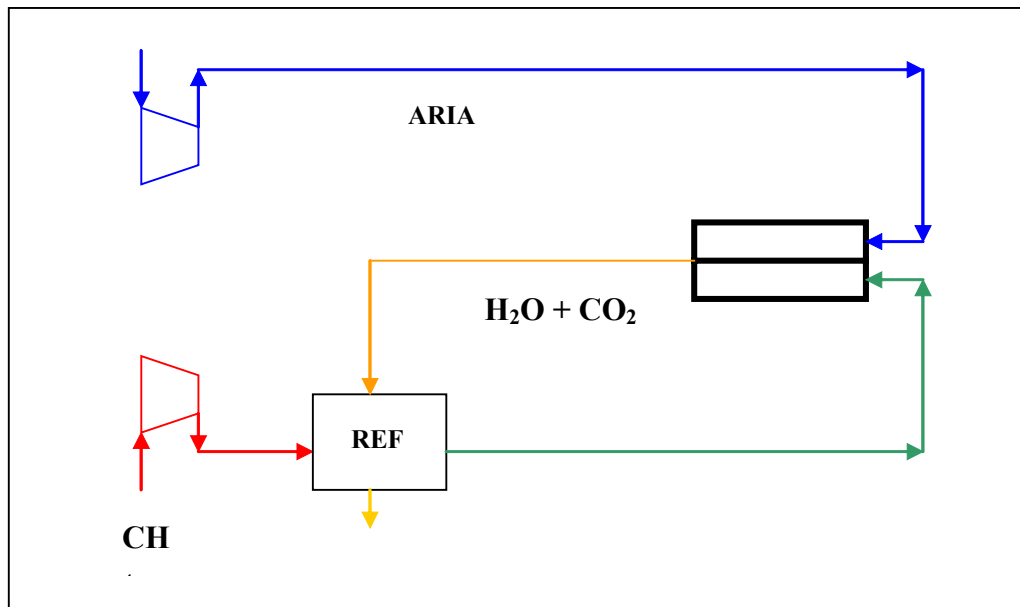
e di water gas shift:



Dal momento che la prima reazione è endotermica, il calore necessario è prelevato dalle reazioni elettrochimiche prodotte nella cella stessa.

In linea di principio, un impianto a celle a combustibile MCFC segue lo schema di processo della figura B2.

Figura B2 – Schema di flusso di impianti MCFC

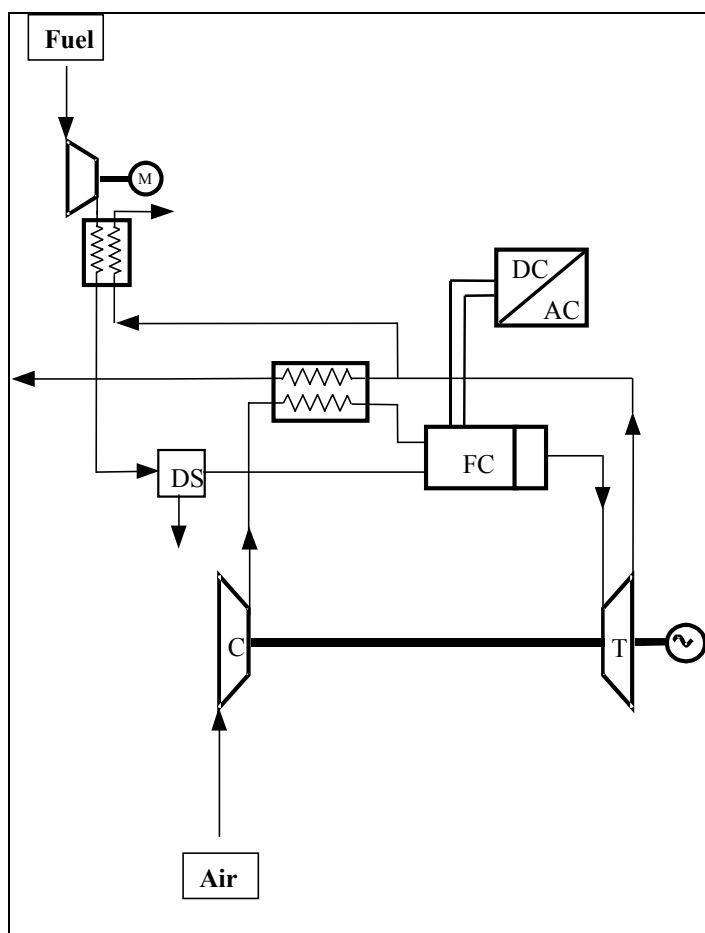


Durante lo sviluppo delle celle ad ossidi solidi è stato scoperto che l'aumento della pressione operativa comportava benefici in termini di efficienza elettrica. Pressurizzando una SOFC e combinandola con una turbina a gas, l'efficienza aumenta ulteriormente. È questo il principio che sta alla base dei cosiddetti cicli ibridi celle a combustibile-turbina a gas nei quali la cella a combustibile sostituisce la camera di combustione del turbogas. L'aria in pressione uscente dal compressore viene preriscaldata ed inviata alla cella a combustibile dove reagisce con il flusso di combustibile. I gas di scarico uscenti dalla cella, essendo in pressione e ad alta temperatura, sono inviati all'espansore. Il vantaggio di questa configurazione impiantistica risiede nel fatto che sia la cella a combustibile sia la turbina a gas producono energia elettrica utilizzando lo stesso combustibile e la stessa portata d'aria. L'unica compagnia ad aver messo a punto questo tipo di impianto, basato sull'accoppiamento SOFC-TG, è la Siemens Westinghouse, con un impianto

dimostrativo da 220 kWe. Un impianto di tale genere promette rendimenti dell'ordine del 60-70%.

Uno schema di impianto ibrido SOFC-TG è riportato nella figura B3.

Figura B3 – Schema di impianto ibrido SOFC-TG



**Tabella B2 - Impianti realizzati di celle a combustibile a carbonati fusi (MCFC):
impianto dimostrativo cogenerativo MOLCARE – Segrate**

REALIZZATORI	Ansaldo Ricerche Babcock Wilcox Espanola ENEL Ricerche
CARATTERISTICHE	
Potenza elettrica	100kW
Rendimento elettrico	47%
Rendimento cogenerativo	>80%
COMBUSTIBILI	Gas naturale Gas di carbone (simulato) Gas di discarica (simulato)
EMISSIONI (sul gas in uscita)	
CO ₂	7 – 9 %
O ₂	5 – 7%
CO	12 – 18 ppm
NO	1 ppm
NO ₂	10 – 12 ppm
SO ₂	0

**Tabella B3 - Impianti realizzati di celle a combustibile ad ossidi solidi (SOFC) :
impianto dimostrativo cogenerativo SOFC– Westervoort (NL)**

REALIZZATORI	Siemens Westinghouse
CARATTERISTICHE	
Potenza elettrica	110kW
Potenza termica	64 kW
Rendimento elettrico	46%
Rendimento cogenerativo	>80%
COMBUSTIBILI	Gas naturale
EMISSIONI (sul gas in uscita)	
NO	<1 ppm
NO ₂	<1 ppm
SO ₂	0
VHC	<1 ppm

Allegato C

Caldaie a carbone ultrasupercritiche

Le caldaie a carbone godono di una tecnologia affermata e consolidata per molti decenni.

Recentemente molti miglioramenti sono stati introdotti in questi impianti, per altro abbastanza convenzionali, per ridurre l'impatto ambientale.

La camera di combustione può avere configurazioni differenti a seconda della tipologia di carbone che si intende utilizzare. Per carboni a pezzatura grossa la combustione può avvenire su griglie basculanti o fisse. Nel caso di polverino la camera di combustione risulta simile a quelle che vengono usate per l'olio combustibile e anche i bruciatori non sono molto diversi da quelli che iniettano combustibili più nobili.

I grandi miglioramenti sulle prestazioni degli impianti di generazione di energia elettrica associati alle caldaie a carbone si ottengono attuando cicli a vapore supercritici o ultrasupercritici (USC).

I cicli USC lavorano a pressioni del circuito acqua-vapore attorno a 300 bar. In queste condizioni non esiste una fase di ebollizione ma la transizione da liquido a vapore avviene senza cambiamento di volume. Le temperature di produzione del vapore possono essere innalzate fino ai limiti consentiti dalla tecnologia attuale (circa 600°C) ottenendo notevoli incrementi di rendimento termodinamico rispetto ai cicli Rankine convenzionali che operano a 180 bar e 540°C.

Componenti critici di questo tipo di impianti sono i banchi del generatore di vapore surriscaldatore e risurriscaldatore ove le temperature sono le più elevate, e la turbina a vapore che lavora a pressioni e condizioni più spinte di quella impiegata in impianti convenzionali.

La figura C1 mostra un confronto tra un ciclo termodinamico convenzionale ed un ciclo USC nel piano TS.

Figura C1 - Confronto termodinamico tra cicli a vapore convenzionali e USC

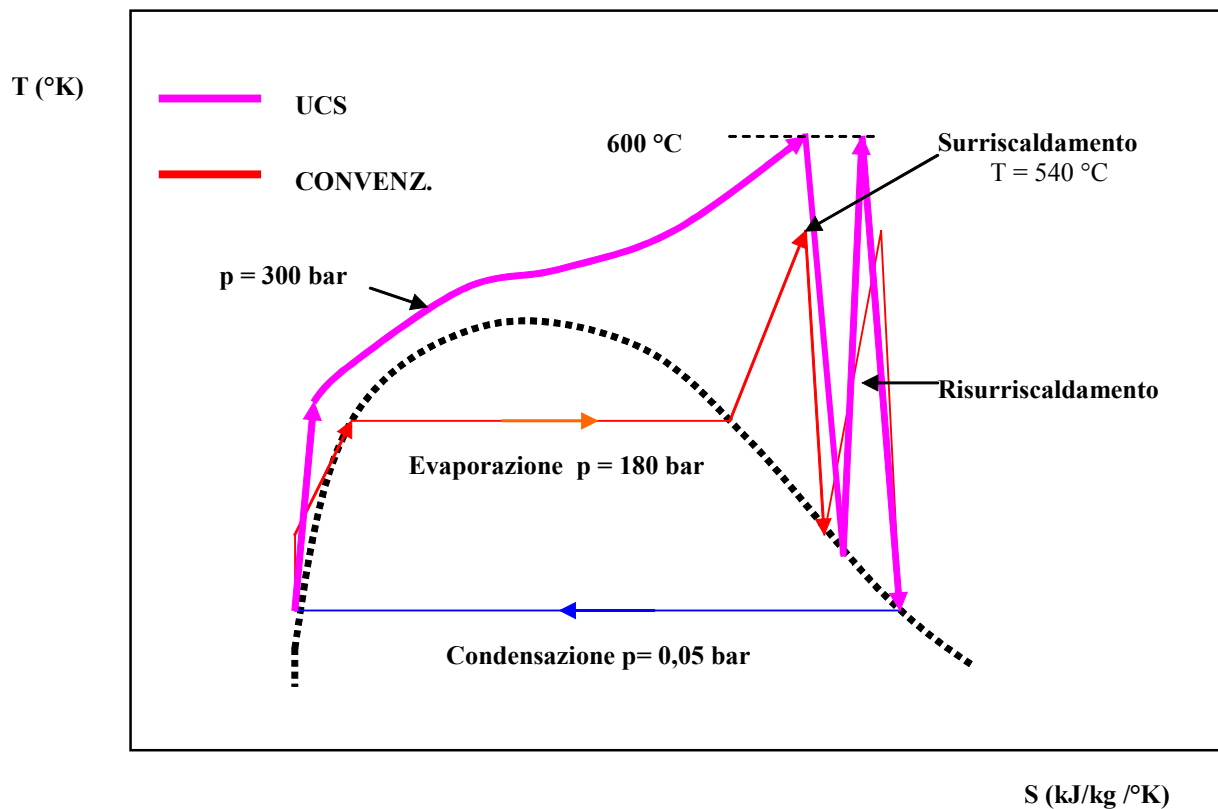


Tabella - Impianti realizzati di caldaie ultrasupercritiche: impianto di Avedøre (DK)

Impianto	Avedøre, Danimarca
Tipologia impianto	Impianto ultrasupercritico a vapore policom bustibile
Alimentazione	Carbone, gas naturale, olio combustibile, biomasse
Potenza elettrica netta	450 MW _e
Potenza termica in cogenerazione	450 MJ/sec
Temperatura vapore	580°C
Temperatura reheat	600°C
Pressione vapore	300 bar
Pressione al condensatore	0.22 bar
Rendimento *	48.5%

* senza desolfatore

Allegato D

Caldaie a letto fluido

Tra i sistemi di combustione del carbone a letto fluido, rivestono particolare interesse quelli che funzionano in pressione (letti fluidi pressurizzati PFBC). La combustione avviene in un recipiente in pressione, con pressioni 1 – 1,5 MPa (10 – 15 bar) e a temperature attorno a 800 – 900 °C, molto al di sotto dei 1500 – 1700 °C delle caldaie a polverino, riducendo, così, la quantità di NOx prodotti. Il carbone è mescolato a calcare e dolomite in pezzature simili e la combustione avviene in un letto “bollente” nel quale il rimescolamento è assicurato dall’iniezione dell’aria in pressione. La quantità di carbone presente nel letto è attorno a qualche punto percentuale, essendo il resto ceneri e sorbenti. I sorbenti (calcare e dolomiti) hanno la funzione, oltre che di mantenere omogeneo il letto, di assorbire lo zolfo contenuto nel combustibile, limitando, così, le emissioni di SOx. Il tasso di utilizzo del carbone raggiunge il 98%.

Il vapore per alimentare il ciclo di Rankine è prodotto in serpentine interne al recipiente a pressione, localizzate nella zona del letto bollente. I gas caldi, una volta separati dalle polveri e dalle ceneri per mezzo di cicloni, vengono fatti espandere in turbine a gas, realizzando, così, un ciclo combinato. La proporzione tra la potenza fornita dalle turbine a vapore e quella delle turbine a gas è circa 80-20. Per questo tipo di impianti è interessante la compattezza. Una caldaia a polverino di carbone, a parità di potenzialità, occupa un volume circa 10 volte superiore a quello di una caldaia PFBC. La figura D1 mostra, molto schematicamente, il processo di generazione di energia attraverso un PFBC.

Figura D1 – Schema di un impianto PFBC

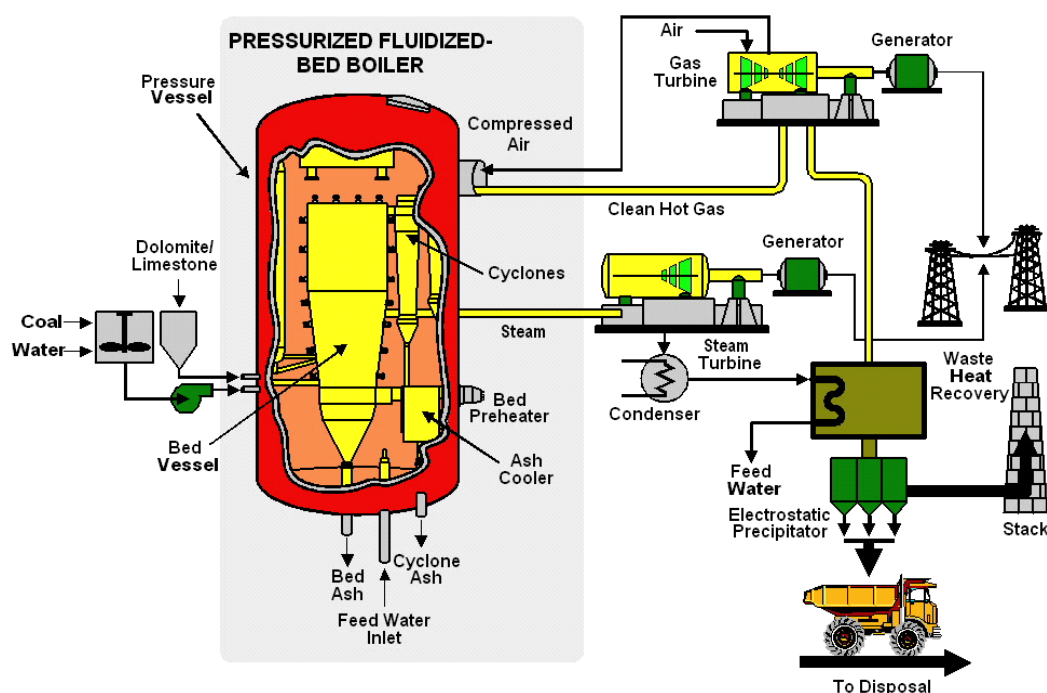


Tabella D1 - Impianti realizzati a letto fluido pressurizzato (PFBC)

	Stoccolma Svezia	Tidd, Ohio USA	Escatron Spagna	Wakamatsu, Kyushu Giappone	Cottbus Germania	Karita, Kyushu Giappone
Proprietario	Birka Energy	American Electric Power	ENDESA	EPDC	Stadtwerke + VASA Energy	Kyushu Electric Power Company
Tipo di impianto	Energia elettrica e TLR	Energia elettrica	Energia elettrica	Energia elettrica	Energia elettrica e TLR	Energia elettrica
PFBC	2x P200	1x P200	1x P200	1x P200	1x P200	1x P800
Pressione operativa	12 bar	12 bar	12 bar	12 bar	12 bar	18 bar
Potenza netta	135 MW _e 224 MW _{th}	70 MW _e	79.5 MW _e	71 MW _e	74 MW _e 220 MW _{th}	360 MW _e
Costo capitale	-	2710 \$/kW	-	-	-	1263 \$/kW
Turbina a gas	ABB/Alstom 2x GT35P	ABB/Alstom 1x GT35P	ABB/Alstom 1x GT35P	ABB/Alstom 1x GT35P	ABB/Alstom 1x GT35P	ABB/Alstom 1x GT140P
Potenza TG*	14-17 MW _e	14-17 MW _e	14-17 MW _e	14-17 MW _e	14-17 MW _e	70-75 MW _e
Efficienza	0.89 (combinata)	0.35 (netta)	0.364 (lorda)	0.375 (lorda)	-	-
Emissioni S	30 mg S/MJ, LHV	Rimozione del 90%	Rimozione del 90%	50 mg S/MJ, LHV	115 mg S/MJ, LHV	-
Emissioni NOx	50 mg /MJ, LHV	150 mg/MJ, LHV	150 mg/MJ, LHV	45 mg/MJ, LHV	115 mg/MJ, LHV	-
Emissioni di particolato	5 mg /MJ, LHV	14 mg/MJ, LHV	40 mg/MJ, LHV	7 mg/MJ, LHV	20 mg/MJ, LHV	-
Alimentazione	Carbone bituminoso	Carbone bituminoso	Lignite	Carbone bituminoso	Lausitzer brown coal	Lignite e antracite
Potere calorifico	24,4 – 29,0 MJ/kg	23,3 – 28,5 MJ/kg	8,5 – 19,0 MJ/kg	24,2 – 29,0 MJ/kg	19 MJ/kg	26 MJ/kg
Portata combustibile	2x 8.4 kg/s	7.2 kg/s	7 kg/s	7.9 kg/s	11.3 kg/s	36.4 kg/s
Temperatura di combustione	860°C	860°C	860°C	860°C	840°C	870°C
Proprietà vapore	137 bar 530°C	90 bar 496°C	94 bar 513°C	103 bar 593°C	142 bar 537°C	242 bar 593°C
Pressione al condensatore	0.35 bar	0.029 bar	0.044 bar	0.051 bar	0.07 bar	0.05 bar

Allegato E

Cicli combinati a gassificatore integrato

Negli IGCC il gassificatore è costituito da un letto fluido nel quale il carbone, mescolato a calcare, viene fatto reagire, con una combustione in difetto d'aria, con acqua. Il prodotto è un gas ricco in CO e idrogeno. Il gas in uscita dal gassificatore deve essere depurato della frazione solida mediante un ciclone e poi trattato per la rimozione dei residui di ossidi di zolfo. Per fare questo il gas deve prima essere raffreddato. Il calore sottratto in questo raffreddamento viene riutilizzato nel generatore di vapore di recupero (HRSG) del ciclo combinato a valle che risulta del tutto convenzionale (a meno della criticità della turbina a gas che deve essere progettata per essere in grado di funzionare con syngas).

La figura E1 mostra, schematicamente, il processo.

Figura E1 – Schema di impianto IGCC

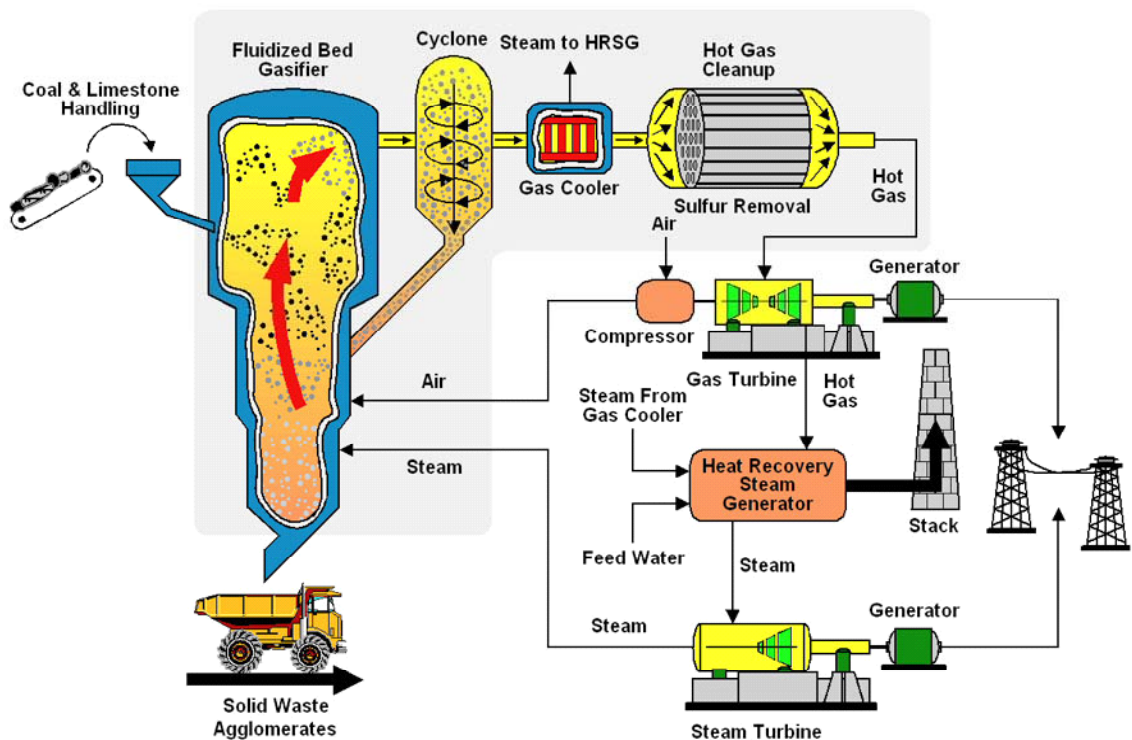


Tabella E1 - Impianti realizzati di cicli combinati a gassificatore integrato (IGCC)

	Buggenum Olanda	Puertollano Spagna	Wabash River * USA	Pinon Pine USA
Proprietario	SEP (Samenwerkende elektriciteits- produktie-bedrijven)	Elcogas	Dyenergy e PSI Energy Inc.	Sierra Pacific Power Company
Anno di inizio operazioni	1995	1998	1993	1998
Gassificatore	Shell (entrained flow)	Krupp-Udhe Prenflo	DESTEC (entrained flow)	KRW (fluidised bed)
Potenza netta	253 MW _e	298 MW _e	262 MW _e	100 MW _e
Potenza turbina a gas	155 MW _e	182.3 MW _e	192 MW _e	61 MW _e
Potenza turbina a vapore	128 MW _e	135.4 MW _e	105 MW _e	46.2 MW _e
Costo capitale	2110 \$/kW	2210 \$/kW	1710 \$/kW	2125 \$/kW
Efficienza netta	0,43	0,471	0,4	0,407
Turbina a gas	Siemens V64.2	Siemens V94.3	General Electric GE7FA	General Electric GE6FA
Temperatura ingresso turbina	1050°C	1120°C		1288°C
Alimentazione	Carbone bituminoso	Coke	Carbone bituminoso	Carbone bituminoso
Emissioni SOx	60 g/GW	0.07 g/kWh	0.095 kg/MWh	225 t/a
Emissioni NOx	60-120 g/GW	0.4 g/kWh	0.34 kg/MWh	575 t/a

Allegato F

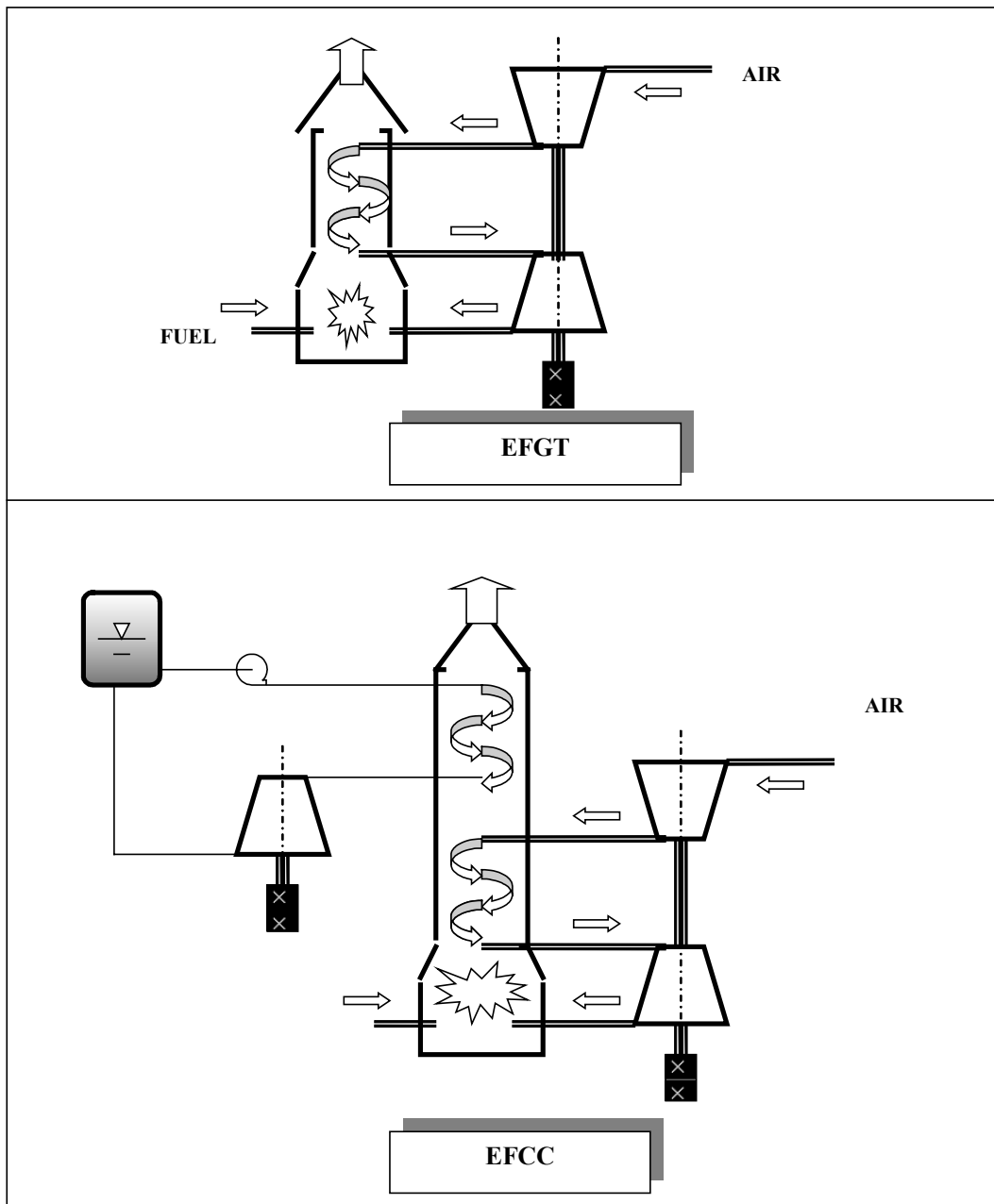
Cicli combinati a combustione esterna

Il ciclo combinato a combustione esterna (EFCC) consiste in una turbina a gas dove al posto della camera di combustione è sistemato uno scambiatore di calore ad alta temperatura. Il fluido che evolve in turbina è aria che dopo essere stata compressa nel compressore, viene riscaldata fino a temperature di 800 – 900 °C nello scambiatore di calore, se metallico, e di 1000 – 1100 °C se ceramico. Lo scambiatore di calore riceve i gas caldi da un combustore a carbone (o a qualunque altro tipo di combustibile). Nel caso di carbone può trattarsi di un combustore a polverino appositamente progettato. L'aria calda allo scarico della turbina a gas viene riutilizzata come comburente per il combustore realizzando, in questo modo, un forte recupero di energia che rende elevati i rendimenti del sistema anche quando non sia attuato un ciclo combinato con un HRSG a valle. In questo caso il sistema è aperto e viene chiamato EFGT (Externally Fired Gas Turbine).

Gli sviluppi degli EFCC e degli EFGT hanno puntato, in passato, su cicli ad alta temperatura mediante scambiatori ceramici il cui sviluppo ha incontrato difficoltà. Ciò ha rallentato gli sforzi di messa a punto di questi sistemi. Recentemente è emerso un nuovo interesse tenuto conto del fatto che usando scambiatori metallici, con tecnologia già disponibile, si possono ottenere ancora rendimenti di tutto rispetto, nella combustione del carbone, con semplicità di impianto notevoli.

La figura F1 mostra schematicamente i sistemi EFCC ed EFGT.

Figura F1 - EFCC ed EFGT



Allegato G

Gassificazione delle biomasse vegetali

La gassificazione delle biomasse vegetali avviene in un reattore nel quale si attua la combustione in difetto d'aria delle biomasse pretrattate per renderle omogenee come pezzatura. A causa della presenza di umidità nel combustibile spesso non è necessario introdurre acqua o vapore nel reattore.

Il letto di reazione deve essere mantenuto abbastanza fluido. Ciò si ottiene utilizzando agitatori meccanici. Il gas viene raffreddato, pulito dai residui solidi e poi filtrato dalle impurità.

Figura G1 - Processo per gassificazione di biomasse vegetali

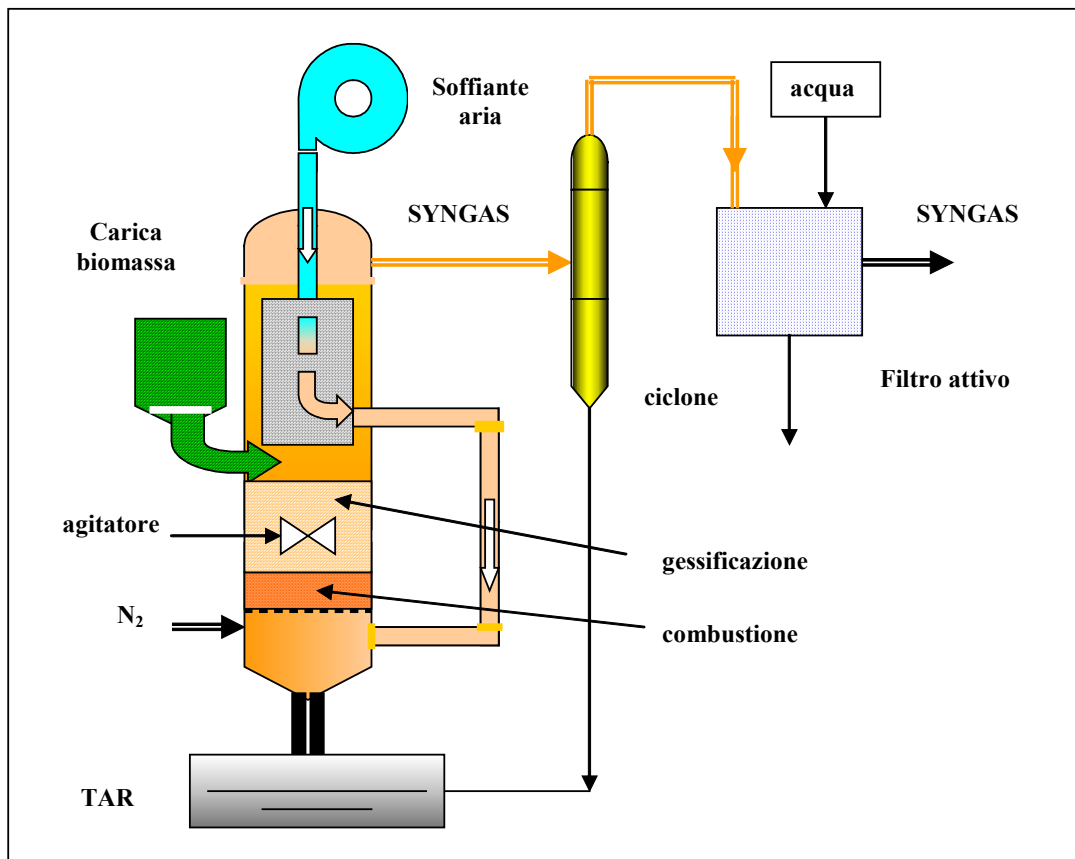


Tabella G1 -Impianti di gassificazione di biomasse

	Ansaldo	Marcegaglia - Green Power			
Potenza termica	3 MW _{th} (15% u.r.)	1.5 MW _{th}	2.5 MW _{th}	4 MW _{th}	
	2.2 MW _{th} (b. umida)				
Combustibile	Cippato di legno	Cippato di legno	Cippato di legno	Cippato di legno	
Consumo combustibile	700 kg/h (15% u.r.)	380 kg/h (15% u.r.)	720 kg/h (15% u.r.)	1015 kg/h (15% u.r.)	
		440 kg/h (25% u.r.)	790 kg/h (25% u.r.)	1170 kg/h (25% u.r.)	
		525 kg/h (35% u.r.)	875 kg/h (35% u.r.)	1400 kg/h (35% u.r.)	
Rendimento gassogeno		83% (15%u.r.)	83% (15%u.r.)	83% (15%u.r.)	
		79% (25% u.r.)	79% (25% u.r.)	79% (25% u.r.)	
		73% (35% u.r.)	73% (35% u.r.)	73% (35% u.r.)	
Potenza elettrica (con motore alternativo)	1.1 MW _e (15% u.r.)	320 kW _e (15%u.r.)	530 kW _e (15%u.r.)	850 kW _e (15%u.r.)	
		310 kW _e (25%u.r.)	515 kW _e (25%u.r.)	825 kW _e (25%u.r.)	
		300 kW _e (35%u.r.)	500 kW _e (35%u.r.)	800 kW _e (35%u.r.)	
Rendimento Motore alternativo	36%	30%	30%	30%	
Rendimento elettrico complessivo	30%	25% (15%u.r.)	25% (15%u.r.)	25% (15%u.r.)	
		24% (25%u.r.)	24% (25%u.r.)	24% (25%u.r.)	
		22% (35%u.r.)	22% (35%u.r.)	22% (35%u.r.)	
Composizione volumetrica syngas prodotto	CO	25%	18%-24%	18%-24%	18%-24%
	H ₂	12%	15%-22%	15%-22%	15%-22%
	CO ₂	14%	10%-14%	10%-14%	10%-14%
	CH ₄	1%	1%-4%	1%-4%	1%-4%
	N ₂	48%	≅ 45%	≅ 45%	≅ 45%
Potere calorifico	1500 kcal/Nm ³	1200 kcal/kg(15%u.r.)	1200 kcal/kg(15%u.r.)	1200 kcal/kg (15%u.r.)	
	(15% u.r.)	1100 kcal/kg(25%u.r.)	1100 kcal/kg(25%u.r.)	1100 kcal/kg (25%u.r.)	
		1000 kcal/kg(35%u.r.)	1000 kcal/kg(35%u.r.)	1000 kcal/kg (35%u.r.)	
Costo per produzione di energia termica	775 €/kW				
Costo per produzione di energia elettrica	2350 €/kW				
Costo per la distribuzione di syngas	500/700 €/kW + reattore di water-gas shift +costo distribuzione				

Impianti in costruzione in Italia:

Euroenergy Group

Ubicazione	Curzo (CZ)	Manfredonia (FG)	Forlimpopoli (FO)
Potenza elettrica	14 MWe	12.2 MWe	20 MWe
Tipo combustibile	Residui forestali, residui segheria, potature agricole	Residui forestali, residui segheria, potature agricole	Residui lignocellulosi da flusso di materiale riciclato, potature agricole
Fabbisogno annuo	155000 ton	135000 ton	195000 ton

Siemens

Ubicazione: Cisterna di Latina
Tipo combustibile: Legno e scarti della produzione di olio d'oliva
Tipo impianto: Gassificazione con ciclo a vapore sottoposto
Pressione vapore: 52 bar
Temperatura vapore: 422°C
Potenza elettrica: 10 MWe

Allegato H

Sistemi cogenerativi per produzione di elettricità e teleriscaldamento

Gli impianti di cogenerazione replicano, in scala ridotta, il processo adottato per i cicli combinati con la differenza che non esiste una generazione elettrica a valle del motore a gas (TG o diesel). Il calore di recupero è o utilizzato tal quale prelevando i gas di scarico o trasformato in vapore mediante un HRSG e quindi, direttamente utilizzato.

Tabella H1 -Impianti commerciali di cogenerazione

Modello	IVECO 7675 G	PERKINS 2006 TSI	IVECO 8291 SRG	JENBACHER JMS 312	PERKINS 4016 TRS	JENBACHER JMS 612
Tipologia	Motore alternativo	Motore alternativo	Motore alternativo	Motore alternativo	Motore alternativo	Motore alternativo
Alimentazione	Gas naturale	Gas naturale	Gas naturale	Gas naturale	Gas naturale	Gas naturale
Potenza Elettrica	50 kW _e	153 kW _e	325 kW _e	625 kW _e	1000 kW _e	1464 kW _e
Potenza termica	104 kW _{th}	239 kW _{th}	501 kW _{th}	786 kW _{th}	1270 kW _{th}	1536 kW _{th}
Efficienza elettrica	28.4 %	34.7 %	34.7 %	38.7 %	37.9 %	41.5 %
Efficienza termica	59.1 %	54.2 %	53.5 %	-	48.1 %	-
Efficienza totale	87.9 %	88.9 %	88.2 %	87.4 %	86.0 %	85.0 %

Modello	CUMMINS 6BT 5.9 G1	MAN D2866LE202	MAN D24842LE202	MTU 8V 4000 G60	CUMMIS KTA 50 G6	MTU 12V 4000 G60
Tipologia	Motore alternativo	Motore alternativo	Motore alternativo	Motore alternativo	Motore alternativo	Motore alternativo
Alimentazione	Diesel	Diesel	Diesel	Diesel	Diesel	Diesel
Potenza Elettrica	51 kW _e	255 kW _e	460 kW _e	698 kW _e	820 kW _e	1041 kW _e
Potenza termica	53 kW _{th}	275 kW _{th}	492 kW _{th}	642 kW _{th}	865 kW _{th}	940 kW _{th}
Efficienza elettrica	34.2%	38.7 %	38.9 %	39.1 %	38.5 %	39.7 %
Efficienza termica	35.6%	41.7 %	41.6 %	35.9 %	40.6 %	35.8 %
Efficienza totale	69.8%	80.4 %	80.5 %	75.0 %	79.1 %	75.5 %

Tabella H2 -Impianti commerciali di cogenerazione

Modello	Solar Saturn 20	Nuovo Pignone PGT-2	Solar Centaur 40 GS	Pratt&Whitney ST40	ABB/Alstom Typhoon 505
Tipologia	Turbina a gas con compressore ed espansore assiale	Turbina a gas rigenerata con interrefrigerazione tra i due stadi di compressione centrifughi. Espansore assiale	Turbina a gas con compressore ed espansore assiale	Turbina a gas di derivazione aeronautica a 3 alberi. Generatore di gas caldi con turbina libera.	Turbina a gas con compressore ed espansore assiale
Alimentazione	Gas naturale	Gas naturale	Gas naturale	Gas naturale	Gas naturale
Potenza elettrica	1.2 MW _e	2.3 MW _e	3.51 MW _e	4 MW _e	5 MW _e
Efficienza netta	23%	30%	26.5%	33.1%	30.6%
Temperatura gas di scarico	505°C	317°C	435°C	544°C	538°C
Rapporto di compressione	6,5	12,5	9,7	-	14,7
Produzione di vapore (unfired) (8.62 bar)	3.7 ton/h (saturo secco)	-	8.1 ton/h (saturo secco)	-	12.1 ton/h
Efficienza totale	72%	-	69%	-	≅ 80%
Produzione di vapore (fired, 760 °C) (8.62 bar)	6.9 ton/h (saturo secco)	-	19.6 ton/h (saturo secco)	-	-
Efficienza totale	82%	-	83%	-	-

Allegato I

Pompa di calore oceanotermica

In questo tipo di impianti l'acqua con il contenuto termico che si vuole estrarre (acqua di mare, di lago o di falda) viene prelevata ed inviata ad uno scambiatore di calore. Qui il calore è ceduto ad una pompa di calore reversibile e cioè alternativamente, secondo la direzione di trasferimento del calore, al condensatore o all'evaporatore di una macchina frigorifera. La macchina frigorifera è, in genere, a compressore e, quindi, azionata elettricamente o meccanicamente.

Se la sorgente termica è costituita da acqua di mare o di lago è necessario un sistema di protezione anti biofouling che prevenga l'otturazione dei condotti del circuito primario e dello scambiatore per opera di macroorganismi acquatici come alghe e molluschi.

La figura I1 mostra lo schema di funzionamento di un sistema oceanotermico ad acqua di mare.

Figura I1 - Pompa di calore oceanotermica

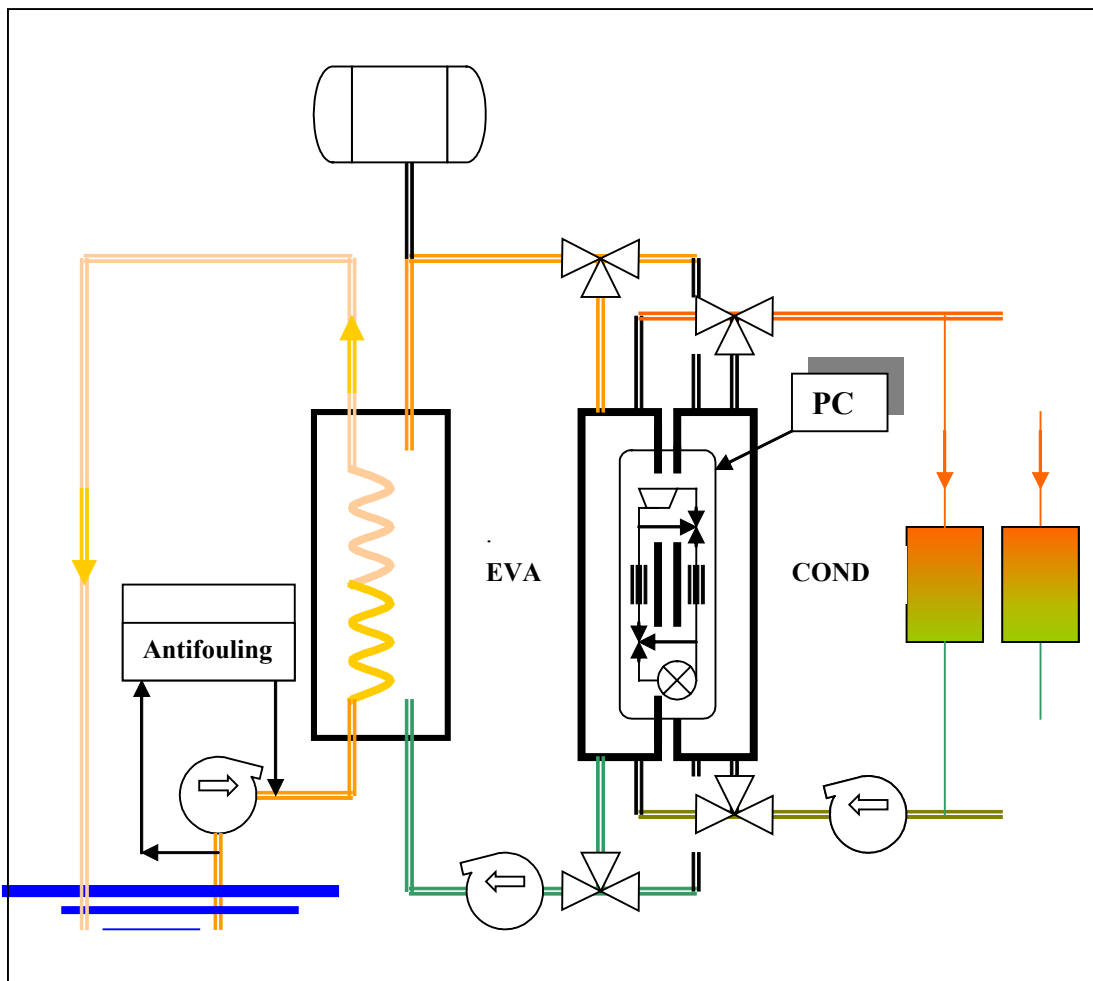


Tabella II - Impianti di pompaggio di calore dal mare : Impianto dimostrativo CLIMARE di Sestri Levante

Utente	Fondazione Media-terraneo
Costruttore e fornitore servizio calore	HTR Ricerche industriali srl
Potenza termica	300 kW
Portata acqua di mare trattata	35 mc/h
ΔT restituzione al mare	2 °C
COP in configurazione estiva (estate 2001)	3,5
COP in configurazione invernale (nov.2001)	4
Δ emissioni di CO₂ all'origine (*)	-50%
Δ prezzo del kWh (ter) praticato all'utenza (**)	-30%

(*) Calcolato in confronto ad un impianto a gas naturale di pari potenzialità

(**) calcolato in base ai prezzi medi praticati dai fornitori locali di teleriscaldamento

Allegato J

Processi di produzione elettrica dall'incenerimento di rifiuti

Il processo non è, concettualmente complicato. I fumi caldi che provengono dall'inceneritore, sia esso a griglia oscillante che a letto fluido, sono la sorgente termica che realizza un ciclo vapore abbastanza convenzionale.

Le difficoltà tecnologiche sono essenzialmente legate ai materiali da impiegare sulla linea fumi e, ancora prima, alle tecniche di depurazione e filtrazione dei fumi specialmente per quanto riguarda HCl e HF.

Tabella J1 - Impianti di termovalorizzazione di rifiuti solidi urbani

		Impianto situato a Ravenna	Impianto situato a Parona (PV)
Costruttore		E.P.I.	Foster Wheeler Italiana
Tipologia		Caldaia a letto fluido (CFB)	Caldaia a letto fluido (CFB)
Tipologia combustibile		Turbina a vapore	Turbina a vapore
PCI combustibile [MJ/kg]		Rifiuti Solidi Urbani	Rifiuti Solidi Urbani
Investimento		14,6	12,8
Inizio funzionamento		-	130.000.000 €
Alimentazione [t/a]		set-99	lug-00
Potenze Elettrica [MW]		50.000	200000
Sostanza		7	17
	Emissioni		
Particolato	[mg/Nm ³]	-	1,2
SO ₂	[mg/Nm ³]	-	0,4
NO _x	[mg/Nm ³]	-	152,2
HCL	[mg/Nm ³]	-	4,6
CO	[mg/Nm ³]	-	9,2
HF	[mg/Nm ³]	-	<0,1
VOC	[mg/Nm ³]	-	<0,1
Cu+Mn+Ni+V+Sn	[mg/Nm ³]	-	0,01
Cd+Tl	[mg/Nm ³]	-	<0,005
Hg	[mg/Nm ³]	-	0,041
Aromatici	[mg/Nm ³]	-	0,00003
Diossine e furani	[mg/Nm ³]	-	0,0743

Allegato K

Tablelle di conversione delle unità di misura

POTENZE

kW (chilowatt)	kcal/h (chilocaloria per ora)	MW (Megawatt)	CV (Cavalli vapore o HP)
1	860	0,001	1,36
0,00116	1	$1,16 \times 10^{-6}$	0,00158
0,001	0,86	1	0,00136
0,73	632	0,00073	1

ENERGIE

kcal (chilocaloria)	kJ (chilo Joule)	kWh (chilowattora)	GJ (Giga Joule)	TPE (Ton. equival. Petrolio)	m³ gas naturale
1	4,18	0,00116	$4,18 \times 10^{-6}$	10^{-7}	$0,12 \times 10^{-3}$
0,24	1	$0,28 \times 10^{-3}$	10^{-6}	$0,24 \times 10^{-7}$	$2,87 \times 10^{-5}$
860	3600	1	$3,6 \times 10^{-3}$	$8,6 \times 10^{-5}$	0,103
240.000	106	280	1	0,024	28,7
107	$4,18 \times 10^7$	11.630	41,8	1	12.000
8340	34.860	9,65	0,03486	0,00083	1