



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



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO

Studio tecnico-economico sulla applicabilità del processo di co-
gassificazione di carbone e biomasse con produzione di energia elettrica
nel preesistente impianto di gassificazione Sotacarbo da 5 MWt

C.Frau, E.Loria, A.Madeddu, M.Fadda



Report RdS/2012/206

STUDIO TECNICO-ECONOMICO SULLA APPLICABILITÀ DEL PROCESSO DI CO-GASSIFICAZIONE DI CARBONE E BIOMASSE CON PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA NEL PREESISTENTE IMPIANTO DI GASSIFICAZIONE SOTACARBO DA 5 MWT

C.Frau, E.Loria, A.Madeddu, M.Fadda

Settembre 2012

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Area: Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente

Progetto: 2.2 – Studi sull'utilizzo pulito dei combustibili fossili, la cattura ed il sequestro della CO₂

Responsabile del Progetto: Ing. Stefano Giammartini, ENEA

Indice

Sommario	6
Introduzione	7
Studio teorico sulla applicazione del processo di co-gassificazione e produzione di energia elettrica nell'impianto dimostrativo Sotacarbo	8
1. Il ruolo delle biomasse e le filiere energetiche	9
1.1 <i>Il settore energetico ed il ruolo dell'energia da fonti rinnovabili</i>	9
1.1.1 I consumi energetici: panoramica	9
1.1.2 Lo scenario mondiale	12
1.1.3 Lo scenario europeo	13
1.1.4 Il quadro normativo di riferimento	15
1.1.5 Il Piano d'Azione nazionale per le energie rinnovabili	16
1.1.6 I regimi di incentivazione	17
1.2 <i>La biomassa come fonte rinnovabile di energia</i>	18
1.3 <i>Una classificazione delle biomasse</i>	19
1.3.1 Biomassa dal comparto forestale ed agroforestale	19
1.3.2 Biomassa dal comparto agricolo	20
1.3.3 Biomassa dal comparto zootecnico	21
1.3.4 Biomassa dal comparto industriale	21
1.3.5 Biomassa da residui urbani	21
1.4 <i>Potenzialità, tipologia e disponibilità</i>	21
1.5 <i>Processi di conversione energetica della biomassa</i>	22
1.5.1 Processi termochimici	22
1.5.2 Processi biochimici	24
1.6 <i>Alcune applicazioni e le relative filiere</i>	25
1.7 <i>Aspetti di utilità e criticità derivanti dall'uso di biomasse</i>	26
1.8 <i>Strumenti di incentivazione per l'impiego di biomasse: POIN 2007-2013</i>	27
2. Tecnologie di gassificazione di biomasse e co-gassificazione	29
2.1 <i>La sezione di gassificazione</i>	29
2.2 <i>I sistemi di trattamento del syngas</i>	32
2.3 <i>Le tecnologie per la conversione in energia elettrica</i>	33
2.4 <i>Gassificazione di biomassa: tecnologie commerciali e impianti pilota</i>	34
2.4.1 Processo Renugas	34
2.4.2 Carbo-V Process	34
2.4.3 HTW Process	35
2.4.4 Texaco Process	36
2.4.5 DMT Indirectly Heated Steam Gasifier	36
2.4.6 Processi di reforming DM2	36
2.5.7 Indirectly Heated, Twin Fluidised Bed, Steam Gasifier (Battelle/ FERCO)	37

2.5.8	FICFB Gasification	38
2.4.9	Processo AER.....	39
2.5	<i>Tecnologie di gassificazione di biomasse disponibili in Italia</i>	40
2.6	<i>La tecnologia di co-gassificazione carbone/biomasse</i>	46
2.7	<i>Esperienze nel campo della co-gassificazione</i>	48
2.7.1	L’Impianto IGCC Polk.....	48
2.7.2	L’impianto IGCC Buggenum	48
2.7.3	L’impianto IGCC Elcogas.....	49
2.7.4	L’impianto Schwarze Pumpe.....	50
2.7.5	L’impianto di Berrenrath.....	51
3.	Il processo di co-gassificazione applicato all’impianto dimostrativo Sotacarbo	53
3.1	<i>L’impianto dimostrativo Sotacarbo</i>	53
3.1.1	Sistema gassificatore	53
3.1.2	Scrubber.....	55
3.1.3	Torcia	56
3.1.4	Sistemi ausiliari	56
3.1.5	Descrizione funzionale dell’impianto.....	56
3.2	<i>Integrazioni e modifiche impiantistiche</i>	56
3.2.1	Sezione di ricezione, controllo e stoccaggio della biomassa.....	57
3.2.2	Sezione di alimentazione del combustibile.....	57
3.2.3	Sezione di gassificazione	57
3.2.4	Sezione di trattamento syngas.....	57
3.2.5	Sezione di produzione di energia elettrica.....	58
3.3	<i>Caratterizzazione dei combustibili</i>	58
3.3.1	Il carbone	58
3.3.2	Biomassa legnosa in alimentazione all’impianto: il cippato	66
3.4	<i>Ipotesi di esercizio dell’impianto</i>	68
3.4.1	Miscela combustibile in alimentazione: ipotesi alla base dello studio	68
3.4.2.	Bilanci materiali	70
4.	Valutazione economica del progetto	75
4.1	<i>Conto economico</i>	76
4.1.1	Costi di investimento	76
4.1.2	Costi operativi relativi all’impianto	77
4.1.3	Eco tasse e costi delle quote di emissione della CO ₂	78
4.1.4	Ricavi dalla vendita dell’energia elettrica	78
4.1.5	Tasse	79
4.1.6	Ipotesi di finanziamento del progetto	79
4.1.7	Valutazione di redditività e costo dell’energia elettrica (CoE).....	81
4.1.8	Piano economico finanziario.....	81
5.	Messa in esercizio dell’impianto dimostrativo Sotacarbo: valutazioni tecnico-economiche	84
5.1	<i>Sezioni dell’impianto dimostrativo</i>	84
5.1.2	Alimentazione del combustibile.....	84
5.1.3	Fluidi ausiliari	84
5.1.4	Sistema di alimentazione agenti gassificanti (soffiante aria processo, caldaie vapore)	84
5.1.5	Reattore di gassificazione	85
5.1.6	Sistema pulizia gas (scrubber).....	85
5.1.7	Torcia	85
5.1.8	Sistema di regolazione e controllo.....	85
5.1.9	Strumentazioni e piping	86

5.1.10 Impianto Elettrico	86
5.2 Costi	86
5.2.1 Costi manutenzione impianto dimostrativo	86
5.2.2 Costi avviamento.....	86
5.3 Tempistiche	87
Conclusioni	88
Riferimenti bibliografici	89
Abbreviazioni ed acronimi	Errore. Il segnalibro non è definito.

Sommario

Le criticità legate alla decrescente disponibilità delle fonti energetiche di origine fossile, nonché alla loro distribuzione geografica in aree politicamente instabili, unitamente alle ingenti problematiche ambientali su scala globale, hanno indotto una crescente attenzione verso la ricerca di fonti energetiche alternative. L'utilizzo delle biomasse a scopo energetico è uno degli strumenti indicati per la riduzione delle emissioni di gas serra in atmosfera. In tale ambito si inserisce il presente studio con lo scopo di analizzare lo stato dell'arte dei processi e delle tecnologie per l'utilizzo delle biomasse come fonte energetica. In particolare viene esaminata la possibilità e verificata la fattibilità di applicare il processo di co-gassificazione di carbone e biomassa per la produzione di energia elettrica sull'impianto dimostrativo sito presso il centro ricerche Sotacarbo a Carbonia (CI), sia dal punto di vista tecnico, valutando le modifiche impiantistiche ed ottimizzazioni del processo necessarie, sia dal punto di vista economico, mediante l'analisi di redditività dell'investimento.

VALUTAZIONE TECNICO-ECONOMICA DEL PROGETTO

L'impianto dimostrativo attualmente installato presso il centro ricerche Sotacarbo è basato sul processo di gassificazione in letto fisso updraft, prevede il lavaggio tramite scrubber del syngas prodotto e il successivo invio del gas trattato alla torcia.

Al fine di utilizzare l'impianto dimostrativo Sotacarbo per la produzione di energia elettrica da carbone e biomasse, o alternativamente, mediante sole biomasse, è necessario provvedere alla modifica e all'integrazione delle sezioni esistenti. Inoltre al fine di ottimizzare il processo di gassificazione è necessario prevedere l'inserimento di un sistema di alimentazione degli agenti gassificanti a diverse altezze lungo il gassificatore e di un sistema per il preriscaldamento degli agenti gassificanti. La sezione di trattamento syngas di nuova fornitura da installarsi dopo lo scrubber esistente comprende un filtro elettrostatico a umido per la rimozione del particolato e degli aerosol di tar; successiva rimozione di composti azotati ammoniacali con lavaggio acido con H_2SO_4 e rimozione dell' H_2S con lavaggio alcalino con soluzione acquosa di soda e ipoclorito. La sezione di produzione di energia elettrica è costituita da un motore a combustione interna con possibilità di cogenerazione (recupero di calore dai fumi di combustione).

La valutazione economica del progetto ha riguardato: il calcolo degli indicatori di redditività (VAN; TIR; TRC), per quantificare, seppure in via preliminare, le prestazioni economiche dell'impianto; una stima del costo di produzione dell'energia elettrica – CoE (Cost of Electricity), espresso in c€/kWh, definito come il rapporto tra il costo complessivo dell'impianto (dato dalla somma dei costi di investimento e dei costi operativi, compresi quelli del combustibile) calcolato per l'intera vita del progetto e la quantità totale di energia elettrica prodotta nello stesso intervallo di tempo.

Sono state infine effettuate valutazioni preliminari di natura tecnico-economica sulle operazioni da condurre al fine della messa in esercizio dell'impianto dimostrativo Sotacarbo per la gassificazione del carbone da cui si deduce che per predisporre l'impianto attuale per il collaudo funzionale il costo è di circa 400,000 euro e il tempo previsto per la realizzazione è di circa un anno.

Introduzione

Il presente documento è riferito alle attività indicate nell'allegato tecnico all'Accordo di collaborazione tra ENEA e Sotacarbo "Analisi e sperimentazione di processi e tecnologie che trovano applicazione in impianti di produzione energetica da carbone equipaggiati con sistemi di cattura e sequestro della CO₂".

In particolare, nell'ambito dell'obiettivo OR3 "Attività relative a studi di progettazione e follow delle attività preliminari alla realizzazione di un impianto dimostrativo a carbone con cattura e confinamento geologico della CO₂ nell'area del bacino minerario del Sulcis" sono previste attività di studio tecnico-economico sulla applicabilità del processo di co-gassificazione di carbone e biomasse con produzione di energia elettrica nel preesistente impianto di gassificazione Sotacarbo da 5 MW_{th}.

Studio teorico sulla applicazione del processo di co-gassificazione e produzione di energia elettrica nell'impianto dimostrativo Sotacarbo

Le biomasse sono una fonte rinnovabile di energia la cui caratteristica principale è di essere intrinsecamente legata al territorio, sono infatti disponibili ovunque e largamente diffuse, anche se in qualità e quantità diverse. Proprio per la loro diversità sono disponibili numerose tecnologie di conversione che producono altrettante forme finali di energia (energia elettrica e/o termica, combustibili liquidi, biogas). Infine, poiché le biomasse sono diffuse sul territorio è necessario organizzarne la raccolta e il trasporto o, addirittura, la coltivazione stessa in colture energetiche dedicate. L'utilizzo delle biomasse a scopo energetico è uno degli strumenti indicati per la riduzione delle emissioni di gas serra in atmosfera: il bilancio della CO₂ relativo alla conversione delle biomasse in energia è considerato neutro. Le emissioni di CO₂ prodotte dalla biomassa sono compensate dalla quantità di CO₂ assorbita, attraverso la fotosintesi, durante la crescita della biomassa stessa. Al bilancio bisogna aggiungere le emissioni di CO₂ equivalenti derivate dal trasporto e dalle altre attività correlate alla produzione, raccolta e trattamento delle biomasse. Da questa breve introduzione, emerge chiaramente la necessità di studiare con attenzione i sistemi di produzione di energia da biomasse.

Obiettivo di questo studio è verificare la fattibilità di realizzare il processo di co-gassificazione sull'impianto dimostrativo Sotacarbo, sia dal punto di vista tecnico, valutando le modifiche ed ottimizzazioni necessarie, sia dal punto di vista economico, mediante l'analisi di redditività dell'investimento.

1. Il ruolo delle biomasse e le filiere energetiche

Le criticità legate alla decrescente disponibilità delle fonti energetiche di origine fossile, nonché alla loro distribuzione geografica in aree politicamente instabili, unitamente alle ingenti problematiche ambientali su scala globale, hanno indotto una crescente attenzione verso la ricerca di fonti energetiche alternative.

Come è ben noto, con il termine biomassa si definisce una categoria di composti, di natura molto diversa tra loro, caratterizzati da una matrice di tipo organico, prodotto da organismi viventi e pertanto direttamente derivanti, attraverso il processo di fotosintesi clorofilliana, dall'energia solare. A seconda della provenienza, le biomasse possono essere classificate essenzialmente in biomasse residuali ed in biomasse derivanti da apposite coltivazioni energetiche. In particolare, il recupero energetico delle biomasse residuali appare doppiamente vantaggioso in quanto riduce la dipendenza dai combustibili fossili e inoltre contribuisce ad alleggerire le problematiche ambientali legate allo smaltimento di tali residui. Tuttavia, per quanto i possibili ed auspicabili contributi energetici derivanti dalle biomasse residuali possano dare risultati apprezzabili, appare evidente che un contributo sostanziale al bilancio energetico mondiale può provenire solamente dalla diffusione di coltivazioni energetiche dedicate.

Le motivazioni alla base del recente impulso impresso alle attività di valorizzazione energetica delle biomasse sono di natura diversa. Infatti, potendo essere accumulate in maniera relativamente facile, le biomasse non risentono dei problemi di aleatorietà e discontinuità che invece penalizzano la produzione di energia da altre fonti di natura rinnovabile, come l'eolico, il solare. Le biomasse, inoltre, in relazione alle loro caratteristiche, possono essere impiegate per produrre una vasta gamma di combustibili solidi, liquidi, e gassosi, a loro volta utilizzabili come vettore energetico per la produzione di energia elettrica e/o termica o come sostituti di combustibili fossili nel settore dei trasporti. I benefici ambientali consistono essenzialmente in una riduzione delle emissioni inquinanti e di gas serra, nonché dei quantitativi di residui da conferire a discarica. In relazione all'incremento dei costi delle fonti fossili convenzionali, l'utilizzo delle biomasse produrrà benefici sul fronte economico attraverso la riconversione di una parte del settore agricolo, la riduzione dei costi di approvvigionamento energetico e la riqualificazione di residui, rifiuti e sottoprodotti.

1.1 Il settore energetico ed il ruolo dell'energia da fonti rinnovabili

1.1.1 I consumi energetici: panoramica

La potenzialità delle fonti rinnovabili è legata al fabbisogno energetico mondiale, in continua crescita in particolar modo nei paesi delle economie emergenti.

I consumi energetici primari mondiali relativi all'anno 2009 sono stati caratterizzati dal ruolo principale del petrolio, 32,8%, rispetto ad una domanda globale di 12.150 Mtep, mentre la quota prodotta da rinnovabili è stata pari a circa il 12,5% della domanda totale (vedi figura 1).

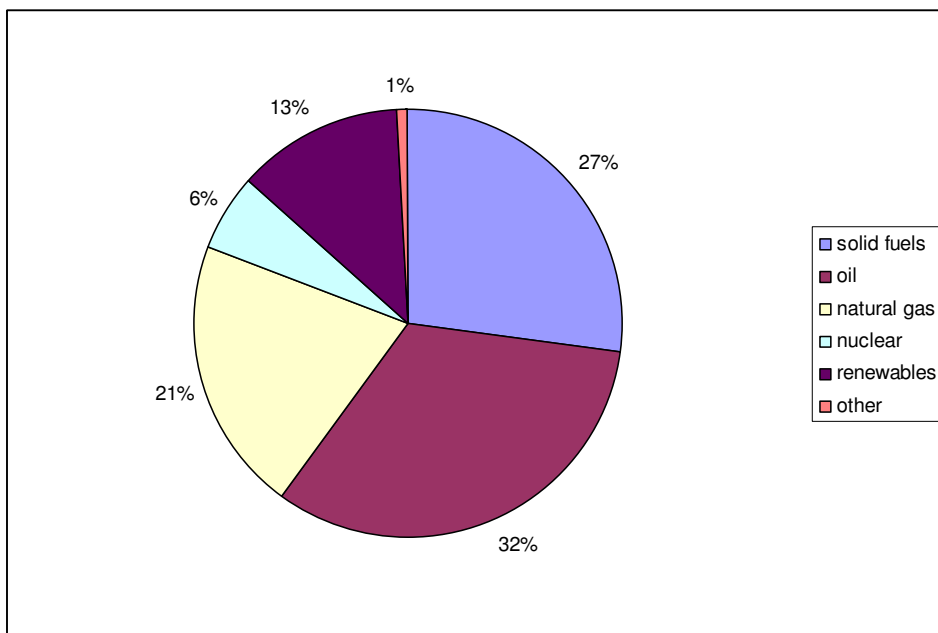


Fig. 1: Domanda mondiale di energia primaria anno 2009 (IEA 2011).

A livello europeo la domanda di energia primaria, i cui dati relativi all'anno 2007 sono riportati graficamente in fig. 2, ha visto l'impiego delle rinnovabili per una percentuale intorno al 8% rispetto alla domanda totale pari a 1.806 Mtep. In particolare, la quota di energia primaria da biomasse utilizzata a livello europeo è pari a 69,8% su un totale di 135.320 ktep da fonti rinnovabili (vedi fig. 3)

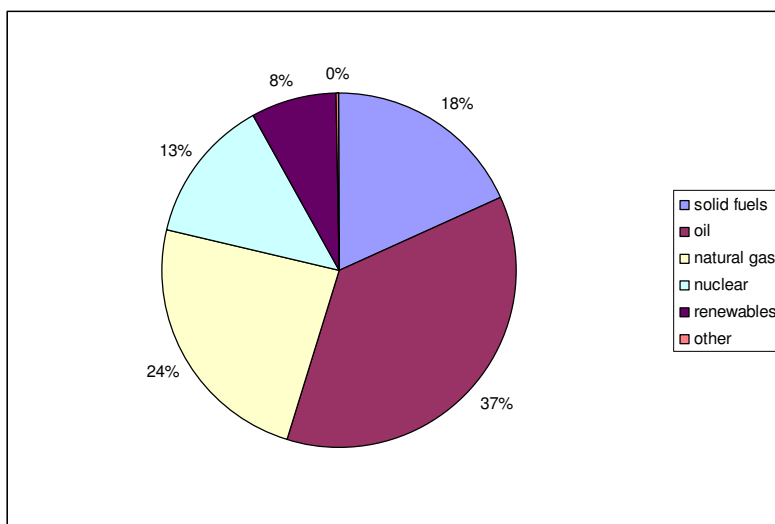


Fig. 2: Domanda di energia primaria (EU 27) anno 2007 (fonte European Commission, 2011).

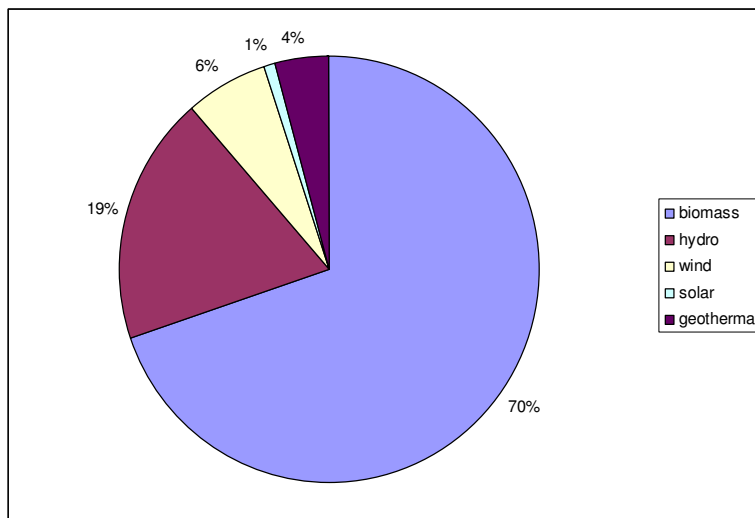


Fig. 3: Produzione di energia primaria (EU 27) da rinnovabili anno 2007 (fonte European Commission, 2011)

Relativamente alla situazione italiana, le percentuali di produzione di energia primaria da rinnovabili sono intorno al 7% su un totale di energia richiesta di 183,5 Mtep.

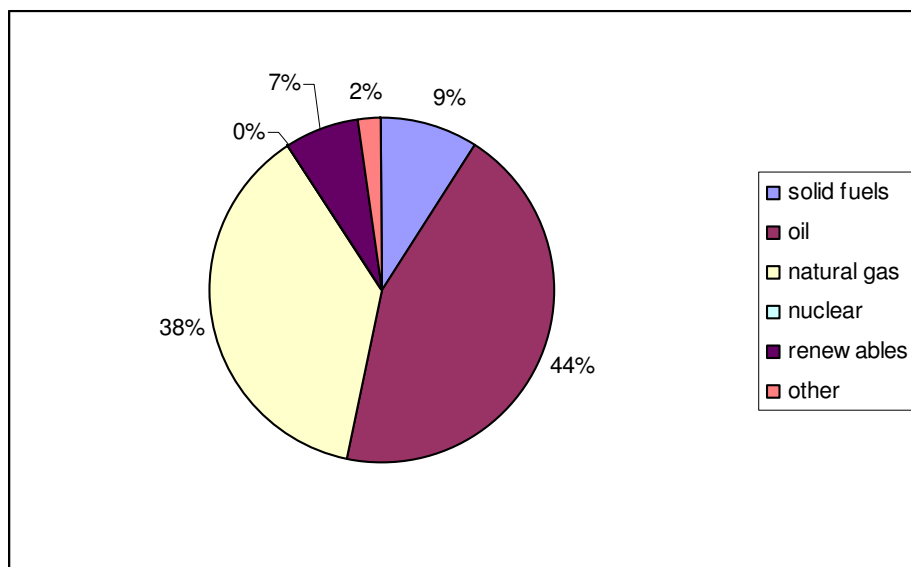


Fig. 4: Composizione della domanda di energia primaria in Italia anno 2007 (fonte European Commission, 2011)

A livello nazionale la quota di energia primaria da biomasse risulta essere intorno al 35% sul totale di 12.689 ktep prodotta da rinnovabili, un valore pari a circa la metà della percentuale europea.

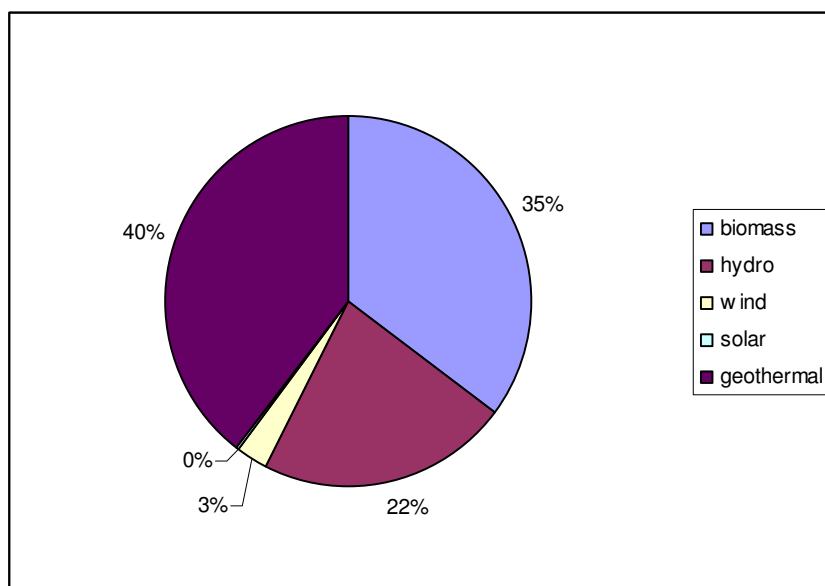


Fig. 5: Produzione di energia primaria da rinnovabili in Italia anno 2007 (fonte European Commission, 2011)

La percentuale di impiego delle rinnovabili e delle biomasse in particolare, è comunque destinato ad aumentare per il raggiungimento dei nuovi obiettivi fissati a livello europeo e nazionale. Gli scenari di impiego di tali fonti sono inquadrati tra gli scenari energetici ipotizzati a partire dal quadro globale per giungere a quello europeo che condiziona le scelte politiche comunitarie e di conseguenza nazionali.

1.1.2 Lo scenario mondiale

Il World Energy Outlook 2011 della IEA lancia l'allarme sulla necessità di cambiare urgentemente direzione nelle politiche energetiche globali. Infatti, nonostante la bassa crescita economica di questi anni, si prevede un aumento di domanda energetica primaria di circa il 33% nel periodo 2010-2035, che implica un sensibile aumento delle emissioni di CO₂.

Tra i diversi scenari analizzati, il più ambizioso risulta essere il "New Policy Scenario" che tiene conto delle indicazioni politiche dei paesi. Secondo questo scenario, più del 70% dell'incremento della domanda di energia primaria è previsto nei paesi non OCSE, con la Cina che consoliderà il suo ruolo di maggiore consumatore mondiale, arrivando nel 2035 a superare del 70% la domanda energetica primaria degli Stati Uniti.

Relativamente alle rinnovabili, si prevede che soddisferanno nel 2035 una quota pari al 18% della domanda di energia primaria incrementando di 5 punti percentuali il valore del 2009.

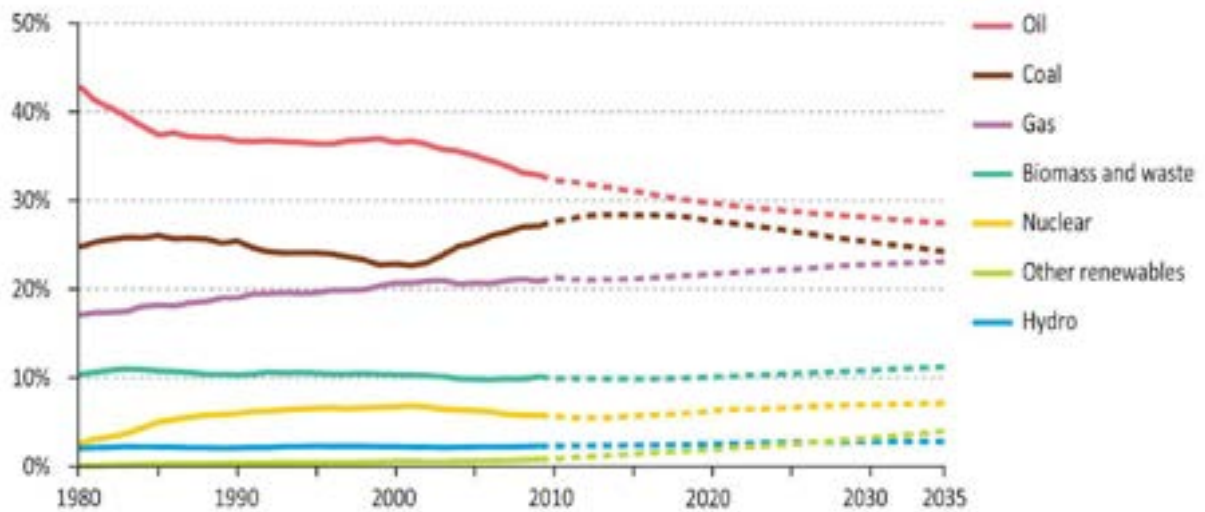


Fig.6: Composizione della domanda di energia primaria nello Scenario "New Policies" (fonte: WEO 2011)

Quindi, complessivamente, si stima che le rinnovabili ed il nucleare andranno a coprire più della metà del surplus di generazione di energia richiesto nel 2035.

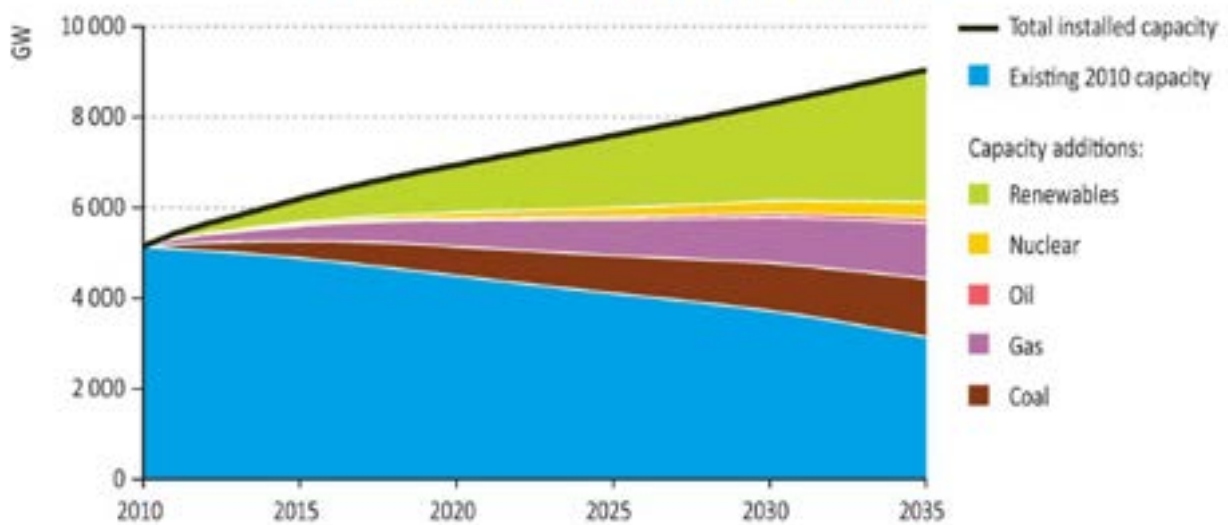


Fig. 7: Andamento della capacità di generazione di energia (fonte: WEO 2011)

1.1.3 Lo scenario europeo

La politica energetica nazionale scaturisce dai moniti a livello mondiale che a loro volta influiscono sugli indirizzi di politica energetica a livello europeo.

La Strategia energetica 20-20-20 della Commissione Europea, che tra i diversi obiettivi fissa al 20% la quota di produzione di energia da fonti rinnovabili al 2020, evidenzia come le politiche dell'UE in materia di infrastrutture e innovazione sostengono lo sviluppo del settore delle energie rinnovabili, assicurando che le fonti di tali energie e le tecnologie ad esse collegate diventino al più presto economicamente competitive, per consentire di raggiungere gli obiettivi prefissati.

Le proiezioni degli Stati membri indicano che le energie rinnovabili cresceranno ad un ritmo più veloce sino al 2020 rispetto al passato. Circa metà degli Stati membri (Austria, Bulgaria, Danimarca, Francia, Germania, Grecia, Lituania, Malta, Paesi Bassi, Repubblica Ceca, Slovenia, Spagna e Svezia) prevede di superare i propri

obiettivi e di poter fornire le eccedenze ad altri Stati membri. In due Stati membri (Italia e Lussemburgo) è previsto che una piccola parte delle energie rinnovabili necessarie per raggiungere i rispettivi obiettivi, derivi da "importazioni" sotto forma di trasferimenti statistici da Stati membri che dispongano di eccedenze o da paesi terzi. Se tutte queste previsioni saranno confermate, nel 2020 la quota complessiva di energie rinnovabili nell'UE supererà l'obiettivo del 20%.

Gli Stati membri, nel complesso, prevedono di aumentare di oltre il doppio il loro consumo totale in termini di energie rinnovabili, passando dai 103 Mtep del 2005 a 217 Mtep nel 2020 (consumo finale lordo di energia). Il settore dell'elettricità dovrebbe rappresentare il 45% dell'aumento (vedi fig. 8), il riscaldamento il 37% e i trasporti il 18%.

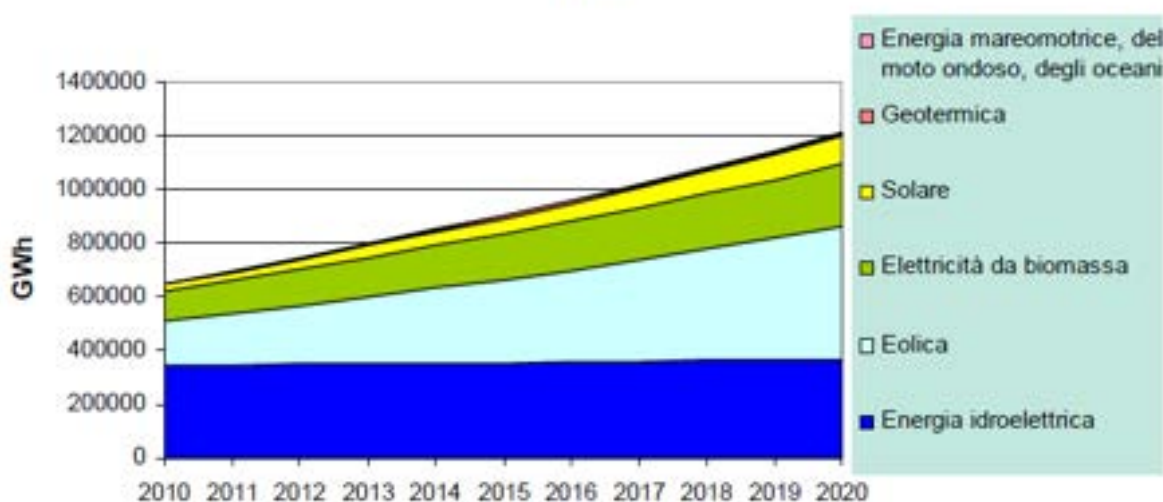


Fig. 7: Sviluppo delle energie rinnovabili nel settore dell'elettricità nell'UE (fonte: CE 2011)

Nell'ambito dello sviluppo di un sistema energetico sostenibile, il 15 dicembre 2011 la Commissione Europea ha adottato la comunicazione "Energy Roadmap 2050" con l'obiettivo al 2050 di ridurre le emissioni di gas serra del 80-95% rispetto ai livelli del 1990 e al contempo di assicurare la fornitura necessaria di energia per la competitività del sistema Europa. Per valutare la bontà degli interventi proposti, sono stati messi a confronto differenti scenari di sviluppo che considerano diverse condizioni di attuazione:

- scenario di riferimento attuale con le previsioni di sviluppo economico nel lungo termine agli attuali tassi di crescita e gli impegni già assunti con il piano 20-20-20;
- scenario relativo alle ultime iniziative politiche adottate che tiene conto delle misure adottate a seguito del disastro di Fukushima e le azioni proposte su "Energy Efficiency Plan" e la nuova Direttiva "Energy Taxation";
- scenari di riduzione della produzione di CO₂ "decarbonisation scenarios" in cui si tiene conto di un sistema energetico ad alta efficienza (permette di ridurre la domanda di energia del 41% entro il 2050 rispetto a quella del 2005-2006);
- forniture tecnologiche diversificate a partire dal nucleare sino ad arrivare alle tecnologie CCS (Carbon Capture and Storage) di cattura e separazione della CO₂;
- una maggiore quantità di energia da fonte rinnovabile rispetto alla domanda globale (fino al 75% nel 2050).

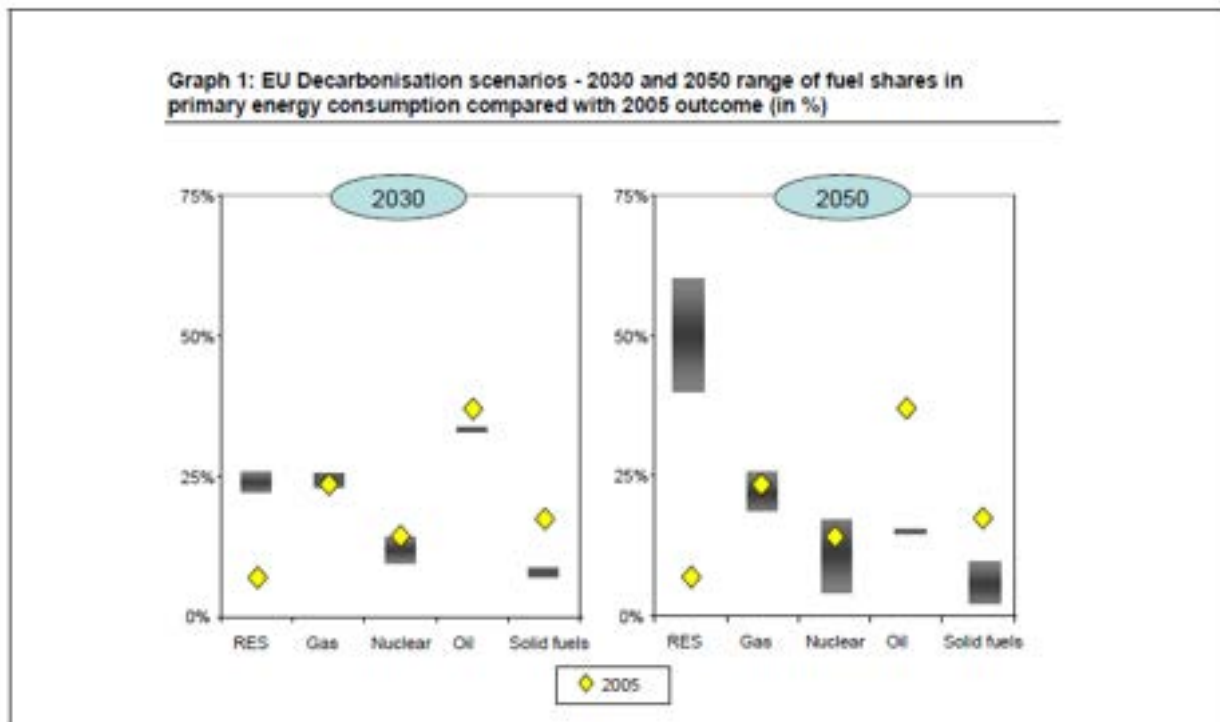


Fig. 8: Scenario "decarbonisation": contributi delle diverse fonti nella composizione della domanda di energia primaria (fonte CE, 2011)

In tutti gli scenari analizzati, le rinnovabili rivestono un ruolo sostanziale. In particolare lo scenario "decarbonisation" (vedi fig. 8) suggerisce che le rinnovabili andranno a occupare un ruolo centrale nel mix energetico europeo se saranno disponibili tecnologie adeguate per permettere uno sviluppo di massa della produzione e dell'impiego delle FER (Fonti Energetiche Rinnovabili).

Lo scenario in esame indicato dalla Commissione Europea per il 2050 richiede anche una ampia quantità di biomasse per il riscaldamento, la produzione di energia elettrica e il trasporto.

1.1.4 Il quadro normativo di riferimento

La politica dell'UE in materia di energie rinnovabili, avviata nel 1997 con l'adozione del relativo Libro Bianco, è sostanzialmente recente ed è guidata dalla necessità di ridurre le emissioni di carbonio del settore energetico e di rimediare alla crescente dipendenza dell'UE dall'importazione di combustibili fossili da regioni esterne, instabili dal punto di vista politico. Nel corso di questo periodo si è passati dalla promozione delle energie rinnovabili, tramite la definizione di obiettivi indicativi per i settori dell'elettricità e dei trasporti, alla definizione di obiettivi giuridicamente vincolanti, sostenuti da un quadro legislativo completo e, più recentemente, dal nuovo orientamento della politica europea in materia di infrastrutture energetiche, che incoraggia lo sviluppo delle energie rinnovabili.

L'attuale quadro normativo a livello europeo si basa sulla direttiva 2009/28/CE e sulla comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo del 31 gennaio 2011.

La direttiva europea 2009/28/CE sulle energie rinnovabili ha creato un quadro normativo solido e stabile per lo sviluppo del settore in Europa. Tutti gli Stati membri hanno recepito la direttiva entro il termine fissato (5 dicembre 2010) e hanno adottato piani d'azione nazionali per le energie rinnovabili, stabilendo così le basi per un'azione decisa a livello di Unione. In tale ambito nel gennaio 2011 è stata pubblicata una comunicazione della Commissione Europea sulle energie rinnovabili e i progressi verso gli obiettivi del 2020. La comunicazione traccia una panoramica del settore delle energie rinnovabili in Europa, indica le prospettive in vista del 2020 e delinea le principali difficoltà che ne ostacolano lo sviluppo.

La direttiva 2009/28/CE ha stabilito un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili. Secondo quanto previsto all'art. 4 della stessa, ogni Stato membro ha adottato un piano di azione nazionale

per le energie rinnovabili, in cui sono fissati gli obiettivi nazionali per la quota di energia da fonti rinnovabili consumata nel settore dei trasporti, dell'elettricità, del riscaldamento e raffrescamento nel 2020, tenendo conto degli effetti di altre misure politiche relative all'efficienza energetica sul consumo finale di energia, e delle misure appropriate da adottare per raggiungere detti obiettivi nazionali generali. Nel corso degli anni, tale piano, laddove lo Stato non rispetti le traiettorie indicative e i target intermedi definiti per il raggiungimento degli obiettivi, dovrà essere aggiornato prevedendo opportune misure correttive che pongano in evidenza le ragioni dell'eventuale scostamento ed i criteri per l'assorbimento del medesimo. La direttiva è stata recepita in Italia con il D. Lgs. n.28 del 3 marzo 2011, che ha trovato attuazione nel D.M. del 6 luglio 2012. In particolare il D.Lgs. 28/2011 ed i successivi decreti attuativi recepiscono la direttiva europea 2009/28/CE ridisegnando il panorama degli incentivi per i prossimi anni attraverso la definizione di un nuovo sistema di incentivazione per gli impianti da fonti rinnovabili e impianti ibridi in esercizio a partire dal 1° gennaio 2013. Tali decreti mirano ad allineare gli investimenti previsti per le fonti rinnovabili in Italia con gli standard europei.

Con la comunicazione "Energie rinnovabili, progressi verso gli obiettivi del 2020" del 2011, si evidenzia la necessità che l'impegno politico dell'UE a favore delle energie rinnovabili possa contare su finanziamenti adeguati. Attualmente, a livello di UE, nonostante il forte sostegno politico e il quadro strategico e normativo, le energie rinnovabili beneficiano di un sostegno finanziario ancora relativamente basso: nel periodo 2007-2009 sono stati destinati alle energie rinnovabili fondi per circa 9,8 miliardi di euro (3,26 miliardi l'anno), la maggior parte dei quali sotto forma di prestiti concessi dalla Banca Europea per gli investimenti. L'obiettivo della UE è quello di agire ulteriormente per agevolare l'adozione dei meccanismi di cooperazione previsti dalla direttiva sulle energie rinnovabili, al fine di aumentare la collaborazione a livello regionale e avviare la riforma armonizzata dei regimi di sostegno. Nel contesto di attuale fragilità a livello macroeconomico e di consolidamento fiscale è importante considerare il finanziamento delle energie rinnovabili come una spesa che incentiva la crescita e che produrrà rendimenti più elevati in futuro.

1.1.5 Il Piano d'Azione nazionale per le energie rinnovabili

Il Piano d'Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili s'inserisce in un quadro più ampio di sviluppo di una strategia energetica nazionale ambientalmente sostenibile e risponde ad una molteplicità di obiettivi. Tra questi, tenuto conto delle specificità nazionali, assumono particolare rilievo:

- la sicurezza degli approvvigionamenti energetici, data l'elevata dipendenza dalle importazioni di fonti di energia;
- la riduzione delle emissioni di gas climalteranti, data la necessità di portare l'economia italiana su una traiettoria strutturale di riduzione delle emissioni e di rispondere degli impegni assunti in tal senso dal Governo a livello europeo ed internazionale;
- il miglioramento della competitività dell'industria manifatturiera nazionale attraverso il sostegno alla domanda di tecnologie rinnovabili e lo sviluppo di politiche di innovazione tecnologica.

Il documento disegna le principali linee d'azione per le fonti rinnovabili, in un approccio organico per il perseguimento degli obiettivi strategici. Le linee d'azione si articolano su due piani: la governance istituzionale e le politiche settoriali.

La governance istituzionale comprende principalmente:

- il coordinamento tra la politica energetica e le altre politiche, tra cui la politica industriale, la politica ambientale e quella della ricerca per l'innovazione tecnologica;
- la condivisione degli obiettivi con le Regioni, in modo da favorire l'armonizzazione dei vari livelli di programmazione pubblica, delle legislazioni di settore e delle attività di autorizzazione degli impianti e delle infrastrutture, con la definizione di un burden sharing regionale che possa responsabilizzare tutte le istituzioni coinvolte nel raggiungimento degli obiettivi.

Con riferimento invece al livello di politica settoriale, le linee d'azione sono delineate sulla base del peso di ciascuna area d'intervento sul consumo energetico lordo complessivo:

- consumi finali per riscaldamento/raffrescamento;

- consumi di carburante nel settore dei trasporti;
- consumi finali di energia elettrica.

Il Piano inoltre contiene e descrive l'insieme delle misure (economiche, non economiche, di supporto, di cooperazione internazionale) necessarie per raggiungere gli obiettivi previsti. Numerosi sono i meccanismi di sostegno già attivi per sopperire agli insufficienti livelli di remunerazione, ad oggi assicurati dai soli meccanismi di mercato agli investimenti nel settore delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica.

1.1.6 I regimi di incentivazione

Nel sistema italiano sono già attivi da anni regimi diversificati di sostegno per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, e nello specifico:

- certificati verdi;
- tariffa onnicomprensiva;
- conto energia;
- fondo Kyoto.

I certificati verdi sono titoli, introdotti con la liberalizzazione del settore elettrico, scambiabili sul mercato attraverso contrattazioni bilaterali e compravendite centralizzate sulle apposite piattaforme, riconosciuti ai produttori da fonti rinnovabili in funzione dell'energia elettrica prodotta e della tipologia dell'intervento progettuale effettuato (nuovi impianti, riattivazioni, potenziamenti, rifacimenti e impianti ibridi). Il D. Lgs. 79/1999 ha introdotto l'obbligo a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica da fonti convenzionali, di immettere in rete un quantitativo minimo di elettricità da fonti rinnovabili. Tale obbligo può essere assolto o mediante l'immissione in rete della quantità di elettricità da fonti rinnovabili richiesta o acquistando certificati verdi, comprovanti la produzione dell'equivalente quota. Si sono creati quindi i presupposti per la nascita di un mercato, in cui la domanda è data dai soggetti sottoposti all'obbligo e l'offerta è costituita dai produttori di elettricità con impianti aventi diritto ai certificati verdi.

La tariffa onnicomprensiva è un regime di sostegno basato sull'erogazione di una tariffa fissa riconosciuta agli impianti da fonti rinnovabili in funzione dell'energia elettrica immessa in rete (feed in tariff). Tale tariffa è applicabile ai soli impianti di potenza inferiore a 1 MW (200 kW per l'eolico) e include sia l'incentivo sia la remunerazione per l'energia immessa in rete. Anche la tariffa onnicomprensiva è differenziata in funzione della tecnologia ed è riconosciuta per un periodo di 15 anni. Tale regime ben si attaglia per le piccole produzioni da fonti rinnovabili diffuse sul territorio a tutela dei piccoli produttori, che diversamente non riuscirebbero a trarre vantaggio da meccanismi più complessi come appunto i certificati verdi, ovvero per le tecnologie di produzione meno mature.

Con l'entrata in vigore del D.M. 6 luglio 2012 in attuazione al D.Lgs 28/2011 sono stati ridefiniti i criteri di assegnazione degli incentivi e le tariffe applicative per gli impianti alimentati ad energia rinnovabile. In particolare è prevista una fase di transizione che vedrà una progressiva eliminazione del sistema dei certificati verdi ed in questo scenario a tutela degli investimenti già effettuati, viene stabilito che il ritiro dei certificati verdi prosegua fino al 2016, ad un prezzo pari al 78% di quello massimo di riferimento fissato sulla base della delibera AEEG del 26 gennaio 2012. Il meccanismo di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili sarà costituito, a partire dal 2013, da aste organizzate dal GSE per gli impianti di taglia superiore a 5 MW e da tariffe incentivanti per gli impianti più piccoli e per quelli alimentati da biocombustibili. In particolare le procedure d'asta prevedono un valore minimo dell'incentivo comunque riconosciuto dal GSE, determinato tenendo conto delle esigenze di rientro degli investimenti effettuati. I nuovi valori fissati per le tariffe onnicomprensive sono inferiori a quelle del precedente meccanismo di incentivazione e sono stati ulteriormente differenziati per fasce e tipologie di fonte.

Il conto energia è un regime di sostegno che garantisce una remunerazione costante dell'energia elettrica prodotta da impianti solari fotovoltaici e termodinamici, per un periodo prestabilito (20 anni per gli impianti fotovoltaici, 25 anni per gli impianti solari termodinamici) attraverso una tariffa per tutta l'energia prodotta dagli impianti (feed in premium). La tariffa è aggiuntiva rispetto al ricavo della vendita o alla valorizzazione, mediante lo scambio sul posto o l'autoconsumo dell'energia prodotta, e varia in funzione della taglia e del grado di integrazione architettonica dell'impianto. Tale regime premia le produzioni

rinnovabili a prescindere dall'utilizzo che viene fatto dell'energia elettrica prodotta; tale fattispecie ben si adatta soprattutto al il profilo promiscuo produttore/consumatore di energia elettrica da fonte rinnovabile. La Legge Finanziaria 2007 ha istituito presso la Cassa Depositi e Prestiti un fondo rotativo per il finanziamento delle misure di riduzione delle emissioni climalteranti, finalizzate all'attuazione del Protocollo di Kyoto. Le misure soggette a finanziamento agevolato riguardano:

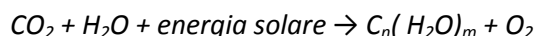
- microgenerazione diffusa (impianti di generazione combinata di energia elettrica e/o termica e/o meccanica fino a 50 kW_e);
- rinnovabili (impianti di piccola taglia eolici, idroelettrici, solari termici, termici a biomassa vegetale solida, fotovoltaici);
- motori elettrici;
- usi finali (risparmio energetico e incremento dell'efficienza negli usi finali dell'energia);
- protossido di azoto;
- ricerca; progetti pilota di ricerca e sviluppo di nuove tecnologie e di nuove fonti di energia a basse emissioni o ad emissioni zero;
- gestione forestale sostenibile.

Fermi restando alcuni vincoli di cumulabilità, ulteriori misure per l'incentivazione per la produzione di elettricità da fonti rinnovabili sono state inserite all'interno del Programma Operativo Interregionale (POIN) Energia 2007/2013 a valere sui fondi strutturali comunitari.

1.2 La biomassa come fonte rinnovabile di energia

Con il termine "biomassa" ci si riferisce ad una gran quantità di materiali di natura estremamente eterogenea. Con alcune eccezioni, si può dire che è biomassa tutto ciò che ha matrice organica. Sono da escludere le plastiche e i materiali fossili, che, pur rientrando nella chimica del carbonio, non hanno nulla a che vedere con la caratterizzazione, che qui interessa, dei materiali organici.

La biomassa rappresenta la forma più sofisticata di accumulo dell'energia solare. Questa, infatti, consente alle piante, durante la crescita, di convertire la CO₂ atmosferica in materia organica, attraverso il processo di fotosintesi. In questo modo vengono fissate complessivamente circa 2·10¹¹ tonnellate di carbonio all'anno, con un contenuto energetico dell'ordine di 70·10³ Mtep. La biomassa, attraverso il processo della fotosintesi, cattura la radiazione solare e la trasforma in energia chimica; essa costituisce quindi una risorsa rinnovabile ed inesauribile, se opportunamente utilizzata, per la produzione di altre forme di energia. In particolare, il contenuto in carbonio originario delle biomasse deriva da una reazione biologica tramite la quale le piante trasformano la luce solare, l'acqua e l'anidride carbonica in carboidrati e ossigeno, secondo la formula:



Questa prima definizione di biomassa contiene implicitamente il concetto di fonte rinnovabile, in quanto esclude tutte le biomasse fossilizzate e derivati, i cui tempi di formazione, dell'ordine dei milioni di anni, non sono comparabili con i tempi di sfruttamento della risorsa, ben più rapidi considerando l'attuale tasso di consumo.

In campo energetico con il termine biomassa si intende genericamente ogni sostanza organica, di origine vegetale o animale, da cui sia possibile ricavare energia. Ai sensi del D. Lgs. del 30 marzo 2011 di recepimento della Direttiva Europea 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, che ha modificato e successivamente abrogato le direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE, per biomassa si intende "la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani". Le risorse comprendono dunque una gamma molto vasta di prodotti, che va dai residui di origine vegetale (colture spontanee e residui del settore agroforestale), residui dell'industria agroalimentare e non, oltre alle colture energetiche dedicate, alle biomasse di origine animale (reflui zootecnici), alla frazione biodegradabile dei rifiuti.

L'energia contenuta nelle biomasse può essere sfruttata per via diretta (combustione) per ottenere calore e/o energia o per via indiretta, trasformando la biomassa in prodotti derivati (solidi, liquidi, gas). Con il termine biocombustibili si indicano tutti quei combustibili solidi, liquidi o gassosi che sono derivati direttamente dalle biomasse, oppure ottenuti in seguito ad un processo di trasformazione del materiale organico in esse contenuto in combustibile di diversa forma e proprietà. Con il termine bioenergia, infine, si va ad indicare qualsivoglia forma di energia utile (termica o elettrica) ottenuta tramite l'uso di biocombustibili.

A causa della grande varietà di tipologia delle biomasse, cui corrisponde la varietà delle caratteristiche chimico-fisiche, non esiste un'unica tecnologia per trasformare l'energia contenuta in energia utilizzabile. A seconda delle caratteristiche intrinseche delle biomasse e della tipologia di utilizzo finale (combustibile per produzione di energia elettrica o termica, ad uso diretto per autotrazione, etc.), i processi di conversione energetica, infatti, possono essere molto diversi fra loro. Si sottolinea che quando si parla di energia da biomasse, l'aspetto della conversione è solo una parte di un processo esteso, definito come filiera energetica, che oltre ad essa, comprende, a livello generale, l'approvvigionamento, la raccolta e trasporto e l'utilizzo finale dell'energia.

La scelta del processo di conversione energetica è legata fortemente alle proprietà chimico-fisiche della biomassa, in particolare al rapporto tra le quantità di carbonio (C) e di azoto (N), e della sua umidità: nel caso di biomasse ricche di sostanze nutritive azotate ($C/N < 30$) e con un elevato contenuto di umidità ($u > 30\div 50\%$), i processi di conversione più adatti sono quelli di tipo biochimico, come la fermentazione alcolica (nel qual caso è di fondamentale importanza il contenuto di zuccheri o di amidi), la digestione di tipo aerobico ed anaerobico, in cui le trasformazioni chimiche sono attivate dall'azione di microrganismi, già presenti nei vegetali, con opportune condizioni di temperatura, pressione, etc. Viceversa, nel caso di biomasse con minori tenori di umidità ($u < 30\%$) ed elevata presenza di composti a base di carbonio ($C/N > 30$), i processi di conversione più adatti sono quelli di tipo termochimico come la combustione, la gassificazione e la pirolisi, nei quali le trasformazioni chimiche avvengono in presenza di elevati valori di temperatura, con elevati scambi termici. Nel caso poi di specie vegetali o residui ricchi di oli, si impiegano processi di conversione di tipo chimico-fisico finalizzati all'estrazione degli oli vegetali grezzi e poi, eventualmente, alla loro trasformazione chimica in biocarburante.

1.3 Una classificazione delle biomasse

Le biomasse idonee alla trasformazione energetica possono essere distinte per comparto di provenienza nei seguenti settori:

- comparto forestale e agroforestale: residui delle operazioni selvicolturali o delle attività agroforestali, utilizzazione dei boschi cedui, etc.;
- comparto agricolo: residui colturali provenienti dall'attività agricola e dalle colture dedicate di specie lignocellulosiche, piante oleaginose per l'estrazione di oli e la loro trasformazione in biodiesel, piante alcoligene per la produzione di bioetanolo;
- comparto zootecnico: reflui zootecnici per la produzione di biogas;
- comparto industriale: residui provenienti dalle industrie del legno o dei prodotti in legno e dell'industria della carta, nonché residui dell'industria agroalimentare;
- rifiuti urbani: residui delle operazioni di manutenzione del verde pubblico e frazione umida dei residui solidi urbani.

1.3.1 Biomassa dal comparto forestale ed agroforestale

Le operazioni per l'approvvigionamento di biomassa forestale includono sia interventi selvicolturali in boschi a fustaia sia interventi in boschi cedui. Tali interventi consistono nel taglio ed eliminazione di alcune piante (alberi ed arbusti) che viene effettuato senza compromettere il processo di perpetuazione del bosco, in quanto le operazioni eseguite regolano la concorrenza tra piante. La biomassa legnosa di provenienza agroforestale è principalmente da ricondursi ai residui derivanti dall'uso a fini commerciali di coltivazioni legnose, in particolare derivanti da potature eseguite nel corso di crescita della pianta e da ramaglie.

Le caratteristiche fisiche più rilevanti per le biomasse legnose destinate ad usi energetici sono il tenore di umidità e la densità, fattori che, insieme alla composizione chimica, incidono sul potere calorifico. Il tenore di umidità varia in funzione di diversi fattori quali la specie, l'età, la parte di pianta considerata, la stagione del taglio. In generale le latifoglie presentano un grado di umidità inferiore rispetto alle conifere, più basso nelle parti basse rispetto alle parti alte della pianta e più basso se il taglio è avvenuto in estate rispetto all'inverno. La densità rappresenta l'indicatore della qualità del combustibile legnoso in quanto il valore del potere calorifico è direttamente proporzionale ad essa. La densità risulta assai variabile in funzione delle condizioni stagionali, della specie vegetale (ad esempio è più elevata nelle latifoglie rispetto alle conifere), dell'età della specie forestale, della parte della pianta, della forma di regime del bosco (fustaia o ceduo). La densità del legno ha valori variabili tra 800 e 1.120 kg/m³, se riferita allo stato umido, e tra 360 e 810 kg/m³, se riferita allo stato secco.

Per quanto inerente le caratteristiche rilevanti ai fini della produzione energetica, la composizione del legno riveste un sicuro rilievo. I principali polimeri che costituiscono la biomassa legnosa e che ne contraddistinguono le proprietà, sono:

- la lignina, presente in percentuali variabili tra il 20 ed il 30 % del peso secco, avente un elevato potere calorifico (circa 25 MJ/kg);
- la cellulosa, che costituisce il principale componente del legno (circa 50 % del peso secco), avente un potere calorifico medio (circa 16 MJ/kg);
- l'emicellulosa, costituente il restante 10-30 % del legno, che presenta un modesto potere calorifico.

Per quanto riguarda la composizione elementare del legno, esso è costituito quasi nella sua totalità da tre elementi: carbonio (49–51%), ossigeno (41-45%) ed idrogeno (5-7%), mentre azoto, zolfo ed altri elementi minerali sono presenti in basse quantità. In generale un alto contenuto di carbonio ed idrogeno determina un alto potere calorifico, mentre elevate presenze di ossigeno, azoto e minerali generano un effetto opposto.

La biomassa derivante dal comparto forestale viene venduta sul mercato in pezzature assai diverse per forma e grado di umidità. In alcuni casi viene avviata alla produzione di forme densificate (pellet e bricchette), oppure di tronchetti di legno e cippato.

Il principale ostacolo al reperimento della biomassa nei boschi può essere rappresentato dalle difficoltà logistiche ed in particolare dalla presenza o meno di una adeguata viabilità forestale fruibile dai comuni mezzi di raccolta e trasporto.

1.3.2 Biomassa dal comparto agricolo

Il comparto agricolo è in grado di fornire un'ampia gamma di materiali, che possono trovare un impiego ai fini della produzione di energia, distinguibili in prodotti:

- residuali;
- colture dedicate.

I residui agricoli sono riconducibili all'insieme dei sottoprodotti derivanti dalla coltivazione a scopo alimentare delle diverse specie agricole, scarti altrimenti non utilizzabili se non per impieghi marginali. I residui colturali maggiormente adatti allo sfruttamento per fini energetici sono:

- paglie dei cereali autunno-vernini, caratterizzate da un potere calorifico inferiore (PCI) compreso tra 14-17,5 MJ/kg di sostanza secca e che presentano un tenore di umidità alla raccolta del 14-20%;
- stocchi, torsoli e foglie di mais, caratterizzate da un PCI di 3700-4300 kcal/kg di sostanza secca e da un grado di umidità pari a 30-60 %;
- sottoprodotti e scarti di colture arboree da frutto, caratterizzate da un PCI di 15-19 MJ/kg di sostanza secca ed aventi un grado di umidità di 35-55%.

Le colture dedicate, cioè derivanti da coltivazioni allestite ad hoc, vengono distinte in tre categorie:

- colture alcoligene, caratterizzate da biomassa con elevato contenuto di carboidrati e, mediante un processo di fermentazione, destinate perlopiù alla produzione di bioetanolo;

- colture oleaginose, in cui sono presenti sostanze grasse che, mediante spremitura e conseguente estrazione di oli, vengono impiegate per la produzione di biodiesel;
- colture da biomassa lignocellulosiche, che previa cippatura o densificazione, possono trovare impiego come combustibili per la produzione termica o combinata di energia termica ed elettrica in impianti di cogenerazione.

1.3.3 Biomassa dal comparto zootecnico

Le deiezioni zootecniche presentano una composizione eterogenea in funzione sia dell'origine (bovina, suina, avicola, etc), sia delle modalità di allevamento e di gestione. Il potenziale energetico dei liquami zootecnici è direttamente proporzionale al contenuto di sostanza organica, che attraverso processi di digestione anaerobica, dà luogo alla formazione di biogas, combustibile ad alto potere calorifico.

1.3.4 Biomassa dal comparto industriale

Per quanto riguarda gli scarti di lavorazione dell'industria del legno, ai fini energetici sono perlopiù utilizzati i residui e i sottoprodotti legnosi non trattati chimicamente o trattati con prodotti che non contengono metalli pesanti o composti alogenati organici, al fine di evitare che in fase di combustione possano svilupparsi gas nocivi (diossine e furani).

Alcuni materiali di scarto provenienti dalle lavorazioni dell'industria agroalimentare si prestano al trattamento mediante digestione anaerobica, grazie al loro elevato carico organico e all'alto contenuto di umidità. I principali scarti che possono essere utilizzati per il recupero energetico con produzione di biogas sono:

- siero caseario, proveniente dalla lavorazione del formaggio;
- sottoprodotti di macellazione;
- acque di lavaggio derivanti da lavorazione e conservazione di pesce;
- residui della produzione di succhi di frutta, birra, distillati;
- effluenti derivati dalla lavorazione del melasso nell'industria saccarifera.

1.3.5 Biomassa da residui urbani

Sulla base della composizione merceologica media dei rifiuti solidi urbani (RSU), le componenti che rientrano nella definizione di biomassa e che quindi possono essere considerate fonti rinnovabili di energia comprendono tutta la frazione verde biodegradabile, che può essere suddivisa in una componente formata da scarti lignocellulosici e da una componente organica umida. Rientrano tra gli scarti lignocellulosici i residui urbani che derivano dalla manutenzione di aree verdi pubbliche e private. La frazione organica dei rifiuti può essere utilizzata nella produzione di biogas.

1.4 Potenzialità, tipologia e disponibilità

Pur non disponendo di una precisa stima della disponibilità di biomasse a scala globale, si può affermare che il loro utilizzo per la produzione di energia è largamente inferiore alle reali potenzialità offerte dal sistema ambiente-territorio. Una domanda fondamentale che è necessario porsi è in quali quantità le biomasse possono contribuire al soddisfacimento della domanda di energia, a livello sia globale sia regionale. Per quanto riguarda la qualità delle biomasse da utilizzarsi, la maggior parte degli studi prevede un contributo prevalente delle colture energetiche, il cui ruolo dominante negli scenari futuri implica la necessità di ipotesi sulla disponibilità di suolo e sulle rese attese di queste colture.

Le possibili fonti di biomassa sono strettamente correlate al contesto economico-produttivo di un paese, nonché alla realtà territoriale e alle caratteristiche geografiche dell'area considerata. Nel contesto italiano le fonti di biomassa disponibili sono principalmente le seguenti:

- i residui derivanti dalle coltivazioni agricole (paglie di cereali, lolla di riso, stocchi di mais ecc.);
- i residui derivanti dalle operazioni di manutenzione forestale (frascami, ramaglie, sfalci e residui di patate);
- gli scarti dell'industria del legno (ritagli di pannelli, segature e truciolame di varia pezzatura);

- i residui agroindustriali e delle lavorazioni alimentari (vinacce, sanse ecc.);
- la frazione organica dei rifiuti urbani;
- i reflui zootecnici;
- le colture energetiche dedicate (erbacee o arboree).

La maggior parte delle biomasse sono costituite dagli scarti delle diverse attività produttive agricole e industriali. Questi materiali, che vengono prodotti dalle aziende o prelevati al di fuori dei consueti circuiti commerciali dei combustibili, mal si prestano a precise rilevazioni quantitative. Per questo motivo, per valutarne la consistenza bisogna accontentarsi di stime indirette o parziali.

Un'importante fonte di biomassa potrebbe derivare dall'utilizzo di quelle migliaia di ettari tolti alle produzioni agricole, in quanto considerati eccedentari dalla norme economiche comunitarie. Tali terreni, denominati set-aside, potrebbero infatti essere adibiti a colture dedicate alla produzione di biomassa per scopi energetici. Le varietà ritenute maggiormente interessanti per la produzione di biocombustibili sono quelle oleaginose o alcoligene, mentre per la produzione di elettricità e calore si considerano tutte le colture da fibra, di natura lignocellulosica.

La valutazione delle potenzialità delle biomasse dal settore forestale è ancora più difficile da definire rispetto a quello dell'agricoltura; infatti, per l'agricoltura esistono almeno dati aggiornati e completi (ettari destinati ad ogni coltura negli anni), mentre le cartografie forestali sono estremamente differenziate da regione a regione e anche le informazioni sulle utilizzazioni forestali sono difficili da reperire. La crisi economica del settore legno degli ultimi decenni ha prodotto una lenta ma costante regressione delle utilizzazioni boschive e del loro valore economico commerciale. Ogni anno diminuiscono i prelievi di massa legnosa, ma anche le superfici sottoposte ad interventi; ciò è dovuto spesso alla carenza di piani di assestamento o di piani di taglio, nelle proprietà pubbliche e private.

1.5 Processi di conversione energetica della biomassa

Attualmente sono disponibili diversi processi di conversione, basati su tecnologie affidabili e sperimentate. L'opportunità del singolo processo è da valutare in funzione del tipo di prodotto di partenza e dell'utilizzo energetico finale, sia esso volto alla produzione diretta di energia termica e/o elettrica oppure alla produzione di un combustibile in forma diversa da utilizzare in appositi impianti di combustione. Le tecnologie a oggi sviluppate, suddivise per tipologia di reazione, sono di seguito brevemente descritte, con l'indicazione del principio di funzionamento e dei prodotti finali ottenibili.

1.5.1 Processi termochimici

Combustione diretta

La combustione diretta è il modo più semplice per convertire in calore l'energia chimica contenuta nelle biomasse e consiste nell'ossidazione della biomassa in acqua e anidride carbonica.

Questo processo avviene, in generale, in caldaie che consentono lo scambio di calore tra i gas di combustione ed i fluidi di processo. I combustori più moderni sono quelli a letto fluido, bollenti e circolanti, anche se sono ancora in uso i tradizionali combustori a griglia.

La combustione può essere volta alla sola produzione di calore per riscaldamento o acqua calda sanitaria, ma è anche possibile utilizzare il calore ottenuto per la produzione di energia elettrica, tramite per esempio un impianto a turbina a vapore. La produzione di energia da biomasse, però, è caratterizzata da bassi rendimenti: una combustione a biomassa associata a un impianto a ciclo a vapore Rankine ha un rendimento elettrico netto dell'ordine del 25% per potenze intorno ai 10 MW_e, per potenze inferiori i rendimenti sono ancora più bassi [1].

I rendimenti di combustione, che dipendono fortemente dal tipo di combustibile usato, sono sufficientemente elevati se si utilizzano prodotti ricchi di glucidi strutturati, come la lignina e la cellulosa, e con basso contenuto di acqua (preferibilmente inferiore al 35%). I prodotti che meglio rispondono a queste caratteristiche sono il legname di varia pezzatura, le paglie di cereali, i residui di legumi, di piante

oleaginose (ricino, catramo, ecc.) e di piante da fibra (cotone, canapa, ecc.), tutti i residui di potature di varia origine, nonché i residui di lavorazione delle industrie agrarie.

Gassificazione

La gassificazione è un processo di parziale ossidazione di una sostanza solida (legno, scarti agricoli, ecc.) posta ad alta temperatura (intorno ai 900-1.000 °C) in ambiente ipossico o anossico, tipicamente in un particolare reattore detto gasogeno. Il prodotto è un combustibile in forma gassosa (syngas), caratterizzato da un basso potere calorifico inferiore, mediamente intorno ai 10 MJ/Nm³. Il syngas è composto da una miscela di H₂, CO, CH₄, CO₂, vapore acqueo e N₂, frammisti a ceneri in sospensione e a tracce di idrocarburi (C₂H₆). Esistono diversi tipi di gassificatori: quelli ad aria, che producono un gas con PCI pari a 4 MJ/Nm³, quelli a vapor d'acqua con PCI pari a 10 MJ/Nm³ e quelli a ossigeno che arrivano a un PCI pari a 14 MJ/Nm³. Questo trattamento complesso è ancora affetto da alcune problematiche relative al basso PCI del prodotto e alle molte impurità presenti sotto forma di polveri e catrami. Una diffusa applicazione del syngas è la co-combustione in tradizionali impianti a gas. I rendimenti complessivi dei processi di gassificazione si attestano attorno al 75-80% [2].

Pirolisi

La pirolisi è un processo di decomposizione termochimica dei materiali organici posti a elevata temperatura (400-1.000 °C) in ambiente anossico o ipossico (in questo secondo caso il processo è simile alla gassificazione). Esistono tre metodi di pirolisi (convenzionale, lenta o veloce) che, in base ai parametri di reazione usati, forniscono prodotti in fase gassosa, liquida e solida in diverse proporzioni. Allo stato tecnologico attuale, tali prodotti sono affetti da impurità che possono inficiarne l'utilizzo in turbine a gas o motori Diesel. La scelta del materiale con cui alimentare il reattore è strettamente collegata al prodotto finale che si vuole ottenere, soprattutto per quanto riguarda la composizione del legno in termini di contenuto in lignina e cellulosa. In termini generali la lignina produce alcool metilico mentre la cellulosa produce acido acetico. Per ottenere questi due prodotti è necessario quindi impiegare legno proveniente da piante a foglie caduche. Per ottenere carbone di legna è invece preferibile impiegare legno proveniente da piante sempreverdi. Nel caso in cui si vada poi a effettuare la gassificazione, è possibile utilizzare qualunque tipo di biomassa. Tutto il materiale deve essere comunque sottoposto a un pretrattamento di essiccazione e sminuzzamento. L'essiccazione è una fase sensibilmente influente sul rendimento del processo di pirolisi in quanto l'acqua contenuta nel materiale richiede un elevato calore di vaporizzazione, per questo motivo il tasso di umidità non deve superare il 20%. È possibile raggiungere questo valore con un processo di essiccazione naturale (lento, ma che non impiega energia), oppure mediante l'impiego di forni a temperatura di 100 °C, che garantiscono l'evaporazione dell'acqua contenuta nel materiale evitando la possibile accensione dello stesso. Il processo di pirolisi evolve in fasi distinte in base alla temperatura raggiunta. Fino a 400-500 °C si ha la fase detta di carbonizzazione, dalla quale si origina carbone di legna, una miscela di gas (condensabili e non) e vari composti liquidi (catrami, oli ecc.). Il prodotto principale di questa fase è appunto il carbone che corrisponde al 30-35% del materiale secco di partenza, mentre il gas è pari al 15-20% e i componenti liquidi sono circa il 25% (compreso l'acido pirolignoso). Da 600 °C a 1.000 °C si ha principalmente produzione di un gas composto da H₂, CO, CO₂ e vari idrocarburi.

Steam explosion

Lo steam explosion è un processo innovativo che consiste in un pretrattamento dei substrati vegetali atto alla separazione delle tre componenti costitutive, ovvero emicellulosa, cellulosa e lignina. In questo modo è possibile utilizzare al meglio la totalità della materia prima disponibile nelle biomasse di origine vegetale. Il processo si basa sul rapido riscaldamento del materiale ligno-cellulosico tramite l'utilizzo di vapore saturo ad alta pressione in un reattore ad alimentazione continua o discontinua.

1.5.2 Processi biochimici

Digestione anaerobica

La digestione anaerobica è un processo basato sull'azione di batteri specializzati (saprofiti eterotrofi) che demoliscono le macromolecole organiche contenute nella biomassa, sia essa di tipo vegetale o derivante da sottoprodotti di origine animale. Tali batteri sono sempre presenti nella massa organica originale e si sviluppano in ambiente chiuso, grazie anche all'azione di enzimi, sintetizzati dall'organismo medesimo, che operano come catalizzatori biologici. La digestione anaerobica è condotta in appositi reattori (digestori anaerobici) progettati per evitare il contatto tra il reagente e l'ossigeno atmosferico.

I prodotti finali sono un gas combustibile, un fango ispessito e un residuo liquido chiarificato. Il prodotto principale è il cosiddetto biogas, caratterizzato da un elevato potere calorifico e costituito da una miscela in percentuale variabile dei seguenti composti:

- 50-60% metano (CH_4);
- 30-35% anidride carbonica (CO_2);
- piccole percentuali di idrogeno (H_2), monossido di carbonio (CO) e idrocarburi saturi;
- tracce di acido solfidrico.

Questo gas viene essiccato e compresso per essere immagazzinato in appositi contenitori. Dato il suo elevato potere calorifico e la facilità di trasporto e di stoccaggio, il combustibile può essere utilizzato per alimentare motori endotermici o caldaie a gas per la produzione di calore ed eventualmente energia elettrica. Un'interessante peculiarità del processo è la produzione di fanghi stabilizzati che conservano intatti i principali elementi nutritivi (azoto, fosforo e potassio) della materia prima. In questo modo, tramite la mineralizzazione dell'azoto, si può ottenere un ottimo fertilizzante[3]. Il liquido chiarificato (surnatante) può essere utilizzato per diluire la sostanza organica in ingresso al digestore, oppure anch'esso come liquido per la fertirrigazione o l'allestimento di zone di lagunaggio adibite a colture energetiche. Inoltre, gli impianti di digestione anaerobica possono essere alimentati con materiale ad alto contenuto di umidità (residui di colture acquatiche o residui di colture ortive); si adattano bene, quindi, anche allo sfruttamento di reflui zootecnici o industriali (acque di vegetazione e simili), nonché di rifiuti alimentari e della frazione organica dei rifiuti solidi urbani.

Digestione aerobica

Nella digestione aerobica il processo è basato sull'azione di microrganismi che, per la loro funzione metabolica, richiedono la presenza di ossigeno. Le sostanze organiche complesse contenute nella biomassa sono quindi demolite e convertite in sostanze più semplici. Il processo è fortemente esotermico e ha come prodotti CO_2 e H_2O ; il calore prodotto può essere trasferito all'esterno del reattore tramite scambiatori a fluido.

Fermentazione alcolica

Questo processo di tipo micro-aerofilo (basato sull'attività di batteri che prediligono basse concentrazioni di O_2) consiste nella trasformazione dei glucidi contenuti nelle biomasse vegetali in etanolo. Tale prodotto è utilizzabile direttamente come combustibile per i motori a combustione interna senza particolari difficoltà tecniche. In origine, il consumo di etanolo come carburante per i trasporti era fortemente osteggiato dall'ampia disponibilità di combustibili fossili a basso costo. In seguito però sono stati studiati diversi prodotti alternativi a benzina e gasolio, tra questi quelli che mostrano le migliori caratteristiche in termini di prestazioni, disponibilità e prezzo sono proprio l'etanolo e un suo derivato denominato ETBE (EtilTertioButilEtere), formato dalla combinazione di etanolo e un idrocarburo petrolifero (isobutene).

Produzione di metanolo

Il metanolo o alcool metilico (CH_3OH) è un combustibile che si ricava dalla trasformazione del syngas, a sua volta ottenuto da un processo di gassificazione. Il vantaggio di questo vettore energetico è che, a differenza del syngas, può essere agevolmente utilizzato come carburante per motori endotermici. Il PCI medio è

dell'ordine di 21 MJ/kg, ma può essere ulteriormente elevato tramite raffinazione, ottenendo così una benzina sintetica dal potere calorifico prossimo a quello delle benzine tradizionali. In questo modo, si possono superare le inefficienze economiche connesse al trasporto e all'immagazzinamento di combustibile a basso contenuto energetico per unità di volume.

Estrazione di oli vegetali

Gli oli vegetali si ricavano dalle piante oleaginose (per esempio soia, colza, girasole). In Europa si trovano diffusamente piantagioni di colza (Germania, Francia, Gran Bretagna e Danimarca) e girasole (Francia, Spagna e Italia), mentre la soia è più diffusa in America (Stati Uniti, Brasile e Argentina). È possibile utilizzare gli oli vegetali direttamente come combustibili, senza particolari trattamenti in seguito all'estrazione, oppure sottoporli a un processo di esterificazione. Le principali caratteristiche di questi prodotti sono la disponibilità di tecnologie relativamente semplici di trasformazione e utilizzo e la possibilità di utilizzare i sottoprodotti del processo di estrazione nell'industria farmaceutica (glicerina) o come mangimi per il bestiame (sotto forma di pannelli di materie proteiche).

1.6 Alcune applicazioni e le relative filiere

Le filiere di conversione energetica delle biomasse in combustibili disponibili per l'utilizzatore finale, ovvero in vettori energetici impiegabili in sostituzione dei combustibili fossili convenzionali, presentano significative differenze tra loro in relazione alle caratteristiche delle specie vegetali utilizzate e alla tipologia di utilizzo finale.

Le filiere di maggior interesse sono essenzialmente quelle che si originano da specie vegetali ad elevato contenuto di zuccheri o amidi, a partire dalle quali è possibile produrre l'etanolo impiegabile come sostituto della benzina nei motori a combustione interna per autotrazione, oppure anche per la produzione di energia elettrica e/o termica in sistemi di generazione elettrica ad alta efficienza e basso impatto ambientale come turbine a gas, motori alternativi a combustione interna e celle a combustibile. Tale filiera può essere implementata ricorrendo a tecnologie convenzionali e disponibili da tempo sul mercato, poiché il bioetanolo è già prodotto in consistenti quantitativi in paesi come ad esempio Brasile e Stati Uniti.

Un'altra filiera già disponibile a livello industriale, e quindi facilmente implementabile, è quella di produzione del biodiesel (o anche dei meno raffinati oli vegetali grezzi) a partire da colture oleaginose. Anche in questo caso esiste un'ampia esperienza in Europa e in molti altri paesi, con consistenti produzioni di biodiesel destinato soprattutto alla sostituzione del gasolio nei motori a combustione interna e nelle caldaie per riscaldamento. Tuttavia, ai fini della produzione di energia elettrica possono essere facilmente impiegati anche i più semplici oli vegetali grezzi per l'alimentazione di motori a combustione interna a ciclo Diesel, motori che possono peraltro operare efficacemente anche in co-generazione.

L'impiego di specie vegetali ligno-cellulosiche appare invece più variegato e origina diverse filiere di produzione di combustibili derivati. La filiera più diffusa prevede un più o meno complesso trattamento meccanico ed eventualmente termico delle biomasse grezze (legna da piantagioni a ciclo breve, colture fibrose, etc.) al fine di alimentare un convenzionale impianto di generazione elettrica a vapore, oppure per produrre combustibili solidi per uso riscaldamento (pellet). Le filiere di conversione basate sulla produzione di combustibili gassosi e liquidi mediante processi di gassificazione e pirolisi, così come quella di produzione dell'etanolo attraverso processi di idrolisi e fermentazione, pur se molto interessanti in una prospettiva futura, non hanno ancora raggiunto un adeguato livello di maturità industriale.

Infine, un'altra importante filiera di conversione energetica delle biomasse è quella basata sull'impiego di reflui di tipo zootecnico e della frazione umida dei rifiuti solidi urbani per alimentare processi di digestione anaerobica con produzione di combustibili gassosi utilizzati poi per produrre energia elettrica e termica in motori a combustione interna o in turbine a gas.

I diversi processi di conversione energetica integrati nelle filiere presentano differenti livelli di maturità industriale e di diffusione commerciale. In ogni caso, l'auspicato aumento della produzione di energia da biomasse è fortemente condizionato ai progressi nel campo delle prestazioni degli impianti, dell'affidabilità di esercizio e del costo.

La valutazione sulle migliori opzioni di filiera deve essere basata sia su criteri di tipo economico (aspetto tuttora estremamente critico), sia su aspetti ambientali (le minori emissioni inquinanti di gas serra), sia energetici (la maggior produzione di energia per unità di specie coltivata o il maggior rapporto tra energia prodotta e utilizzata).

1.7 Aspetti di utilità e criticità derivanti dall'uso di biomasse

Un'importante caratteristica delle biomasse è lo stretto legame con il territorio: esse sono quasi ovunque largamente disponibili e, pertanto, possono essere considerate una risorsa locale. Le biomasse si trovano pressappoco ovunque, anche se in qualità e quantità diverse; sono accessibili a tutti e possono essere utilizzate con una vasta gamma di tecnologie, dalle più antiche alle più moderne ed efficienti. Inoltre tutte le civiltà hanno, in misura maggiore o minore, dimestichezza nell'utilizzo delle biomasse a scopo energetico. Questo costituisce un ulteriore vantaggio per questa fonte rinnovabile: quando le tecnologie più efficienti saranno ampiamente usate nei paesi industrializzati, sarà più semplice esportare le tecnologie nei paesi in via di sviluppo per favorire la produzione locale e sostenibile di energia, in luoghi in cui questa è estremamente rara o costosa.

Il contesto energetico italiano è caratterizzato dalla forte dipendenza dall'estero per l'approvvigionamento energetico: il 15% dell'elettricità consumata nel nostro paese è infatti importata, così come l'80% delle materie prime energetiche. In questa situazione l'assetto economico del paese è in condizione di permanente instabilità dovuta alle continue oscillazioni del prezzo dei combustibili fossili. Per quanto riguarda il contesto economico, il settore agricolo sta subendo da tempo una notevole contrazione. Questo fenomeno, oltre a indebolire ulteriormente un settore già provato e comunque fragile, ha comportato l'avvio di un processo di abbandono delle aree rurali. Le conseguenze di questo spopolamento sono svariate e comportano scompensi di natura economica e sociale, nonché problematiche relative alla gestione del territorio e del suo assetto idrogeologico. Una possibile opzione per invertire questa tendenza è quella di una riconversione delle produzioni agricole eccedentarie in colture energetiche. Il nuovo comparto delle bioenergie potrebbe, quindi, apportare benefici non indifferenti su diversi aspetti della vita del paese e, in particolare, sull'aspetto ambientale: la bioenergia potrebbe contribuire in modo decisivo alla riduzione delle emissioni di gas serra nell'atmosfera in quanto il bilancio emissivo di CO₂ è circa nullo. Nella produzione di energia da biomasse, la quantità di CO₂ immessa in atmosfera è solo quella derivante dai processi di raccolta e trasporto della materia prima o di trasformazione della stessa in altra forma di biocombustibile. Congiuntamente all'abbattimento delle emissioni di CO₂ devono essere considerate anche le emissioni evitate di tutti quegli inquinanti derivanti dall'uso di combustibili fossili, come l'SO₂, il CO e il benzene. L'utilizzo come combustibile degli scarti ed i residui delle produzioni agricole e agro-industriali, nonché della frazione organica dei rifiuti, contribuirebbe ad alleviare il problema ambientale dello smaltimento di queste sostanze, andando anche a recuperare una parte del loro contenuto energetico. La creazione e lo sviluppo di aree agricole destinate a colture energetiche dedicate, laddove si trovano terreni abbandonati e incolti, contribuirebbe inoltre al controllo dell'erosione e alla riduzione del dissesto idrogeologico delle zone collinari e montane. Considerando l'aspetto economico, l'utilizzo della biomassa come fonte rinnovabile può ridurre la dipendenza energetica dai produttori extraeuropei. La riconversione del settore agricolo, oltre a risollevarne le sorti di un comparto depresso, potrebbe dare un nuovo stimolo alle economie rurali collegate. Il recupero dei sottoprodotti dei residui organici per la produzione di energia può essere un'ulteriore fonte di reddito o quantomeno di risparmio in termini di costi di depurazione e smaltimento evitati. Tutto il sistema di produzione della bioenergia, partendo dalle filiere di produzione agli impianti di trattamento e conversione, andrebbe quindi a formare un settore economico in espansione, contribuendo anche alla creazione di opportunità di sviluppo.

Tuttavia, nello scenario economico nazionale non si riscontra uno sviluppo di questo settore tale da raggiungere una dimensione di mercato. Questo deriva dalla presenza congiunta di criticità di diversa natura che si oppongono o ne rallentano l'ulteriore sviluppo. Per un'analisi sintetica possiamo ricondurre queste criticità sostanzialmente a due ambiti: tecnologico e economico.

La maggior parte delle tecnologie disponibili per le bioenergie hanno raggiunto un buon livello di sviluppo, nonostante ciò alcune di queste non sono ancora inserite in un mercato vero e proprio: lo sviluppo

tecnologico non è stato tale da consentire l'innescare di meccanismi di economie di scala. Inoltre, non si è ancora diffuso un grado di conoscenza delle tecnologie disponibili sufficientemente ampio.

Un altro limite alla diffusione delle bioenergie deriva da fattori di natura economica. In passato, il costo contenuto dei combustibili fossili rendeva poco competitiva ogni fonte alternativa. Tuttavia, con l'attuale trend di crescita inarrestabile dei prezzi, il divario che separa le energie fossili dalle bioenergie è destinato a colmarsi. Un altro freno alla diffusione deriva dai costi di investimento iniziali, piuttosto elevati per le tecnologie più innovative e meno diffuse. In alcuni casi, i costi elevati di produzione delle bioenergie derivano dai costi di manodopera collegati al processo di produzione, raccolta e trasporto della biomassa.

1.8 Strumenti di incentivazione per l'impiego di biomasse: POIN 2007-2013

A livello nazionale gli investimenti produttivi nel settore energia e ricerca, tra cui anche lo studio e la sperimentazione dell'impiego di biomasse, sono principalmente legati ai Fondi Strutturali Europei.

In tale ambito il Programma Operativo Interregionale (POIN) "Energie rinnovabili e risparmio energetico" 2007-2013 è frutto di una lunga ed intensa attività di analisi e di programmazione avvenuta nell'ambito di un gruppo di lavoro che ha coinvolto diversi soggetti istituzionali, in particolare le Amministrazioni centrali (Ministero dello Sviluppo Economico e Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare), le Regioni Convergenza (Calabria, Campania, Puglia e Sicilia) e le Regioni Competitività (Abruzzo, Basilicata, Molise e Sardegna). Il POIN Energia, in linea con gli obiettivi e le misure individuati dalla Strategia di Lisbona per il rilancio della competitività europea, costituisce lo strumento attraverso il quale si è scelto di dare attuazione alle previsioni del Quadro Strategico Nazionale 2007-2013 in materia di energia ed ha come obiettivi principali quelli di "aumentare la quota di energia consumata proveniente da fonti rinnovabili e migliorare l'efficienza energetica, promuovendo le opportunità di sviluppo locale".

Con il D. Lgs. 13 dicembre 2011 sono state indicate condizioni e modalità per l'attivazione degli interventi, tra cui programmi per la realizzazione di progetti innovativi finalizzati alla produzione di energia elettrica o di calore attraverso il riutilizzo e la valorizzazione delle biomasse. In particolare si tratta di programmi di investimento riguardanti interventi di attivazione, rafforzamento e sostegno di filiere delle biomasse che integrino obiettivi energetici di salvaguardia dell'ambiente e sviluppo del territorio attraverso il riutilizzo e la valorizzazione delle biomasse.

Le risorse finanziarie disponibili per l'attuazione degli interventi di cui al decreto sono pari a 100 milioni di euro. È di seguito riportata una sintesi delle condizioni indicate nel decreto:

<p>SOGGETTI BENEFICIARI</p>	<ul style="list-style-type: none"> - società di persone e capitali; - consorzi; - società consortili <p>Tra le attività ammissibili: Ricerca scientifica e Sviluppo</p>
<p>CARATTERISTICHE IMPIANTI (PRODUZIONE ENERGIA E BIOCARBURANTI)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - impianti di cogenerazione; - impianti di produzione di energia termica, associati ad una rete di teleriscaldamento/teleraffrescamento, alimentati da biomasse legnose; - impianti di produzione di biocarburanti (biodiesel e bioetanolo) di prima e seconda generazione; - impianti di produzione di biometano;
	<ul style="list-style-type: none"> - essere alimentati, per almeno il 30%, da biomasse da filiera corta - essere alimentati, per almeno il 70%, da biomasse prodotte da soggetti facenti parte della compagine sociale
	<p>Gli impianti devono prevedere a regime:</p> <ul style="list-style-type: none"> - una potenza superiore ad 1 MW_e ed inferiore a 4 MW_e, per gli impianti di cogenerazione e trigenerazione; - una potenza superiore a 3 MW_{th} ed inferiore a 20 MW_{th}, per gli impianti di produzione di energia termica associati ad una rete di teleriscaldamento/teleraffrescamento; - una energia (contenuta nelle materie prime ottenute) superiore a 9.000 MWh/anno (equivalenti a 32.400 GJ/anno) per gli impianti di produzione di biocarburanti e biometano; - un sistema di rilevazione continua delle immissioni in aria e nell'ambiente.
<p>SPESE AMMISSIBILI</p>	<ul style="list-style-type: none"> - suolo aziendale; - opere murarie; - macchinari, impianti e attrezzature; - programmi informatici; - spese di consulenza.
<p>INTENSITÀ DI AIUTO (ESPRESSA IN ESL-EQUIVALENTE SOVVENZIONE LORDO: L'AMMONTARE LORDO, COMPRESO DELL'INCIDENZA FISCALE ATTUALIZZATA, DEL CONTRIBUTO CONCESSO ESPRESSO IN PERCENTUALE DEL VALORE DELL'INVESTIMENTO)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Piccola impresa 50% - Media impresa 40% - Grande impresa 30%

2. Tecnologie di gassificazione di biomasse e co-gassificazione

Il processo di gassificazione è costituito dall'insieme delle trasformazioni chimico-fisiche attraverso le quali si ottiene la conversione di biomasse (da sole o in miscela con altri combustibili, come il carbone, nel caso della co-gassificazione) in combustibile di sintesi in fase gassosa. Tale gas, una volta depurato in maniera adeguata, è facilmente utilizzabile in impianti di conversione dell'energia di tipo convenzionale (turbine a gas e motori a combustione interna) o avanzata (celle a combustibile o sistemi ibridi), oppure per la produzione di idrogeno e di altri combustibili di sintesi. In tal senso i processi di gassificazione delle biomasse sono oggetto di notevole attenzione in quanto potenzialmente in grado di assicurare maggiori rendimenti globali di conversione rispetto ai processi di combustione abbinati a impianti motori termici.

In un impianto di conversione dell'energia basato sul processo di gassificazione, si possono individuare tre principali sezioni:

- la sezione di gassificazione, che include oltre al reattore di gassificazione anche i sistemi di alimentazione del combustibile e, nel caso, i sistemi di produzione e alimentazione degli agenti gassificanti;
- la sezione di trattamento del gas prodotto, che include le apparecchiature per la depurazione, il trattamento termico ed eventualmente la compressione;
- la sezione di conversione in energia elettrica.

L'ottimizzazione delle prestazioni delle singole sezioni e dell'integrazione energetica tra esse, in grado di garantire elevati valori di rendimento, risulta un processo tendenzialmente complesso in quanto ciascuna sezione presenta problematiche e livelli di sviluppo tecnologico differenti. Attualmente le attività di ricerca e sviluppo sulla sezione di gassificazione hanno come obiettivo il miglioramento del grado di automazione e affidabilità, la riduzione della presenza di tar nel syngas prodotto, la massimizzazione del rendimento di processo e la riduzione dei costi. Per quanto riguarda la sezione di trattamento, l'attenzione è volta a garantire adeguati livelli di depurazione da tar e particolato, per ridurre problemi derivanti da sporramento, corrosione e ostruzione nelle apparecchiature a valle. L'ottimizzazione del rendimento di generazione elettrica, attraverso nuove configurazioni impiantistiche o il perfezionamento di quelle esistenti, costituisce infine l'oggetto delle attività di ricerca relative alla sezione di conversione energetica.

Fra le diverse opzioni possibili per migliorare le prestazioni degli impianti di gassificazione con biomasse, è inclusa la co-gassificazione con carbone. Questa consente di ridurre i problemi legati alla reperibilità di sufficienti quantitativi di biomasse e ai fattori di stagionalità. Peraltro anche il livello qualitativo del syngas migliora notevolmente. In particolare viene ridotta la formazione di tar e char.

2.1 La sezione di gassificazione

Durante un processo di gassificazione, i composti organici di un combustibile primario vengono trasformati in un gas di sintesi, attraverso un sistema complesso di reazioni chimiche con ossigeno, puro o contenuto in aria, e vapore d'acqua. La composizione del gas prodotto e l'efficienza del processo di gassificazione variano in funzione delle condizioni operative in cui il processo si svolge e delle caratteristiche del combustibile primario.

Sebbene esistano differenti tipologie di reattori che operano la gassificazione, ciascuna con le proprie caratteristiche di progetto ed operative, è possibile in linea di massima distinguere, in base all'assetto fluidodinamico, tre categorie: reattori a letto fisso, a letto fluido ed a letto trascinato. Una ulteriore distinzione può essere fatta, sulla base dell'ossidante utilizzato nel processo, in gassificatori ad aria ed a ossigeno. Ancora il gassificatore può essere classificato a seconda dello stato in cui le ceneri vengono rimosse, cioè sotto forma secca, attraverso una griglia mobile, oppure fusa (slag), tramite una griglia fissa. La modalità con cui il combustibile è alimentato al reattore (in pezzi, polverizzato o emulsionato con acqua a formare uno slurry), la pressione, il profilo termico nel gassificatore e la temperatura del syngas prodotto variano in maniera significativa a seconda della tipologia di reattore utilizzato per il processo. La composizione del syngas dipende in larga misura dal tipo di ossidante utilizzato nel processo e dalla quantità di vapore, dalla temperatura e pressione del sistema e dal tipo di combustibile usato.

Convenzionalmente, in un gassificatore a letto fisso di tipo updraft, il combustibile, in pezzatura relativamente grossa, si muove lentamente verso il basso percorrendo il letto e reagendo, durante il movimento, con i gas che risalgono verso l'alto. Nei reattori di moderna concezione la miscela gassificante, generalmente costituita da ossigeno e vapore, è introdotta alla base dell'apparecchiatura. Il flusso in controcorrente assicura un soddisfacente scambio termico nel letto, un'alta efficienza termica e la produzione di un gas a temperatura relativamente bassa (tipicamente inferiore ai 300°C), non sufficiente a permettere che il tar, prodotto nella zona di pirolisi, sia abbattuto tramite reazione chimica. Nel fondo del gassificatore con scarico a ceneri secche la temperatura è mantenuta al di sotto della temperatura di fusione delle ceneri per mezzo di un eccesso di vapore, mentre nella versione a ceneri fuse ne è usata una quantità inferiore e la temperatura viene mantenuta costantemente al di sopra del valore di fusione. Il combustibile è alimentato nella parte alta del reattore mediante un sistema costituito da valvole e tramoggia. I gassificatori a letto fisso updraft, idonei a trattare esclusivamente combustibili solidi, non sono particolarmente adatti ad operare con biomasse eterogenee in quanto mostrano una tolleranza limitata alla presenza di fini che tendono ad essere trascinati direttamente dal syngas in uscita. Possono peraltro trattare biomasse con elevati contenuti di umidità e costituiscono ad oggi una tecnologia consolidata. Semplicità costruttiva e basso costo sono tra i principali vantaggi offerti da questo tipo di gassificatore. Il principale svantaggio è legato agli elevati contenuti di tar (10-20%) nel syngas prodotto. I gassificatori a letto fisso possono essere anche di tipo downdraft, o equicorrente, se l'ossidante e i gas prodotti percorrono verso il basso il reattore nella stessa direzione. In questa configurazione, le biomasse, per le quali è tollerato un contenuto massimo di umidità del 20%, sono sottoposte a combustione con aria o ossigeno nella parte superiore del reattore. La fiamma produce gas di pirolisi che brucia in maniera significativa lasciando come prodotti il 5-10% di char e i gas di combustione caldi, che percorrono il reattore verso il basso, reagendo con il char a 800-1200 °C e raffreddandosi sino a 800 °C. Nella gassificazione downdraft la quasi totalità del tar formatasi viene bruciata e in questo modo è richiesto un trattamento meno spinto del syngas nelle apparecchiature a valle. La frazione minerale nel combustibile è contenuta nel char e il processo si avvale di una tecnologia consolidata, semplice e poco costosa. Gli svantaggi sono legati al fatto che il processo necessita di una alimentazione con un bassissimo contenuto di umidità. Un ulteriore svantaggio della tecnologia è che essa è limitata a unità di piccola taglia, in relazione alla necessità di mantenere sotto controllo in maniera opportuna la distribuzione dell'ossidante nel letto [4; 5].

Nei gassificatori a letto fluido, la biomassa è gassificata in un letto di materiale caldo non combustibile (tipicamente sabbia o allumina e ceneri) mantenuto in sospensione mediante un flusso di gas inviato dal fondo dell'apparecchiatura, nella fattispecie ossigeno, aria e vapore. Il combustibile, macinato e vagliato, viene alimentato al reattore lateralmente. L'elevato mescolamento assicura una temperatura uniforme all'interno dell'apparecchiatura, la quale viene mantenuta a valori inferiori a quello di fusione delle ceneri, per evitare la formazione di agglomerati e perdere quindi la fluidizzazione del letto. Nei processi a letto fluido i consumi di ossigeno e vapore sono moderati e il syngas prodotto presenta un basso contenuto di tar e un'elevata concentrazione di particolato. Nell'ambito dei gassificatori a letto fluido si incontra una ulteriore differenziazione in sistemi a letto fluido circolante e a letto fluido bollente, questi ultimi più comuni. I gassificatori a letto fluido bollente operano in un ampio spettro di condizioni operative fra cui temperatura, pressione e capacità produttiva, e utilizzano varie tipologie di biomassa. I principali vantaggi offerti dai letti fluidi bollenti sono la produzione di un gas di composizione omogenea e la distribuzione della temperatura pressoché uniforme lungo tutto il reattore. Tali gassificatori operano con particelle di differenti dimensioni in alimentazione e garantiscono alte velocità di scambio termico tra il materiale inerte, il combustibile ed il gas. Inoltre assicurano elevate efficienze di conversione con basse produzioni di tar. La tecnologia a letto fluido bollente è annoverata tra le tecnologie avanzate di gassificazione della biomassa e tra quelle a minor costo di investimento [4]. I gassificatori a letto fluido circolante comportano velocità del gas più elevate e ciò determina un trascinarsi delle particelle da parte della fase gassosa, le quali, a valle del reattore, sono usualmente recuperate grazie ad un ciclone e quindi reimmesse in gassificazione. Tra i vantaggi offerti dalla gassificazione operata in letti fluidi circolanti si riscontra una cinetica più veloce, uno scambio termico efficiente con basse quantità di tar prodotto nel syngas. Di contro

possono instaurarsi gradienti di temperatura nella direzione del flusso di solidi che sommati alle elevate velocità possono causare l'erosione dell'apparecchiatura.

Nei gassificatori a letto trascinato, il combustibile, introdotto in pezzatura molto sottile, l'ossigeno e il vapore, costituiscono un unico flusso in pressione, in equicorrente. In questo tipo di processo, la temperatura operativa è mantenuta a valori costantemente superiori alla temperatura di fusione delle ceneri, in modo tale che esse abbiano un comportamento analogo a quello di un liquido. Sebbene i gassificatori a letto trascinato possano sembrare i più adatti alla gassificazione di biomassa in quanto consentono la produzione di un syngas privo di tar con bassi consumi di agenti gassificanti (ossigeno), tuttavia le proprietà aggressive delle ceneri di biomassa costituiscono un problema per il rivestimento interno del reattore, generalmente costituito da materiale refrattario o da pareti membranate. Inoltre i brevi tempi di permanenza del combustibile, tipicamente di pochi secondi, richiedono che il combustibile in alimentazione sia polverizzato e questo introduce una complicazione per le biomasse di natura fibrosa.

Per il settore di gassificazione delle biomasse sono di interesse soprattutto i processi a letto fisso e fluido, in particolare i gassificatori a letto fisso di tipo downdraft sono utilizzati per potenze fino a 5-10 MW_{th}, i gassificatori a letto fluido bollente sono utilizzati per potenze fino a 25 MW_{th}, mentre per potenze fino a 100 MW_{th} vengono utilizzati gassificatori a letto fluido circolante.

Come precedentemente anticipato, l'affermazione commerciale dei processi di gassificazione delle biomasse è tutt'oggi subordinata alla risoluzione di problemi quali il miglioramento della qualità del syngas prodotto (sia in termini di contenuto di tar, polveri e inquinanti, sia in termini di potere calorifico), la minimizzazione dei problemi di sinterizzazione e agglomerazione delle ceneri, l'incremento del livello di automazione e della affidabilità operative e la riduzione generale dei costi di installazione e di esercizio.

La formazione del tar è il principale problema riscontrato nei gassificatori di piccola taglia, particolarmente nei processi a letto fisso. Le concentrazioni di tar prodotte nei vari processi variano tra 0,5 e 100 g/m³, con valori più elevati per gassificatori a letto fisso di tipo updraft, in relazione ai parametri operativi quali temperatura, pressione, rapporti ossigeno/combustibile e vapore/combustibile e tempo di residenza. Poiché la concentrazione di tar normalmente tollerata dai sistemi integrati a valle della sezione di gassificazione è inferiore a 0,05 g/m³, si rende praticamente sempre necessario provvedere al controllo di questo composto [6; 7; 2; 8].

Per quanto riguarda le condizioni operative, un'appropriata scelta della temperatura di gassificazione, del tipo di agente gassificante utilizzato e del rapporto di equivalenza (ER, rapporto tra la quantità di comburente utilizzato effettivamente e quello stechiometrico) può ridurre sensibilmente il tenore di tar nel syngas, ma non è in grado di abbatterlo direttamente fino ai livelli richiesti per l'impiego in motori endotermici o in turbine a gas. Un aumento della temperatura operativa porta ad una certa riduzione del contenuto complessivo di tar nel gas prodotto (anche del 70-80% passando da 700 a 850 °C) e ad un contemporaneo incremento della quantità degli idrocarburi policiclici aromatici (IPA) a 2-3 e 4-7 anelli che produce un sostanziale aumento del punto di rugiada dei tar. Va comunque tenuto in conto che un aumento della temperatura del reattore ha anche altri effetti, quali la riduzione del potere calorifico del gas e l'aumento del rischio di sinterizzazione del letto. Un altro parametro importante per la formazione dei tar è il tipo di agente gassificante. La maggior parte degli impianti di gassificazione opera con aria per motivi economici, tollerando il basso potere calorifico del gas prodotto, dovuto all'effetto diluente dell'azoto. Un ruolo importante è rappresentato quindi dal rapporto di equivalenza: la concentrazione di tar nel gas prodotto si riduce all'aumentare di ER a causa della maggiore disponibilità dell'ossigeno a reagire con i volatili nella zona di pirolisi. Anche per questo parametro esistono però effetti contrastanti poiché un suo aumento porta a più alti valori della concentrazione di CO₂, a più bassi valori di quelle dell'H₂ e del CO e ad una conseguente riduzione del potere calorifico del gas. In genere, il valore ottimale del rapporto di equivalenza oscilla tra 0,25 e 0,35. In alternativa all'impiego di aria si può, a valle di bilanci energetici ed economici, impiegare come agente gassificante vapore, da solo o in combinazione con aria. I valori del rapporto vapore/combustibile variano tra 0,5 e 2,5: per i valori maggiori si ha un incremento del tenore di H₂ (anche del 60%) e di CO₂ ed una riduzione sostanziale dei tenori di tar (a causa dello steam reforming). Il gas prodotto, nel caso di impiego di miscele aria/vapore, potrebbe però avere un potere calorifico insoddisfacente, a causa del valore molto più basso della concentrazione di CO. L'aumento di temperatura

degli agenti gassificanti in alimentazione comporta in generale un miglioramento delle condizioni di gassificazione anche dal punto di vista della produzione di tar.

È stato dimostrato che l'iniezione nel gassificatore di additivi (dolomiti e magnesiti calcinate, zeoliti, catalizzatori a base di Fe ed a base di Ni e lo stesso biochar derivato dalla biomassa o comunque residuo della gassificazione carbone-biomassa) è in grado di favorire la conversione del char e ridurre la concentrazione del tar, migliorando le prestazioni del processo in termini di potere calorifico e di arricchimento di H₂, CO e CO₂ nel syngas. D'altra parte le severe condizioni operative sono spesso causa della deattivazione degli additivi utilizzati [9]. Gli studi mostrano come molto promettente l'impiego di olivina (un silicato di Fe e Mg di colore verde oliva) all'interno del gassificatore, come agente di decomposizione primaria del tar, anche se vanno considerati i costi e le problematiche tecniche aggiuntive legati alla necessità di evitare il fenomeno del mascheramento (masking) con sistemi di alimentazione periodica di catalizzatore fresco e di recupero e rigenerazione del catalizzatore esausto. Il basso costo del minerale e la sua notevole resistenza al fenomeno dell'abrasione meccanica nel letto fluido suggeriscono comunque l'opportunità di ulteriori studi per verificarne le prestazioni in processi di gassificazione di diverse tipologie di biomasse. Nel caso di gassificazione in letto fisso updraft l'aggiunta di catalizzatori specifici al letto di gassificazione ha un effetto positivo in termini di riduzione del tar, specie nei casi in cui il tar separato, o il syngas estratto ricco di tar, venga ricircolato al reattore nella parte bassa ad elevate temperature. In alcuni casi è suggerita l'alimentazione di biomassa in miscela con i catalizzatori specie in forma di pellet o bricchette.

Sono attualmente in fase di ottimizzazione nuove tipologie di reattori in cui le zone di pirolisi e gassificazione sono separate da una zona intermedia, in cui i gas prodotti nella pirolisi vengono parzialmente ossidati. La ripartizione dell'ossidante in due differenti flussi di alimentazione ha mostrato dei benefici per quanto riguarda la quantità di tar, così come il ricircolo al gassificatore del tar separato [10; 11].

I gassificatori, particolarmente quelli a letto fisso, risentono di problemi legati a fenomeni di sinterizzazione e agglomerazione delle ceneri quali deposito, erosione, corrosione. Tali problematiche nascono dalla presenza nelle biomasse di composti alcalini come il potassio, che reagiscono con il silicio formando silicati e solfati, caratterizzati da temperature di fusione inferiori ai 700 °C. Inoltre la presenza di tali composti trascinati nel syngas è causa dei fenomeni di erosione e corrosione anche nelle apparecchiature a valle. Le contromisure per ridurre la presenza degli elementi alcalini riguardano processi di pretrattamento delle biomasse, principalmente basati su lavaggi con acqua e successive essiccazioni. In generale i processi di essiccazione si rendono comunque necessari nel caso in cui la biomassa in alimentazione abbia un tenore di umidità superiore al valore accettato dalla tipologia del gassificatore.

2.2 I sistemi di trattamento del syngas

I principali elementi indesiderati prodotti nella sezione di gassificazione di biomasse sono il tar e il particolato, mentre meno rilevanti sono i composti dello zolfo. La presenza di tar, come detto, può essere marginalmente ridotta agendo sui parametri operativi del processo di gassificazione. L'eliminazione del tar e del particolato passa attraverso l'impiego di efficienti e affidabili sistemi di depurazione. Convenzionalmente, come avviene per syngas derivante da gassificazione del carbone, la depurazione avviene mediante sistemi a freddo, introducendo significative perdite di energia nel sistema. La depurazione del syngas ad alta temperatura attraverso sistemi a caldo, auspicabile in relazione ad un miglioramento dell'efficienza complessiva dell'impianto, appare però adatta esclusivamente ai sistemi di gassificazione in pressione, utilizzati in impianti IGCC di grande taglia, poiché essa genera elevate perdite di carico.

Nei sistemi convenzionali la depurazione del tar avviene mediante lavaggio del syngas con acqua (scrubbing), con conseguente produzione di un grande quantitativo di reflui liquidi e introduzione di problematiche di smaltimento. Altre modalità di trattamento del syngas per l'eliminazione del tar sono rappresentate dall'impiego di cicloni, filtri granulari e precipitatori elettrostatici ad umido, anch'essi efficaci a basse temperature (sotto 100 °C). Le efficienze di rimozione di questi sistemi sono dell'ordine del 50-70% per quanto riguarda il tar, superiori al 95-98% per quanto riguarda il particolato. Resta da sottolineare che

la separazione del tar dal syngas introduce una perdita del suo contenuto energetico, a meno che esso non venga riutilizzato ricircolandolo al reattore [6; 8].

Numerosi studi hanno evidenziato che il processo di cracking termico è applicabile al tar derivante da processi di gassificazione di biomasse solo a elevate temperature. Al tal proposito sono in fase di studio adeguati sistemi catalitici attivi nei confronti del tar basati per esempio su nichel, ossidi e idrossidi di metalli alcalini e dolomite.

Per quanto riguarda la rimozione del particolato, i sistemi convenzionali sono rappresentati da cicloni, precipitatori elettrostatici e torri di lavaggio, mentre sono di tecnologia più avanzata i filtri ceramici a candela realizzati con materiali a base di carburo di silicio e metalli sinterizzati. Le efficienze di questi sistemi molto elevate, anche con particolato di piccolissime dimensioni, ma a temperature superiori ai 800-850°C esse mostrano problemi di degrado chimico e meccanico. In alternativa ai filtri ceramici e metallici sono in fase di studio avanzato i filtri granulari, caratterizzati da riempimenti rigenerabili a base di calcare o di allumina.

Si è già detto che la presenza di alcali nel syngas provoca problemi in sistemi come turbine a gas, motori a combustione interna, celle a combustibile. La rimozione degli alcali dal syngas, oltre che in processi di pretrattamento della biomassa, avviene in specifici reattori mediante sorbenti quali bauxite, kaolinite e altri metalli rocciosi.

2.3 Le tecnologie per la conversione in energia elettrica

Uno degli utilizzi più immediati del syngas derivante da processi di gassificazione, è dato dall'impiego come combustibile in alimentazione su sistemi per la produzione di energia elettrica e/o termica. Rispetto all'utilizzo diretto delle biomasse come combustibile, l'integrazione con un processo di gassificazione consente di impiegare biomasse problematiche altrimenti difficilmente accettabili.

Nel caso di gassificatori di piccola taglia, il sistema di generazione di energia elettrica più facilmente utilizzabile è rappresentato da un motore alternativo a combustione interna (MCI). In questo caso diventano stringenti le specifiche sulla composizione del syngas: al fine di rispettare quanto imposto dai costruttori dei motori, è necessario effettuare una depurazione spinta del syngas in termini di tar, particolato, ammoniaca ed alcali. L'utilizzo del syngas in un MCI in luogo di combustibili fossili convenzionali (derivati del petrolio e gas naturale) determina solitamente una diminuzione dell'ordine del 15-20% della potenza netta prodotta. I motori di piccola taglia sono caratterizzati da rendimenti elettrici non molto elevati (20-25%), che possono aumentare fino al 30% nel caso di motori di taglia maggiore. Il rendimento globale nel caso di sistemi che operano in cogenerazione, con il recupero termico da gas combusti, acqua di raffreddamento e oli lubrificanti, può raggiungere valori dell'80-85%.

Per quanto concerne il settore di impiego di syngas da biomassa in sistemi di turbina a gas, l'alimentazione al ciclo combinato (BGCC, Biomass Gasification Combined Cycle) è di fatto proponibile solo per impianti di elevata potenza, tipicamente superiore a 40-50 MW_e, consentendo di raggiungere rendimenti superiori al 45%. D'altro canto appaiono molto interessanti, per gli impianti di minor potenza, le cosiddette microturbine a gas (MGT), ovvero macchine caratterizzate da potenze elettriche dell'ordine di 30-150 kW_e e rendimenti pari a circa 25-30%. Questi sistemi sono estremamente semplici, basati su compressori e turbine radiali e monostadio senza sistemi di raffreddamento delle palettature. I requisiti di pulizia del syngas in questo caso sono ancora più stringenti rispetto ai MCI, per cui la sezione di depurazione del syngas assume ancora una volta un forte grado di criticità nell'intero sistema. Per taglie maggiori, le attività di ricerca sono indirizzate verso soluzioni circuitali più complesse della turbina a gas. In particolare, per impianti di gassificazione dell'ordine di 20-30 MW_e, una delle soluzioni più studiate è rappresentata dall'utilizzo di turbine a gas con iniezione di vapore (STIG, Steam Injected Gas turbine), in cui il recupero dell'energia termica dei gas di scarico consente la produzione di vapore, che viene iniettato nella camera di combustione della turbina a gas, con aumento della potenza prodotta e del rendimento.

Diversamente, in seguito a trattamenti di depurazione spinta, il syngas prodotto da gassificazione di biomasse può essere efficacemente utilizzato per alimentazione di celle a combustibile, eventualmente integrate, nel caso di celle a combustibile operanti ad alta temperatura (SOFC, Solid Oxide Fuel Cells; MCFC, Molten Carbonate Fuels Cell), con microturbine a gas in impianti ibridi [12]. Mentre le celle a combustibile

di tipo SOFC e MCFC accettano all'ingresso combustibili di vario tipo [13; 14], altre tipologie, come quelle ad acido fosforico (PAFC), le alcaline (AFC) e le celle a elettrolita polimerico (PMFC) richiedono in alimentazione idrogeno puro [15], ottenibile da syngas depurato, previo processo di CO shift-conversion e separazione di anidride carbonica.

2.4 Gassificazione di biomassa: tecnologie commerciali e impianti pilota

Recentemente sono stati realizzati diversi impianti di gassificazione alimentati a biomasse, anche se ad oggi solo poche tecnologie hanno raggiunto un livello commerciale[16]. Sono riportati di seguito alcuni esempi di tecnologie adottate in impianti realizzati in scala pilota.

2.4.1 Processo Renugas

Sviluppato da IGT (Institute of Gas Technology), utilizza un reattore a letto fluido bollente pressurizzato [17]. L'impianto dimostrativo è alimentato con 90 t/giorno di legno o 63 t/giorno di residui dalla lavorazione delle canne. Il syngas prodotto è caratterizzato da un PCI compreso tra 11,8 e 13,5 MJ/Nm³. Le condizioni operative prevedono una portata di comburente (ossigeno) di circa 0,3 kg/kg di legno in alimentazione, una temperatura di gassificazione di circa 910 °C, e una pressione operativa di 23 bar. Il diagramma di flusso dell'unità di gassificazione e di pulizia del syngas è riportata in figura 9.

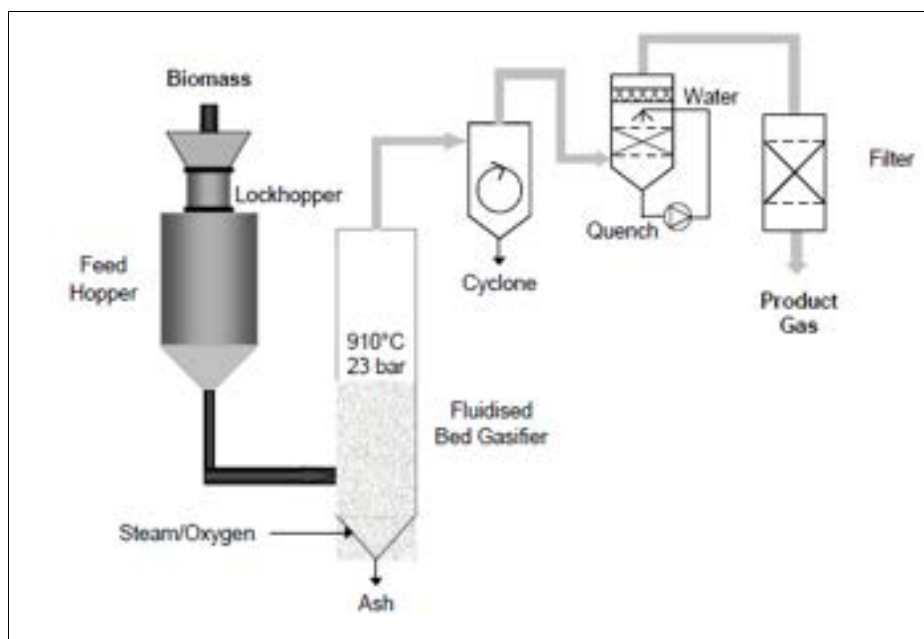


Fig. 9: Schema del processo RENUFAS.

2.4.2 Carbo-V Process

Questa tecnologia, sviluppata dalla Umwelt und Energietechnik (UET) Company in Friburgo, Germania [18], ha come obiettivo la produzione di syngas privo di tar da utilizzare per la produzione di idrogeno o di energia elettrica. Il processo, riportato schematicamente in figura 10, è costituito da due fasi: una prima fase avviene in una unità di pirolisi operante a circa 500 °C, in cui la biomassa è convertita in gas contenente tar e char; successivamente, in una seconda fase di gassificazione, il gas di pirolisi alimenta un reattore a letto trascinato che utilizza ossigeno come agente gassificante. Nel reattore il char, prodotto nel processo di pirolisi, viene completamente gassificato ad una temperatura di esercizio di circa 1500 °C. Le ceneri, viste le alte temperature operative, sono rimosse dal sistema in forma liquida.

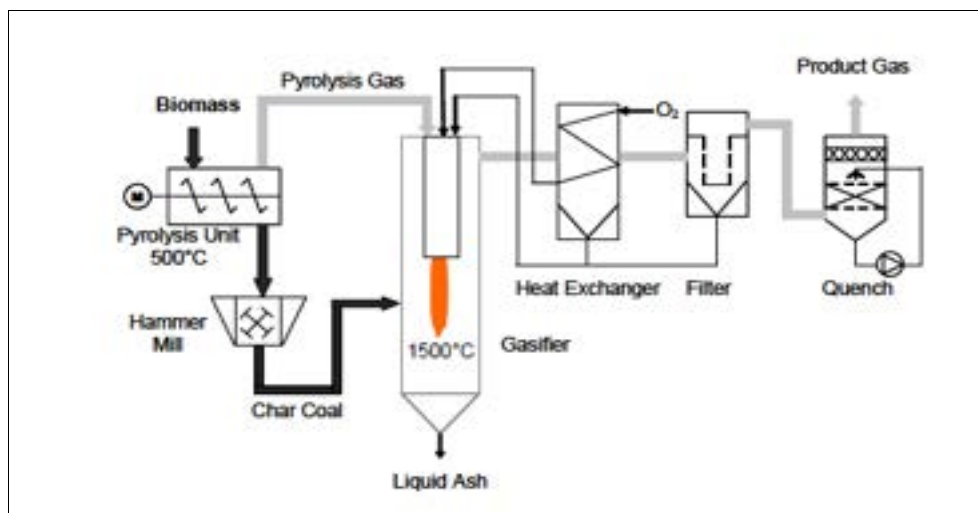


Fig. 10: Schema di processo Carbo-V [18].

2.4.3 HTW Process

Il processo High-Temperature Winkler (HTW), sviluppato al Rheinische Braunkohlenwerke AG (Germania), utilizza un reattore a letto fluido pressurizzato con ossigeno/aria e vapore come agenti gassificanti (vedi fig. 11). Tale gassificatore è stato ampiamente testato tra gli anni '56-'64 utilizzando lignite come biomassa di alimentazione. Il processo opera ad una pressione superiore ai 10 bar e temperature tra gli 800-1.100 °C [19], con un rapporto agenti gassificanti/combustibile pari a 0,41 kg di vapore e 0,36 Nm³ di ossigeno per kg di lignite alimentata. Tale rapporto permette una conversione del carbonio del 96% e una produzione di CO e H₂ complessivamente pari a 1,4 Nm³/kg lignite. L'impianto dimostrativo, realizzato in Wesseling, Germania, nel 1986 ha avuto una capacità produttiva di circa 37.000 Nm³/h di syngas da impiegare per la produzione di metanolo (14 t/h) a partire dalla lignite. Allo stesso fine, in seguito sono stati testati altri combustibili (legno, torba etc.). Tra di essi il legno ha dato buoni risultati, dimostrando di poter essere convertito con alta efficienza [20].

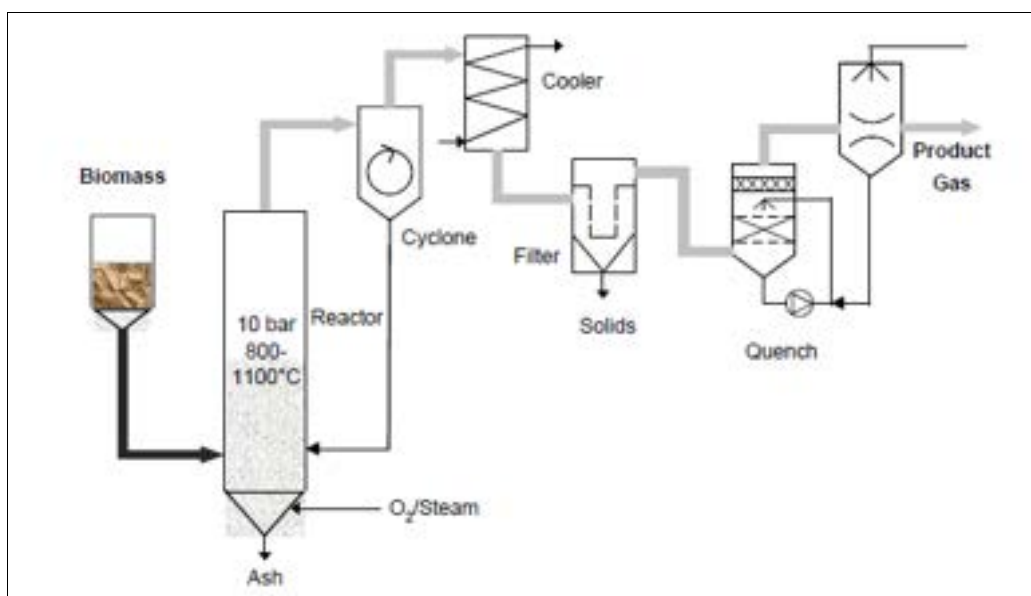


Fig. 11: Schema processo HTW ad alta pressione con letto fluido alimentato a biomasse e carbone.

2.4.4 Texaco Process

Il processo Texaco (attualmente GE-General Electric) sviluppato intorno agli anni '80, prevede l'utilizzo di un gassificatore a flusso trascinato con temperatura di esercizio di circa 1300 °C, ossigeno come agente gassificante e una pressione operativa superiore a 80 bar. Grazie alle alte temperature, la conversione del carbonio si avvicina al 100% permettendo di ottenere un syngas di alta qualità. L'impianto di produzione di energia da 100 MW_e costruito in USA nel 1988 utilizzando il processo Texaco, è considerato, da un punto di vista ambientale, il migliore tra le CCTs (Clean Coal Technologies). I vantaggi ambientali ed economici di questo processo, uniti alla versatilità nell'uso di differenti combustibili e biomasse, sono stati ampiamente dimostrati negli anni ottanta e novanta.

2.4.5 DMT Indirectly Heated Steam Gasifier

Il gassificatore sviluppato al DMT (Deutsche Montan Technologie, Germania) è caratterizzato dal fatto che una parte del syngas prodotto viene inviato insieme agli agenti comburenti e utilizzato per la produzione del calore necessario alla gassificazione delle biomasse tramite combustione. La gassificazione avviene in un reattore a letto fluido con condizioni operative di 4 bar e 850 °C. Il gas prodotto attraversa un ciclone per la rimozione delle polveri, successivamente passa attraverso uno scambiatore di calore con produzione di vapore. A valle subisce due ulteriori trattamenti in un "water quench" e in un filtro a letto fisso. Il syngas è caratterizzato da un elevato valore del PCI pari a circa 10,5 MJ/Nm³ [21], tipico dei processi di gassificazione a ossigeno. Inoltre l'impiego di vapore per il trasporto di calore, garantisce un gas prodotto con un'alta concentrazione di idrogeno, una bassa quantità di polveri e un basso contenuto di tar. In un impianto pilota, il gassificatore, con portata in alimentazione di circa 500 kg/h, è stato testato per 27.000 ore negli anni '80. In figura 12 è riportato il diagramma di flusso del processo [21].

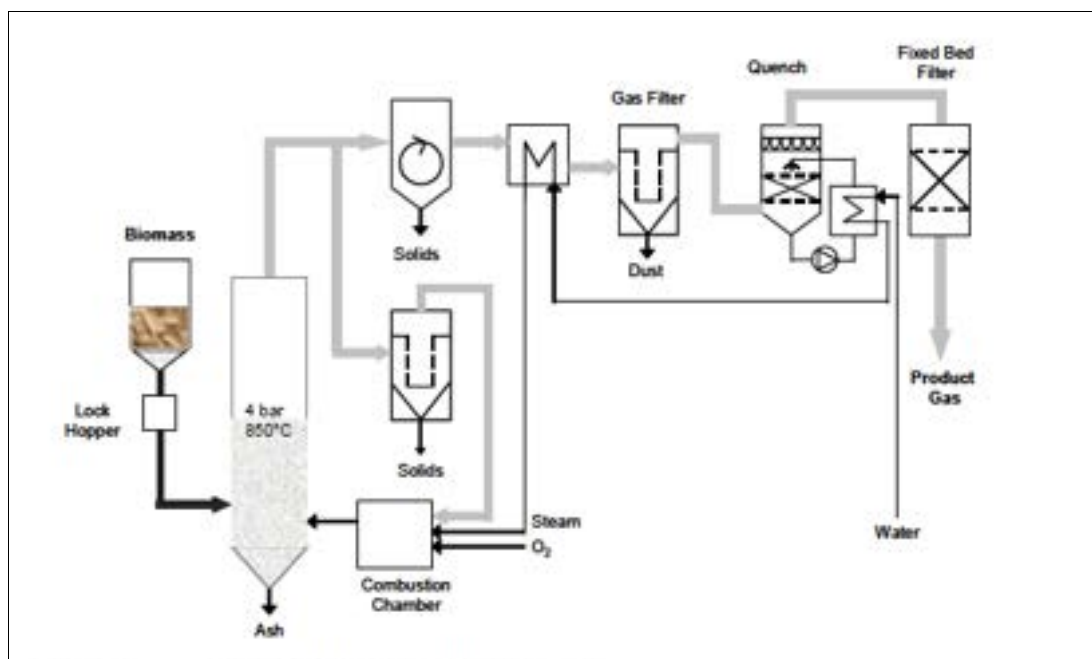


Fig. 12: Diagramma di flusso del processo DMT.

2.4.6 Processi di reforming DM2

La prima fase del processo prevede la pirolisi del materiale biologico in un reattore dedicato operante a 500-600 °C. I prodotti ottenuti sono costituiti da gas per circa l'80% in peso e char per il restante 20% (Muehlen, 2002). L'energia termica necessaria per il processo di pirolisi è fornita tramite il calore trasportato da materiali inerti o da sfere metalliche, ad essi trasmesso durante la fase di combustione del char che, lasciando il reattore di pirolisi dalla parte inferiore (zona calda) viene impiegato come combustibile nella camera di combustione. Il gas e il tar in esso presente, in uscita dalla parte alta del

reattore di pirolisi, attraversano il reattore di reforming, facendo sì che i composti organici siano convertiti, grazie al vapore, in H_2 e CO . Anche per il reforming il calore è fornito da materiali inerti riscaldati a temperature superiori a $900-1000\text{ }^\circ\text{C}$ con l'impiego di gas combustibile. Nella camera di combustione sono bruciati il char e i residui del materiale in alimentazione. Il materiale inerte dapprima viene introdotto nel reattore di reforming e successivamente nel reattore di pirolisi. Uno schema del processo è riportato in figura 13.

Un impianto pilota da 1 MW_{th} è stato realizzato in Germania nel 2001, esercito con un'alimentazione massima in miscela del materiale biologico pari al 30%, caratterizzata da dimensioni delle particelle 50 mm [22].

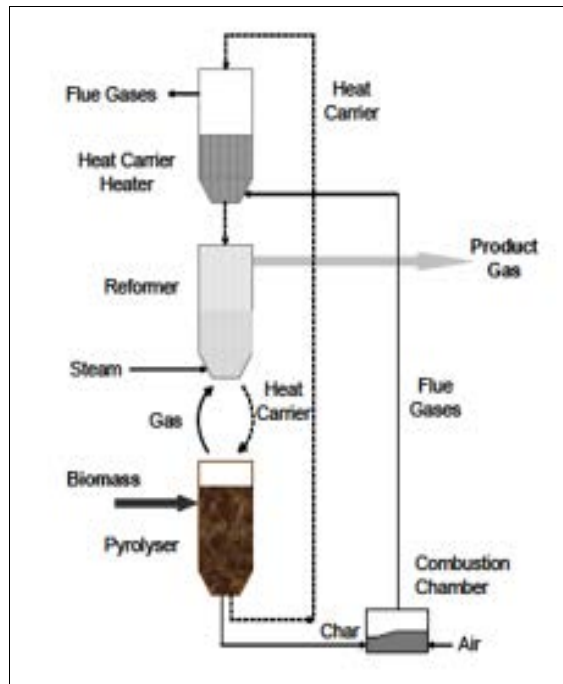


Fig. 13: Diagramma di flusso del processo Reforming DM2 [23].

2.5.7 Indirectly Heated, Twin Fluidised Bed, Steam Gasifier (Battelle/ FERCO)

Si tratta di un processo sviluppato dalla Battelle negli anni '80 e successivamente testato in un impianto pilota. L'impianto produce gas senza l'utilizzo di ossigeno come agente gassificante in un gassificatore a letto fluido a doppia circolazione operante a pressione atmosferica [24]. Il calore è fornito tramite un flusso circolante di materiale inerte (sabbia) tra due reattori di separazione del letto fluido. Le biomasse sono alimentate nel primo reattore, dove sono gassificate con vapore per produrre gas e char. Un ciclone separa il gas dalla sabbia e dal char, questi ultimi entrano in un secondo reattore a letto fluido (il combustore). Il char è bruciato nel combustore che permette così di scaldare la sabbia da rinviare al reattore di gassificazione. Le temperature operative del gassificatore sono comprese tra 650 e $1000\text{ }^\circ\text{C}$. Il syngas prodotto è trattato in uno scrubber, il tar separato è reintrodotta nel combustore. Il calore residuo del gas combustibile è utilizzato per asciugare le biomasse in alimentazione. I test hanno riguardato l'impiego di legno con una portata da $1,5$ a $1,7\text{ t/h}$.

Nel 1999 nel Vermont, USA, è stato testato un impianto commerciale, in grado di produrre un syngas caratterizzato da un potere calorifico superiore intorno a $16,8\text{ MJ/Nm}^3$ [25].

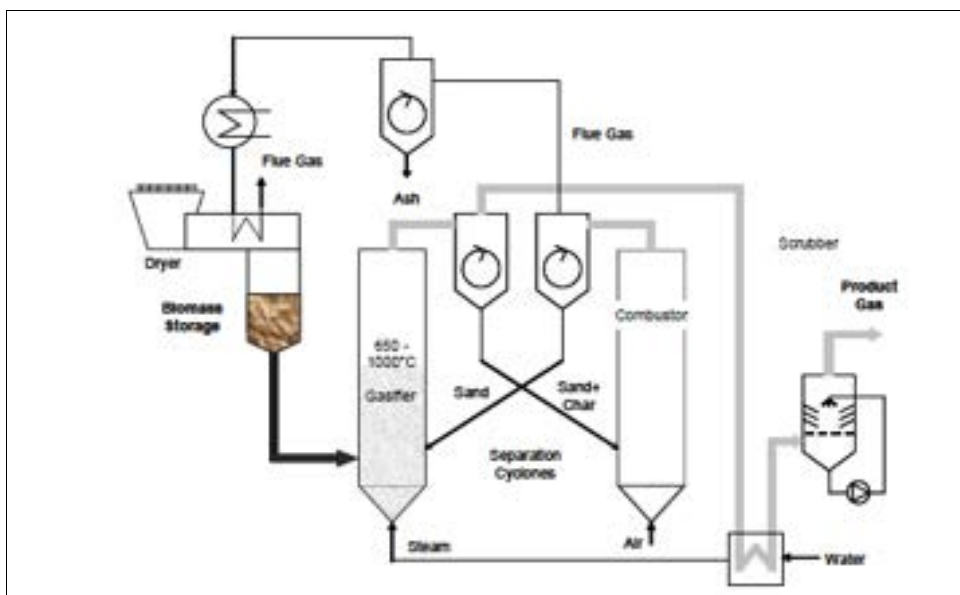


Fig. 14: Diagramma di flusso del processo Battelle/FERCO [25]

2.5.8 FICFB Gasification

Nel processo FICFB (Fast Internally Circulating Fluidised Bed) il letto è costituito da materiale in grado di trasportare l'energia necessaria per la gassificazione. Il materiale circola tra due reattori, trasportando calore dalla zona di combustione alla zona di gassificazione, ma non c'è contatto tra i gas delle due zone. La zona di gassificazione, la cui temperatura è pari a 790-900 °C, è fluidizzata con vapore mentre la zona di combustione con aria. Il processo prevede l'alimentazione della biomassa nella zona di gassificazione con relativa produzione di char, successivamente il materiale del letto unito al char si sposta dalla zona di gassificazione alla zona di combustione, dove avviene la combustione del char. La reazione esotermica nella zona di combustione fornisce l'energia per la gassificazione per mezzo del materiale del letto. Il gas prodotto è raffreddato in uno scambiatore di calore e successivamente ripulito delle polveri e di parte del tar con un filtro a manica. Il tar viene successivamente separato in uno scrubber con biodiesel.

Tale processo è stato dapprima sviluppato in un impianto pilota da 100 kW_{th} e successivamente con un impianto dimostrativo 8 MW_{th} a Güssing, Austria, con una produzione elettrica di 2 MW_e [26; 27].

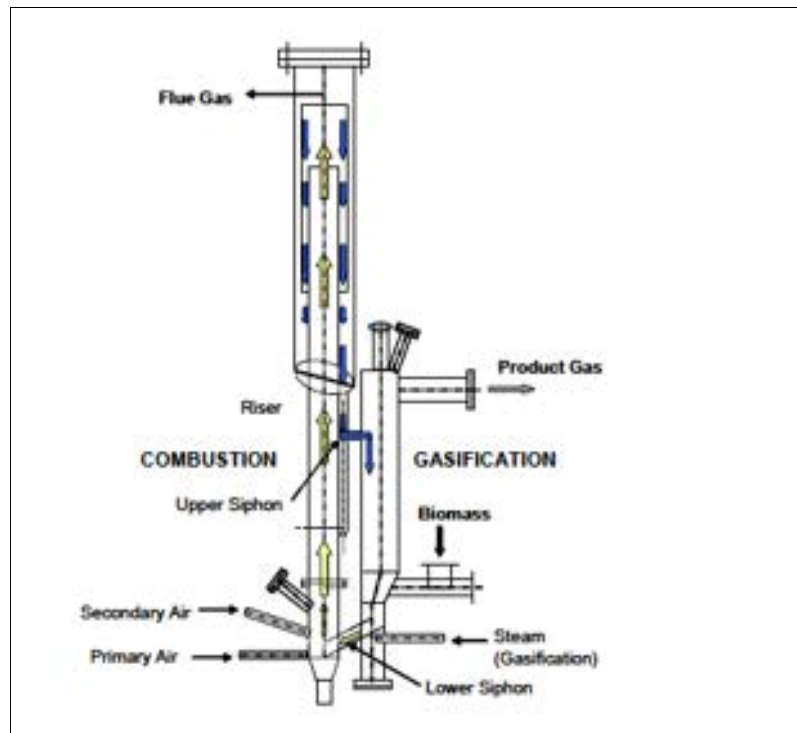


Fig. 15: Diagramma di flusso del processo FICFB [27].

2.4.9 Processo AER

Con il processo AER (Absorption-Enhanced Reforming), la gassificazione con vapore della biomassa produce un syngas grezzo con più del 75% di idrogeno (in volume), utilizzabile sia per la produzione di energia elettrica che per la produzione di biocombustibili. La CO₂ prodotta durante la gassificazione è separata dalla zona di reazione per mezzo di un sorbente rigenerabile: in questo modo si ha un gas prodotto con un'alta concentrazione di idrogeno, basse concentrazioni di tar e ossidi di carbonio [28; 29]. Essendo la reazione di adsorbimento della CO₂ esotermica, la stessa fornisce il calore necessario per il reforming/gassificazione.

L'elemento chiave del processo AER è la reazione reforming/gassificazione in presenza di un adsorbimento della CO₂ ad alta temperatura. Il sorbente è costituito da un sistema di materiali ossidi metallici/carbonati (CaO/CaCO₃). Per rendere le operazioni continue sono stati accoppiati due reattori a letto fluido: in un primo reattore avviene la gassificazione delle biomasse con vapore, utilizzando il sorbente come materiale del letto, mentre il secondo reattore opera in combustione per rigenerare il sorbente. Nella realizzazione tecnica, il materiale reattivo del letto circola tra il reattore di gassificazione (600-700 °C) e il reattore di combustione del char (800-900 °C) consentendo la rigenerazione del sorbente.

Il processo AER è stato testato in un impianto da laboratorio da 100 kW_{th} [29], il cui schema è riportato in figura 16.

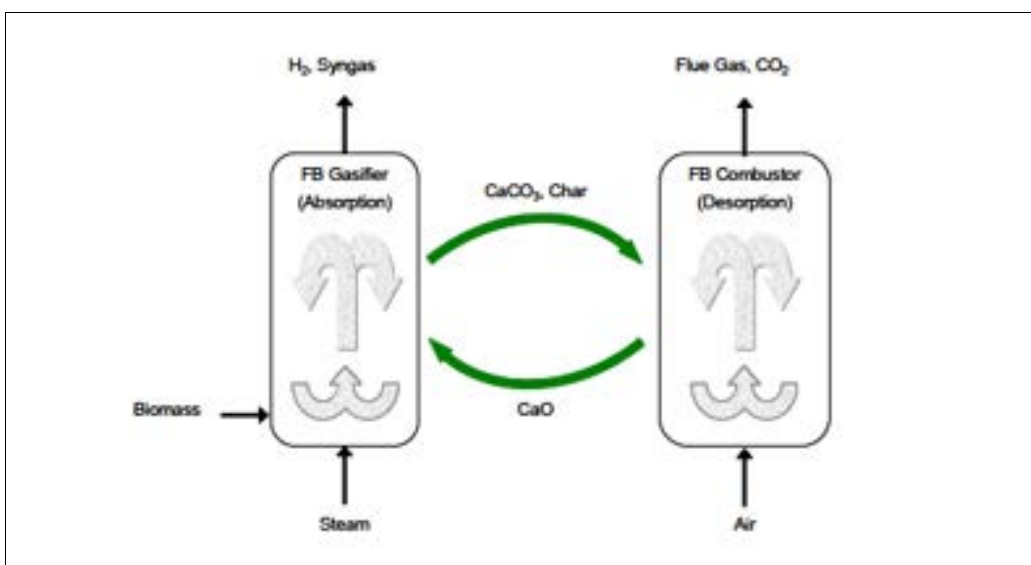


Fig. 16: Diagramma di flusso del processo ECR.

2.5 Tecnologie di gassificazione di biomasse disponibili in Italia

Diverse sono le tecnologie di gassificazione di biomasse disponibili commercialmente in Italia per impianti di piccola taglia. Nel seguito sono riportati alcuni esempi.

Planitec Srl (www.gioiaimpianti.com) propone impianti “chiavi in mano” di gassificazione di biomassa, in particolare impianti di gassificazione per la produzione di energia elettrica da syngas, che utilizzano cippato di legno. Gli elementi principali che costituiscono l’impianto sono:

- il reattore di gassificazione;
- un ciclone;
- uno scrubber di tipo Venturi;
- un filtro elettrostatico;
- un motore endotermico

Il reattore di gassificazione è di tipo a letto fisso downdraft – open core (con temperatura nella zona combustione di 1200-1300°C). Il reattore di gassificazione accetta tenori di umidità del 20-30% nel combustibile in alimentazione. Il gas proveniente dalla zona di combustione/ossidazione, a temperature superiori a 1000 °C, cede calore nella zona soprastante per le reazioni di gassificazione, raffreddandosi attraversando la zona di riduzione fino ad uscire ad una temperatura di 600°/700°C dalla griglia sottostante che sostiene il letto di char/biomassa. Nella sezione di depolverazione, raffreddamento e decatramazione, il syngas viene dapprima fatto passare in un ciclone attraverso il quale si eliminano la maggior parte delle particelle trascinate dallo stesso e, successivamente, raffreddato mediante apposito scrubber (di tipo Venturi alla pressione di 4,5 bar) nel quale viene investito da un getto di acqua fredda. Il syngas esce dallo scrubber ad una temperatura di circa 50°C e contiene un aerosol di catrami formatisi durante il raffreddamento dello stesso. L’eliminazione dell’aerosol di catrami è realizzato mediante dei filtri elettrostatici a umido. I catrami raccolti nel filtro elettrostatico vengono riciclati, mediante apposita pompa peristaltica, nel reattore di gassificazione per una loro distruzione e per recuperare il loro contenuto energetico. La temperatura viene abbassata fino a 50°C affinché il syngas possa essere inviato ai motori. Circa il 10% (pari a circa 25 kW_e) dell’energia prodotta (circa 270 kW_e) viene utilizzata per il funzionamento dell’impianto; il motore endotermico ha un rendimento elettrico pari al 35%. E’ possibile effettuare dei recuperi energetici per l’essiccamento della biomassa con i fumi di combustione del motore.

Curti Energia Costruzioni Meccaniche SpA (www.curtienergia.it) si occupa sia di gassificazione di biomasse che di combustibili fossili. In particolare, oltre che reattori di gassificazione, fornisce anche sistemi di lavaggio dei gas prodotti e trattamento dei reflui liquidi. L’azienda ha preso parte ad un progetto

sperimentale pre-industriale per la produzione di syngas a partire dalla gassificazione di biomasse di scarto e relativo utilizzo in motori endotermici. Il progetto consiste in un impianto di gassificazione, alimentabile con diversi materiali quali, ad esempio, combustibile da rifiuto (CDR) di qualità, legno contaminato (cippato) e farine animali in bricchette, il cui cuore è rappresentato da un gassificatore a letto fisso updraft a doppio stadio. Quest'ultimo consiste in un gasogeno che produce contemporaneamente due tipi di gas: il gas chiaro e il gas di testa (o gas scuro). Il primo si ottiene nella parte inferiore del gasogeno, dove arriva il combustibile già privato (nella parte alta), dei distillati, olii, tar, etc., ed andrà ad alimentare, dopo relativi trattamenti, un motore endotermico. Il secondo si ottiene da una parte del gas chiaro che attraversa verticalmente tutto il combustibile, portando con sé i prodotti della distillazione (sporco di tar). Se le caratteristiche finali risultano idonee, il gas scuro può essere miscelato, dopo opportuni trattamenti, al gas chiaro, per la produzione di energia elettrica, altrimenti viene utilizzato per produrre energia termica in combustori tradizionali. Per quanto riguarda la sezione di trattamento, vengono proposte diverse soluzioni:

- filtrazione a umido (torre di lavaggio);
- filtrazione a secco;
- filtri a maniche;
- filtri a carboni attivi;
- filtrazione per adsorbimento.

La sezione di generazione di potenza, può essere realizzata tramite:

- motori a ciclo Otto alimentati a gas di sintesi, biogas o biodiesel (a partire da 100 kW_e);
- turbina a fluido organico (a partire da 450 kW_e);
- motori Stirling (a partire da 35 kW_e);
- microturbine a combustione esterna (a partire da 75 kW_e);
- motori a vapore (a partire da 300 kW_e).

Caema Energia (www.caemaenergia.com) progetta e realizza impianti "chiavi in mano" per sistemi di gassificazione con reattore a letto fisso downdraft. In particolare utilizza i sistemi integrati di gassificazione e pulizia del syngas di Ankur Scientific (www.ankurscientific.com), in grado di produrre un gas ultrapulito senza tar e particolato in linea con standard motoristici internazionali. I gassificatori sono di tre tipologie a seconda del combustibile alimentato:

- Gamma WBG, adatti per legno e derivati con densità 180-400 kg/m³ (includere granelle di mais e biomasse pesanti);
- Gamma FBC, adatti per biomassa fine con densità 74-150 kg/m³ (includere lolla di riso, stocco di mais e paglie)
- Gamma Combo combinazione WBG e FBG

Il gassificatore Caema/Ankur Scientific è di tipologia a letto fisso, con flusso downdraft. Il syngas, che ha un potere calorifico inferiore medio pari a di circa 5.2 MJ/Nm³, viene prodotto in misura di 2,5 Nm³/Kg di biomassa alimentata. Questa apparecchiatura presenta un'efficienza di gassificazione dell'80%, mentre il 20% di efficienza disperso dal gassificatore risulta così suddivisa: 12,5% calore; 7,5% residui carboniosi incombusti (carbone di legna), pari al 4-6% in peso sulla biomassa introdotta. Se i residui di carbonio ottenuti dal processo di gassificazione vengono reimmessi nel processo, il rendimento totale può salire all'85-87%. Nella sua interezza, l'impianto prevede le sezioni seguenti:

- Sezione di caricamento biomassa: il sistema è progettato e costruito in base alla tipologia di biomassa. E' completamente automatico, a partire dalla tramoggia di stoccaggio e, se necessario, può incorporare un sistema di essiccazione. Per l'essiccazione si utilizza parte dell'energia termica prodotta (es: i gas di scarico del motore). L'umidità massima ammessa all'interno del gassificatore è del 20%.

- Sezione di gassificazione: il gassificatore è studiato per il funzionamento in continuo. Trasforma la biomassa in syngas, che esce a 500°C e trascina con sé le particelle più leggere dei residui carboniosi incombusti (<150 micron).
- Sezione di filtraggio e raffreddamento del gas: è realizzata tramite un multiciclone a secco, uno scambiatore di calore, uno scrubber ad acqua (a circuito chiuso), un compressore con nebulizzazione di acqua, un condensatore, due filtri a biomassa ed un filtro a manica.

Caema Engineering, in collaborazione con Rivoira (gruppo Praxair) ha inoltre brevettato un sistema per migliorare la resa della gassificazione di biomassa vegetale. Un apparato, iniettando ossigeno negli ugelli di aspirazione, aumenta di circa il 50% il potere calorifico del syngas migliorando i rendimenti elettrici d'impianto. Il costo dell'ossigeno viene ampiamente ripagato dall'aumento dei rendimenti elettrici. Inoltre, si ottiene un syngas più pulito e con idrocarburi più volatili, che riduce la frequenza di manutenzione del sistema di filtraggio.

Ecoeng Environment (www.ecoeng.eu) si occupa della progettazione e messa in opera "chiavi in mano" di impianti di trattamento e gassificazione di rifiuti, fanghi biologici e biomasse, avvalendosi di tecnologie e know-how proprietari (in particolare fornisce gassificatori updraft per biomasse o CDR). Ecoeng Environment propone impianti di gassificazione della biomassa economicamente sostenibili ed estremamente affidabili, che utilizzano come combustibile bricchette di biomassa vegetale (rifiuti agricoli, sfalci di potatura, scarti di lavorazione del legno, etc.), come anche bricchette di miscele di biomasse vegetali e di altra origine (fanghi di depurazione, farine animali, etc.). Particolarmente interessante è l'utilizzo nel processo di una variante della tecnologia di gassificazione updraft, detta gasogeno High Temperature (HT), che consente l'eliminazione del tar. Questo richiede l'impiego di biomasse o CDR in bricchette ad alta densità (almeno 1100-1200 kg/m³). Non crea alcun problema, invece, l'eterogeneità nelle caratteristiche dei prodotti gassificati, ovvero l'impiego simultaneo di combustibili con differenti PCI (sono adatti quindi anche carbone e biomasse). Il Syngas ottenuto è idoneo per le seguenti applicazioni:

- combustione in idonei bruciatori, per la produzione di fumi caldi;
- combustione diretta in forni a tunnel;
- impiego in gruppi ORC per la produzione di energia elettrica e termica;
- sale termiche per produzione di aria calda, acqua calda, vapore;
- impiego in motore a combustione interna per la produzione di energia elettrica e termica;
- produzione di vapore in caldaia per la produzione di energia elettrica e termica.

Il gasogeno a doppio stadio, o doppiostadio, è il risultato della evoluzione del gasogeno HT ed è stato sviluppato principalmente per utilizzare carboni bituminosi, sub-bituminosi e ligniti; in generale combustibili che hanno un elevato contenuto di carbonio, quale il CDR. Questo si differenzia sostanzialmente dal monostadio per il fatto che è stata aggiunta nella parte alta una sorta di distillazione. La pirolisi del CDR e la distillazione del tar, avvengono in modo controllato, mantenendo una temperatura ottimale all'uscita del gas di testa. Tale temperatura (di norma intorno a 250°C) è controllata facendo passare una quantità più o meno grande di gas proveniente dalla zona di gassificazione, attraverso la strato di combustibile che si trova nella zona di distillazione. In questo modo la sezione inferiore del gasogeno si trova in condizione di gassificare del combustibile che ha già ceduto i distillati ed in particolare è privo di tar. I prodotti del processo di gassificazione a doppio stadio sono costituiti da un gas di testa, formatosi nella zona inferiore del gasogeno che ha un PCI di circa 5,5 MJ/Nm³ e temperatura di circa 200-250 °C, e un gas chiaro, completamente privo di residui oleosi o catramosi, che esce a temperatura di circa 650°C e che ha un PCI di circa 5,4 MJ/Nm³. Il gas chiaro, dopo essere stato raffreddato (con uno scambiatore gas/acqua e recupero dell'acqua calda) e poi depolverato mediante un filtro a maniche, può essere perfettamente impiegato in un motore endotermico idoneo per gas a basso PCI accoppiato ad un alternatore, per produrre energia elettrica. Il rapporto in volume tra i due gas è regolabile in funzione del tiraggio e quindi della regolazione delle due valvole poste su ognuna delle due tubazioni di uscita (valvola del gas di testa e valvola del gas chiaro). In questa tipologia di gasogeno, come negli HT, l'estrazione delle

ceneri è automatica, in funzione del livello raggiunto dalle stesse entro il gasogeno, garantendo così un funzionamento corretto e costante al gassogeno ed al relativo processo di gassificazione.

Exa (www.exaenergie.com) propone due tipologie di gassificatori per cippato di legno:

- impianti a distillazione gassificata da 150 kW_e;
- impianti di gassificazione da 500-1000 kW_e.

Si tratta di impianti ad oggi ancora "innovativi", non diffusi nel territorio. Tali impianti, rispetto a quelli tradizionali costituiti con caldaia e turbina ORC, garantiscono arrivano un rendimento elettrico netto fino a 23-30% (il doppio rispetto a caldaie e ORC), hanno emissioni in ambiente notevolmente ridotte e hanno il vantaggio di accettare un'ampia varietà di tipologie di biomasse (legni di scarto o residui di altre lavorazioni). I gassificatori proposti da EXA Energie sono di due tipologie, e precisamente a letto fluido circolante e reattori tipo Kiln a doppia camera. Il reattore di tipo Kiln a doppia camera costituisce la fornitura più comune. In una camera del reattore, per effetto della combustione del syngas, si genera la temperatura necessaria al sostentamento del processo. Nell'altra, in totale assenza di ossigeno, per effetto dello scambio termico a 900 °C, avviene la gassificazione. Il syngas in uscita a 800°C viene pulito attraverso un filtro ceramico. Il gassificatore è costituito da un cilindro orizzontale del tipo a tamburo rotante (velocità di rotazione variabile 0- 5 rpm), inserito all'interno di un altro cilindro di dimensioni maggiori, coibentato esternamente con materiale refrattario. Nel cilindro interno passano i gas di combustione che servono per mantenere la temperatura di gassificazione (circa 500 °C all'ingresso della biomassa e circa 950 °C all'uscita del syngas) e per fornire l'apporto termico necessario per il processo; invece la biomassa fluisce nello spazio libero che rimane fra i due cilindri fino a che non diventa gas e viene asportato dalla estremità opposta. All'interno della sezione anulare la turbolenza viene garantita da una serie di alette saldate sul cilindro esterno. I due cilindri ruotano solidalmente fra loro fra due teste fisse rappresentate dall'ingresso della materia prima e dall'uscita dei prodotti (syngas e ceneri). L'accoppiamento fra le parti fisse e quelle rotanti è garantita da una tenuta particolare flussata con azoto in pressione, al fine di evitare fuoriuscite di syngas all'esterno. Il dosaggio del cippato di legno all'interno del gassificatore viene regolato per assicurare una portata costante, unitamente all'acqua sotto forma di vapore surriscaldato che viene aggiunta in quantità prestabilite come reagente nelle varie reazioni chimiche che avvengono durante il processo di gassificazione. Il cippato di legno e il vapore acqueo entrano dall'alto del reattore di gassificazione ad una temperatura di circa 500 °C e procedono nel cilindro esterno. Mano a mano che avanzano nel reattore, la temperatura aumenta e cominciano a gassificare trasformandosi in CH₄, H₂, CO, CO₂ e H₂O, fino ad arrivare all'uscita in cui si raggiungono circa 950°C ed il processo di gassificazione è completo: dall'alto esce il syngas prodotto e dal basso le ceneri ed i sali di calcio. Questi ultimi sono scaricati su una coclea e raffreddati con aria prima di essere stoccati in un big-bag. Il syngas prodotto viene fatto passare alla temperatura di circa 900°C attraverso un filtro catalitico all'interno del quale è posto un riempimento composto da un materiale contenente il 55% di ossido di alluminio (Al₂O₃) e il 45% di ossido di zirconio (ZrO₂), impregnati di nichel (Ni) 1% e ossido di magnesio (MgO) 0.5%. L'apparecchiatura funziona sia da filtro, intrappolando i composti solidi (polveri, ceneri), sia da catalizzatore realizzando un cracking catalitico sul tar. Successivamente il syngas è raffreddato (quenching) per ottenere la condensazione delle particelle residue. Detta operazione viene eseguita tramite un primo scambiatore ad acqua, raffreddata a sua volta con un ventilatore ad aria, che raffredda il syngas fino a 400°C ed un secondo scambiatore ad aria, fino ad arrivare ad una temperatura del syngas di circa 90°C. Infine l'ultimo abbattimento della temperatura del syngas fino a 5 °C circa viene ottenuto con uno scambiatore ad acqua refrigerata, alimentata da un gruppo frigorifero (chiller). Durante il graduale abbattimento della temperatura del syngas sono condensate le particelle presenti nel syngas, trascinate dalla umidità residua. La qualità del syngas purificato è tenuta sotto controllo da un gascromatografo che esegue in linea ed in continuo le analisi dei principali componenti del syngas (CH₄, H₂, CO, CO₂ e H₂O). Del resto il syngas deve rispettare determinate caratteristiche qualitative per poter essere utilizzato all'interno dei motori a combustione interna. Durante le fasi di avviamento dell'impianto o qualora il syngas non risultasse della qualità prestabilita, il syngas viene bruciato nella torcia, convogliato attraverso un sistema automatico di elettrovalvole di intercettazione. Il syngas in uscita dalla fase di purificazione è prelevato da un compressore ed inviato al serbatoio polmone, funzionante in pressione a

circa 6 bar. Detto serbatoio serve per garantire una alimentazione costante ai motori a combustione interna. Una parte del syngas viene utilizzata per alimentare il bruciatore che fornisce al gassificatore l'energia termica necessaria per il mantenimento dei livelli di temperatura; la restante parte di syngas è inviata ai motori endotermici a combustione interna che lo bruciano per produrre energia elettrica (999 kW_e) ed energia termica (circa 1.500 kW_{th}, disponibili sotto forma di calore contenuto nei fumi di combustione del motore e nei circuiti dell'acqua di raffreddamento e dell'olio lubrificante del motore).

New Energy Group (www.negsrl.com/index.php) realizza impianti di produzione di energia elettrica (taglie da 150 a 2000 kW_e) con processo di gassificazione updraft alimentato a biomassa sotto forma di cippato, segatura o materiali di scarto con umidità massima sul secco pari al 60% in peso. In partnership con la Turboden srl fornisce anche la sezione di potenza costituita da turbogeneratori a ciclo ORC a olio diatermico.

A.G.T. (Advanced Gasifier Technology, www.agtgasification.com) progetta impianti di gassificazione e svolge attività di ricerca, sviluppo e industrializzazione di sistemi di gassificazione pirolitica per la produzione di gas di sintesi destinato alla generazione elettrica o ad usi diversi, a partire da biomasse vegetali e altri materiali organici. E' proprietaria esclusiva della tecnologia sviluppata, opera sul mercato internazionale per mezzo di società licenziatarie (www.biogendr.com/app/en/technology.aspx), le quali provvedono alla costruzione industriale e alla commercializzazione dei sistemi di gassificazione. In particolare A.G.T. ha sviluppato un gassificatore compatto di tipo a letto fisso downdraft, capace di sviluppare una potenza elettrica nominale di 350 kW_e (microgenerazione elettrica) impiegando prodotti e sottoprodotti agricoli. L'impianto non genera emissioni: i tar ottenuti dal processo di filtrazione del syngas (filtrazione elettrostatica) sono veicolati al reattore per essere abbattuti; i gas di scarico dei motori sono trattati in una marmitta catalitica e nel caso in cui il calore prodotto sia impiegato nell'essiccazione della biomassa, ulteriormente bio-filtrati; nessuno scarico idrico è generato. Il processo produce carbone vegetale biochar puro a fine granulometria con caratteristiche differenti secondo il materiale di partenza.

Syngen (www.syngen.it/home/) realizza impianti "chiavi in mano" di gassificazione di biomassa a letto fisso. In particolare detiene due brevetti:

- Gassificatore per la conversione energetica di biomasse, a letto fisso mobilizzabile e con strizioni mobili, funzionante a tiraggio inferiore updraft e convertibile in tiraggio superiore downdraft. L'innovazione è costituita da un sistema meccanico a vomere rotante, posizionato all'interno del gassificatore, per la rottura dei ponti di combustibile che si formano durante il funzionamento nell'area di combustione. Il sistema è progettato per operare in due differenti modalità in funzione dell'umidità della biomassa combustibile, tramite semplici e veloci modifiche operative della macchina. Con biomassa avente umidità residua 0-20%, il funzionamento avviene a tiraggio inferiore o equicorrente, producendo un gas avente un basso tenore in condensati e tar. Con biomassa avente umidità residua 20-40%, il funzionamento avviene a tiraggio superiore, eliminando le strizioni mobili di materiale refrattario, invertendo l'ingresso dell'aria ed estraendo il gas da un'uscita predisposta alla sommità del sistema. La versatilità dell'apparecchiatura a funzionare con biomasse combustibili aventi condizioni fisiche molto diverse, costituisce un apprezzabile vantaggio operativo nel settore della produzione di energia da materie residuali. La biomassa è apportata in continuo nel reattore attraverso una valvola a stella che garantisce al contempo la tenuta pneumatica. Il livello del letto è mantenuto entro un valore fissato da un sensore che governa detta valvola a stella.
- Gassificatore a due stadi, con recupero energetico del calore sensibile del gas con processo ottimizzato da un reattore a geometria variabile e da un correttivo integrato, per il trattamento di biomasse, rifiuti organici e fanghi di depurazione. Il sistema è costituito da un reattore di gassificazione per biomasse che genera gas di sintesi da utilizzare sia in caldaie che in motori a combustione interna. Le innovazioni sono:
 - i) Anticipazione della pirolisi con il preriscaldamento del combustibile ottenuto per mezzo del recupero del calore sensibile del syngas: la biomassa viene convogliata al reattore tramite una pirococlea orizzontale nella cui intercapedine fluisce il syngas caldo. Il piccolo diametro della pirococlea permette a tutta la massa di raggiungere le elevate temperature necessarie ad una pirolisi secondaria.

- ii) Correttivo integrato in grado di migliorare il processo di gassificazione: una miscela minerale, non metallica, facilita le reazioni di scissione degli idrocarburi pesanti ed eleva il rapporto calcio/metalli alcalini nelle biomasse con ceneri bassofondenti rendendo possibile la gassificazione dei materiali erbacei come paglia, fieno, miscanto, sorgo e mais.
- iii) Riscaldamento dell'agente gassificante recuperando il calore sensibile del syngas: l'agente gassificante, prelevato dall'esterno, viene convogliato in un toro di riscaldamento posizionato nella parte bassa del reattore e lambito dal syngas in uscita dalla zona di riduzione. L'aria così riscaldata viene inviata ad un classico toro di distribuzione su cui sono innestati gli ugelli.
- iv) Anello refrattario a geometria variabile: questa innovazione permette di gassificare materiali biologici con caratteristiche chimico-fisiche particolari variando sia le dimensioni della zona di ossidazione e della zona di riduzione.

Le innovazioni introdotte permettono il recupero energetico del calore sensibile del syngas prodotto per il preriscaldamento del combustibile e dell'agente gassificante, l'ottimizzazione del processo con una pirolisi ad alta temperatura ed elevato tempo di residenza e con un catalizzatore in grado di migliorare le reazioni di cracking del catrame, la variazione dei rapporti geometrici tipici del reattore in funzione della pezzatura, delle caratteristiche chimico-fisiche dei combustibili e delle potenzialità necessarie ad una gestione economica del gassificatore. La biomassa, apportata in continuo al reattore mediante una pirococlea orizzontale inserita in una condotta cilindrica, viene riscaldata e quando scende per gravità verso la parte inferiore del reattore, è aiutata da un sistema antibridging, già brevettato, che, attraverso una serie di vomeri rotanti, permette di rompere i ponti eventualmente formati. Dopo il transito nella pirococlea il combustibile si presenta in parte solido, in parte liquido ed in parte gassoso, pronto per una combustione ottimizzata quando entra a contatto con il comburente. Nella zona in cui l'aria entra con una temperatura di circa 600 °C, avviene una combustione parziale, con ossigeno sottostechiometrico. Sotto gli ugelli, il reattore ha una restrizione dove si raggiungono temperature di 1200-1300 °C. In questa zona, a causa della turbolenza, creata dal brusco restringimento di sezione, e dell'alta temperatura, si ha una intima miscelazione dei prodotti di gassificazione ed avviene la rottura delle molecole dell'olio pirolitico (cracking). In questa zona e con queste temperature le biomasse a ceneri bassofondenti diventerebbero liquide e raffreddatesi, oltrepassata la strizione, darebbero origine a scorie vetrose incompatibili con il normale funzionamento del reattore. Il correttivo integrato modifica i rapporti stechiometrici dei metalli alcalini nelle ceneri ed elevandone la temperatura di fusione, rende possibile mantenere ottimale la temperatura di processo. Poiché il catrame si presta ad un cracking catalitico, nel correttivo integrato, alcuni componenti sono catalizzatori minerali dedicati ad attivare tutte le reazioni di scissione. La modalità di funzionamento a tiraggio inverso consente alte conversioni dei prodotti di pirolisi e quindi un basso contenuto di tar nel gas combustibile di sintesi: questa peculiarità è enfatizzata dall'uso della pirococlea e del correttivo integrato che ottimizzano i processi di combustione e piroschissione. Le migliorie consentono di minimizzare la presenza di incombusti, inconveniente associato al tiraggio inverso, che diminuiscono drasticamente per l'ossidazione omogenea della biomassa. Il correttivo integrato denominato "stopglass" è costituito da una miscela minerale avente la funzione di impedire la formazione dei vetri con ceneri bassofondenti e di agevolare la completa piroschissione del tar all'interno del reattore. Il composto è una miscela ponderale di calcite (CaCO_3), di dolomite ($\text{MgCa}(\text{CO}_3)_2$), di fayalite (FeSiO_4), di forsterite (MgSiO_4) e di leganti inerti. La quantità di correttivo e la sua granulometria dipendono dal tipo di biomassa, dalla sua pezzatura e densità energetica.

DIGas (www.digasitalia.it) progetta e la costruisce impianti di produzione di syngas ad alto potere calorifico sino a un massimo di 400 kW_e, utilizzando esclusivamente biomasse organiche sia vegetali che animali. Il gas prodotto è idoneo alla combustione in moderni motori a scoppio, con la possibilità di produrre calore ed energia elettrica. Il processo commercializzato è il cosiddetto processo di "distillazione gassificata", che è stato messo a punto per cercare di ovviare agli inconvenienti evidenziati dagli altri processi termici e termochimici per il trattamento delle biomasse. In particolare il processo è basato sulla degradazione termochimica della biomassa introdotta in un reattore a 830-850 °C in completa assenza di ossigeno. Questo metodo porta alla formazione di un gas ad alto potere calorifico (15-16 MJ/Nm³), di una frazione

liquida riciclabile come agente gassificante, di una frazione densa a base di idrocarburi a catena lunga che viene reimpressa nel reattore e scissa in idrocarburi leggeri, e di una frazione solida costituita essenzialmente da carbonio che viene usato come combustibile per ottenere le temperature di reazione necessarie. In questo modo il potere calorifico del gas prodotto viene aumentato grazie all'ulteriore aliquota di molecole combustibili ottenute sia dalla gassificazione della frazione leggera che dalla crackizzazione della frazione densa. Il carbonio residuo viene estratto in ciclo automatico dal reattore e viene convogliato a un generatore di calore separato dal gassificatore, dove viene fatto reagire con aria per sviluppare il calore necessario al mantenimento del processo. In tal modo l'aria introdotta per la combustione del carbonio non contamina il gas combustibile prodotto, ma serve solo come comburente per generare il calore necessario alla reazione. Dal sistema di generazione del calore vengono estratte le ceneri, in ragione del 2% rispetto alla biomassa introdotta. Le ceneri prodotte sono assolutamente inerti grazie all'azione delle altissime temperature raggiunte e possono essere riutilizzate come ammendante agricolo o come materiale da costruzione. Il gas uscente dal reattore viene separato dalla frazione liquida mediante un'operazione di quenching, seguita da un raffreddamento e una filtrazione. Infine il gas viene raccolto in un gasometro flessibile, è poi utilizzato per alimentare un generatore di corrente elettrica.

3B Energia (www.3benergia.it) commercializza tecnologie di gassificazione updraft di biomasse e fanghi e RSU/CDR di due tipi: HT (High Temperature) e LT (Low Temperature). Il gasogeno HT ad alta temperatura è in grado di trattare un combustibile eterogeneo, bric

chettato a bassa densità o pelletizzato (RSU, CDR, biomasse in genere, rifiuti industriali e/o speciali). Viene utilizzato principalmente per applicazioni dove è richiesta la produzione di energia termica, o per l'impiego di gruppi di cogenerazione ORC ad olio diatermico. Il gasogeno LT doppio stadio a bassa temperatura è in grado anch'esso di trattare combustibili diversi, ma poco polverulenti, dimensionalmente omogenei, con particolari caratteristiche meccaniche: è quindi indispensabile una bricchettatura ad alta densità (almeno 1100 kg/m³). Viene utilizzato principalmente per applicazioni dove è richiesto l'impiego di syngas pulito per la produzione di energia termica (ad esempio nei forni a tunnel nel settore del laterizio), per la produzione di energia elettrica, con motori endotermici o turbine a gas.

3 NG Waste to Energy (www.3nrg.it) opera principalmente nel settore della termovalorizzazione dei rifiuti. Si avvale di un processo costituito da uno stadio di pirolisi seguito da gassificazione con tecnologia a letto fluido brevettato noto come PYROAL applicabile anche a biomasse legnose e vegetali. Tale processo è integrato con un sistema di combustione diretta del gas prodotto ad alta temperatura e un sistema di vetrificazione dello scarto solido residuo. Le caratteristiche richieste per il processo sono:

- alto potere calorifico del combustibile (eventualmente densificato, tramite processi di pelletizzazione);
- pezzatura non superiore ai 60 mm;
- ridotto contenuto metallico (ferroso e non ferroso);
- umidità non superiore al 40%, salvo pre-processo di essiccazione.

Il processo PYROAL si distingue dai processi di gassificazione tradizionali per l'alta efficienza di scambio termico, grazie alla combustione controllata in caldaia a letto fluidizzato e pareti refrigerate. Date le elevate prestazioni, il processo ben si adatta ai residui di lavorazione e a rifiuti non riciclabili, caratterizzati da un elevato potere calorifico. Lo sviluppo e la diffusione della tecnologia PYROAL si basa sui risultati concreti ottenuti presso l'impianto di scala industriale (4 MW_{th}) realizzato in Francia e attivo da diversi anni. Grazie all'estrema versatilità della tecnologia è possibile utilizzare diverse tipologie di combustibile. L'impianto (taglie medie-piccole 5-30 MW_{th}) è molto compatto, di dimensioni limitate ed occupazione del suolo ridotta.

2.6 La tecnologia di co-gassificazione carbone/biomasse

La co-gassificazione di carbone e biomassa è un'area di ricerca relativamente nuova. Risultati preliminari ottenuti da vari studi su scala pilota hanno mostrato risultati promettenti in termini di qualità del syngas e di un ridotto impatto ambientale. Anche da un punto di vista economico, la co-gassificazione appare maggiormente attuabile rispetto ad impianti alimentati a sola biomassa. Infatti, se da un lato l'utilizzo della

biomassa come unico combustibile per produrre vettori energetici o energia elettrica ha il vantaggio di essere “carbon neutral” o addirittura “carbon negative” quando associato a sistemi CCS, dall’altro presenta numerose criticità :

- bassa densità specifica e basso potere calorifico (i valori medi del potere calorifico sono circa pari alla metà dei rispettivi valori mostrati dal carbone e il valore della densità è pari ad un quinto, quindi l’energia specifica della biomassa è pari a circa un decimo rispetto al carbone);
- elevati costi di trasporto su lunghe distanze;
- approvvigionamento limitato e variabile con le stagioni;
- stoccaggio a lungo termine pericoloso (lo stoccaggio di alcuni tipi di biomassa, come ad esempio trucioli di legno, può causare dei problemi poiché, se il contenuto di umidità dell’ambiente è superiore al 20%, l’attività biologica può portare a sviluppo di calore, perdita di materiale secco e significativo deterioramento. Ancora è possibile che alte concentrazioni di polveri e spore presenti nella biomassa possano far insorgere problemi di salute e sicurezza [30]).

Da queste considerazioni appare chiaro perché il suo uso come unica alimentazione è normalmente limitato ad applicazioni su piccola scala.

Con la co-gassificazione, la biomassa risulta utilizzabile anche in impianti su larga scala: infatti variando opportunamente la quantità di carbone alimentato al gassificatore è possibile alleviare il problema delle fluttuazioni della produzione di biomasse, in quanto gli impianti possono continuare a funzionare a solo carbone nelle stagioni in cui la disponibilità di biomassa è limitata o assente.

Quando utilizzati insieme il carbone e la biomassa mostrano un comportamento sinergico. Per sinergia si intende la proprietà per cui l’effetto complessivo di più cause è maggiore della somma degli effetti singoli. Un interessante modo in cui si manifesta la sinergia dei due combustibile riguarda la velocità di reazione : una miscela al 50% in peso di carbone e biomassa ha una energia di attivazione più bassa rispetto a quella dei singoli componenti. Questo porta, nella co-gassificazione, ad una maggiore reattività, minori tempi di reazione e minore richiesta di agente gassificante. Anche la conversione del carbonio della miscela è maggiore rispetto a quella corrispondente ai singoli combustibili. Pertanto co-gassificando carbone e biomassa si hanno differenti composizioni del syngas rispetto a quelle mostrate da miscele dei rispettivi gas. L’alimentazione combinata ha un effetto positivo sulla qualità del syngas prodotto anche per basse concentrazioni di biomassa in alimentazione (10% in peso): è anzitutto da notare un significativo aumento nella produzione di CO e H₂, una diminuzione di CO₂, N₂ e composti dello zolfo e un corrispondente aumento del PCI [31]. Le interazioni che si riscontrano nelle miscele di carbone e biomassa possono essere dovute alla maggiore reattività della biomassa rispetto al carbone. Quando il carbone è alimentato al reattore con la biomassa, quest’ultima agisce rapidamente rilasciando un’elevata quantità di volatili a seguito della rottura termica o ossidativa dei più forti legami covalenti della matrice organica. Questa, a seguito della scissione, si decompone e vengono a formarsi vari radicali liberi, i quali reagiscono non soltanto con la materia organica della biomassa, ma anche con quella del carbone promuovendo e accelerando le reazioni di decomposizione, ossidazione e gassificazione del carbone. Inoltre le molecole a basso peso, ricche di idrogeno, prodotte dalla devolatilizzazione della biomassa e dal cracking dei volatili, reagiscono con i volatili prodotti dal carbone e in questo modo impediscono reazioni di ricombinazione e formazione di char secondari meno reattivi. Infine i metalli alcalini presenti nella materia minerale della biomassa (Na, K, Ca) favoriscono le reazioni eterogenee di gassificazione del carbone [32].

Da un punto di vista ambientale, l’uso del carbone per la produzione di energia elettrica in impianti di potenza comporta un impatto notevole a causa della produzione di SO_x e NO_x oltre che di CO₂. L’utilizzo di biomassa può in maniera significativa contribuire alla riduzione delle emissioni nette di CO₂. Quando i due combustibili carbone e biomassa vengono co-gassificati mostrano un effetto sinergico anche nei confronti delle emissioni complessive, incluse le emissioni di gas serra, senza sacrificare per questo il contenuto energetico del gas prodotto.

2.7 Esperienze nel campo della co-gassificazione

2.7.1 L'impianto IGCC Polk

L'impianto IGCC di generazione elettrica da 250 MW_e di Polk è gestito dalla compagnia elettrica Tampa a Tampa, in Florida. L'impianto comprende un gassificatore a letto trascinato GE (Chevron Texaco) da 2000 t/giorno che è operativo su scala commerciale dal 1996. Il gassificatore è stato progettato per ottenere conversioni del carbonio superiori al 95% con un singolo passaggio e produrre syngas con un potere calorifico di circa 9,3 MJ/Nm³. Il syngas passa dapprima attraverso uno scambiatore radiante che ne riduce la temperatura fino a 750-800 °C, in seguito si suddivide in due scambiatori paralleli a convezione, nei quali viene prodotto vapore ad elevata pressione, e la sua temperatura è ulteriormente ridotta al di sotto di 450 °C. Il particolato e l'HCl sono poi rimossi in uno scrubber. I composti dello zolfo vengono rimossi attraverso una sezione di idrolisi del COS seguita da una rimozione della specie acida H₂S per assorbimento con MDEA, e successivamente utilizzati per la produzione di zolfo nel Claus. L'impianto può essere alimentato con carbone, coke di petrolio o gas naturale. Le concentrazioni di CO e H₂ nel syngas prodotto sono quantitativamente simili, caratteristica comune ai gassificatori di tipo GE. L'affidabilità operativa e la disponibilità in termini di ore di funzionamento dell'impianto sono state incrementate in maniera costante da quando l'impianto è entrato in servizio. Durante il periodo dimostrativo di 5 anni, sono state registrate 34800 ore di funzionamento della turbina, delle quali 28500 in cui la turbina ha operato alimentata a syngas.

Test di co-gassificazione con biomassa come eucalipto e materiale erbaceo sono stati condotti nel 2001 e 2004. L'utilizzo della biomassa non ha influito sulla qualità del syngas o sulle emissioni, sebbene si siano evidenziati problemi relativi al pretrattamento e movimentazione del materiale. Attualmente l'impianto opera in maniera affidabile e ha generato più di 13 milioni di GWh rispettando i limiti ambientali [33; 34]. I test di co-gassificazione con eucalipto sono stati condotti nel 2001-02. Il gassificatore è stato alimentato mediante uno slurry costituito da carbone, biomassa e fini riciclati preparato in un serbatoio agitato. La biomassa è stata alimentata in percentuale del 1,2% sul combustibile totale. Durante le prove sperimentali, che hanno avuto una durata tipica di 8,5 ore, l'impianto ha dato, in termini di performance, risultati simili a quelli riscontrati in condizioni di normale funzionamento con combustibili fossili. La biomassa utilizzata era caratterizzata da un contenuto totale di umidità del 46,8% e la sua analisi elementare (su base secca) ha mostrato un contenuto di ceneri di 5,32%; C 49,18%; H 5,78%; N 0,24%; S 0,06%; O 39,42%. Non si sono presentati problemi operativi eccetto un impedimento dovuto a del materiale sovradimensionato che ha bloccato una delle pompe di alimentazione. Test successivi sono stati condotti nell'aprile del 2004 utilizzando 50 tonnellate di materiale erbaceo. La prova non ha evidenziato nessun incremento delle emissioni di impianto e nessun impatto negativo sulle varie sezioni. Durante i test condotti utilizzando legno e erba è stato possibile co-gassificare sino al 5% di biomassa in alimentazione. Nonostante si sia dimostrata la fattibilità di co-gassificare la biomassa nel gassificatore GE a Polk, poiché il quantitativo utilizzato, in termini di input energetico, è stato basso e le prove sperimentali sono state di breve durata, sono state ottenute solo indicazioni poco significative sulle problematiche che possono insorgere alimentando in continuo una maggiore quantità di biomassa [35; 36].

2.7.2 L'impianto IGCC Buggenum

Nell'impianto IGCC di Buggenum (Paesi Bassi) è installato un gassificatore di tipo Shell (Shell Coal Gasification Process SCGP). Questa tipologia di gassificatore comprende un unico stadio di gassificazione, alimentato a ossigeno, con tecnologia a letto trascinato con flusso ascendente. L'apparecchiatura è in grado di trattare sino a 5000 t/giorno di combustibile e può essere alimentato con un'ampia varietà di materiali fra cui carboni di tipo bituminoso e ligniti, così come coke di petrolio. Il gassificatore consiste in una colonna in acciaio al carbonio che comprende la camera di gassificazione racchiusa da pareti membranate. All'interno delle pareti membranate circola dell'acqua per assicurare il controllo della temperatura nel gassificatore con produzione di vapore. L'impianto di Buggenum è stato il primo impianto IGCC di taglia commerciale ad utilizzare la tecnologia SCGP. L'impianto, che tratta 2000 t/giorno di carboni di importazione provenienti dai mercati mondiali e utilizza gas naturale come combustibile secondario, ha una produzione di potenza elettrica netta di 253 MW_e e una efficienza netta del 43%.

Dal 2001 sono stati co-gassificati un'ampia varietà di combustibili secondari come fanghi di depurazione, rifiuti del legno, rifiuti dell'allevamento animale e fanghi residui della lavorazione della carta, utilizzati in percentuale pari al 18%. Dal 2005 la quantità di biomassa è stato incrementata fino al 30% dell'alimentazione totale, e sono stati generati circa 27.8 MW_e. Vari problemi tecnici sono sorti durante le sperimentazioni con biomassa. La macinazione dei fanghi di depurazione e dei residui dell'allevamento animale, con produzione di particelle di dimensioni inferiori a 1-1,4 mm, con contenuto di umidità inferiore a 15% e Cl inferiore a 0,5%, non ha generato complicazioni. L'utilizzo del legno ha comportato inizialmente delle difficoltà ai sistemi di alimentazione. Con alcuni dei combustibili si è generato un pericolo di esplosione dovuto alle polveri sottili, ma tale rischio è stato minimizzato utilizzando azoto come mezzo di trasporto. Non sono stati riscontrati problemi di usura dei sistemi di alimentazione potenzialmente legati alla fine dimensione delle particelle. Al contrario i fanghi di depurazione non macinati hanno causato problemi di erosione e sporcamento sulle superfici dei syngas cooler. Pertanto la miscela di combustibili utilizzata è stata monitorata attentamente. Durante la co-gassificazione, il contenuto di CO₂ nel syngas ha raggiunto l'8%, rispetto al valore massimo del 4% con carbone puro, il che ha creato complicazioni per l'unità di desolfurazione in quanto il Sulfinol è più selettivo per la CO₂ che per l'H₂S, per cui è sorta l'esigenza di ottimizzare la composizione della miscela. È stata riscontrata la presenza di problemi di corrosione durante la co-gassificazione di rifiuti derivanti dall'allevamento animale a causa degli alti contenuti di fosforo.

L'esperienza di Buggenum ha dimostrato che in un gassificatore di tipo Shell la co-gassificazione può essere estesa ad un'ampia gamma di combustibili secondari, su base continua in proporzioni relativamente elevate e per consistenti periodi di tempo.

2.7.3 L'impianto IGCC Elcogas

Un gassificatore a letto trascinato di tecnologia PRENFLO è installato nell'impianto dimostrativo ELCOGAS a Puertollano (Spagna). L'impianto, progettato per produrre gas di sintesi a partire da una miscela di carbone di bassa qualità e petcoke, è operativo dal 1996. Il gruppo di potenza è stato alimentato a gas naturale fino al 1998, anno in cui l'alimentazione è stata convertita a syngas. Il gassificatore è di tipo a singolo stadio, a flusso ascendente, utilizza ossigeno come gassificante con alimentazione a secco. Il carbone polverizzato (100 μm) è trasportato pneumaticamente al gassificatore utilizzando azoto, ed è poi alimentato al gassificatore insieme con ossigeno (85%), vapore e azoto (agente moderante) attraverso quattro bruciatori orizzontali situati nella parte bassa del gassificatore. La camera di reazione è provvista di pareti membranate che costituiscono un sistema per lo scambio termico in grado di produrre vapore pressurizzato. La gassificazione avviene a pressione di 2,5 MPa e in un intervallo di temperatura fra 1200-1600 °C. Dal commissioning, la disponibilità dell'impianto è stata caratterizzata da vari problemi operativi, rilevati anche in unità a valle del gassificatore. Quasi la metà delle problematiche riscontrate hanno interessato la sezione di produzione del syngas, in maniera particolare il circuito acqua/vapore interno al gassificatore. Altre problematiche sono emerse nel ciclo combinato, soprattutto con malfunzionamenti associati alla turbina a gas. Sull'impianto sono in svolgimento alcune valutazioni di ELCOGAS sulla possibilità di produrre idrogeno e di introdurre una sezione di rimozione di CO₂ [37; 38; 39].

Residui derivanti dalla macellazione sono stati co-gassificati durante due prove sperimentali nell'impianto IGCC ELCOGAS nel 2001, con percentuali di biomassa rispettivamente pari a 1% e 4,5% sull'alimentazione totale, in miscela con calcare. Il test condotto con 1% di biomassa non ha portato alcun effetto sulle prestazioni del gassificatore, mentre durante il secondo test si sono rilevati apprezzabili miglioramenti per quanto riguarda il grado di sporcamento dell'apparecchiatura, dovuto presumibilmente ad una diminuzione del calcare alimentato, con un aumento della quantità di clorati nello scrubber. Non si sono manifestati particolari problematiche legate a fenomeni di fusione delle ceneri imputabili alle alte concentrazioni di Ca nella biomassa utilizzata. Non ci sono stati cambiamenti nelle emissioni pericolose [40].

In tempi più recenti, sono state effettuate a Puertollano prove di co-gassificazione utilizzando un rifiuto della lavorazione dell'olio di oliva, allo scopo di incrementare la quantità di biomassa alimentata fino al 10% in peso del totale. All'inizio del progetto, la preparazione del combustibile era stata identificata come l'area più problematica e sono state adottate procedure ottimali per la macinazione e il trattamento della

biomassa. Questa, nella proporzione stabilita, è stata miscelata con calcare e alimentata nel gassificatore con una corrente al 50% di carbone e coke di petrolio. I test iniziali sono stati condotti nel 2007 utilizzando l'1-2% di biomassa, mentre test successivi sono stati fatti nel 2008, con una durata massima di 100 h, con biomassa in alimentazione al 4%. Durante questi test non si sono verificati problemi significativi eccetto quelli causati dalla tendenza della miscela di calcare/biomassa a formare delle incrostazioni nella tramoggia di carico, per cui è stato necessario aumentare la proporzione di calcare nella miscela dal 2,5% (valore standard) al 6%. Durante tali test sperimentali, la composizione del syngas non ha subito variazioni. Sono in corso ulteriori valutazioni allo scopo di determinare i massimi rapporti di rifiuto della lavorazione dell'olio di oliva che possono essere co-gassificati [41, 42].

Sebbene nel gassificatore PRENFLO a Puertollano siano state co-gassificate differenti tipologie di biomassa, la quantità in miscela è stata limitata e i test hanno avuto una durata relativamente breve. Le prove hanno tuttavia dimostrato che la co-gassificazione è tecnicamente fattibile, ma non hanno permesso di identificare la tipologia di problemi potrebbero aversi con maggiori percentuali di biomassa alimentata in continuo.

2.7.4 L'impianto Schwarze Pumpe

Il sito impiantistico di Schwarze Pumpe comprende differenti tipi di gassificatori integrati per permettere l'utilizzo del carbone locale in miscela con un ampio spettro di rifiuti e residui di lavorazione. Nel 1964 sono stati installati ventiquattro gassificatori a letto fisso per produrre gas di città da bricchette di lignite. Sette di questi gassificatori sono stati poi adattati per la gassificazione di rifiuti. Nel 1984 è stato fatto il commissioning del gassificatore Future Energy GSP (Gaskombinat Schwarze Pumpe) del tipo a letto trascinato. Inizialmente tale gassificatore avrebbe dovuto trattare lignite essiccata, ma è stato modificato per poter trattare alimentazioni liquide o in slurry. Nel 1997 sono stati avviati un impianto a ciclo combinato e un impianto per la sintesi del metanolo e nel 2000 è stato installato un gassificatore a letto fisso con scarico a ceneri fuse, di tipo British Gas/Lurgi (BGL). L'impianto ad oggi comprende il gassificatore BGL, 7 gassificatori a letto fisso con griglia rotante (con scarico a ceneri secche) e due gassificatori a letto trascinato. Il carbone e i rifiuti solidi sono stati co-gassificati nel gassificatore BGL e nei gassificatori a griglia rotante. Il gassificatore BGL, del diametro di 3,6 m, opera a temperature di 1.600 °C e pressioni di 2,5 MPa, utilizzando vapore e ossigeno come agenti gassificanti e può trattare sino a 35 t/h di combustibile producendo 35.000 m³/h di syngas. In questo gassificatore sono state co-gassificate miscele contenenti sino all'80% di rifiuti e lignite per il restante 20%. Poiché nei gassificatori a letto fisso è necessario provvedere ad una alimentazione in pezzi, tipicamente con dimensioni 20-60 mm, i combustibili derivati da rifiuti come i fanghi di depurazione, le plastiche e i rifiuti domestici hanno richiesto un trattamento di pellettizzazione ed eventuale essiccazione prima di essere alimentati al reattore. Altri combustibili, come i rifiuti plastici, sono stati estrusi e il legno è stato ridotto in trucioli. Sono state prese in considerazione varie modifiche da apportare per migliorare la performance del gassificatore a seguito della esperienza operativa acquisita, come ad esempio l'installazione di più grandi raffreddatori ad acqua delle scorie, l'ottimizzazione dei sistemi di alimentazione della miscela gassificate, la modifica delle tramogge di alimentazione e l'aggiunta di getti di acqua di raffreddamento nella sezione superiore del gassificatore.

È stato inoltre condotto uno studio sulla possibilità di co-gassificazione di carbone e residui tritutati derivanti da un materiale di scarto consistente in plastiche, fibre e una frazione inerte vetrosa. Nei test preliminari, è stato dimostrato che l'impianto originalmente concepito per trattare biomasse da rifiuti solidi urbani era in grado di trattare miscele di questa tipologia con anche scarti tritutati plastico-vetrosi nel rapporto di 50/50, che sono state gassificate in quantità pari al 25% insieme a carbone. Nel corso della prova, in cui sono stati prodotti 750000 m³ di syngas e 13 t/h di metanolo, il gassificatore ha operato in continuo e ha mostrato funzionamento stabile. La resa in gas è stata comparabile con quella ottenuta utilizzando altre frazioni di rifiuti. Questo era privo di composti organici pericolosi e metalli pesanti. La produzione di metanolo da rifiuti è stata sospesa nel 2007 [43; 44; 45; 46; 47; 48; 49].

L'esperienza nella co-gassificazione a Schwarze Pumpe ha consentito di dimostrare che elevati rapporti di rifiuti/scarti possono essere co-gassificati con carbone per periodi estesi. I problemi operativi che sono sorti sono stati affrontati con adatte modifiche al gassificatore.

2.7.5 L'impianto di Berrenrath

Lignite e vari materiali di scarto sono stati co-gassificati nel gassificatore a letto fluido bollente High Temperature Winkler HTW di Rheinbraun a Berrenrath (Colonia, Germania). Questo impianto ha una potenzialità di 600 t/giorno, opera a una pressione di 1 MPa e ha funzionato dal 1986 al 1997 gassificando lignite per la produzione di syngas per un impianto commerciale di sintesi del metanolo. Il gassificatore ha lavorato a 950 °C producendo 800.000 m³ di syngas dei quali 300 t/giorno sono stati convertiti a metanolo. I test di co-gassificazione sono stati inizialmente condotti con lignite e pellet essiccati derivati da rifiuti solidi urbani di dimensioni di 15-20 mm. La co-gassificazione ha avuto luogo in 3 prove, ciascuna delle quali della durata di circa 3 giorni. Nella prima prova 1000 t di rifiuti solidi urbani sono state trattate a una velocità di alimentazione di 5 t/h corrispondente a circa il 25% dei solidi totali alimentati al gassificatore. Nel corso del terzo test, l'alimentazione dei rifiuti al gassificatore è stata incrementata a 10 t/h. Il gassificatore non ha mostrato problemi nel corso delle campagne sperimentali.

Per quanto riguarda la performance del gassificatore, non è stato osservato nessun fenomeno inusuale durante i test di co-gassificazione, anche quando la percentuale del rifiuto è stata aumentata al 50%, ed in particolare non è stata osservata alcuna variazione della temperatura del gassificatore o del syngas in uscita. Analisi di composizione effettuate sul syngas grezzo hanno mostrato che, eccetto per un piccolo aumento nella concentrazione di metano, non ci sono state variazioni durante la co-gassificazione rispetto alla gassificazione della sola lignite. Le differenze nella quantità di componenti in traccia, come ad esempio il benzene, il naftalene, l'ammoniaca e l'idrogeno solforato, sono state di piccola entità, pertanto il gas di sintesi ha raggiunto le specifiche in tutti i momenti delle prove. Allo scopo di valutare la formazione di inquinanti, sono state misurate le concentrazioni di alogeni, metalli pesanti, diossine, composti dello zolfo e dell'azoto. Grazie alla temperatura moderata del gassificatore, i metalli pesanti contenuti nei rifiuti solidi urbani sono stati trattenuti nel letto del gassificatore e successivamente scaricati con le ceneri di fondo. La parte di essi trascinati nel syngas è stata rimossa in un filtro a caldo e nello scrubber. I composti solforati e le tracce di ammoniaca sono state abbattute nelle sezioni di trattamento. Nella corrente in uscita sono stati rilevati diossine o furani in tracce. La co-gassificazione di rifiuti solidi urbani non ha comportato un incremento di nessuna delle emissioni [50].

Rheinbraun ha anche collaborato con la British Coal nello studio della co-gassificazione del carbone con biomasse, fanghi di depurazione e altri rifiuti, ricevendo il supporto della Commissione Europea che lo ha inserito come parte dei programmi APAS e Joule. Rheinbraun ha studiato l'utilizzo dei fanghi di depurazione e di coke come co-alimentazioni con lignite essiccata nel gassificatore dimostrativo HTW, il quale è in grado di trattare 30 t/h di combustibile. Nel corso di undici test, sono state co-gassificate un totale di 504 t di fanghi di depurazione e 32 t di coke con portata 3-5 t/h. I test hanno avuto la durata di 70 h complessive, durante le quali sono stati monitorati alcuni aspetti come l'operatività, i contaminanti nel syngas, le caratteristiche dei residui solidi e le emissioni, che si sono mantenute al di sotto dei limiti consentiti. Sia per i fanghi di depurazione che per il coke, le efficienze di conversione e le rese in syngas sono state sufficientemente buone, ma sono state riscontrati aumenti nelle concentrazioni di benzene e naftalene nel syngas grezzo. Questi test hanno proseguito fino a raggiungere portate di alimentazione di 15 t/h con altri materiali di scarto, come fanghi di depurazione disidratati e plastiche per imballaggio. Dunque è stato possibile dimostrare che la co-gassificazione di fanghi di depurazione e coke con lignite essiccata offre un significativo potenziale per lo smaltimento di questi rifiuti senza compromettere l'efficienza dell'impianto e le emissioni.

In uno studio complementare nel Coal Research Establishment, la British Coal ha eseguito una sperimentazione sulla co-gassificazione di antracite e fanghi di depurazione in percentuale fino al 25%. Le proprietà relative all'alimentazione e al trattamento dei pellet essiccati ottenuti dai fanghi di depurazione sono paragonabili a quelle del carbone in pezzi. A test preliminari, eseguiti su un gassificatore a letto fluido a pressione atmosferica, sono seguite prove più estese su una unità in pressione, avente un input termico di 2 MW e costituita da un gassificatore, un ciclone, una unità di filtrazione dei gas a caldo e un combustore del gas prodotto. La co-gassificazione non ha creato problematiche al funzionamento del gassificatore o sulla performance generale del processo, fintanto che il rapporto di alimentazione C/O del carbonio nel

combustibile e dell'ossigeno nell'aria di fluidizzazione sono rimasti costanti. Il potere calorifico del syngas è stato in generale pari a $4,2 \text{ MJ/m}^3$, l'efficienza di conversione del combustibile è stata pari al 78% e l'efficienza di separazione dello zolfo, mediante aggiunta di calcare durante la co-gassificazione, è stata elevata, tipicamente del 92%. Per tutte le condizioni dei test è stato raggiunto un funzionamento prolungato senza problemi di agglomerazione, compreso il caso di co-gassificazione con 10% di fanghi di depurazione. Non è stato registrato un aumento della formazione dei tar durante la co-gassificazione, ma sono state necessarie particolari attenzioni affinché l'elevato contenuto di metalli volatili dei fanghi di depurazione non danneggiasse i componenti a valle, anche dopo la loro rimozione nello stadio di filtrazione dei gas ad alta temperatura [51].

Le prove sperimentali nell'impianto di Berrenrath hanno mostrato che possono essere gassificate in un reattore HTW significative quantità di rifiuti solidi urbani e fanghi di depurazione. Tuttavia le prove sono state eseguite per periodi relativamente brevi e non hanno consentito di identificare problemi relativi ad una maggiore durata della co-gassificazione.

3. Il processo di co-gassificazione applicato all'impianto dimostrativo Sotacarbo

3.1 L'impianto dimostrativo Sotacarbo

L'impianto dimostrativo Sotacarbo è basato sul processo di gassificazione in letto fisso updraft, prevede il lavaggio tramite scrubber del syngas prodotto e il successivo invio del gas trattato alla torcia. Specificatamente, l'impianto è stato definito e dimensionato per applicazione a carbone, allo scopo di condurre campagne sperimentali con l'obiettivo di ottimizzare il processo di gassificazione, in differenti condizioni operative, per la sua commercializzazione. Sarà indispensabile, prima di procedere ad una campagna sperimentale condotta al fine della produzione di energia elettrica basata sul processo di co-gassificazione di biomasse e carbone, procedere alla verifica di quanto già in essere e al completamento della linea di trattamento e produzione. Alcune valutazioni tecnico-economiche su quanto necessario per la messa in funzione dell'impianto Sotacarbo, sono riportate nel capitolo 5.

Attualmente, l'impianto dimostrativo è costituito, nei suoi componenti principali, da:

- sistema gassificatore;
- scrubber;
- torcia;
- sistemi ausiliari.

3.1.1 Sistema gassificatore

Il sistema gassificatore comprende:

- un reattore di gassificazione;
- il sistema di alimentazione del combustibile.

Il gassificatore è del tipo a letto fisso a tiraggio superiore, derivato per downscaling da tecnologia Wellman-Galusha, consolidata a livello industriale. Sono stati definiti ed introdotti per la specifica applicazione il sistema di movimentazione della griglia, lo stirrer, con la duplice funzione di rompiponti e livellatore del letto, il sistema distribuito di rilevazione delle temperature del letto combustibile, il sistema di misura dell'altezza del letto del combustibile e il sistema di alimentazione del combustibile. Il reattore della taglia nominale di circa 5 MW_{th}, variabile con le caratteristiche del combustibile alimentato, è dimensionato per una portata massima di 700 kg/h. Funzionante a volume del letto costante in condizioni di regime, opera a pressione atmosferica (1050 mbar nominali). Uno schema costruttivo dell'apparecchiatura è mostrato in figura 17.

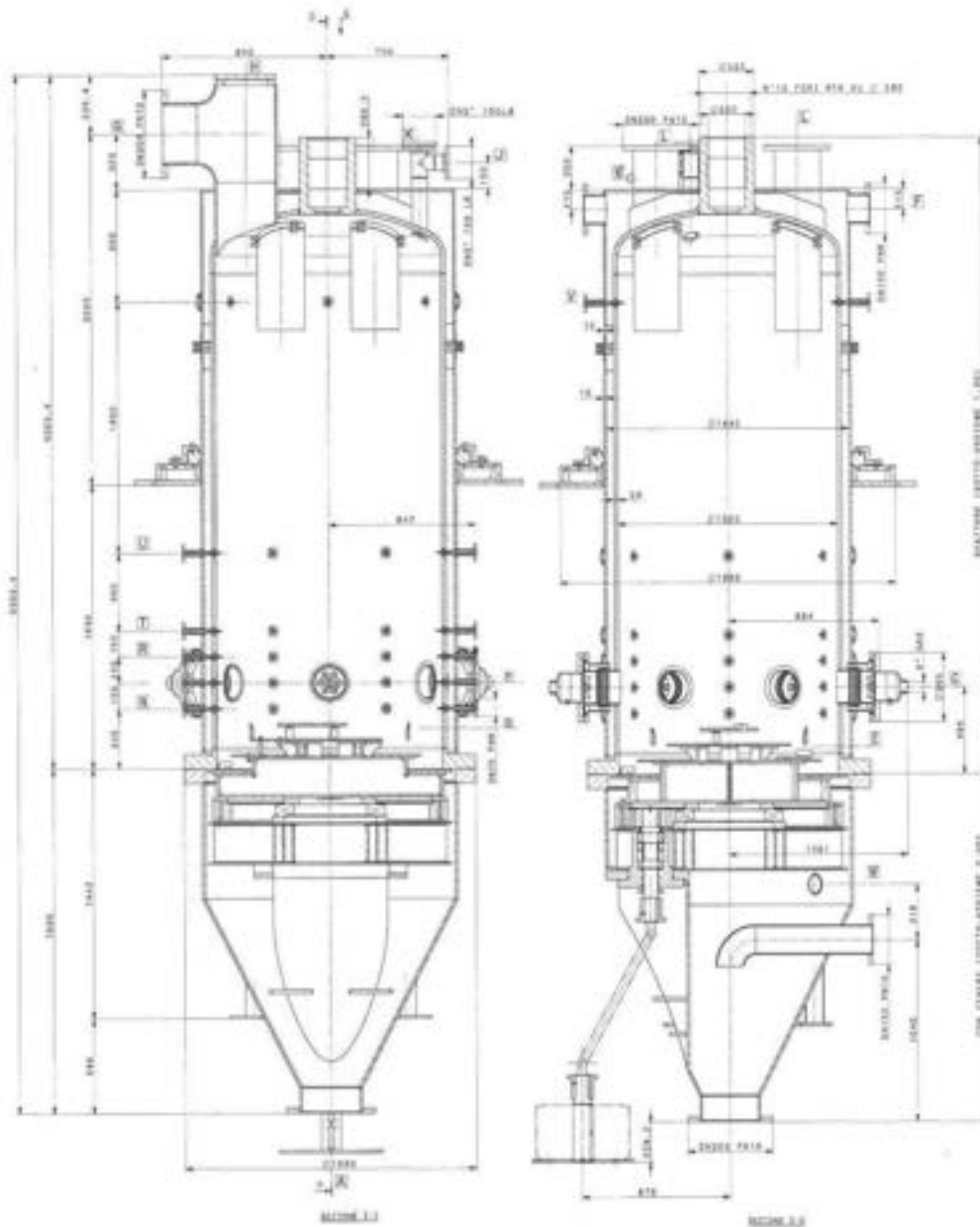


Fig. 17: Gassificatore: assieme generale.

Come evidenziato in figura 17, è possibile distinguere due sotto-assiemi: una parte conica inferiore e il corpo principale. Il cono è posizionato al di sotto della griglia di sostegno del letto. Tale griglia è rotante e tramite la sua rotazione la cenere secca del carbone viene espulsa. In questa parte è anche posizionato il condotto di alimentazione degli agenti gassificanti, costituiti da aria e vapore convenientemente miscelati. L'aria è fornita mediante una soffiante controllata in portata tramite valvola di regolazione sulla mandata e con linea di sfiato in by-pass, mentre il vapore, controllato in portata tramite una valvola regolatrice, è generato da una caldaia a gpl. Il corpo principale ha forma cilindrica, con diametro 1,3 m, ed è raffreddato tramite una camicia di 570 dm³ di volume, percorsa da acqua in condizioni di evaporazione, mantenuta in circolazione naturale. Il vapore prodotto nella camicia è convogliato tramite tubazione a uno steam drum in cui la fase liquida si separa dalla fase vapore. La fase liquida viene ricircolata alla camicia, mentre la fase vapore viene alimentata ad un condensatore ad aria a convezione forzata, realizzata con due ventole funzionanti in parallelo. Il sistema di raffreddamento del gassificatore garantisce una potenza termica asportata di 350 kW, alimentandosi con una portata di acqua di 8000 kg/h ad una temperatura di 50 °C.

Sulla base del corpo principale è posto il sistema di accensione, costituito da 6 lampade ad irraggiamento distribuite uniformemente lungo la circonferenza e provviste di condotti di alimentazione di aria comburente necessaria nella fase di avvio del processo. Il letto fisso, costituito da carbone alimentato in pezzatura 5-60 mm (come da specifiche di progetto), è alloggiato all'interno del corpo principale per un'altezza di circa 1,6 m. In tale parte la temperatura è monitorata da termocoppie poste sul mantello del gassificatore: nel corpo riempito sono poste 30 termocoppie, suddivise in cinque gruppi da sei, posizionati a differenti quote. Ogni gruppo prevede la distribuzione dei sei elementi sensibili lungo la circonferenza del mantello a distanza regolare. I cinque gruppi sono poi distribuiti lungo l'altezza del reattore alle quote di 350 mm, 500 mm, 650 mm, 800 mm, 1.600 mm, misurate dalla griglia. La parte superiore del letto fisso è soggetta all'azione dell'agitatore, o stirrer, che ha la funzione di omogeneizzare il letto solido, eliminando eventuali vuoti formatisi in seguito a irregolare o disomogeneo consumo del letto. Lo stirrer è raffreddato tramite acqua in fase liquida che viene alimentata, in quantità pari a 3500 kg/h e temperatura di 25 °C, tramite una pompa di circolazione all'interno dell'albero di rotazione dello stirrer medesimo. L'acqua percorre l'agitatore e ne fuoriesce in fase liquida; viene poi alimentata ad un polmone di raccolta, che consente la dispersione dell'energia termica asportata ed il suo riutilizzo.

L'alimentazione del combustibile, la cui fornitura è prevista in big-bag, è effettuata tramite un paranco di sollevamento, una tramoggia di carico, e un sistema di caricamento accoppiato al gassificatore e costituito da quattro bracci di carico. Tale sistema di convogliatori è stato studiato in modo da consentire una formazione del letto di reazione nel gassificatore il più omogeneo possibile ed evitare quindi problematiche di sbilanciamento del letto. La tramoggia di carico ha un volume di circa 1 m³ ed è dotata di un dispositivo di percussione automatico e di vibrazione per facilitare il flusso del carbone e di una presa di depolverazione per l'aspirazione delle polveri che si generano durante la movimentazione del combustibile. A completare il sistema è posto un impianto di abbattimento polveri, costituito da un ventilatore aspirante, da un filtro a maniche e da un sistema per la raccolta polveri. In particolare il filtro a maniche è collegato ad un sistema di generazione aria compressa, pulita e deumidificata, utilizzata per la pulizia dello stesso.

3.1.2 Scrubber

Questa sezione è preposta alla funzione di:

- abbattere la temperatura del syngas;
- assorbire in acqua l'HCl;
- condensare il tar;
- dispositivo antiritorno di fiamma.

La sezione è costituita da uno scrubber ad acqua in cui il syngas proveniente dal gassificatore viene trattato tramite un flusso in equicorrente di acqua immesso mediante tre ugelli conici, di tipo a cono pieno, disposti su tre rampe sovrapposte al fine di garantire un completo ed intimo lavaggio del gas. La funzione di guardia idraulica antiritorno di fiamma è svolta dalla parte del corpo cilindrico della torre di lavaggio, che è immersa per 200 mm al di sotto del pelo libero dell'acqua. Il syngas in uscita, attraversa un demister costituito da 8 dischi forati sovrapposti; il flusso gassoso cede in questo modo l'acqua eventualmente trascinata ai piatti di condensazione. Il tar separato dal syngas confluisce nella parte conica inferiore dello scrubber, da qui, mediante una pompa monovite, viene rimosso ed indirizzato allo stoccaggio. Il volume dell'acqua contenuto nello scrubber è pari a circa 6.000 l. Tale involucro, unito a quello della vasca di accumulo, consente di avere un discreto volano termico e di mantenere efficiente il potere lavante dell'acqua, evitando fenomeni repentini di saturazione sia in rapporto all'acidità cloridrica sia alla concentrazione salina. Lo scrubber è collegato mediante una tubazione alla vasca di accumulo, che ha anch'essa un involucro di circa 6000 l, ed è divisa internamente da due setti che fungono da barriere per il trattamento dell'eventuale frazione surnatante o di quella sedimentale. Il reintegro dell'acqua evaporata durante il lavaggio del syngas è effettuato tramite una valvola dalla condotta idrica cittadina. L'adduzione dell'acqua allo scrubber avviene mediante pompe centrifughe orizzontali.

3.1.3 Torcia

La torcia di smaltimento del gas di gassificazione, concepita per bruciare gas a basso potere calorifico, è dotata di un bruciatore a gpl sempre acceso, che garantisce lo smaltimento anche in caso di discontinuità della qualità del gas prodotto. Il syngas, in arrivo dall'impianto, si immette nel condotto di torcia dove viene miscelato con una portata di aria di combustione ed una seconda portata di gpl. La portata d'aria che si immette in torcia è garantita da un ventilatore ed è regolata da una serranda azionata da un servomotore pneumatico.

3.1.4 Sistemi ausiliari

I sistemi ausiliari comprendono:

- Generatore di vapore, la cui funzione è quella di generare il vapore per alimentare il gassificatore. Il sistema è costituito da un corpo caldaia, serbatoio di acqua di alimento, un gruppo di alimento acqua e un bruciatore di gpl a due stadi.
- Generatore di aria compressa, la cui funzione è quella di fornire aria di processo. Il sistema si compone del compressore, del serbatoio, delle scarico della condensa, e della strumentazione.
- Azoto di lavaggio. Il sistema si compone di un serbatoio criogenico di stoccaggio d'azoto, di un evaporatore e della strumentazione necessaria per la distribuzione dell'azoto all'impianto.
- Sistema stoccaggio gpl, la cui funzione è quella di fornire gpl per l'alimentazione della torcia e della caldaia per la produzione di vapore.

3.1.5 Descrizione funzionale dell'impianto

Il gassificatore viene alimentato a carbone mediante dedicato sistema di caricamento, dalla parte alta del reattore, mentre la miscela gassificante, costituita da aria e vapore, viene inviata al sistema distributore posto nella parte bassa dello stesso, in controcorrente rispetto al combustibile solido. All'interno del reattore si realizzano varie tipologie di reazione in funzione della temperatura raggiunta e della tipologia di reagenti presenti nelle varie sezioni, che dall'alto verso il basso si distinguono in riscaldamento, essiccazione, pirolisi, gassificazione e combustione. Dal processo si ottiene gas di sintesi in uscita nella parte alta del reattore, mentre la cenere prodotta viene estratta sotto forma secca dal basso mediante un sistema di scarico a griglia rotante. Il syngas viene da qui inviato ad una sezione di abbattimento di temperatura, tar, particolato e HCl, costituita da una spray tower ad acqua che, realizzando un netto abbassamento della temperatura del syngas (da circa 300 °C a circa 90°C), permette la condensazione dei composti organici condensabili trascinati dal flusso gassoso. Il particolato presente viene lavato mediante trascinamento dell'acqua di lavaggio. Per quanto riguarda l'abbattimento dell'HCl, la sua affinità con l'acqua ne permette la segregazione in fase liquida. Il syngas in uscita dallo scrubber viene infine inviato in torcia insieme all'aria comburente ed al gas combustibile ausiliario per permettere il processo di combustione e smaltimento del syngas stesso.

3.2 Integrazioni e modifiche impiantistiche

Al fine di utilizzare l'impianto dimostrativo Sotacarbo per la produzione di energia elettrica da carbone e biomasse, o alternativamente, mediante sole biomasse, è necessario provvedere alla modifica e all'integrazione delle sezioni esistenti.

È stata perciò, in questo studio, ipotizzata una serie di interventi di adeguamento sull'impianto e una nuova configurazione per la linea di trattamento del syngas prodotto e per la produzione di energia elettrica. In tale configurazione, al momento, non si è tenuto conto della sezione di abbattimento della CO₂ prodotta (da carbone) nel processo, che potrà essere studiata e progettata in maniera opportuna sulla base dei dati derivanti da una campagna sperimentale.

Si riportano, di seguito, i risultati delle ipotesi di massima di integrazioni e modifiche, distinti per sezione.

3.2.1 Sezione di ricezione, controllo e stoccaggio della biomassa

Si prevede di utilizzare una parte dell'attuale parco carbone come area da adibire alla ricezione e stoccaggio della biomassa. In particolare, per quanto riguarda l'approvvigionamento di biomasse legnose, come meglio dettagliato nei paragrafi 3.3 " *Caratterizzazione dei combustibili*" e 3.4 " *Ipotesi di esercizio dell'impianto*" seguenti, si sono considerate le seguenti ipotesi:

- ricezione di biomasse tal quale, disomogenee dal punto di vista dimensionale e con un elevato grado di umidità, con l'eventuale presenza di materiali inerti. In tal caso il layout dovrà prevedere l'inserimento di un sistema di trattamento e purificazione del combustibile, che preveda l'essiccamento e controllo dimensionale (eseguito ad esempio tramite cippatura e vaglio del prodotto nella dimensione desiderata), della biomassa;
- ricezione di biomasse prive di materiale inerte, aventi forma, dimensione e umidità adeguate al processo di gassificazione. In tal caso, il layout potrebbe prevedere, solo al fine di migliorare le prestazioni energetiche del gassificatore, l'inserimento di una sezione di essiccamento.

È possibile che, tenendo conto della diversità della biomassa rispetto al carbone, sia necessario stoccare volumi maggiori di combustibile, e sia di conseguenza indispensabile provvedere all'adeguamento del parco carbone.

3.2.2 Sezione di alimentazione del combustibile

L'utilizzo dell'attuale sistema di alimentazione prevede che il combustibile sia contenuto in big bags. Pertanto, nel caso di approvvigionamento di biomassa sfusa, sarebbe necessario provvedere alla preparazione in loco dei big bags, o, alternativamente, alla automatizzazione della sezione di alimentazione (tramite ad esempio un nastro trasportatore dal parco combustibile alla tramoggia di carico).

3.2.3 Sezione di gassificazione

Sulla sezione di gassificazione si sono ipotizzate delle ottimizzazioni al fine di limitare la produzione di tar e migliorare la resa del processo di gassificazione. Si è pensato, in tal senso, di provvedere alle seguenti modifiche:

- inserimento di un sistema di alimentazione degli agenti gassificanti a diverse altezze lungo il reattore (staging), in modo da uniformare il profilo termico del gassificatore favorendo le reazioni di scissione del tar nella parte alta solitamente fredda;
- inserimento di un preriscaldatore degli agenti gassificanti, costituito da resistenze elettriche in grado di realizzare un adeguato innalzamento della temperatura (dipendente dalla miscela di combustibili utilizzata), al fine di evitare formazioni di condensa e di limitare la produzione di tar nel reattore di gassificazione.

3.2.4 Sezione di trattamento syngas

Come già visto, il syngas prodotto dalla co-gassificazione di carbone e biomassa necessita di ulteriori trattamenti prima di essere utilizzato. Il syngas proveniente dalla sezione di gassificazione, subisce un primo condizionamento nello scrubber (già esistente), che mediante lavaggio con acqua, garantisce l'abbattimento di polveri, tar e composti acidi idrofili e consente un raffreddamento della corrente gassosa fino a temperature dell'ordine di circa 50°C.

La successiva linea di trattamento dovrà essere dimensionata per trattare una portata di syngas pari a circa 2100 Nm³/h e dovrà garantire efficienze di abbattimento dei singoli inquinanti presenti in maniera tale da consentire che la corrente gassosa inviata all'isola di potenza soddisfi le specifiche di purezza richieste dalle apparecchiature adibite alla produzione di energia elettrica. Al fine di rimuovere il particolato e il tar residui, nonché i contenuti di ammoniaca e idrogeno solforato, si è ipotizzato di integrare l'impianto dimostrativo con una sezione di trattamento e condizionamento syngas costituita da un elettrofiltro, da una unità di rimozione dell'ammoniaca e un'ulteriore unità di rimozione dell'H₂S.

L'elettrofiltro potrà essere del tipo a umido, provvisto di un sistema di iniezione di acqua in ingresso per garantire un'adeguata umidificazione del gas in modo da rendere più efficace l'azione del campo elettrico

successivo. Le pareti dei tubi-elettrodo che costituiscono le unità di trattamento, saranno mantenute a temperature adeguate mediante circolazione di acqua fredda in modo da evitare fenomeni di condensazione sulle pareti stesse ed evitare quindi il deposito di catrame sui tubi. Questo accorgimento consentirà di ridurre i cicli di pulizia dell'apparecchiatura, che comunque dovranno essere effettuati mediante apposito sistema di spruzzatura automatico, integrato nell'apparecchiatura stessa.

Il syngas uscente dall'elettrofiltro verrà, secondo le ipotesi fatte, inviato alle unità di rimozione NH_3 e di abbattimento dell' H_2S , che potranno essere costituite da due torri di lavaggio con riempimenti random e con ricircolo della soluzione lavante. Al fine di abbattere i composti azotati, nella prima colonna potrà essere utilizzata una soluzione acquosa di acido solforico, mentre per l'abbattimento dei composti solforati, potrà essere previsto l'uso di una soluzione acquosa di soda e ipoclorito di sodio. Entrambe le colonne dovranno essere dotate di opportuni sistemi automatizzati per il dosaggio dei solventi nelle soluzioni lavanti.

3.2.5 Sezione di produzione di energia elettrica

Nel presente studio si è ipotizzato che la produzione di energia elettrica venga effettuata tramite un motore a combustione interna. In particolare, l'isola di potenza potrà essere realizzata mediante un impianto di cogenerazione, basato su modulo CHP (Combined Heat and Power), al fine di ottenere il duplice obiettivo di una riduzione nei consumi delle fonti energetiche non rinnovabili e il miglioramento dei rendimenti. L'impianto di cogenerazione costituirà un unico sistema integrato formato da:

- motore primario a combustione interna, usato per convertire il combustibile in energia meccanica;
- generatore, che convertirà l'energia meccanica ottenuta dal motore in energia elettrica;
- sistema di recupero termico, effettuato sui gas di scarico. L'energia termica ottenuta, potrà essere disponibile sottoforma di vapore e/o di acqua calda destinata agli usi tecnologici richiesti. In particolare si è ipotizzato di poter utilizzare il vapore prodotto per provvedere all'essiccamento delle biomasse in fase di trattamento primario;
- interconnessioni elettriche.

La generazione di energia elettrica e termica potrà essere ottenuta con l'impiego di gruppi elettrogeni a combustione interna funzionanti a ciclo otto, della potenza elettrica complessiva di circa 1000 kWe, e dovrà produrre energia elettrica in parallelo alle rete pubblica. Il funzionamento del gruppo elettrogeno dovrà essere garantito alimentando un syngas caratterizzato da un PCI compreso nell'intervallo 4,2-14,0 MJ/Nm³. Al fine di rispettare i limiti di emissioni in atmosfera, l'impianto di generazione di energia elettrica dovrà essere dotato di un sistema di riduzione degli NOx contenuti nei fumi di scarico, ad esempio realizzato con un sistema di riduzione catalitica.

Inoltre, l'impianto dovrà essere integrato con uno scambiatore a fascio tubiero che, sfruttando il calore proveniente dai gas di scarico, permetta di operare il recupero dell'energia termica in essi contenuta.

3.3 Caratterizzazione dei combustibili

3.3.1 Il carbone

L'utilizzo dei combustibili fossili, con particolare riferimento al carbone, nella generazione elettrica nazionale è al momento una necessità imprescindibile per soddisfare il crescente fabbisogno di energia elettrica e per mantenere il sistema economico italiano a livelli competitivi con quelli delle altre economie sviluppate. L'utilizzo "pulito" di queste fonti è quindi l'obiettivo primario di tutto il sistema energetico.

Origini e classificazione del carbone

I carboni sono rocce sedimentarie costituite da sostanze organiche accompagnate da sostanze minerali e da acqua. Il carbone trae la sua origine dalla vegetazione esistente sulla terra nel lasso di tempo a cavallo tra il periodo Carbonifero (tra 360 e 286 milioni di anni fa) e il periodo Terziario (tra 65 e 1,8 milioni di anni fa), quando vaste aree ricoperte da foreste subirono un rapido processo di sprofondamento, cosicché la vegetazione si ritrovò improvvisamente in un ambiente sotterraneo ricco di acqua e privo di ossigeno [52]. Man mano che le piante venivano sommerse dall'acqua, la materia organica cominciava a subire un lento

processo di carbonizzazione ossia una particolare forma di fossilizzazione che determina perdita graduale e continua di atomi di idrogeno e ossigeno con il conseguente accumulo di una elevata percentuale di carbonio. In tal modo si sono formati i primi giacimenti di torba ricoperti con il tempo da strati più o meno spessi di terreno. La pressione e il calore degli strati sovrastanti, i sommovimenti della crosta terrestre e il calore dei vulcani hanno compresso e compattato gli originari depositi di torba trasformandoli progressivamente in carbone. La materia prima da cui hanno avuto origine i carboni è dunque costituita per la gran parte da cellulosa e lignina. Oltre a questa massa fondamentale, sono poi presenti quantità più o meno elevate di cere e resine di origine vegetale, nonché grassi e albuminoidi derivanti da residui animali e vegetali. Il processo di trasformazione della vegetazione nell'attuale carbone viene convenzionalmente suddiviso in due fasi principali: una fase biochimica e una fase geochimica. Nella prima il materiale organico venne trasformato in torba con processi microbiologici avvenuti alle normali condizioni di pressione e temperatura e, successivamente, a seguito di ulteriori sprofondamenti, in lignite. Durante la fase geochimica la stessa lignite, morfologicamente e chimicamente disomogenea, si trasforma in carbone bituminoso a una profondità di circa 5000 metri e con temperature dell'ordine di 150 °C.

Nella prima fase agiscono batteri e funghi, decomponendo le sostanze vegetali e in particolare la cellulosa meno resistente della lignina. Dall'azione di questa attività biologica si formano sostanze umiche che fissano in modo preferenziale elementi metallici già presenti nel terreno con fattori di arricchimento che possono raggiungere anche un valore trenta volte superiore a quello della materia prima di partenza. Quando la decomposizione biologica per assenza di ossigeno o presenza di sostanze tossiche viene a cessare, sul prodotto organico contenente residui vegetali non decomposti con presenza di acidi umici, ha inizio la fase chimico metamorfica, nella quale intervengono variabili fisiche quali pressione e temperatura. Il prodotto della fase biologica è chiamato torba. La torba risulta visivamente amorfa e di colorazione dal bruno al nero, può contenere fino al 90 % di acqua, che perde con l'essiccazione, e 40-50 % di ceneri. Lo stadio intermedio tra la torba e il carbone fossile è la lignite, caratterizzata da contenuti di umidità del 50% e di materiali minerali sino al 10%. Il carbone fossile vero e proprio, frutto della successiva fossilizzazione o carbonizzazione, ha un aspetto opaco e può avere una natura fibrosa. In base all'era geologica il carbone è suddiviso in [53].

- Torbe: hanno un contenuto di carbonio compreso tra il 55 e 65% in peso e un grado di umidità compreso fra 80-90% in peso; derivano dalla trasformazione anaerobica del legno, di piante erbacee, di muschi. Sono combustibili poco utilizzati per le loro caratteristiche alquanto problematiche.
- Ligniti: hanno un contenuto di carbonio del 65-75% in peso e, a loro volta, si suddividono in ligniti torbose (con contenuti di umidità anche maggiori del 50%, di ceneri del 25-40% e basso potere calorifico compreso fra 16-21 MJ/kg), ligniti xiloidi (con contenuti di umidità del 45%, ceneri sino al 30% e potere calorifico di 23 MJ/kg), ligniti picee con contenuti di umidità dal 5 al 20%, ceneri tra il 10 e 20% e potere calorifico compreso fra 23-30 MJ/kg).
- Litantraci o carboni bituminosi: hanno un contenuto di carbonio compreso fra il 75 e il 90%. Hanno un aspetto compatto e rappresentano il carbone fossile più utilizzato a fini energetici, avendo un potere calorifico di 30 MJ/kg.
- Antraciti: hanno un contenuto di carbonio compreso fra il 90-95 % Rappresentano il carbone più pregiato e hanno un potere calorifico di circa 36 MJ/kg.
- Grafiti: rappresentano il carbonio puro ma non trovano impiego come combustibile.

Analisi e parametri caratteristici del carbone

La caratterizzazione del carbone avviene mediante tre differenti metodologie analitiche:

- analisi immediata, tramite la quale si determinano i contenuti di umidità, elementi volatili, ceneri e carbonio fisso;
- analisi elementare, che quantifica la presenza dei singoli elementi chimici nella frazione organica del carbone (in particolare carbonio, idrogeno, azoto, zolfo e ossigeno);
- analisi delle ceneri, che fornisce la composizione elementare delle stesse.

L'analisi immediata rappresenta il più utilizzato tra i metodi di valutazione delle caratteristiche di un carbone, grazie principalmente alla semplicità della strumentazione necessaria (bilancia termogravimetrica). Tale analisi è orientata principalmente alla valutazione del contenuto di umidità, di elementi volatili, di ceneri e di carbonio fisso. I metodi per la determinazione di tale analisi sono standardizzati (ASTM, ISO, DIN, BS). Essi si differenziano per le caratteristiche parametriche utilizzate nell'analisi (ad esempio per la temperatura utilizzata per la determinazione dei volatili).

L'umidità di un carbone è particolarmente importante, in quanto ne influenza notevolmente il potere calorifico e altri parametri. Generalmente si valuta l'umidità totale, somma dell'umidità superficiale e dell'umidità inerente: la prima è dovuta al sottile strato d'acqua ritenuto sulla superficie del carbone, mentre la seconda rappresenta l'acqua presente al suo interno, in particolare nei capillari e nei pori. L'umidità totale non tiene comunque conto dell'acqua di decomposizione (quella combinata chimicamente con i composti organici) e dell'acqua di idratazione (associata ai composti minerali del carbone). L'umidità del carbone è spesso adottata come parametro caratterizzante il rango: si è osservato che, all'aumentare dell'età si ha una riduzione del contenuto d'acqua, dovuto alla diminuzione della porosità. L'umidità del carbone, inoltre, condiziona notevolmente le operazioni di preparazione dello stesso. Ancora, l'umidità del carbone riduce la sua capacità di adsorbimento dei gas e la capacità dei gas a penetrare nella struttura poiché l'acqua va ad occupare gran parte dei micropori, rendendoli non più disponibili come siti di adsorbimento. Questo spiega perché un carbone di basso rango (il contenuto di umidità del carbone cresce al diminuire del rango) ha una capacità significativamente maggiore di adsorbimento di gas su base anidra, che su base idrata. La quantità di gas, in particolare di agenti gassificanti, adsorbita diminuisce con l'umidità fino ad una soglia critica, che è caratteristica di ogni carbone.

L'umidità è determinata solitamente riscaldando il campione di carbone in condizioni standard per 1 ora a 104-110°C. Tale metodo permette di determinare l'umidità totale data dalla somma della umidità superficiale e della umidità intrinseca. L'umidità intrinseca è l'acqua che è strettamente legata al carbone e può variare da pochi punti percentuali nel caso dell'antracite al 60-70 % nel caso delle ligniti. L'umidità all'equilibrio o totale è definita nella norma ASTM D142 e BS1016 parte 21 mentre l'umidità intrinseca è definita nella norma ASTM D3173 e DIN 51 748.

Il contenuto di elementi volatili è impiegato in gran parte dei sistemi di classificazione ed è anch'esso utilizzabile per caratterizzare il rango di un carbone (in particolare diminuisce all'aumentare del rango). Esso è definito come somma dei contenuti di idrogeno, ossidi di carbonio, metano, vapor d'acqua e altri idrocarburi a basso peso molecolare, sostanze che tendono a separarsi quando il carbone viene opportunamente riscaldato in assenza di ossigeno. La presenza di elementi volatili è inoltre legata al contenuto di carbonio fisso e alla reattività del carbone.

Il contenuto di materia volatile è determinato riscaldando per un tempo definito e a una determinata temperatura e velocità di riscaldamento (es. 7 min a 950°C secondo il metodo ASTM) il campione di carbone in contenitori disposti su un piatto forato. La perdita in peso (già decurtato dell'umidità) consente di determinare la massa dei componenti volatili formati per devolatilizzazione nelle condizioni sopra esposte. (ASTM D3175, BS 1016 part 104, DIN 51 720).

Le ceneri non sono altro che il residuo della combustione completa dei composti organici e della decomposizione dei composti minerali presenti nel carbone; il contenuto di ceneri fornisce pertanto una misura della quantità di materiale inerte in esso contenuto. Valutare il contenuto in ceneri risulta utile in quanto ha influenza sui fenomeni di adsorbimento e desorbimento e sulla reattività del carbone. I gas reagiscono preferenzialmente con la componente organica del carbone, per cui il contenuto di ceneri ha solo una funzione di inerte, aggravata dal fatto che la sua presenza genera un effetto negativo anche sui meccanismi di fratturazione del carbone [54]. Le ceneri consistono fondamentalmente in allumino silicati, ossidi di ferro, ossidi di calce e piccole quantità di metalli alcalini, ossidi di titanio e composti solforati. (ASTM D3174, BS 1016 part 104, DIN 51 719).

Il carbonio fisso rappresenta, infine, il residuo solido ottenuto asportando dal carbone gli elementi volatili e le ceneri. Poiché esso deriva dalla decomposizione della frazione organica, contiene spesso apprezzabili quantità di azoto, zolfo, idrogeno e ossigeno. La determinazione del carbonio fisso non viene effettuata in maniera diretta, ma come differenza tra la massa originaria del carbone grezzo e la massa complessiva degli

altri componenti precedentemente misurati (ASTM D3172). Tale parametro, che aumenta all'aumentare della maturità geologica del carbone, viene generalmente utilizzato nella classificazione ASTM per la determinazione del rango. Esso, inoltre, è estremamente importante nell'ambito dei processi di gassificazione, in quanto condiziona la produzione di char e il consumo di ossigeno.

L'analisi elementare di un carbone consente di valutarne in dettaglio la frazione organica, ovvero, oltre al contenuto di ceneri e umidità, le percentuali di carbonio, idrogeno, zolfo e ossigeno (Carbonio e Idrogeno ASTM D3178, BS1016 part 106; Azoto ASTM D3179, BS1016; Zolfo ASTM D3177, BS1016 part 106), quest'ultimo determinato per differenza.

Il contenuto di carbonio condiziona il potere calorifico e, nell'ambito della gassificazione, fornisce indicazioni in merito alla quantità di syngas ottenibile. L'idrogeno, che diminuisce all'aumentare della maturità geologica del carbone, influenza notevolmente il potere calorifico e, nella gassificazione, la composizione del syngas prodotto. L'azoto in quantità pari a 0,5-2,5%_{wt} si trova prevalentemente legato con i composti organici; conoscerne il contenuto è importante per poter limitare le emissioni di NO_x. Durante la gassificazione solo una parte dell'azoto nel carbone è convertito in ammoniaca e acido cianidrico HCN, mentre il restante viene convertito in azoto molecolare. Lo zolfo si trova nel carbone in quantità comprese fra 0,5-6%_{wt} e sotto due differenti forme: zolfo organico, incorporato nelle molecole degli idrocarburi complessi che formano la struttura del carbone stesso, e zolfo contenuto nel materiale inorganico, sotto forma di solfuri e solfati (ASTM D2492). Il contenuto di zolfo, indipendente dall'età del carbone, è di fondamentale importanza nel controllo delle emissioni inquinanti, tanto da essere considerato un indice di qualità al pari del potere calorifico. Nei processi di combustione lo zolfo si ossida formando SO_x, mentre nella gassificazione si ritrova nel syngas in forma ridotta (H₂S, COS): in entrambi i casi va rimosso in quanto pericoloso.

Per quanto riguarda l'ossigeno, infine, vista la sua natura idrofila, risulta ancora più importante determinarne la quantità nei processi di combustione o gassificazione alimentati a slurry.

Il contenuto di cloro è solitamente al di sotto dell'1% in peso, anche se in alcuni carboni può raggiungere percentuali più elevate (sino a 2,5%_{wt}). In combinazione con la presenza di azoto nel combustibile la presenza di specie clorurate nel syngas da carbone richiede una sezione di pulizia dedicata, generalmente condotta mediante agenti basici nella sezione di pulizia del syngas. L'eliminazione dei cloruri è necessaria per i seguenti motivi:

- hanno un punto di fusione compreso fra 350 e 800°C e, allo stato liquido, possono depositarsi nelle superficie più fredde delle apparecchiature causando corrosione e sporramento;
- nel reattore di gassificazione il cloro può reagire con l'idrogeno presente per formare HCl corrosivo;
- possibile la formazione di NH₄Cl in caso di elevata presenza di azoto.

Risulta interessante, oltre a quanto riportato sopra, conoscere sia la quantità che la composizione delle ceneri contenute nel carbone. Essa infatti influenza la scelta dell'ottimo di vari parametri di processo, tra cui la temperatura massima operativa (nella zona di combustione), la scelta dei materiali di cui è rivestito il reattore e i fenomeni di deterioramento delle apparecchiature a valle. Le ceneri da carbone sono composte prevalentemente da alluminosilicati e da ossidi derivanti dagli elementi minerali, tra cui CaO, MgO, Fe₂O₃ etc. Le temperature di fusione di tali composti sono molto diverse tra loro, per cui la temperatura di fusione globale delle ceneri è legata al rapporto reciproco tra i diversi composti.

Il potere calorifico è generalmente calcolato attraverso la formula di Dulong, una relazione empirica ottenuta combinando le principali reazioni di combustione e considerando l'energia associata a ciascuna di essa. Il potere calorifico dipende dallo stadio di sviluppo del processo di carbonizzazione della sostanza organica originaria e dal contenuto di materie minerali e umidità.

Nell'analisi del carbone possono essere determinati tre diversi tipi di densità riferiti al materiale privo di umidità e di materie minerali:

- la densità reale, che prende in considerazione solo il volume della frazione solida priva di pori e può essere correlata al rango del carbone e in particolare al contenuto di C;
- la densità particellare, cioè la massa dell'unità di volume del solido (inclusi pori e microfrazioni), che è in genere misurata attraverso l'analisi porosimetrica;

- la densità apparente o di bulk, che viene determinata con metodi picnometrici usando solventi organici e risulta in generale minore della densità reale.

Al fine di definire le caratteristiche di reattività associate ad una particolare tipologia di carbone, è necessario tenere in considerazione la composizione in termini dei cosiddetti macerali (ossia le più piccole particelle organiche del carbone distinguibili al microscopio), cioè le percentuali di vitrinite, inertite, exinite presenti in esso e, in particolare, la riflettenza della vitrinite, quest'ultima in stretta relazione con la maturità geologica del carbone e quindi il suo rango (lignite, brown coal, carbone bituminoso, antracite e grafite).

La vitrinite deriva dalla parete cellulare e dalla materia tissutale delle piante ed è il macerale più abbondante nei carboni del Nord America (50-90%). I carboni del Sud Africa possono contenere percentuali di vitrinite variabili da 14 a 90%. Generalmente la vitrinite è il macerale più omogeneo ed è quello che maggiormente contribuisce alla formazione dei cleats, ossia delle fratture naturali presenti nelle particelle, che ne aumentano la superficie specifica e conseguentemente contribuiscono a conferire una certa permeabilità, determinandone un aumento di porosità. L'importanza di questo macerale risiede soprattutto nel fatto che da esso è possibile produrre elevate quantità di gas di idrocarburi. La vitrinite impartisce al carbone caratteristiche simili al coke, ossia una maggiore tendenza alla devolatilizzazione e la tendenza a rammollirsi e rigonfiarsi se soggetto a riscaldamento.

La liptinite, anche chiamata exinite, trae origine dalle parte resinosa delle piante ed è presente in percentuali tra 5 e 15% nei carboni Nord Americani e 2-8% nei carboni Sud Africani. Essa è caratterizzata da elevati contenuti di idrogeno, solitamente contiene la maggior parte dello zolfo del carbone e conferisce al carbone la potenzialità di produrre gas, oli di idrocarburi e tar.

L'inertite deriva dalla degradazione subita dalle piante nella fase di torba. I carboni Nord Americani hanno contenuti di inertite compresi tra 5 e 40%, mentre i Sudafricani possono contenere percentuali di inertite più o meno reattiva pari al 3-28% e percentuali di inertite completamente inerte pari al 20-57%. L'inertite ha un basso contenuto di volatili e di idrogeno rispetto agli altri due macerali ed è ricca in ossigeno e carbonio. E' inerte e, se presente in grandi quantità nel carbone annulla le proprietà della vitrinite. La struttura morfologica della inertite è densa, amorfa, per lo più aromatica rispetto alle altre componenti che sono alifatiche e ricca in atomi di carbonio e se sottoposta a combustione, brucia sviluppando un intenso calore per un lungo periodo di tempo. In generale è più porosa della vitrinite ma più refrattaria alle reazioni chimiche. Dall'inertite non è possibile produrre né gas, né oli di idrocarburi, e un elevato contenuto di inertite nel carbone è indice di scarsa propensione a formare cleats.

Per una caratterizzazione completa dei carboni, è necessario valutare anche altri aspetti, tra cui la distribuzione granulometrica, il grado di macinabilità, la tendenza all'agglomerazione, l'indice di rigonfiamento, la viscosità dello slag (soprattutto se utilizzato in gassificatori a ceneri fuse) e, di particolare interesse, la temperatura di rammollimento e fusione delle ceneri.

In genere le ceneri da carbone sono composte da alluminosilicati aventi alto punto di fusione, ma la presenza in esse di metalli come il ferro, il sodio e il calcio determina una diminuzione di tale temperatura. Risulta necessario tener conto di questo ultimo aspetto soprattutto in caso di co-alimentazione con biomassa in reattori con estrazione delle ceneri allo stato secco: gli elementi presenti nelle ceneri da biomassa, infatti, spesso reagiscono con i composti delle ceneri da carbone creando degli eutettici basso fondenti.

Il carbone sudafricano

In Sudafrica sono state stimate riserve di carbone per un ammontare di 35 miliardi di tonnellate e il carbone rappresenta il fattore chiave dell'economia di questo paese. Annualmente vengono estratte circa 285 milioni di tonnellate dalle 72 miniere attive nel paese, situate in 19 giacimenti sparsi nel territorio. La maggior parte delle miniere sono situate nella zone centrali e tra le più famose si citano Witbank, Highveld, Ermelo e Waterberg. Il consumo interno di carbone è pari a 171 milioni di tonnellate e 69 milioni vengono esportate. Il processo di pulizia e arricchimento a cui viene sottoposto il carbone produce annualmente 45 milioni di scarti che vengono ammassati o stoccati nei vuoti minerari. Internamente il carbone viene utilizzato per la generazione elettrica da Eskom (110 milioni di tonnellate) e la produzione di fluidi sintetici-

chemicals da parte di Sasol (40 milioni di tonnellate). I restanti 21 milioni sono utilizzati in caldaie e fornaci industriali o per la produzione di calore per teleriscaldamento. Le tecnologie consolidate in uso in Sud Africa per l'utilizzo di carbone sono la combustione in caldaie a polverino (Eskom e Sasol), la gassificazione del carbone in letto fisso (Sasol), caldaie e forni a griglia (usi industriali).

Nel Sud Africa circa il 96% delle riserve di carbone sono di tipo bituminoso, il 2% circa di tipo metallurgico e il 2% antracite. Il contenuto di ceneri nel carbone sud africano è molto elevato e può raggiungere il 65% come nel caso delle miniere di Waterberg. Il carbone che viene esportato è pertanto sottoposto a lavaggio così da ridurre il contenuto di ceneri sino al 15%. I poteri calorifici del carbone esportato variano da 26 MJ/kg as received a un valore medio pari a 24,7 MJ/kg. Il contenuto di zolfo è mediamente pari al 0,6-0,7%. In relazione al loro processo di formazione, i carboni bituminosi provenienti dal Sud Africa e, in generale, dall'emisfero sud australe (detti carboni del Gondwana, comprendenti anche i carboni Indiani, Australiani e del Sud America), mostrano una differente composizione petrografica a parità di analisi elementare e immediata rispetto ai carboni dell'emisfero boreale (o carboni Paleozoici della Laurasia). La principale differenza tra i carboni dell'emisfero Nord e quelli dell'emisfero Sud risiede nel fatto che questi ultimi sono caratterizzati da un minore contenuto di zolfo, pirite, cloruri, maggiore contenuto di ceneri e matrice organica inerte e sono inoltre maggiormente variegati dal punto di vista della composizione e del rango. Solitamente i carboni Sud Africani hanno un grado di maturità geologica inferiore rispetto ai carboni Europei e in generale presentano una varietà di specie più ampia rispetto ai carboni delle regioni del Nord. Secondo la classificazione ASTM il carbone sudafricano è classificabile come bituminoso medio-volatile [55] a basso contenuto di zolfo, mentre per quanto attiene alle caratteristiche di reattività, è caratterizzato da un contenuto di macerali suddivisi in vitrinite per il 25,8%, exinite 4,2%, inertite 60% e il restante 9,4% di altri minerali. Il coefficiente di riflettanza R_0 della vitrinite è pari a circa 0,73% (www.regione.sardegna.it). Sono riportate nelle tabelle seguenti i valori medi di alcuni dei parametri del combustibile e di alcune sue proprietà attinenti.

Tab. 1: Parametri caratteristici del carbone sudafricano.

CARBONE SUD AFRICA			VARIAZIONI AMMESSE	
	U.M.	VALORE DI RIFERIMENTO	MIN	MAX
DENSITÀ DI BULK	kg/m ³	800	n.d.	n.d.
DENSITÀ EFFETTIVA	kg/m ³	1235	n.d.	n.d.
PEZZATURA CARBONE	mm	-	5	60
ANALISI IMMEDIATA	U.M.	VALORE DI RIFERIMENTO	MIN	MAX
Umidità totale	% peso	8	4	12
Volatili	% peso	23	20,7	34
Ceneri	% peso	15	3	16
Carbonio Fisso	% peso	54	48	56
ANALISI ELEMENTARE	U.M.	VALORE DI RIFERIMENTO	MIN	MAX
Umidità totale	% peso	8	4	12
Ceneri	% peso	15	3	16
Carbonio totale	% peso	65,88	63,04	78,9
Idrogeno	% peso	3,71	3,18	6
Azoto	% peso	1,5	1,16	1,69
Zolfo	% peso	0,55	0,43	1
Ossigeno	% peso	5,36	n.d.	n.d.
Cloro	% peso	0,05	0,04	0,25
Umidità intrinseca	% peso	2,66	0,99	n.d.
POTERE CALORIFICO	U.M.	VALORE DI RIFERIMENTO	MIN	MAX
PCI sul tal quale	MJ/kg	24,79	23,86	29,72
INDICE DI REATTIVITÀ	kg/m ² / h	500		

(Fonte: ARI DOC T070434VK4000C: "Bilanci di massa della linea di gassificazione carbone")

Tab. 2: Composizione delle ceneri di carbone Sudafricano ottenuta con tecniche di analisi ICP/OES [55].

CARBONE SUD AFRICANO		
COMPOSIZIONE CENERI	U.M.	
Fe	% peso	4,62
Cu	ppm	97,2
Mn	% peso	0,06
Zn	% peso	0,01
Na	% peso	0,13
K	% peso	0,94
Ni	% peso	0,01
Cr	% peso	0,22
Al	% peso	11,48
Ca	% peso	6,11
V	ppm	190
Mg	% peso	2.21
Co	% peso	0.01
B	% peso	0
Ba	% peso	0,20
Mo	% peso	0
P	% peso	0,74
Pb	% peso	0,01
S	% peso	2,33
Si	% peso	21,93
Sr	% peso	0,17
Ti	% peso	0,74
V	% peso	0,01

Il carbone Sulcis

In Italia, l'unica risorsa carbonifera sfruttata è il bacino del Sulcis Iglesiente a sud ovest della Sardegna, che si estende per circa 400 km² sulla terraferma e circa altrettanti off-shore. Il bacino vanta riserve totali stimate in circa 1,2 miliardi di tonnellate di carbone sub-bituminoso. La Carbosulcis S.p.A. è oggi l'unica compagnia mineraria carbonifera ed è proprietaria della concessione della "Miniera Monte Sinni". L'unità produttiva è situata in prossimità dei centri di Gonnese e di Bacu Abis e si immerge verso sud-ovest raggiungendo profondità superiori a 800 m vicino alla costa e a 1500 m nella porzione di bacino che si estende verso il mare. Al disotto degli strati produttivi di carbone esiste un esteso acquifero profondo. L'area della concessione mineraria che si estende per circa 55 km², contiene 57 milioni di tonnellate di carbone caratterizzato da un potere calorifico di oltre 21 MJ/kg e da un elevato contenuto di ceneri e zolfo. La struttura mineraria ha un potenziale produttivo di 1,5 milioni di tonnellate di carbone mercantile all'anno.

Il carbone Sulcis, come risultato delle misure riflettometriche di rango, è definito secondo la classificazione americana ASTM D338 "sub-bituminoso a lunga fiamma B/A" [56] o bituminoso ad alto contenuto di volatili di classe C, mentre secondo la classificazione DIN è definito come "glanzbraunkohle", cioè al limite delle ligniti picee [57]. La lignite e i carboni subbituminosi hanno una capacità di produzione energetica inferiore rispetto ai carboni di rango superiore, ma risultano più facili da gassificare in quanto più reattivi in relazione al maggior contenuto di volatili. Tuttavia la presenza di questo materiale volatile rende il carbone maggiormente predisposto a fenomeni di combustione spontanea e pertanto il suo trasporto e trattamento risultano più pericolosi.

Per quanto attiene alle caratteristiche di reattività, il carbone Sulcis è caratterizzato da un contenuto di macerali pari a 88,4%, suddivisi in vitrinite per il 71,2%, exinite 11,6%, inertite 5,6% e il restante 11,6% di altri minerali. Il coefficiente di riflettanza R₀ della vitrinite è compreso fra 0,5 e 0,7% e l'indice di macinabilità (hardgrove) è compreso fra 45-48 (www.regione.sardegna.it).

Sono riportate nelle tabelle seguenti i valori medi di alcuni dei parametri del combustibile e di alcune sue proprietà attinenti.

Tab. 3: Parametri caratteristici del carbone Sulcis.

CARBONE SULCIS			VARIAZIONI AMMESSE	
	U.M.	VALORE DI RIFERIMENTO	MIN	MAX
DENSITÀ DI BULK	kg/m ³	800	n.d.	n.d.
DENSITÀ EFFETTIVA	kg/m ³	1550	n.d.	n.d.
PEZZATURA CARBONE	mm	-	5	60
ANALISI IMMEDIATA			MIN	MAX
Umidità totale	% peso	11,52	9	13
Volatili	% peso	38,56	38	40
Ceneri	% peso	17,33	15	19
Carbonio Fisso	% peso	32,59	32	37
ANALISI ELEMENTARE			MIN	MAX
Umidità totale	% peso	11,52	9	13
Ceneri	% peso	17,33	15	19
Carbonio totale	% peso	53,22	50	54
Idrogeno	% peso	3,89	3	5,1
Azoto	% peso	1,29	1	1,3
Zolfo	% peso	5,99	5,6	8,5
Ossigeno	% peso	6,76	5	9,5
Cloro	% peso	0,01	n.d.	n.d.
Umidità intrinseca	% peso	6,77	5,58	7,57
POTERE CALORIFICO			MIN	MAX
PCI sul tal quale	MJ/kg	20,83	19,67	21,35
INDICE DI REATTIVITÀ	kg/m ² / h	528		

(Fonte: ARI, doc. T07431VK4000C "Bilanci materia impianto laboratorio")

Tab. 4: Dati di composizione delle ceneri Sulcis e temperature di fusibilità [58; 55].

CARBONE SULCIS		VARIABILITÀ	
COMPOSIZIONE CENERI	U.M.	CAMPIONE 1	CAMPIONE 2
SiO ₂	% peso	28,95	45,28
Fe ₂ O ₃	% peso	20,28	18,14
MgO	% peso	1	2,01
CaO	% peso	28,64	4,87
Pirite	% peso	3,0	3,24
Al ₂ O ₃	% peso	8,9	17,9
Na ₂ O	% peso	0,68	0,39
TiO ₂	% peso	0,4	1
K ₂ O	% peso	0,55	1
SO ₃	% peso	7,64	6,22
FUSIBILITÀ DELLA CENERE DEL CARBONE SULCIS			
Sinterizzazione	°C	1190	
Rammollimento	°C	1240	
Sfera	°C	1320	
Mezza Sfera	°C	1330	
Fusione	°C	1340	

Tab. 5: Caratterizzazione del contenuto di zolfo nel carbone Sulcis [58; 57].

CARBONE SULCIS		VARIABILITÀ			
	U.M.	CAMPIONE 1	CAMPIONE 2	CAMPIONE 3	CAMPIONE 4
Zolfo totale	% peso	8,62	9,93	4,50	5,47
Zolfo piritico	% peso	3,24	3,04	2,75	1,93
Zolfo organico	% peso	5,38	5,48	1,70	3,11
Zolfo solfatico	% peso	-	1,40	0,05	0,43

3.3.2 Biomassa legnosa in alimentazione all'impianto: il cippato

La biomassa di derivazione forestale viene comunemente utilizzata per produrre energia termica e/o chimica attraverso processi di combustione o gassificazione, sotto diverse forme merceologiche. L'approvvigionamento può avvenire da boschi già esistenti, oppure da piantagioni costituite ex-novo, da governare a ceduo a turno breve, cioè le cosiddette Short Rotation Coppice – SRC. Queste piantagioni sono sempre più diffuse anche in Italia, in prevalenza al nord, raggiungendo attualmente una superficie complessiva di circa 6000 ettari (Nati et al., 2006). La tecnica di coltivazione di specie arboree con turni brevi di ceduzione per la produzione di biomassa lignocellulosica è conosciuta nella letteratura anglosassone con diverse definizioni: Short Rotation Forestry (SRF) o Energy Forestry in Svezia, Short Rotation Intensive Culture (SRFI) in Nord America e Short Rotation Coppice (SRC) in Europa. La differente denominazione è legata al tipo di prodotto che viene realizzato in funzione dell'utente finale (industria della carta, dei pannelli o dell'energia), ma anche alle diverse tecniche utilizzate nella gestione della coltura. In termini gestionali, infatti, può trattarsi o di una coltura fitta, a ciclo molto breve, che dopo il taglio delle piante viene reimpiantata ex novo, oppure di un impianto ultra fitto che, utilizzando specie legnose dotate di elevata capacità pollonifera, viene ripetutamente tagliato a intervalli molto brevi (1-3 anni) nell'arco della vita utile della piantagione. Il prodotto finale che si ottiene da queste colture è generalmente cippato di legno, fresco o essiccato naturalmente ma, allungando il turno è ovviamente possibile ampliare la gamma di prodotti utilizzabili (biomassa per pennellifici, tronchetti per cartiere ecc.).

Già nel corso delle prime esperienze, è stato progressivamente circoscritto il gruppo delle specie legnose utilizzabili per gli impianti di colture a ceduo a turno breve: pioppi, salici, eucalipti e robinia, tutte coltivate con tecniche agronomiche adeguatamente intensive, paragonabili in buona sostanza a quelle proprie delle colture erbacee di pieno campo. Le piantagioni in questione, infatti, vengono normalmente effettuate su terreni agrari a seminativo e sono realizzate a elevatissima densità, nell'ordine di 8000-12000 piante per ettaro (e anche superiori), con itinerari tecnici che ormai prevedono la completa meccanizzazione di tutte le operazioni colturali. Negli ultimi anni in Italia si è assistito a una crescita della superficie coltivata a SRF, prevalentemente nelle regioni settentrionali, grazie anche ai primi tentativi di diffusione intrapresi a seguito degli appositi finanziamenti previsti da alcune Regioni nei rispettivi piani di sviluppo rurale (ad esempio, Lombardia, Piemonte, Veneto, Friuli Venezia-Giulia, Toscana ecc.). Nei lavori di utilizzazione forestale si distinguono le seguenti fasi:

- abbattimento: recisione del fusto al piede e atterramento;
- allestimento: sramatura (taglio dei rami e del cimale fino alla completa pulizia del tronco) e depezzatura (divisione del fusto in assortimenti commerciali);
- concentramento: trasporto del legname dal letto di caduta alle vie di esbosco;
- esbosco: trasporto del legname lungo le vie di esbosco fino all'imposto;
- scortecciatura: asportazione parziale o completa della corteccia;
- trasporto: movimentazione del legname attraverso strade forestali e pubbliche;
- trasformazione: riduzione a misura di impiego combustibile (taglio, fenditura, cippatura).

La cippatura è una fase che in questi ultimi anni ha acquisito importanza allo scopo di sfruttare e valorizzare biomassa altrimenti inutilizzata e scartata. Questa operazione meccanica riduce gli assortimenti legnosi di diversa misura in scaglie di piccole dimensioni, detti chip, la cui dimensione varia con le tecniche di taglio. La geometria, la dimensione, la densità sono caratteristiche importanti se i chip sono destinati all'industria

del legno mentre l'omogeneità, ottenuta con la calibratura tramite vagli, è il parametro più importante se i chip sono destinati alla combustione.

La qualità del cippato dipende sia dal materiale di provenienza che dalla tecnologia di produzione e, sulla base di questi elementi si distinguono diverse tipologie di chips:

prodotti dai residui forestali quali ramaglie e cimoli oppure tronchi interi derivanti dai diradamenti boschivi: si caratterizza per un tenore idrico alto (circa il 50%), per una pezzatura non omogenea e per un contenuto non trascurabile di cortecce e fogliame. È utilizzato come combustibile nelle caldaie di grande taglia asservite a reti di teleriscaldamento;

prodotti nelle segherie utilizzati spesso nell'industria cartaria. Hanno proprietà combustibili superiori, ma presentano un contenuto in acqua ancora troppo elevato (40-50%), a meno che i residui non siano lasciati essiccare prima della cippatura o che i chips prodotti vengano sottoposti all'essiccazione in container ventilati con aria calda;

provenienti dai diradamenti, ma privi di ramaglie e di foglie, sono lasciati essiccare per circa sei mesi prima della cippatura. In questo caso il contenuto in acqua è pari al 30% e le caratteristiche qualitative e di pezzatura si presentano abbastanza uniformi, per cui sono adatti per le caldaie di tipo civile.

Il cippato viene classificato in base al contenuto di umidità secondo come riportato in tabella 6 seguente [59]:

Tab. 6: Classi di qualità del cippato sulla base del contenuto di umidità.

Classe di qualità	Denominazione	Contenuto di acqua [%wt]
W20	secco	<20%
W30	stabile nell'ammasso	20-29,9%
W35	parzialmente stabile nell'ammasso	30-34,9%
W40	umido	35-39,9%
W50	fresco di produzione	40-49,9%

Tra le possibili biomasse di derivazione lignocellulosica, si è ipotizzato di alimentare l'impianto utilizzando in particolare cippato di faggio. Il faggio è caratterizzato da legno duro non resinoso (al pari di quercia, castagno, carpino, robinia, frassino e altre latifoglie nobili). Tale specie ha in genere un contenuto d'umidità che non supera il 100% allo stato fresco e quindi può essere utilizzata subito dopo l'abbattimento per l'impiego combustibile in impianti opportunamente predisposti, anche se è preferibile una parziale stagionatura. Ha massa volumica elevata e quindi il cippato, a parità di volume, ha un contenuto energetico superiore rispetto alle specie di legni dolci (pioppi, salici e abeti). Nella seguente tabella 7 sono riportati i valori caratteristici dei parametri ottenuti mediante le principali tecniche di analisi condotte sul combustibile.

Tab. 7: Parametri caratteristici del cippato di faggio.

CIPPATO DI FAGGIO			VARIAZIONI AMMESSE	
PEZZATURA	10 mm × 10 mm × 40 mm			
ANALISI IMMEDIATA	U.M.	VALORE DI RIFERIMENTO	MIN	MAX
Umidità totale	% peso	25	25	60
Volatili	% peso	56,25	n.d.	n.d.
Ceneri	% peso	0,45	n.d.	n.d.
Carbonio Fisso	% peso	18,3	n.d.	n.d.
ANALISI ELEMENTARE	U.M.	VALORE DI RIFERIMENTO	MIN	MAX
Umidità totale	% peso	25	25	60
Ceneri	% peso	0,45	n.d.	n.d.
Carbonio totale	% peso	34,08	n.d.	n.d.
Idrogeno	% peso	8,71	n.d.	n.d.
Azoto	% peso	0,70	n.d.	n.d.
Zolfo	% peso	0	n.d.	n.d.
Ossigeno	% peso	31,06	n.d.	n.d.
Cloro	% peso	0,04		
Umidità intrinseca	% peso			
POTERE CALORIFICO	U.M.	VALORE DI RIFERIMENTO	MIN	MAX
PCI sul tal quale	MJ/kg	13,64		
INDICE DI REATTIVITÀ	kg/m²/h	528		

(Fonte: ARI, doc. R03963US6001L "Recupero di energia da RSU")

3.4 Ipotesi di esercizio dell'impianto

3.4.1 Miscela combustibile in alimentazione: ipotesi alla base dello studio

L'impianto di gassificazione potrà essere alimentato con carbone (estero o locale), biomassa (cippato di legno) o miscele di carbone e biomassa. In particolare le apparecchiature a valle del gassificatore (sezione di trattamento e condizionamento del syngas e sezione di generazione elettrica) dovranno garantire il funzionamento ottimale in continuo dell'impianto in corrispondenza di condizioni di carico differenti a seconda del mix di combustibili utilizzato.

La scelta delle miscele ipotizzate, in termini di tipologia e percentuali di carbone e biomassa in alimentazione, è legata non solo a considerazioni di carattere economico-gestionale relative all'approvvigionamento del combustibile (in particolare alla stagionalità del cippato), ma anche a considerazioni di natura chimico fisica relative al processo. Difatti la potenzialità dell'impianto, corrispondente al 100% del carico di carbone e/o biomassa in condizioni nominali, è influenzata della reattività del combustibile alimentato. In generale il cippato di legno ha reattività maggiori o al più paragonabili a quelle del carbone (in particolare Sulcis). Ciò dovrebbe in teoria consentire di alimentare l'impianto con una portata di combustibile maggiore rispetto a quella di progetto, se verificata l'adeguatezza del sistema di caricamento e alimentazione attualmente presente e l'altezza del letto di gassificazione. In termini di reattività, l'aggiunta di biomassa al carbone avrebbe un effetto benefico in quanto ne aumenterebbe la velocità di gassificazione, tuttavia occorre ricordare che, in generale, la co-gassificazione di miscele di carbone con biomassa in alta percentuale comporta numerosi svantaggi economici e gestionali legati al più basso potere calorifico della miscela (minori produzioni di energia elettrica), maggiori contenuti di umidità e volatili e produzione di tar (con aggravio dei costi relativi alla sezione di pulizia), maggiore quantità di ceneri bassofondenti con necessità di controllare in maniera adeguata la temperatura in prossimità della griglia (questo ultimo aspetto meno importante nel caso di uso di cippato di legno, caratterizzato per sua natura da basso tenore di ceneri).

Nello svolgimento di questo studio teorico, è stato deciso di esprimere l'indice di reattività dei combustibili in alimentazione tramite il parametro SGR (Specific Gasification Rate), che, nel caso di reattori updraft, è corrispondente al Grate Loading (o carico sulla griglia). Tale parametro è numericamente espresso come la quantità (in massa) di combustibile gassificato per unità di tempo e di superficie della sezione del gassificatore in corrispondenza della zona del letto. Solitamente una elevata reattività del combustibile non è strettamente legata a una buona qualità del syngas prodotto nel senso che la composizione e le caratteristiche del syngas dipendono strettamente dalla composizione del combustibile e dalla portata degli agenti gassificanti aria e/o vapore. La SGR è tanto maggiore quanto maggiore è la temperatura del letto di gassificazione ed inoltre varia in maniera proporzionale al cosiddetto rapporto di equivalenza (ossia del rapporto aria alimentata/aria stechiometrica necessaria alla combustione) e in relazione alla velocità superficiale del gas (tipicamente compresa fra 0,1-0,16 m/s). Inoltre il valore della reattività tiene conto di:

- proprietà del combustibile, in particolare la distribuzione granulometrica: una dimensione non eccessivamente fine, ma uniforme (20-40 mm) promuove una uniforme distribuzione del gas attraverso il letto;
- pressione nella zona di gassificazione, che influenza la reattività in quanto pressioni elevate, specialmente nel caso di granulometrie più fini, comportano una diminuzione delle resistenze diffusive di trasporto di materia fra il char e i gas;
- forma in cui vengono scaricate le ceneri (stato fuso o secco), in quanto questi differenti metodi implicano temperature differenti sulla griglia: il punto di fusione delle ceneri limita fortemente la temperatura del letto e pertanto la velocità di gassificazione;
- utilizzo di aria o altri agenti gassificanti (O_2 o CO_2);
- altezza del letto di gassificazione, in quanto influenza i fenomeni diffusivi: un letto troppo alto e disomogeneo comporta fenomeni di channeling e cammini preferenziali, implicando una riduzione della SGR;
- velocità di riduzione della CO_2 e del vapore (con riferimento per lo più alle reazioni in fase eterogenea fra gli agenti gassificanti e il char prodotto dalla volatilizzazione);
- presenza di alcuni metalli nelle ceneri;
- la presenza di inertite nel caso del carbone e di lignina nel caso della biomassa, entrambe con l'effetto di limitare la SGR.

Solitamente ad una SGR elevata corrispondono anche elevati valori di SGPR (Specific Gas Production Rate, $[m^3/m^2/h]$).

La letteratura scientifica riporta infatti, nel caso di co-gassificazione di carbone con diverse percentuali di biomasse, l'instaurarsi di effetti sinergici che sono rilevabili in diverse condizioni e per diversi parametri. Solitamente, nel caso di impianti di piccola taglia, con percentuali di biomassa pari al 20-50% in peso questi effetti non influiscono in maniera determinante, ma con maggiori percentuali di biomassa possono compromettere il buon funzionamento dei sistemi di caricamento e alimentazione [60]. In reattori a pressione atmosferica tali effetti sinergici sono meno pronunciati, inoltre, nel caso di utilizzo di aria/vapore in gassificatori a ceneri secche con alimentazioni con granulometrie grossolane in controcorrente, come appunto in reattori updraft, tali effetti sinergici possono considerarsi totalmente assenti. Sulla base di queste considerazioni nel presente lavoro il parametro di reattività della miscela è stato calcolato come somma pesata degli effetti singoli dei differenti combustibili, a partire da dati sperimentali, ed i valori riportati (vedi tabella 8 seguente) sono da considerarsi di primo tentativo, in quanto fortemente legati non solo alle caratteristiche di composizione della miscela, ma anche alle caratteristiche morfologiche e strutturali dei combustibili e alle condizioni di processo (temperatura e pressione operative, rapporti aria/combustibile e vapore/combustibile). Un'accurata valutazione sarà ripetuta a seguito di analisi dei dati sperimentali in condizioni opportune di funzionamento, in modo da poter tenere in debita considerazione eventuali effetti sinergici derivanti dal miscelarsi dei due combustibili utilizzati.

Tab. 8: Valori del parametro di reattività SGR per i combustibili della miscela.

	UNITÀ DI MISURA	CARBONE ESTERO (SUDAFRICANO)(2)	CARBONE SULCIS	CIPPATO DI FAGGIO
INDICE DI REATTIVITÀ SGR (1)	[kg/m ² /hr]	500	528	528
CLASSE GRANULOMETRICA	[mm× mm× mm]	5-60	5-60	10×10×40
RAPPORTO VAP./COMBUSTIBILE	[kg/kg]	0,34	0,26	0,1
RAPPORTO ARIA/COMBUSTIBILE	[kg/kg]	2,43	1,80	0,9

Note:
 (1) In assenza di dati sperimentali, il valore minimo dell'indice di reattività consigliato per il carbone è pari a 220 kg/m²/hr.
 (2) Dato sperimentale Sotacarbo: nel corso delle campagne sperimentali condotte sulla gassificazione negli impianti sperimentali Sotacarbo, il carbone sudafricano, in relazione al suo alto contenuto di inertite, ha mostrato una reattività di gran lunga inferiore rispetto a sperimentazioni analoghe (ARI, doc. R03963US6001L). Va tuttavia evidenziato che le prove sperimentali sono state finora condotte in condizioni off-design (fuori dalle specifiche progettuali) e per un basso numero di ore di funzionamento. In generale è possibile ipotizzare che in funzionamento in continuo il carbone sudafricano possa mostrare reattività maggiori in regimi lunghi.

3.4.2. Bilanci materiali

Sono stati predisposti i bilanci materiali delle correnti a partire dall'isola di gassificazione sino all'uscita del motore a combustione interna. In particolare le correnti considerate sono state:

- correnti solide (carbone, biomasse e ceneri);
- correnti liquide (acqua di ricircolo e reintegro dello scrubber);
- correnti gassose (aria e vapore di processo, syngas).

In particolare la composizione del syngas utilizzata è costituita dai seguenti composti chimici: CO, CO₂, H₂, O₂, CH₄, H₂S, COS, N₂, H₂O, HCl, NH₃, HCN, tar, metalli alcalini e ceneri.

I bilanci sono stati impostati per i seguenti casi:

- 100% di carbone Estero (tipo Sud Africano);
- 100% di carbone Sulcis;
- 100% di biomassa (cippato di legno);
- miscela di carbone Estero (tipo Sud Africano) e biomasse, in diverse percentuali;
- miscela di carbone Sulcis e biomasse, in diverse percentuali.

Come miscela gassificante si ipotizzato di utilizzare aria e/o vapore, nella tabella 9 seguente sono riportate le principali assunzioni relative alla miscela gassificante.

Tab. 9: Caratteristiche miscela gassificante.

Caratteristiche miscela gassificante	U.M.	Sud Africano	Sulcis	Cippato
		Valore	Valore	Valore
VAPORE				
Temperatura	°C	≥120	≥120	≥130
Pressione	bar	1,30	1,30	1,30
Rapporto massico vapore /combustibile	kg/kg	0,34	0,26	0,1
ARIA				
Temperatura	°C	≥120	≥120	≥45
Pressione	bar	1,30	1,30	1,30
Rapporto massico O ₂ /combustibile	kg/kg	0,56	0,41	0,21
Rapporto massico aria /combustibile	kg/kg	2,43	1,80	0,9
MISCELA AGENTI GASSIFICANTI				
Temperatura	°C	≥120	≥120	≥59
Pressione	bar	1,30	1,30	1,30

I bilanci di materia sono stati eseguiti per le sezioni di impianto:

- isola di gassificazione;
- scrubber (esistente);
- linea di trattamento syngas (di nuova fornitura) sino all'ingresso del motore a combustione interna.

In particolare la sezione di trattamento del syngas prima del motore a combustione interna dovrà garantire:

- rimozione del tar e del particolato;
- idrolisi del COS;
- rimozione dell' H₂S;
- rimozione cloruri, fluoruri a valle dello scrubber esistente;
- rimozione metalli alcalini e metalli pesanti a valle dello scrubber esistente;
- rimozione composti azotati NH₃/HCN a valle dello scrubber esistente.

Bilanci isola di gassificazione

I bilanci materiali sui combustibili e sugli agenti gassificanti in alimentazione al gassificatore sono stati elaborati sulla base delle caratteristiche di reattività dei combustibili, resa di gassificazione, rendimento del processo e sono riportati nella tabella 10 per carbone estero (tipo Sud Africano - SA), carbone Sulcis (SU), biomasse (cippato - BIO) e loro miscele (80% carbone-20% biomassa corrispondenti a 90-10 in scala % sul PCI).

Tab. 10: Caratteristiche alimentazioni al gassificatore.

BILANCI AL GASSIFICATORE		U.M.	SA	SU	BIO	SA/BIO	SU/BIO
Miscela		% sul PCI	100%	100%	100%	90%/ 10%	90%/ 10%
Potenza termica		kWth	4.568	4.053	2.654	4.262	3.850
Resa di gassificazione CGE		%	0,84	0,84	0,59	0,81	0,81
Rendimento elettrico motore		%	30	30	30	30	30
Rendimento elettrico netto		%	25%	25%	18%	24%	24%
Percentuale biomasse		sul PCI	0%	0%	100%	10%	10%
Potenza elettrica erogata		kWe	1.148	1016	473	1.040	937
Consumo orario totale in peso		kg/h	663	700	700	669	700
Consumo orario totale in volume		m ³ /h	0,829	0,876	2,335	1,071	1,087
Reattività media della miscela		kg/hr*m ²	500,00	528	528,00	504,70	528
Variazione altezza letto gassificazione		m/h	0,63	0,66	1,76	0,81	0,82
Variazione volume del letto di gassificazione		m ³ /h	0,829	0,876	2,335	1,071	1,087
Tempo di residenza nel reattore		h:mm:s	3:40:19	3:28:38	1:18:14	2:50:31	2:48:10
Temperatura ingresso combustibile		°C	25	25	25	25	25
Temperatura ambiente		°C	15	15	15	15	15
Micela gassificante		U.M.	SA	SU	BIO	SA/BIO	SU/BIO
Miscela		% sul PCI	100%	100%	100%	90%/ 10%	90%/ 10%
Portata aria		kg/h	1.611	1.260	630	1.196	1.169
Portata vapore		kg/h	225	182	70	159	165
rapporto aria/combustibile		wt/wt	2,43	1,8	0,9	1,76	1,66
rapporto vapore/combustibile		wt/wt	0,34	0,26	0,1	0,234	0,236
Pressione ingresso miscela gassificante		bara	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Portata volumetrica specifica aria stechiometrica		Nm ³ /kg_comb	6,694	5,750	4,323	5,656	5,543
Rapporto di equivalenza ER			0,283	0,244	0,162	0,243	0,235

Nella tabella 11 sono riportate le caratteristiche del syngas in uscita dal gassificatore per carbone estero (tipo Sud Africano - SA), carbone Sulcis (SU), biomasse (cippato - BIO) e loro miscele.

Tab. 11: Caratteristiche del syngas in uscita dal gassificatore.

CARATTERISTICHE SYNGAS IN USCITA DAL GASSIFICATORE	U.M.	SA	SU	BIO	SA/BIO	SU/BIO
Miscela	% sul PCI	100%	100%	100%	90%/ 10%	90%/ 10%
Pressione	bara	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Temperatura	°C	≥300	≥300	≥100	≥279	≥279
Portata totale gas umido	kg/h	2.406,01	2.027	1.350,30	2.237,46	1.929
Portata totale gas umido	Nm ³ /h	2.294,57	1.946,32	1.379,25	2.148,53	1.864,06
Portata vapore	kg/h	147,63	156,53	271,91	167,65	173,27
Potere calorifico syngas	MJ/Nm ³	6,00	6,26	4,12	5,81	6,03
Composizione DRYsyngas	U.M.	SA	SU	BIO	SA/BIO	SU/BIO
CO	% vol	25,01%	24,72%	15,31%	24,17%	23,86%
H ₂	% vol	10,72%	10,61%	8,97%	10,57%	10,46%
CO ₂	% vol	4,98%	4,92%	9,50%	5,37%	5,34%
N ₂	% vol	45,52%	43,05%	42,74%	45,28%	43,02%
O ₂	% vol	2,15%	2,15%	1,76%	2,11%	2,11%
CH ₄	% vol	4,14%	5,41%	3,36%	4,07%	5,23%
H ₂ S	% vol	0,11%	1,51%	0,00%	0,10%	1,37%
COS	% vol	0,01%	0,12%	0,00%	0,01%	0,11%
HCN	% vol	0,01%	0,01%	0,08%	0,02%	0,02%
NH ₃	% vol	0,11%	0,11%	0,26%	0,12%	0,13%
HCl	% vol	0,01%	0,03%	0,06%	0,01%	0,03%
TAR	% vol	7,24%	7,37%	17,95%	8,16%	8,34%
Altri componenti	U.M.	SA	SU	BIO	SA/BIO	SU/BIO
TAR	g/Nm ³ _dry	17,00	17,00	62,09	21,84	21,84
Particolato	g/Nm ³ _dry	2,35	3,50	0,10	2,12	3,13
Metalli alcalini (Na K)	g/Nm ³ _dry	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Metalli pesanti (Pb, Hg, V)	g/Nm ³ _dry	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Silicio	g/Nm ³ _dry	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Bilanci scrubber (esistente)

I bilanci materiali allo scrubber si basano sulle seguenti assunzioni:

- temperatura del syngas in uscita dallo scrubber: 50 °C
- pressione del syngas in uscita dallo scrubber: 1,05 bara
- efficienza di rimozione COS: 30 % wt
- efficienza di rimozione Tar: 90 % wt
- efficienza di rimozione NH₃ / HCN: 90 % wt
- efficienza di rimozione HCl: 99 % wt
- efficienza di rimozione particolato: 66 %wt
- efficienza di rimozione metalli alcalini: 70 % wt

Nella Tab. 12 sono riportate le caratteristiche del syngas in uscita dallo scrubber per carbone estero (tipo Sud Africano - SA), carbone Sulcis (SU), biomasse (cippato - BIO) e loro miscele.

Tab. 12: Caratteristiche del syngas in uscita dallo scrubber.

DATI DI SINTESI USCITA SCRUBBER	U.M.	SA	SU	BIO	SA/BIO	SU/BIO
Miscela	% sul PCI	100%	100%	100%	90%/ 10%	90%/ 10%
Pressione	bara	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Temperatura	°C	50	50	50	50	50
Portata totale gas umido	kg/h	2.436,11	2.016	1.110,13	2.224,17	1.884
Portata totale gas umido	Nm ³ /h	2.231,80	1.849	989,13	2.033,15	1.724
Portata vapore	kg/h	210,70	174,51	93,44	191,96	162,75
Potere calorifico syngas	MJ/Nm ³	5,55	5,95	4,47	5,47	5,83
Composizione DRYsyngas	U.M.	SA	SU	BIO	SA/BIO	SU/BIO
CO	% vol	26,82%	26,57%	18,26%	26,15%	25,87%
H ₂	% vol	11,50%	11,40%	10,70%	11,44%	11,34%
CO ₂	% vol	5,34%	5,28%	11,33%	5,81%	5,79%
N ₂	% vol	48,82%	46,25%	50,98%	48,99%	46,65%
O ₂	% vol	2,30%	2,31%	2,10%	2,29%	2,29%
CH ₄	% vol	4,44%	5,82%	4,01%	4,40%	5,67%
H ₂ S	% vol	0,12%	1,62%	0,00%	0,11%	1,49%
COS	% vol	0,01%	0,09%	0,00%	0,01%	0,08%
HCN	% vol	0,00%	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%
NH ₃	% vol	0,01%	0,01%	0,03%	0,01%	0,01%
HCl	% vol	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
TAR	% vol	0,64%	0,65%	2,58%	0,79%	0,81%
Altri componenti	U.M.	SA	SU	BIO	SA/BIO	SU/BIO
TAR	g/Nm ³ dry	1,82	1,86	7,38	2,26	2,32
Particolato	g/Nm ³ dry	0,86	1,26	0,04	0,79	1,16
Metalli alcalini (Na K)	g/Nm ³ dry	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Metalli pesanti (Pb, Hg, V)	g/Nm ³ dry	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Silicio	g/Nm ³ dry	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Bilanci linea di trattamento syngas (di nuova fornitura) sino all'ingresso del motore a combustione interna

I bilanci materiali alla sezione di trattamento syngas sino all'ingresso del motore a combustione interna si basano sulle seguenti assunzioni:

- temperatura del syngas in ingresso al motore: 35 °C
- pressione del syngas in ingresso al motore: 1 bara
- efficienza di abbattimento H₂S: 99 %wt
- efficienza di abbattimento COS: 100 %wt
- efficienza di abbattimento tar: 99 %wt
- efficienza di abbattimento NH₃: 95 %wt
- efficienza di abbattimento HCN: 95 %wt
- efficienza di abbattimento HCl: 30 %wt
- efficienza di abbattimento particolato: 97 %wt
- efficienza di abbattimento metalli alcalini: 90 %wt
- efficienza di abbattimento metalli pesanti: 95 %wt

La concentrazione degli inquinanti ammessi all'ingresso dei motori a combustione interna reperibili in commercio è riportata nella tabella 13.

Tab. 13: Concentrazione inquinanti richiesta all'ingresso del motore a combustione interna.

PARAMETRI DI PUREZZA DEL SYNGAS RICHIESTI PER UTILIZZO IN MOTORI A COMBUSTIONE INTERNA		
Potere calorifico syngas	MJ/Nm ³	> 4
Tar	mg/Nm ³	≤ 100
Particolato	mg/Nm ³	≤ 50
Metalli alcalini (Na K)	mg/Nm ³	< 1
Metalli pesanti (Pb, Hg e V)	ppmw (mg/kg)	0,1
Ammoniaca (NH ₃)	mg/Nm ³	< 25
Acido cloridrico e fluoridrico (HCl+HF)	mg/Nm ³	< 10
Composti zolfo (H ₂ S)	mg/Nm ³	< 75
Si	mg/Nm ³	< 20
Umidità relativa del syngas	%	< 80
Temperatura ingresso motore	°C	per temperatura syngas pari a 10°C 15 ÷ 35
Acque e condense	-	assenti

Nella tabella 14 sono riportate le caratteristiche del syngas in ingresso al motore a combustione interna per carbone estero (tipo Sud Africano - SA), carbone Sulcis (SU), biomasse (cippato - BIO) e loro miscele.

Tab. 14: Caratteristiche del syngas in ingresso al motore a combustione interna.

DATI DI SINTESI INGRESSO MOTORE	U.M.	SA	SU	BIO	SA/BIO	SU/BIO
Miscela	% sul PCI	100%	100%	100%	90%/ 10%	90%/ 10%
Pressione	bara	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Temperatura	°C	35	35	35	35	35
Portata totale gas umido	kg/h	2.103	1.700	855	1.904	1.577
Portata totale gas umido	Nm ³ /h	1.961	1.598	798	1.775	1.482
Portata vapore	kg/h	88,43	72,07	35,98	80,05	66,84
Potere calorifico syngas	MJ/Nm ³	6,23	6,799	5,350	6,17	6,69
Composizione DRYsyngas	U.M.	SA	SU	BIO	SA/BIO	SU/BIO
CO	% vol	28,53%	28,72%	21,16%	28,00%	28,13%
H ₂	% vol	12,23%	12,32%	12,39%	12,24%	12,33%
CO ₂	% vol	0,114%	0,114%	0,263%	0,124%	0,126%
N ₂	% vol	51,93%	50,02%	59,06%	52,45%	50,72%
O ₂	% vol	2,449%	2,494%	2,439%	2,449%	2,490%
CH ₄	% vol	4,721%	6,292%	4,641%	4,715%	6,163%
H ₂ S	% vol	0,001%	0,018%	0,000%	0,001%	0,016%
COS	% vol	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
HCN	% vol	0,000%	0,000%	0,001%	0,000%	0,000%
NH ₃	% vol	0,001%	0,001%	0,002%	0,001%	0,001%
HCl	% vol	0,000%	0,000%	0,001%	0,000%	0,000%
TAR	% vol	0,007%	0,007%	0,030%	0,008%	0,009%
Altri componenti	U.M.	SA	SU	BIO	SA/BIO	SU/BIO
TAR	mg/Nm ³ _dry	19,39	20,11	85,51	24,17	25,22
Particolato	mg/Nm ³ _dry	27,30	40,91	1,35	25,43	37,82
Metalli alcalini (Na K)	mg/Nm ³ _dry	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Metalli pesanti (Pb, Hg, V)	mg/Nm ³ _dry	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Silicio	mg/Nm ³ _dry	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

4. Valutazione economica del progetto

La valutazione economica di un progetto consente di verificare l'impatto di un investimento sulla struttura finanziaria dell'azienda. Per investimento si intende un insieme di attività produttive in cui l'azienda impegna disponibilità finanziarie con l'obiettivo di conseguire flussi di cassa positivi, che superano gli esborsi effettuati. La valutazione in via previsionale degli investimenti, ovvero studio di fattibilità del progetto, consente di prendere decisioni di lungo periodo su iniziative che possono creare valore aggiunto. Nell'ambito del presente studio, l'analisi di fattibilità è stata sviluppata utilizzando i seguenti indicatori di redditività:

- VAN (valore attuale netto, detto anche “net presentvalue”, NPV), definito come la somma dei flussi annui di cassa dell'investimento, tutti attualizzati al primo anno;
- TIR (tasso interno di investimento, detto anche “internal rate of return”, IRR), definito come il valore del tasso di interesse tale per cui il VAN dell'investimento è pari a zero;
- TRC (tempo di recupero del capitale investito, detto comunemente “payback time”), definito come il numero di anni che occorrono per portare a zero la somma cumulativa dei flussi di cassa attualizzati al primo anno.

Al fine di valutare tali indicatori è stato predisposto un foglio di calcolo allo scopo di definire una configurazione impiantistica e confrontare diverse ipotesi di esercizio dell'impianto per la produzione di energia elettrica da co-gassificazione di carbone e biomasse.

In particolare la valutazione di redditività dell'investimento è stata sviluppata considerando i tre scenari tecnico economici ritenuti più rappresentativi, basati sull'ipotesi di un impianto alimentato con combustibile tal quale, ovvero:

- 100% carbone Sud Africano (SA);
- 100% carbone Sulcis (SU);
- 100% Biomassa – Cippato (BIO).

Nella tabella 15 seguente sono riportati in sintesi i dati operativi necessari per valutare la potenza e l'energia elettrica prodotte e i consumi di combustibile relativi alle diverse ipotesi considerate.

Tab. 15: Dati tecnici operativi per le differenti ipotesi di alimentazione.

	U.M.	Sud Africano	Sulcis	Cippato
Percentuale carbone	sul PCI	100%	100%	0%
Percentuale carbone	% wt	100%	100%	0%
Percentuale carbone	% vol	100%	100%	0%
Potenza termica lorda	kWth	4.570	4.050	2.650
Rendimento elettrico netto	%	25%	25%	18%
Potenza elettrica lorda	kW	1148	1016	473
Energia elettrica prodotta	kWh/anno	8.610.794	7.620.424	3.547.750
Consumo totale di combustibile	t/anno	4974	5253	5253
Consumo totale di carbone	t/anno	4974	5253	0
Consumo totale di biomassa .	t/anno	0	0	5253
Consumo orario totale	m ³ /h	0,829	0,876	2,335

Per lo sviluppo dello studio sono state fatte le seguenti principali assunzioni:

- durata del progetto: 22 anni, incluso il periodo di costruzione (pari a 2 anni);
- primo anno di piano finanziario, denominato anno 1: 2013, coincidente con l'avvio dei lavori di realizzazione;
- primo anno di attività di produzione energia elettrica: 2015 (data di entrata in esercizio commerciale dell'impianto dopo il collaudo);
- ore di funzionamento in continuo dell'impianto: massimo 7500 ore/anno.

Non è stato considerato il decremento della disponibilità annua dell'impianto legato all'usura delle apparecchiature.

Sono state inoltre effettuate le seguenti semplificazioni:

- non è stato tenuto conto che nei primi anni di vita utile, l'impianto non sarà caratterizzato presumibilmente dalla massima disponibilità, né raggiungerà il pieno carico (massimo carico continuo);
- non è stato previsto un coefficiente che tenga conto della riduzione della producibilità dell'impianto in funzione della vita utile.

4.1 Conto economico

Per la valutazione di fattibilità del progetto è stato sviluppato il conto economico per ciascun scenario preso in considerazione. In particolare lo sviluppo dell'analisi di redditività dell'investimento ha riguardato le seguenti voci principali:

- costi di investimento;
- costi operativi relativi all'impianto;
- eco tasse e costi delle quote di emissione della CO₂;
- ricavi dalla vendita dell'energia elettrica;
- tasse;
- ipotesi di finanziamento del progetto.

In particolare, tutte le voci sono state calcolate per l'intero periodo di vita utile dell'impianto considerando l'inflazione, il cui tasso fa riferimento alle previsioni formulate dall'Economist Intelligence Unit (EIU) relativamente all'Italia per il periodo 2011-2015 ed è stato assunto pari al 2%, corrispondente alla media dei tassi previsti da EIU nel periodo 2013-2015.

4.1.1 Costi di investimento

La valutazione dell'investimento iniziale relativo al progetto è stata effettuata tenendo conto dei costi sia dell'adeguamento delle infrastrutture esistenti (supposte funzionanti e collaudate) sia relativi alle apparecchiature necessarie per il potenziamento dell'impianto dimostrativo al fine di produrre energia elettrica da co-gassificazione di carbone e biomassa. In particolare per la definizione dei suddetti costi sono stati predisposti i bilanci di materia delle principali correnti a partire dall'isola di gassificazione sino all'uscita del motore a combustione interna. Tali bilanci hanno consentito di individuare l'ordine di grandezza delle portate e composizioni necessarie per un preliminare dimensionamento delle diverse sezioni d'impianto. Nella tabella 16 seguente è riportato il costo totale dell'investimento per i tre scenari ipotizzati dettagliato nelle diverse voci.

Tab.16: Costi di investimento per l'impianto.

COSTO TOTALE DI INVESTIMENTO DELL'IMPIANTO	(100% SA) (€)	(100% SU) (€)	(100% BIO) (€)
Adattamento parco carbone e sistema di caricamento del combustibile	100.000	100.000	100.000
Intervento di messa a punto del gassificatore e integrazioni isola di gassificazione	100.000	100.000	100.000
Realizzazione sistema di trattamento del syngas escluso la desolforazione	340.000	340.000	340.000
Realizzazione sistema di desolforazione	170.000	170.000	0
Acquisto e installazione del motore a combustione interna e modulo SCR	1.129.000	1.129.000	720.492
Eventuale sezione CCS a valle motore	0	0	0
Eventuale adattamento o nuova cabina elettrica	100.000	100.000	100.000
Totale Costo Meccanico Apparecchiature MEC	1.939.000	1.939.000	1.360.492
Integrazione sistema adduzione acqua impianto [3% MEC]	58.170	58.170	40.815
Opere civili e BoP [4% MEC]	77.560	77.560	54.420
Piping [3% MEC]	58.170	58.170	40.815
Adattamento del sistema di regolazione e controllo [1,5% MEC]	29.085	29.085	20.407
Adattamento e integrazione impianto elettrico e messa a terra [3% MEC]	58.170	58.170	40.815
Costo complessivo del processo PPC	2.220.155	2.220.155	1.557.763
Engineering Fees [5% PPC]	111.008	111.008	77.888
Spese imprevedute [2% PPC]	44.403	44.403	31.155
Costo totale impianto TPC	2.375.566	2.375.566	1.666.806
Costi nel periodo costruzione [5% TPC]	118.778	118.778	83.340
Costo totale di investimento TPI	2.494.344	2.494.344	1.750.147
Costo iniziale per reagenti e catalizzatori	50.000	50.000	50.000
Altri costi * [3% TPI]	74.830	74.830	52.504
Total Capital Requirement TCR IVA esclusa	2.619.174	2.619.174	1.852.651
Costo specifico di investimento [€/kW]	2.620	2.620	3.917

*start up, sviluppo e avviamento dell'iniziativa, scorte e ricambi; allacciamento impianto a rete elettrica, acquisizione licenze e brevetti, predisposizione autorizzazioni

In particolare sono stati previsti costi per l'adeguamento del parco carbone, tenendo conto della diversa densità della biomassa rispetto al carbone e quindi alla possibilità di stoccare volumi maggiori di combustibile. Inoltre, per poter esercire l'impianto con biomassa, è necessario modificare l'attuale sistema di caricamento del combustibile. Gli investimenti per la messa a punto e le migliorie all'isola di gassificazione comprendono gli interventi necessari a migliorare il processo di gassificazione con l'utilizzo di biomasse (es. inserimento di un preriscaldatore degli agenti gassificanti per diminuire la produzione di tar, ovvero di un sistema di alimentazione degli agenti gassificanti a diverse altezze del gassificatore).

Il costo relativo alla sezione di trattamento del syngas e del motore a combustione interna è stato determinato sulla base delle offerte ricevute (per la sezione di trattamento del syngas ACTEA 03.08.2012; per il motore a combustione interna GUASCOR 07.06.2012) a partire dai bilanci materiali predisposti. Inoltre in questa fase preliminare non è stato tenuto conto della differenziazione dei costi delle apparecchiature in relazione ai diversi contenuti di inquinanti (tar, H₂S, particolato e NH₃) presenti nel syngas prodotto da carbone e biomassa.

Nel caso di un impianto alimentato con sola biomassa non sono stati previsti investimenti per la realizzazione della sezione di desolforazione.

Nella tabella sopra riportata si osserva che il costo specifico di investimento dell'impianto alimentato a biomassa è maggiore rispetto a quello alimentato a carbone; questo è dovuto al minor potere calorifico della biomassa e di conseguenza alla minore potenza elettrica prodotta (vedasi tabella 15).

4.1.2 Costi operativi relativi all'impianto

I costi operativi relativi all'impianto comprendono:

- costo del carbone
- costo della biomassa
- costi operativi e di manutenzione O&M dell'impianto.

Nella tabella 17 è riportato il costo operativi utilizzati per lo sviluppo del conto economico e relativi ai tre scenari ipotizzati.

Tab. 17: Voci di costo operativi.

Costi Operativi	(100% SA)	(100% SU)	(100% BIO)
Costi fissi			
Costo totale del personale all'anno 2012 [€/anno]	405.000	405.000	405.000
Costo Assicurazione all'anno 2012 [€/anno]	26.192	26.192	18.527
Spese generali al primo anno di vita utile [€/anno]	10.007	10.007	8.899
Costi di manutenzione straordinaria a partire dall'anno 2012 (8° anno) [€/anno]	26.192	26.192	26.192
Costi di manutenzione straordinaria a partire dall'anno 2012 (15° anno) [€/anno]	39.288	39.288	39.288
Costi variabili			
Costo del combustibile all'anno 2012 [€/t]	295	40	30
Mancato costo per autoconsumo di energia elettrica [€/anno]	27.169	27.169	12.852
Costo smaltimento e trattamento reflui al 2012 [€/kg]	0,680	0,680	0,680
Costo smaltimenti ceneri al 2012 [€/kg]	0,000	0,000	0,000
Costo reflui da desolforazione al 2012 [€/kg]	0,650	0,650	0,650
Costi di manutenzione ordinaria all'anno 2012 [€/anno]	78.575	78.575	55.580
Costo consumabili NaOH, NaClO e H ₂ SO ₄ [€/kg]	-	-	-
Costo prestazione di terzi [€/ora]	-	-	-

Il costo del personale è riferito ad un organico di tre persone su tre turni di lavoro, per un totale di nove persone, il cui costo unitario annuale ipotizzato è pari a € 45.000.

Per il costo del carbone estero (SA) fornito in big bags, si è fatto riferimento all'offerta ricevuta da una ditta fornitrice (295 €/t) (MONGESANCARBO 18.07.2012); per il costo del carbone Sulcis fornito sfuso si è fatto riferimento all'offerta ricevuta dalla Carbosulcis (40 €/t), mentre per la biomassa, intesa come sottoprodotto derivante dalla lavorazione del legno, si è fatto riferimento ad altri studi di fattibilità per impianti simili (30 €/t).

Per il mancato costo relativo all'autoconsumo di energia elettrica si è fatto riferimento al prezzo di fornitura dell'energia elettrica applicato a clienti industriali (Delibera AEEG 2011 "Prezzi dell'energia elettrica per Clienti industriali") relativo ad un consumo dei servizi ausiliari stimato in circa 30 kW (11 €/MWh).

Il costo dello smaltimento delle ceneri da carbone e da biomasse è stato trascurato in quanto rifiuti non pericolosi e riutilizzabili (industria del cemento, fertilizzanti, carboni attivi solo per la biomassa).

Il costo dei consumabili necessari nella sezione di trattamento e nel modulo SCR del motore e quelli relativi allo smaltimento dei reflui sono stati quantificati parzialmente, in quanto non si hanno a disposizione i dati derivanti da una progettazione di dettaglio.

In questa fase preliminare è stato infine trascurato il costo delle prestazioni di terzi perché difficilmente quantificabile.

4.1.3 Eco tasse e costi delle quote di emissione della CO₂

Non essendo stati previsti investimenti per la realizzazione della sezione di separazione e confinamento della CO₂, il conto economico prevede l'acquisto a titolo oneroso delle quote di emissione della CO₂ prodotta per la sola parte dei fumi di combustione generati dalla gassificazione del carbone, secondo quanto previsto dalla direttiva europea 2009/29/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009.

Si è assunto in prima analisi un valore delle quote di emissione pari a 8 €/t con riferimento all'anno 2015 e successivamente incrementato per tener conto dell'inflazione.

Inoltre per le eco tasse è stato considerato un costo di 106 €/t relativo alle emissioni di SO_x e di 209 €/t per le emissioni di NO_x (sulla base dei dati dell'Agenzia delle Dogane, con riferimento all'anno 2011).

4.1.4 Ricavi dalla vendita dell'energia elettrica

Per quanto riguarda la vendita dell'energia elettrica prodotta, il prezzo di vendita dell'energia imputabile a fonte fossile non è incentivato ed è pari a quello medio zonale sardo ossia circa 9 c€/kWh (anno 2011).

Sulla base della normativa vigente (D. Lgs 20/2011 e successivi decreti attuativi D.M. 6 luglio 2012) gli impianti di co-gassificazione di carbone e biomasse sono classificati come centrali ibride e possono accedere agli incentivi statali. In particolare per impianti di potenza elettrica prodotta sino a 1 MW (equivalente alla soglia degli impianti alimentati a sola fonte rinnovabile), l'attuale sistema prevede l'incentivazione della sola quota parte di energia elettrica prodotta e immessa in rete da fonte rinnovabile, ossia caso biomassa, tramite l'applicazione di una tariffa onnicomprensiva (corrispondente al prezzo di vendita dell'energia + incentivo). Gli incentivi sono riconosciuti per una vita media utile dell'impianto a pari a 20 anni.

Sono inoltre previsti ulteriori premi per mancata emissione di inquinanti gassosi. Il sistema dei certificati verdi alternativo a quello della tariffa onnicomprensiva non è applicabile a partire dal 2013 ed è stato sostituito da un meccanismo ad asta al ribasso.

L'accesso ai meccanismi di incentivazione è cumulabile con altri incentivi in conto capitale (fondi rotativi o di garanzia) comunque non eccedenti:

- 40% dell'investimento per impianti sino a 200 kW;
- 30% dell'investimento per impianti sino a 1 MW;
- 20% dell'investimento per impianti sino a 10 MW.

Nella tabella 18 sono riassunti i dati relativi alle tariffe di vendita dell'energia elettrica.

Tab. 18: Tariffe di vendita dell'energia elettrica.

TARIFE ALL'ANNO 2013 ^(*)	
Prezzo zonale di vendita per la quota di energia da carbone	90 €/MWh
Prezzo di vendita energia termica	30 €/MWh]
Prezzi dell'energia elettrica Clienti industriali	110 €/MWh
Tariffa onnicomprensiva per impianti a biomassa prodotti di origine biologica sino a 300kW	229 €/MWh
Incremento CHP per impianti a biomassa prodotti di origine biologica sino a 300kW	40 €/MWh
Tariffa onnicomprensiva per impianti a biomassa prodotti di origine biologica da 300kW a 1 MW	180 €/MWh
Incremento CHP per impianti a biomassa prodotti di origine biologica da 300kW a 1 MW	40 €/MWh
Tariffa onnicomprensiva per impianti a biomassa sotto prodotti di origine biologica sino a 300kW	257 €/MWh
Incremento CHP per impianti a biomassa sottoprodotti di origine biologica sino a 300kW	10 €/MWh
Tariffa onnicomprensiva per impianti a biomassa prodotti di origine biologica da 300kW a 1 MW	209 €/MWh
Incremento CHP per impianti a biomassa prodotti di origine biologica da 300kW a 1 MW	10 €/MWh
Premio per il rispetto dei requisiti di emissione (Allegato 5 del D.M. 6 luglio 2012)	30 €/MWh
Premio per riduzione emissione di gas a effetto serra (art. 8 del D.M. 6 luglio 2012)	10 €/MWh
Premio per impianti a biomassa da filiera (Tabella 1-B Allegato 1 del D.M. 6 luglio 2012)	20 €/MWh
(*) Dopo il 2013 la tariffa onnicomprensiva e l'incentivo vanno decurtati del 2% annuo (art. 7 del D.M. 6 luglio 2012)	

4.1.5 Tasse

Per quanto riguarda il profilo fiscale dell'investimento è stato previsto il pagamento dell'IRES e dell'IRAP, in particolare:

- l'IRES (imposta sul reddito delle società) è stata calcolata annualmente come il 27,5% del risultato operativo;
- l'IRAP (imposta regionale sulle attività produttive) è stata calcolata annualmente come il 3,9% della somma tra risultato operativo e costo del personale.

4.1.6 Ipotesi di finanziamento del progetto

Nel conto economico è stato ipotizzato che al massimo il 25% dell'investimento complessivo sia sostenuto da capitale proprio, mentre il restante sia sostenuto da finanziamento bancario.

Per quanto riguarda le soluzioni impiantistiche che prevedono la gassificazione del 100% biomassa si è fatto riferimento in linea generale al bando POIN (Programma Operativo Interregionale "Energie rinnovabili e risparmio energetico" FESR 2007 – 2013), che prevede l'agevolazione di investimenti riguardanti interventi di attivazione, rafforzamento e sostegno di filiere delle biomasse. Le agevolazioni intervengono a copertura della quota parte d'investimento ammissibile non finanziata con mezzi propri e sono concesse attraverso la

combinazione di contributo in conto impianti e finanziamento agevolato. Il finanziamento agevolato ha durata massima di 8 anni e il tasso di interesse è pari al 20% del tasso di riferimento vigente. Nelle tabelle seguenti si riassumono i dati relativi al finanziamento, in particolare: interessi maturati nel periodo di costruzione e piano di ammortamento del mutuo.

Tab. 19: Interessi capitalizzati nel periodo di costruzione (carbone SA e SU).

Finanziamento a lungo termine (senior debt)	€ 2.095.340	
anno	2.013	2.014
Finanziamento anno iesimo	€ 1.466.738	€ 628.602
Debito	€ 1.466.738	€ 2.185.397
Interessi	€ 90.058	€ 134.183
Debito complessivo		€ 2.319.581

Tab. 20: Interessi capitalizzati nel periodo di costruzione (biomassa).

Finanziamento a lungo termine (senior debt)	€ 1.389.488	
anno	2.013	2.014
Finanziamento anno iesimo	€ 972.642	€ 416.847
Debito	€ 972.642	€ 1.403.981
Interessi	€ 14.492	€ 20.919
Debito complessivo		€ 1.424.900

Tab. 21: Piano ammortamento del finanziamento a lungo termine (carbone SA e SU).

	anno	2.013	2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021	2.022	2.023	2.024
Oneri finanziari	€/anno	90.058	134.183	128.654	118.957	108.665	97.741	86.146	73.840	60.777	46.913	32.197	16.578
Quota Capitale	€/anno			157.927	167.624	177.916	188.840	200.435	212.741	225.804	239.668	254.383	270.003
Debito Residuo	€/anno		2.095.340	1.937.413	1.769.789	1.591.873	1.403.033	1.202.599	989.858	764.054	524.386	270.003	0
Rata	€/anno			286.581	286.581	286.581	286.581	286.581	286.581	286.581	286.581	286.581	286.581

Tab. 22: Piano ammortamento del finanziamento a lungo termine (biomassa).

	anno	2.013	2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021	2.022
Oneri finanziari	€/anno	14.492	20.919	20.703	18.247	15.755	13.225	10.658	8.052	5.408	2.724
Quota Capitale	€/anno			164.829	167.285	169.778	172.307	174.875	177.480	180.125	182.809
Debito Residuo	€/anno		1.389.488	1.224.659	1.057.374	887.596	715.289	540.414	362.934	182.809	0
Rata	€/anno			185.533	185.533	185.533	185.533	185.533	185.533	185.533	185.533

Al fine di valutare gli interessi maturati durante il periodo di costruzione, gli investimenti tecnici relativi al suddetto periodo sono stati distribuiti in 2 anni secondo la seguente assunzione:

- 70 % nel corso del primo anno di costruzione (2013);
- 30% nel corso del secondo anno di costruzione (2014).

La tabella 23 riporta, in sintesi, le principali assunzioni economico-finanziarie che sono state considerate nella valutazione economica.

Tab. 23: Principali assunzioni economico-finanziarie.

ASSUNZIONI ECONOMICHE FINANZIARIE	
Equity (% capitale sociale)	max 25%
Finanziamento lungo termine (senior debt) [%]	min 75%
Tipologia di finanziamento	rata costante
Durata finanziamento a lungo termine	8-10 anni
Numero di rate annuali	1
Tasso di interesse Weighted Average Cost of Capital WACC	6,14%
Tasso di interesse agevolato per impianti a biomassa_ bando POIN Energia	1,49%
% contributo in conto impianti_ bando POIN Energia Biomasse per GRANDE IMPRESA	20%
% di finanziamento agevolato_ in conto esercizio_ bando POIN Energia Biomasse per GRANDE IMPRESA	80%
% contributo in conto impianti_ bando POIN Energia Biomasse	16%
% di finanziamento agevolato_ in conto esercizio_ bando POIN Energia Biomasse	64%
Periodo di costruzione impianto [anni]	2,00
% investimenti tecnici nel periodo di costruzione anno 1	70%
% investimenti tecnici nel periodo di costruzione anno 2	30%
Tempo di ammortamento [anni]	10
Vita utile dell'impianto [anni]	20
Tasso di inflazione annuo	2,00%
Tasso attualizzazione	8,00%

4.1.7 Valutazione di redditività e costo dell'energia elettrica (CoE)

L'analisi comparativa dell'investimento per la realizzazione, di un impianto di gassificazione con produzione di energia elettrica è stata effettuata con riferimento ai parametri economico-finanziari comunemente impiegati per tali confronti, ovvero il VAN, il TIR e il TRC o Pay Back Period. Oltre a tali parametri, al fine di quantificare, seppure in via preliminare, le prestazioni economiche dell'impianto, è stata effettuata una stima del costo di produzione dell'energia elettrica – CoE (Cost of Electricity), espresso in c€/kWh, definito come il rapporto tra il costo complessivo dell'impianto (dato dalla somma dei costi di investimento e dei costi operativi, compresi quelli del combustibile) calcolato per l'intera vita del progetto e la quantità totale di energia elettrica prodotta nello stesso intervallo di tempo.

4.1.8 Piano economico finanziario

Sulla base dei dati riportati nei paragrafi precedenti è stato predisposto il conto economico relativo all'investimento e sono stati calcolati gli indicatori di redditività del progetto e il costo dell'energia elettrica prodotta. I risultati di tale analisi sono riportati nella tabella 24, in particolare il piano economico finanziario è stato predisposto anno per anno dal periodo di costruzione sino alla fine del periodo di vita utile dell'impianto. In tabella si riportano i dati delle varie voci con riferimento al primo anno di esercizio commerciale dell'impianto.

Tab. 24: Risultati studio di fattibilità.

CONTO ECONOMICO	U.M.	100% SA	100% SU	100% BIO
Ricavi da vendita energia elettrica da biomassa	€/anno	0	0	690.754
Ricavi da vendita energia elettrica da carbone	€/anno	654.750	654.750	0
Ricavi da distribuzione calore	€/anno	345.983	345.983	61.492
Corrispettivo attivo di trasporto Ritiro dedicato CTR delibera AEEG 280/07	€/anno	0	0	0
Premio per Rispetto limiti inquinanti solo per biomassa	€/anno	0	0	103.240
Premio per Riduzione limiti inquinanti solo per biomassa	€/anno	0	0	34.413
TOTALE RICAVI (A)	€/anno	1.000.733	1.000.733	889.898
Costi di gestione				
Mancato costo per autoconsumo energia elettrica	€/anno	-27.169	-27.169	-12.852
Costi O&M variabili				
Costo annuo carbone	€/anno	1.588.585	227.464	0
Costo annuo biomassa	€/anno	0	0	170.598
Costi di manutenzione	€/anno	83.385	83.385	58.981
Costi di smaltimento	€/anno	324.730	324.730	324.730
Altri costi (reagenti, consumabili,catalizzatori)	€/anno			
Costi O&M fissi				
Personale	€/anno	429.789	429.789	429.789
Manutenzione straordinaria	€/anno	0	0	0
Altri costi "Una Tantum"	€/anno	0	0	0
Altri costi (assicurazione e spese generali)	€/anno	37.802	37.802	28.559
Costi Ritiro dedicato				
TOTALE COSTI OPERATIVI (B)	€/anno	2.437.122	1.076.001	999.806
Accise su emissione NO _x	€/anno	108,96738	108,96738	26,27767
Accise su emissione SO _x	€/anno	99,70625	99,70625	0
Costo delle quote di emissione della CO ₂	€/anno	96.075	81.959	0
TOTALE ECOTASSE (C)	€/anno	96.283	82.167	77
MARGINE OPERATIVO LORDO (D=A-B-C)	€/anno	-1.532.673	-157.436	-109.985
Ammortamenti (E)	€/anno	261.917	261.917	185.265
MARGINE OPERATIVO NETTO O RISULTATO OPERATIVO (F=D-E)	€/anno	-1.794.590	-419.353	-295.250
FINANZIAMENTO				
Quota Interessi - Oneri finanziari(G)	€/anno	128.654	128.654	20.703
Quota Capitale	€/anno	157.927	157.927	164.829
Debito Residuo	€/anno	1.937.413	1.937.413	1.224.659
Rata	€/anno	286.581	286.581	185.533
RISULTATO ANTE IMPOSTE (H=F-G)	€/anno	-1.923.244	-548.007	-315.953
IRES (27,5% del R.O.)	€/anno	0	0	0
IRAP (3,9 % del R.O.+costo personale)	€/anno	0	0	0
Totale Imposte / Oneri Fiscali (I)	€/anno	0	0	0
UTILE NETTO O RISULTATO DI ESERCIZIO (L=H-I)	€/anno	-1.923.244	-548.007	-315.953
FLUSSO DI CASSA OPERATIVO CORRENTE	€/anno	-1.819.254	-444.017	-295.517
FLUSSO DI CASSA OPERATIVO ATTUALIZZATO	€/anno	-1.444.182	-352.475	-234.591
FLUSSO DI CASSA CUMULATO NON ATTUALIZZATO	€	-4.662.669	-3.287.432	-2.183.580
FLUSSO DI CASSA CUMULATO ATTUALIZZATO	€	-4.261.784	-3.170.077	-2.118.596
INDICATORI DI REDDITIVITA'				
VAN	€	-19.414.249	-6.028.313	-3.612.326
PBT NON ATTUALIZZATO	anni	22	22	22
PBT attualizzato	anni	22	22	22
TIR	%	< 0	< 0	< 0
COSTO ENERGIA ELETTRICA (COE)				
COE Impianto	c€/kWh	2,48	2,48	2,88
COE Combustibile	c€/kWh	26,53	3,80	6,02
COE O&M	c€/kWh	42,37	19,40	35,39

Si evidenzia che:

- i ricavi derivanti dalla vendita di energia elettrica relativi ai tre scenari sono simili anche se riferiti a potenze elettriche differenti (1 MW per gli impianti alimentati con carbone e 0,5 MW per l'impianto alimentato con biomassa), ciò deriva dalla applicazione della tariffa incentivante per la sola biomassa;

- il costo del combustibile estero risulta essere elevato in quanto si è ipotizzato l'acquisto dello stesso in pezzatura idonea per l'alimentazione al gassificatore e fornito in big bags, in quanto gli investimenti relativi all'adeguamento del parco carbone e del sistema di caricamento non prevedono l'automazione della sezione di alimentazione del combustibile;
- il costo del carbone Sulcis risulta essere inferiore in quanto si è ipotizzato l'acquisto direttamente dalla Miniera fornito sfuso, ciò implica costi di gestione e operativi superiori, in relazione al sistema di caricamento;
- il costo della biomassa è ipotizzato sulla base della classificazione del combustibile come sottoprodotto. L'approvvigionamento di biomasse legnose da filiera comporta costi aggiuntivi, inoltre nel caso di alimentazione di co-gassificazione occorre prevedere degli investimenti aggiuntivi per l'adeguamento del sistema di caricamento del combustibile;
- per i costi di smaltimento, in questa fase preliminare, sono stati considerati i soli costi relativi allo smaltimento dei reflui provenienti dallo scrubber. Sono stati trascurati sia i reflui ricchi in tar, provenienti dall'elettrofiltro, che quelli provenienti dalle sezioni di desolfurazione e di denitrificazione perché difficilmente quantificabili in questa fase; tuttavia i costi relativi allo smaltimento delle correnti ricche in tar potrebbero essere abbattuti concentrando e riciclando la soluzione al gassificatore, con ulteriore aggravio dei costi di investimento e complicazioni di processo;
- i costi relativi allo smaltimento delle ceneri sono stati azzerati in quanto sia le ceneri da carbone che quelle da biomassa sono classificabili come rifiuti inerti non pericolosi e riutilizzabili. In via cautelativa non sono stati considerati i ricavi derivanti dalla vendita di tali sottoprodotti.

Dall'analisi svolta emerge che gli investimenti, per i tre scenari ipotizzati, presentano un VAN negativo e conseguentemente un periodo del recupero del capitale superiore alla vita utile dell'impianto. Lo scenario caratterizzato da indicatori di convenienza meno elevati è quello relativo all'impianto alimentato con il 100% di carbone estero, nel quale, a fronte di una produzione di energia elettrica maggiore rispetto agli altri scenari, corrispondono ricavi minori (tariffa di vendita dell'energia non incentivata) e costi operativi elevati.

L'impianto alimentato con il 100% di biomassa presenta indicatori più elevati, ma comunque negativi, in quanto, avendo il combustibile un potere calorifico inferiore (PCI) minore, la potenzialità del gassificatore non consente di produrre più di 0,5 MW. Inoltre nel nuovo decreto per le rinnovabili non fotovoltaiche, entrato in vigore a luglio del 2012, prevede tariffe omnicomprendenti inferiori rispetto a 28 c€/kWh del decreto precedente, con conseguenti minori ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica.

Per quanto riguarda il costo dell'energia elettrica prodotta (CoE), le voci che incidono maggiormente nel calcolo sono i costi del combustibile, nel caso di alimentazione con il 100% di carbone, e i costi operativi per tutti gli scenari. Lo scenario che presenta il CoE più elevato è quello relativo al carbone estero. Lo scenario relativo alla biomassa presenta costi CoE paragonabili e quindi elevati, in quanto i costi di investimento specifici sono maggiori (produzione di energia elettrica inferiore a 1 MW). In tutti e tre i casi il CoE risulta maggiore rispetto al prezzo di vendita dell'energia elettrica prodotta.

Dall'analisi degli scenari considerati si deduce che lo studio di fattibilità di un impianto alimentato a carbone e biomassa per la produzione di energia elettrica con motore non risulterebbe comunque economicamente conveniente.

5. Messa in esercizio dell'impianto dimostrativo Sotacarbo: valutazioni tecnico-economiche

In questo capitolo sono riportate alcune valutazioni preliminari di natura tecnico-economica sulle operazioni da condurre al fine della messa in esercizio dell'impianto dimostrativo Sotacarbo per la gassificazione del carbone.

5.1 Sezioni dell'impianto dimostrativo

Le principali sezioni di impianto sulle quali si ritiene necessario eseguire opere di manutenzione, ordinaria e straordinaria, e prove a freddo preliminarmente all'avviamento dell'impianto dimostrativo Sotacarbo sono:

- alimentazione combustibile;
- fluidi ausiliari;
- sistema di alimentazione agenti gassificanti (soffiante aria processo, caldaie vapore);
- reattore di gassificazione;
- scrubber;
- torcia;
- sistema di regolazione e controllo (SCR);
- strumentazioni e piping;
- impianto elettrico.

5.1.2 Alimentazione del combustibile

Su tale sezione saranno necessarie le seguenti attività:

- manutenzione del paranco, con un costo stimato in circa 3.000 €;
- manutenzione dei misuratori di livello, con un costo stimato in circa 3.000 €;
- altre manutenzioni, con un costo stimato di circa 4.000 €.

La verifica sul corretto funzionamento della sezione sarà effettuata con una prova di caricamento a freddo del gassificatore utilizzando carbone o argilla.

5.1.3 Fluidi ausiliari

I fluidi ausiliari a servizio dell'impianto sono: aria strumenti, azoto, acqua e gpl.

Il sistema di stoccaggio e alimentazione azoto all'impianto dimostrativo, di proprietà Rivoira e in contratto di comodato d'uso, dovrà essere manutenzionato dalla ditta proprietaria, con costi a carico di Sotacarbo. Per questo intervento è stato stimato un costo pari a € 10.000.

I sistemi di generazione aria strumenti, di adduzione acqua e del gpl non necessitano di particolari manutenzioni in quanto sono gli stessi utilizzati dell'impianto pilota.

5.1.4 Sistema di alimentazione agenti gassificanti (soffiante aria processo, caldaie vapore)

Gli agenti gassificanti necessari al funzionamento del gassificatore dell'impianto dimostrativo sono aria e vapore, forniti rispettivamente, come già indicato nella descrizione dell'impianto, da una soffiante e da due caldaie in grado di produrre una portata pari a 250 kg/h ognuna.

A causa del lungo periodo di inattività, la soffiante necessita di manutenzione con una spesa prevista di circa 10.000 €.

Entrambe le caldaie dovranno invece essere sostituite, con una spesa complessiva di circa 30.000 €.

Si ritiene inoltre necessario modificare il piping di collegamento di tali sistemi al gassificatore e coibentare la tubazione di collegamento tra le caldaie ed il gassificatore con una spesa prevista di 20.000 €.

La verifica sul corretto funzionamento della sezione sarà operata secondo le seguenti attività:

- accensione della soffiante e verifica del raggiungimento della portata minima di progetto (800 kg/h);
- accensione delle caldaie e verifica della pressione di progetto (4 bar);

- invio del vapore al gassificatore e verifica del raggiungimento di una portata di 250 kg/h sul manometro posto sulla linea di adduzione vapore al gassificatore.

5.1.5 Reattore di gassificazione

Il reattore di gassificazione necessita di numerose manutenzioni e modifiche che sono già state individuate durante le fasi di collaudo del sistema (gennaio 2009). Di seguito sono elencate le principali modifiche da effettuare:

Sistema di scarico ceneri: il sistema ha presentato, durante la fase di collaudo, dei problemi costruttivi e funzionali, pertanto dovranno essere individuati e modificati i punti critici o, se questo non fosse possibile, l'intero sistema andrà riprogettato e sostituito. Nel caso di sostituzione dell'intero sistema il costo stimato è di circa 150.000 €.

Sistema stirrer di movimentazione del letto di gassificazione: tale sistema necessita di complesse manutenzioni meccaniche, le cui principali voci di costo sono le seguenti:

- manutenzione della centralina oleodinamica: 10.000 €
- manutenzione del sistema di raffreddamento: 10.000 €
- manutenzione dei cinematismi: 5.000 €

Sistema di accensione del gassificatore: sul reattore di gassificazione sono presenti 6 irradiatori, di cui dovrà essere verificata la funzionalità, e successivamente dovranno essere effettuate le eventuali modifiche per il miglioramento delle prestazioni del sistema, così come avvenuto nell'impianto pilota. Per tale si prevede un costo pari a circa 10.000 €.

Sistema di controllo della temperatura del gassificatore: il sistema non è stato mai collaudato in quanto richiederebbe l'avviamento a caldo del reattore di gassificazione. Si prevede, comunque, una spesa di 20.000 € per modifiche al sistema.

Le prove per effettuare le verifiche sul funzionamento del reattore di gassificazione sono rispettivamente:

Griglia di scarico ceneri: per l'individuazione dei punti critici del sistema è necessario provare la sua funzionalità a freddo sia con gassificatore vuoto sia con gassificatore a pieno carico. Per avere la certezza del suo funzionamento sarebbe necessaria una breve prova a caldo.

Sistema di movimentazione del letto (stirrer): è necessario provare la sua funzionalità a freddo sia con gassificatore vuoto sia con gassificatore a pieno carico. Anche per questo sistema sarebbe necessaria una breve prova a caldo.

Sistema di accensione del gassificatore: è sufficiente verificare il raggiungimento della temperatura di 200 °C in tutti gli irradiatori.

Sistema di controllo della temperatura del gassificatore: per la prova funzionale di tale sistema è necessario effettuare una breve prova a caldo.

5.1.6 Sistema pulizia gas (scrubber)

Sono da effettuarsi interventi di manutenzione sul piping, sui filtri e sulle pompe di ricircolo. Il costo di tali manutenzioni è stimato in circa 10.000 €.

La prova funzionale sarà effettuata a freddo mediante circolazione di acqua di lavaggio tramite la pompa di ricircolo (portata di ricircolo pari a 4-12 m³/h e perdite di carico inferiori a 50 mbar).

5.1.7 Torcia

Le manutenzioni potrebbero riguardare alcune parti meccaniche e tutta la parte elettronica. Il costo di tali manutenzioni sarà di 10.000 €.

La verifica funzionale di tale apparecchiatura consisterà in un'accensione a gpl.

5.1.8 Sistema di regolazione e controllo

Il software del sistema di regolazione e controllo dovrà essere completamente rivisto e modificato per l'aggiunta di nuove strumentazioni, di nuove sequenze automatiche di sicurezza; inoltre dovranno essere

effettuate delle manutenzioni e modifiche alla parte hardware. Il costo di tali modifiche e manutenzioni è stato stimato in circa di 20.000 €.

5.1.9 Strumentazioni e piping

Su tutta la strumentazione dovrà essere effettuata la verifica dei collegamenti di segnale (4-20 mA) con il sistema di regolazione e controllo, dovrà essere effettuata la manutenzione meccanica ed eventualmente dovranno essere sostituite le apparecchiature non funzionanti. Il costo di tale manutenzione è stato stimato in circa 5.000 €. Inoltre dovrà essere aggiunto un nuovo misuratore di portata syngas al fine di valutare le prestazioni del gassificatore. Il costo di tale apparecchiatura sarà di circa 20.000 €.

Le tubazioni, le valvole ON-OFF, le valvole di regolazione e quelle di sicurezza andranno: smontate, manutenzionate, ed eventualmente sostituite. Il costo di tale attività è stato stimato intorno ai 40.000 €.

5.1.10 Impianto Elettrico

L'impianto elettrico è costituito dai quadri di gestione delle varie apparecchiature, collocati nell'area della piattaforma pilota o in officina meccanica, e dai quadri generali, posizionati in officina meccanica. Su tutti i quadri elettrici viene fatta una manutenzione semestrale ma, in via cautelativa, si prevede di effettuare una verifica del funzionamento generale delle singole utenze elettriche. Il costo di tali manutenzioni è stato stimato in circa 10.000 €.

5.2 Costi

Tutti i costi riportati in questo capitolo sono frutto di stime e conseguentemente gli importi saranno soggetti a verifica qualora si decidesse di avviare le attività di ricerca sull'impianto dimostrativo.

5.2.1 Costi manutenzione impianto dimostrativo

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dei costi stimati per ogni singola sezione:

Tab. 25: Costi manutenzione impianto.

SEZIONE DI IMPIANTO	COSTO STIMATO
Alimentazione combustibile	€ 10.000
Fluidi ausiliari	€ 10.000
Sistema di alimentazione agenti gassificanti	€ 60.000
Reattore di gassificazione	€ 205.000
Scrubber	€ 10.000
Torcia	€ 10.000
Sistema di regolazione e controllo	€ 20.000
Strumentazioni e piping	€ 65.000
Impianto elettrico	€ 10.000
COSTO TOTALE IMPIANTO DIMOSTRATIVO	€ 400.000

5.2.2 Costi avviamento

Si riportano di seguito le stime dei costi dei consumabili e smaltimenti necessari per un avviamento della durata di 24 ore.

Tab. 26: Costi combustibili e smaltimenti.

	COSTO STIMATO
COMBUSTIBILI	
Carbone (15 t)	€ 7.000
Biomasse	€ 3.000
FLUIDI AUSILIARI	
Azoto	€ 4.000
GPL	€ 10.000
SMALTIMENTO SCARICHI	
Scarico scrubber	€ 15.000
Ceneri	€ 1.000
COSTO TOTALE AVVIAMENTO	€ 40.000

5.3 Tempistiche

Si riportano di seguito le tempistiche stimate necessarie alla messa in funzione dell'impianto dimostrativo.

Tab. 27: Tempistiche.

Mesi	1°	2°	3°	4°	5°	6°	7°	8°	9°	10°	11°	12°
Attività di manutenzione												
Alimentazione combustibile												
Fluidi ausiliari												
Sistema di alimentazione agenti gassificanti												
Reattore di gassificazione												
Scrubber												
Torcia												
Sistema di regolazione e controllo												
Strumentazione e piping												
Impianto elettrico												
Attività di collaudo												
Avviamento												

Conclusioni

L'analisi dello stato dell'arte (svolta nella prima parte del presente lavoro) dei processi di gassificazione della biomassa con produzione di energia elettrica e delle applicazioni industriali dei processi di co-gassificazione di carbone e biomassa in impianti a ciclo combinato di grosse dimensioni o cogenerativi di taglie più piccole ha consentito l'individuazione delle modifiche e integrazioni impiantistiche necessarie per l'ampliamento e l'ammodernamento dell'impianto dimostrativo preesistente presso il centro ricerche Sotacarbo. E' stata individuata una possibile configurazione impiantistica che consente il trattamento del syngas prodotto dalla gassificazione e successiva combustione in un motore a combustione interna.

Dall'analisi economica dell'investimento è emerso che la redditività del progetto è fortemente influenzata dall'incidenza sull'utile di esercizio dei costi del combustibile e del personale, oltreché dai costi di investimento elevati necessari per l'adeguamento e l'ammodernamento dell'impianto attuale. Questo in considerazione del fatto che l'impianto è di tipo dimostrativo pertanto i costi del personale, i costi dei consumabili e i costi delle parti d'impianto da integrare influiscono maggiormente rispetto all'incidenza delle stesse voci di costo su un impianto di taglia commerciale.

Non sono stati presi in considerazione investimenti relativi per l'inserimento della sezione di separazione e confinamento della CO₂, ma si è ritenuto, in questa fase, più opportuno prevedere il pagamento a titolo oneroso delle quote della CO₂ emessa da carbone.

Riferimenti bibliografici

1. **P. McKendry** (2002a). *Energy production from biomass (part 1): Overview of biomass*. Bioresource Technology, 83 (1), (2002) 37-46.
2. **P. McKendry** (2002c). *Energy production from biomass (part 3): Gasification technologies*. Bioresource Technology, 83 (1), (2002) 55-63.
3. **Itabia** – Italian Biomass Association (2003). *Rapporto sullo stato della bioenergia in Italia nel 2002. Studio di settore*, Roma, Italia (2003).
4. **J.P. Ciferno**, J.J. Marano (2002). *Benchmarking biomass gasification technologies for fuels, chemicals and hydrogen production*. Washington, USA, NETL, www.netl.doe.gov, (2002) 65.
5. **C. Higman**, M. Van der Burgt (2003). *Gasification*. New York, NY, USA, Gulf Professional Science – Elsevier Science USA (2003) 391.
6. **J. Han**, H. Kim (2008). *The reduction and control technology of tar during biomass gasification/pyrolysis: An overview*. Renewable and Sustainable Energy Review, 12 (2) (2008) 397-416.
7. **L. Devi**, K.J. Ptasinski, F.J.J.G. Janssen (2003). *A review of the primary measures for tar elimination in biomass gasification process*. Biomass and Bioenergy 24 (2) (2003) 125-140.
8. **L. Wang**, C.L. Weller, D.D. Jones, M.A. Hanna (2008). *Contemporary issues in thermal gasification of biomass and its application to electricity and fuel production*. Biomass and Bioenergy, 32(7) (2008) 573-581.
9. **D. Sutton**, B. Kelleher, J.R.H. Ross (2001). *Review of literature on catalysts for biomass gasification*. Fuel Processing Technology, 73(3) (2001) 155-173.
10. **L.P.L.M. Rabou** (2005). *Biomass tar recycling and destruction in a CFB gasifier*. Fuel 84(5) (2005) 577-581.
11. **S.C. Bhattacharya**, A.H.M. Mizanur Rahman Siddique, H.-L. Pham (1999). *A study on wood gasification for low-tar production*. Energy 24(4) (1999) 285-296.
12. **S. Karellas**, J. Karl, E. Kakaras (2008). *An innovative biomass gasification process and its coupling with microturbine and fuel cell system*. Energy 33 (2) (2008) 284-291.
13. **R. Bove** (2005). *Experimental comparison of MCFC performance using three different gaseous types and methane*. Journal of Power Sources vol. 154 (2005) 588-593.
14. **C. Tomasi**, B.M., B. Bosio, E. Arato, P. Baggio (2006). *Process analysis of a molten carbonate fuel cell power plant fed with a biomass syngas*. Journal of Power Sources vol. 157 (2006) 765-774.
15. **US DOE** (2004). *Fuel Cell Handbook, Seventh edition*. DOE/NETL, Morgantown, West Virginia (2004).
16. **D. L. Klass** (1998). In "Biomass for Renewable Energy, Fuels and Chemicals", Academic Press, San Diego, London (1998) 289.
17. **R. Trenka**, C.M. Kinoshita, P.K. Takahashi, V.D. Phillips, C. Kwok, R. Caldwell, M. Onischak, S.P. Babu (1991). In "Energy from Biomass and Wastes XV", Klass, D. L. (Ed.), Institute of Gas Technology, Chicago (1991)
18. **M. Rudloff** (2004). In "Proceedings of 2nd World Biomass Conference, Biomass for Energy, Industry and Climate Protection", Rome, Italy, May 10-14, 2004.
19. **L. Schrader**, E. Nitschke, H. Will, A. Bellin (1984). In "Energy from Biomass and Wastes VIII", Klass, D.L.; Elliott, H. H. (Eds.), Institute of Gas Technology, Chicago, (1984) 747.
20. **R. Meyers** (1984). In "Handbook of Synfuels Technology", McGraw-Hill, New York (1984)
21. **H&C-Engineering** (2001). Private Communication, Gummersbach, Germany (2001)
22. **T. Dimova**, C. Schmid, H.-J. Mühlen (2000). In "DGMMK Tagungsbericht; Energetische und stoffliche Nutzung von Abfällen und Biomasse", Velen, Germany (2000).
23. **H.-J. Mühlen**, M. Mayer, Ch. Schmid (2002). In "DGMMK Tagungsbericht 2002-2; Energetische und stoffliche Nutzung von Abfällen und Biomasse", Velen, Germany, April 22-24, 2002.
24. **C.E. Wyman**, R.L. Bain, N.D. Hinman, D.J. Stevens (1992). In "Fuels and Electricity from Renewable Sources of Energy", Johansson, T. B.; Kelly, H.; Reddy, A. K. N.; Williams, R. H. (Eds.), Island Press, Washington (1992).

25. **M.A. Paisley**, M.C. Farris, J.W. Black, J.M. Irving, R.P. Overend (2000). In "1st World Conference and Exhibition on Biomass for Energy and Industry in Seville", Spain, June 5-9, 2000.
26. **H. Hofbauer**, R. Rauch, P. Foscolo, D. Matera (2000). In "1st World Conference on Biomass for Energy and Industry", Sevilla, Spain, June 5-9, 2000.
27. **H. Hofbauer**, R. Rauch (2001). In "Progress in Thermochemical Biomass Conversion", (A. V. Bridgwater, Ed.), Blackwell Science Ltd (2001).
28. **M. Specht**, A. Bandi, F. Baumgart, T. Moellenstedt, O. Textor, T Weimer (2000). In "Hydrogen Energy Progress XIII", Mao, Z.Q.; Veziroglu, T. N. (Eds.), (2000) 1203.
29. **T. Marquard-Möllenstedt**, P. Sichler, M. Specht, M. Michel, R. Berger, K.R.G. Hein, E. Höftberger, R. Rauch, H. Hofbauer (2004). In: "2nd World Conference on Biomass for Energy, Industry and Climate Protection", Rome, Italy, May 10-14, 2004.
30. **R. Fernando** (2005) *Fuels for biomass cofiring*. CCC/102, London, UK, IEA Clean Coal Centre, (2005) 37.
31. **H.A.III Long**, T. Wang (2011). *Case studies for biomass/coal co-gasification in IGCC applications*. Proceedings of ASME Turbo Expo 2011, Vancouver, Canada, June 6-10, 2011.
32. **J. Feroso**, M.G. Plaza, B. Arias, C. Pevida, F. Rubiera, J.J. Pis (2009). *Co-gasification of coal with biomass and petcoke in a high pressure gasifier*. Proceedings of the 1st Spanish National Conference on Advances in Materials recycling and Eco-Energy, Madrid, Spain, November 12-13, 2009.
33. **B.T. Burrows** (2007). *Tampa Electric's Integrated Gasification Combined Cycle plant*. Proceedings of 11th annual FDEP central district power generation conference, Orlando, FL, USA, 26 July 2007.
34. **M. Hornick** (2007). *Coal-fired top plants: Polk power station unit 1, Mulberry, Florida*. Power, 151 (10) (Oct 2007) 4.
35. **J. McDaniel** (2002). *Biomass cogasification at Polk power plant, Final technical report*. DOE award DE-FG26-01NT41365, Washington DC, USA, Department of Energy, (2002) 12.
36. **L. Webb**, M. McArdle, D. Bransby (2004). *Tampa electric power station herbaceous biomass gasification test burn*. Proceedings of Biomass and bioenergy production for economic and environmental benefits. Charleston, SC, USA November 7- 10, 2004.
37. **P. Casero** (2007). *Puertollano IGCC plant. Operational experience and current developments*. Proceedings of International Freiberg conference on IGCC & XTL technologies, Freiberg, Germany, May 8-12, 2007.
38. **P. Casero**, F. Garcia-Peña (2006). *Puertollano IGCC plant, present position and future competitiveness*. Proceedings of 7th European gasification conference, Barcelona, Spain, April 25-27, 2006.
39. **Peña F G (2008)** Puertollano, Spain, ELCOGAS SA, *personal communication* (Mar 2008)
40. **W. Schellberg**, F.G. Peña (2002). *Commercial operation of the Puertollano IGCC plant*. Proceedings of 5th European gasification conference, Noordwijk, The Netherlands, April 8-10, 2002. Rugby, UK, IChemE, (2002).
41. **V. F. Alonso** (2009). *Personal communication* Puertollano, Spain, ELCOGAS (2009).
42. **V.F. Alonso**, P:C: Llano (2008). *Elcogas estudia la viabilidad de la co-gasificación de biomasa*. Infopower No. 111 (Nov-Dec 2008) 75-77.
43. **C. Greil**, H. Hirschfelder, O. Turna (2002). *Operational results from gasification of waste material and biomass in fixed bed and circulation fluidised bed gasifiers*. Proceedings of 5th European gasification conference, Noordwijk, The Netherlands, April 20028-10. Rugby, UK, IChemE, (2002) 10.
44. **H.J. Sander**, G. Daradimos, H. Hirschfelder (2003). *Operating results of BGL gasifier at Schwarze Pumpe*. Proceedings of 2003 Gasification technology Conference, San Francisco, CA, USA, October 12-15, 2003.
45. **F. Kamka**, A. Jochmann, L. Picard (2005). *Development status of BGL-gasification*. Proceedings of International Freiberg conference on IGCC & Xtl technologies, Freiberg, Germany, Jun 16-18, 2005.
46. **B. Buttker**, R. Giering, U. Schlotter, B. Himmerreich, K. Wittstock (2005). *Recycling of shredder residue at SVZ Schwarze Pumpe*. www.tecpol.de (30 June 2005).
47. **B: Buttker**, W. Seifert (2000). *Syngas and fuel gas from gasification of coal and wastes at Schwarze Pumpe - Germany*. Proceedings of EU seminar on the use of coal in mixture with wastes and residues II, Cottbus, Germany, October 19-20, 2000.

48. **S.J. Mills** (2006). *Coal gasification and IGCC in Europe*. CCC/113, London, UK, IEA Clean Coal Centre, (2006) 37.
49. **C. Higman** (2008). *European coal gasification projects*. Proceedings of FutureGen workshop, Tokyo, Japan, February 25, 2008.
50. **W. Adlhoch, H. Sato, J. Wolff, K. Radtke** (2000). *High temperature Winkler gasification of municipal solid waste*. Proceedings of 2000 Gasification technologies Conference, San Francisco, CA, USA, 8-11 October 2000.
51. **A.J. Minchener** (1999). *Syngas Europa*. Mechanical Engineering (July 1999) 6.
52. **A. Viscogliosi, C. Bassano, P. Deiana** (2010). *Analisi e modellazione di impianti di produzione elettrica a carbone equipaggiati con sistemi CCS*. ENEA Report RdS/2010/3, 2010.
53. **N. Graniglia** (2011). *Combustibili fossili e carbone*. Appunti del corso di Tecnologia ed Economia delle Fonti di Energia, UNISI, anno 2011-2012.
54. **Carbosulcis** (2009). *Survey geologico e studio delle potenzialità di applicazione di tecnologie ECBM nel giacimento carbonifero del Sulcis*. Report RSE/2009/198, 2009.
55. **P. Ghetti, C. La marca, J. Ricciardi** (2000). *Scelta e caratterizzazione in laboratorio di miscele di fanghi e carbone*. ENEL Report CESI – RdS n. A1/002222, 2000.
56. **M. Taddia** (2009). *Una Storica Analisi Carbone*. La rivista dei combustibili 63(4) (2009) 34-40.
57. **R. Ciccu, A. Mazzella, C. Tilocca** (2010). *Caratterizzazione e prova di miscele di acqua e carbone e sviluppo di un sistema informativo geografico a supporto della scelta di siti idonei allo stoccaggio di CO₂*. Università degli Studi di Cagliari - Dip. Geingegneria e Tecnologie Ambientali, Report RdS/2010/20, 2010.
58. **G. Mura, A. Lallai, C. Perdighe, C. Amorino, R. Cara, G. Deriu, P. Cimino** (2005). *A preliminary work on Sulcis coal leaching with mineral*. Proceedings of the Int. Conf. on Clean Coal Technologies for our future, Castiadas, Italy, May 10-12, 2005
59. **Camera dell'Agricoltura Trentino Alto Adige** (2007). *Cippato forestale. Tecniche e costi della produzione*. Nel Covegno: Biomasse forestali: la nuova frontiera, San Michele all'Adige, February 26, 2007.
60. **C.-C. Cormos, S. Agachi** (2010). *Hydrogen Production From Coal And Biomass Hydrogen Production from Coal and Biomass Co-gasification Process with Carbon Capture and Storage*. Proceedings of WHEC2010 18th World Hydrogen Energy Conference 2010.

Pagine web

www.3benergia.it/www.agtgasification.com
www.3nrg.it
www.ankurscientific.com
www.caemaenergia.com
www.biogendr.com/app/en/technology.aspx
www.curtienergia.it
www.digasitalia.it
www.ecoeng.eu
www.exaenergie.com
www.gioiaimpianti.com
www.negsrl.com/index.php
www.syngen.it/home
www.regione.sardegna.it/documenti

Sotacarbo SpA

La Società Sotacarbo - Società Tecnologie Avanzate Carbone- S.p.A. è stata costituita il 2 aprile 1987, in attuazione dell'art. 5 della legge 351/85 “norme per la riattivazione del bacino carbonifero del Sulcis”, con la finalità di sviluppare tecnologie innovative ed avanzate nell'utilizzazione del carbone attraverso la costituzione in Sardegna del Centro di Ricerche, la progettazione e la realizzazione di impianti dimostrativi sulla innovazione tecnologica nella utilizzazione del carbone, la realizzazione di impianti industriali per l'utilizzazione del carbone in alternativa alla combustione.

Le attività della Sotacarbo riguardano soprattutto:

- Sviluppare progetti di R&S e di ricerca applicata sulle nuove tecnologie di utilizzo del carbone, le cosiddette Clean Coal Technologies (CCTs)
- Operare come punto di riferimento a livello nazionale, per il coordinamento delle attività di R&S sul carbone a sostegno del sistema industriale italiano
- Promuovere e diffondere la conoscenza sulle CCTs, fornendo una corretta visione delle potenzialità del carbone nel panorama energetico italiano e non, con particolare riferimento alla sua compatibilità con l'ambiente
- Monitorare gli sviluppi tecnologici riguardanti l'utilizzo pulito del carbone
- Fornire attività di consulenza ad enti, istituzioni e privati nel campo delle CCTs. Partecipare a meeting internazionali e gestire rapporti con organizzazioni omologhe straniere per contribuire alla diffusione delle CCTs