



Ricerca di Sistema elettrico

Analisi di fattibilità tecnico economica dell'impianto di gassificazione dimostrativo

G.Cali, P.Deiana, C.Bassano

ANALISI DI FATTIBILITÀ TECNICO ECONOMICA DELL'IMPIANTO DI GASSIFICAZIONE DIMOSTRATIVO

G.Cali, P.Deiana, C.Bassano

Settembre 2018

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA
Piano annuale di realizzazione 2017

Progetto: Tecnologie e Metodologie 'Low Carbon' e Edifici ad energia quasi Zero (nZEB) - CUP I12F17000070001

Parte A: Tecnologie per l'impiantistica energetica 'low carbon

Tema A: Impianti ad emissione negativa: Gassificazione e co-gassificazione di biomasse per lo sviluppo di piccoli sistemi energetici e trattamento del syngas e utilizzo della CO2

Sottotema a.3: Gassificazione e co-gassificazione di biomasse per la produzione di syngas e suo utilizzo per la produzione di energia elettrica

Responsabile del Progetto: dott.ssa Franca Rita Picchia, ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "*Tecnologie e Metodologie 'Low Carbon' e Edifici ad energia quasi Zero (nZEB)*".

Responsabile scientifico ENEA: ing. Paolo Deiana

Responsabile scientifico Sotacarbo: ing. Enrico Maggio

Indice

1	L'IMPIANTO DIMOSTRATIVO SOTACARBO	6
1.1	IL REATTORE DI GASSIFICAZIONE.....	7
1.2	SISTEMA DI CLEAN-UP E TRATTAMENTO DEI REFLUI	11
1.3	SISTEMA DI REGOLAZIONE E CONTROLLO DELL'IMPIANTO.....	13
1.4	SISTEMA DI CAMPIONAMENTO E ANALISI.....	13
	<i>Composizione del gas</i>	13
2	ATTIVITÀ SPERIMENTALI.....	14
3	ANALISI ECONOMICA.....	18
3.1	STIMA E METODOLOGIA DEI COSTI TOTALI DI IMPIANTO.....	18
3.2	VALUTAZIONE DEL COE E ANALISI DI SENSIBILITÀ	19
3.3	ANALISI DEL VALORE ATTUALE NETTO.....	21
4	CONCLUSIONI.....	23
5	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	24

Sommario

Il presente documento riporta un'analisi della fattibilità tecnica/economica dell'impianto di gassificazione dimostrativo tramite una sintesi dei dati relativi ad alcuni test sperimentali effettuati nel corso delle campagne sperimentali sull'Impianto di gassificazione Dimostrativo Sotacarbo nel periodo Febbraio-Settembre 2018. Nel rapporto sono illustrati: i principali parametri utilizzati per l'analisi tecnico economica, l'analisi economica e le conclusioni.

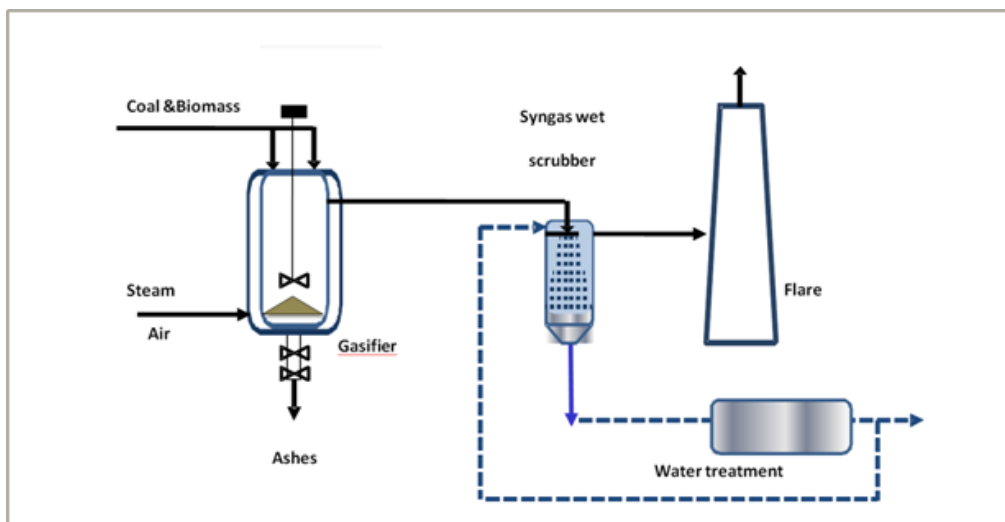
Introduzione

I test sperimentali di gassificazione effettuati nel periodo Febbraio-Settembre 2018, hanno consentito di effettuare un'analisi di fattibilità tecnico economica sull'impianto di gassificazione dimostrativo.

In particolare il documento è stato articolato come segue:

- nel primo capitolo è riportata una descrizione sintetica dell'impianto dimostrativo;
- nel secondo capitolo sono riportate le attività sperimentali con i test analizzati per trovare i principali parametri di processo da utilizzare per l'analisi tecnico economica;
- nel terzo capitolo è descritta l'analisi tecnico economica di fattibilità;
- nel quarto capitolo sono riportate le conclusioni.

1 L'impianto Dimostrativo Sotacarbo



L'impianto è costituito, in estrema sintesi come mostrato in figura 1, da:

- una sezione di gassificazione,
- un sistema di Clean-up (Scrubber) in equi-corrente,
- una torcia. [3][4]

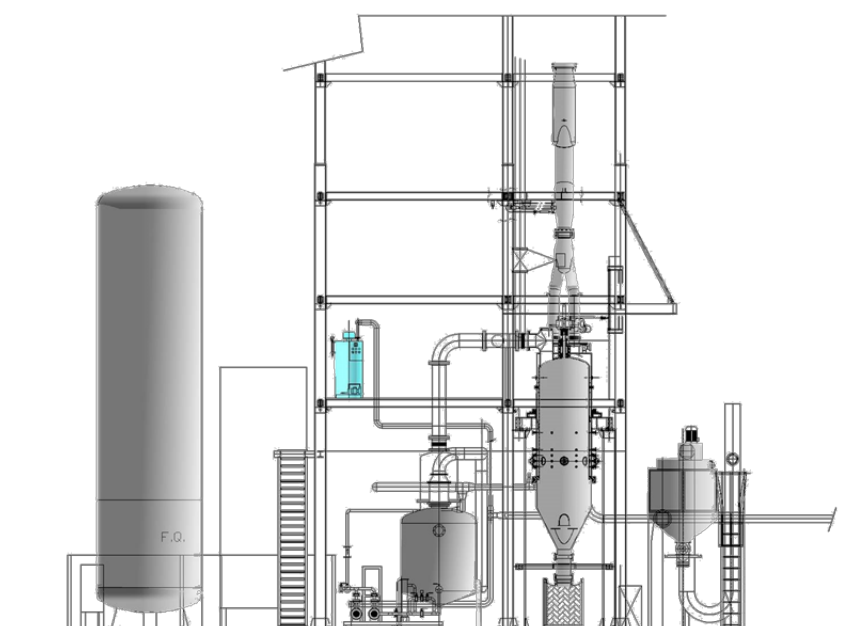


Figura 1. Schema di impianto [1]

1.1 *Il reattore di gassificazione*

Il gassificatore dimostrativo della piattaforma Sotacarbo è costituito da un reattore a letto fisso up-draft, alimentato ad aria e progettato per operare a pressione pressoché atmosferica.

Il reattore, sviluppato per gassificare differenti tipologie di carbone e biomasse, è stato utilizzato per effettuare test di gassificazione di biomasse legnose e co-gassificazione di carbone e biomasse.

Il gassificatore ha un diametro interno di 1300 mm e un'altezza complessiva pari a 2800 mm; l'altezza massima del letto di combustibile può arrivare a circa 2400 mm. Il combustibile viene introdotto nel gassificatore attraverso una tramoggia posta sulla sua parte superiore, a cui segue un condotto con forma a Y integrato da tre ghigliottine atte alla gestione della tempistica del caricamento.

Il combustibile viene caricato sulla tramoggia attraverso l'utilizzo di un sistema di caricamento automatico con trasportatore a catena "Redler" visibile in figura 2. Il sistema è dotato di una tramoggia inferiore nella quale viene caricato il materiale (attraverso l'utilizzo di un muletto) e di una tramoggia superiore dotata di quattro celle di carico con un valore massimo di caricamento pari a 150 kg; la tramoggia superiore è quindi in grado di misurare carichi fino a 600 kg.



Figura 2. Sistema di caricamento automatico del combustibile "Redler"

Il gassificatore, visibile in figura 3, al suo interno ha delle pareti in acciaio raffreddate tramite una camicia dove circola dell'acqua. Il sistema di raffreddamento del gassificatore è completato da un corpo cilindrico superiore e da un condensatore ad aria con flusso forzato. Il profilo termico all'interno del gassificatore è monitorato con l'ausilio di 36 termocoppie posizionate su sei livelli differenti delle pareti del reattore. Su ogni livello sono presenti sei termocoppie a 60° l'una dall'altra (vedi tabella 1). Si riporta di seguito

un'immagine del gassificatore e una tabella rappresentante la disposizione delle termocoppie rispetto all'altezza (espressa in mm) del gassificatore stesso.



Figura3. Gassificatore impianto dimostrativo

Tabella 1. Posizionamento termocoppie [2]

<i>Altezza</i>						
2700	TIT – 189P/PV	TIT – 183P/PV	TIT – 177P/PV	TIT – 171P/PV	TIT – 165P/PV	TIT – 159P/PV
1250	TIT – 188P/PV	TIT – 182P/PV	TIT – 176P/PV	TIT – 170P/PV	TIT – 164P/PV	TIT – 158P/PV
800	TIT – 187P/PV	TIT – 181P/PV	TIT – 175P/PV	TIT – 169P/PV	TIT – 163P/PV	TIT – 157P/PV
650	TIT – 186P/PV	TIT – 180P/PV	TIT – 174P/PV	TIT – 168P/PV	TIT – 162P/PV	TIT – 156P/PV
500	TIT – 185P/PV	TIT – 179P/PV	TIT – 173P/PV	TIT – 167P/PV	TIT – 161P/PV	TIT – 155P/PV
350	TIT – 184P/PV	TIT – 178P/PV	TIT – 172P/PV	TIT – 166P/PV	TIT – 160P/PV	TIT – 154P/PV
	Nord Est	Nord	Nord Ovest	Sud Ovest	Sud	Sud Est
Disposizione	300°	0°	60°	120°	180°	240°
ENEA	6	1	2	3	4	5
Sotacarbo	A	B	C	D	E	F

Il letto di combustibile poggia sopra una griglia metallica che consente lo scarico delle ceneri attraverso un sistema composto da più piani concentrici come mostrato nella figura 4.



Figura 4. Parte esterna della griglia del gassificatore dimostrativo

La fase di accensione avviene tramite l'ausilio di sei irradiatorii ceramici da 800 W disposti in maniera circolare ad una altezza di 500 mm dal fondo del reattore, dove è stato posizionato lo strato di carbone vegetale. Si riporta di seguito la sezione del gassificatore dove viene indicato il posizionamento degli irradiatorii:

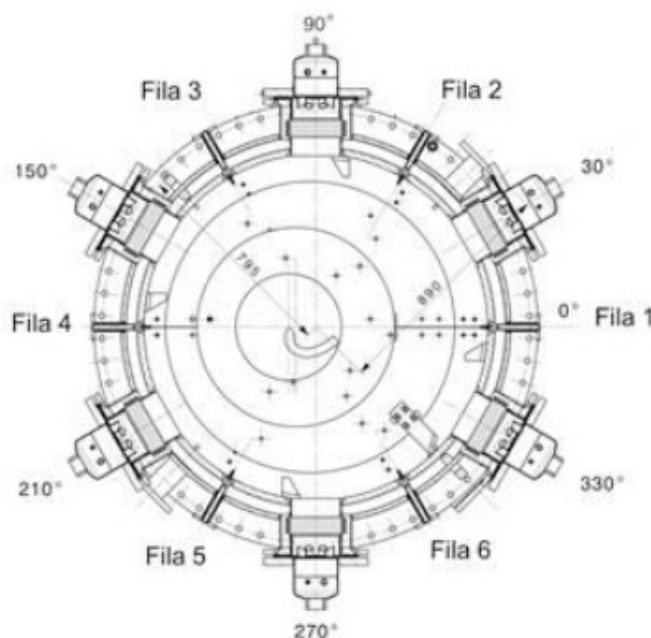


Figura 5. Sezione del gassificatore: posizione degli irradiatorii di accensione

Come si può notare dalla figura 5 i sei irradiatorii ceramici ad infrarosso sono disposti a 60° l'uno dall'altro, hanno dimensioni 125mm X 125mm e sono dotati di termocoppia interna di tipo K (0-1000 °C). L'irradiatore è inserito in un involucro metallico (lampada), montato sul gassificatore.

Gli irradiatorii sono alimentati da tre SCR monofase della potenza di 2 kW con controllo dell'energia elettrica erogata da sistema di regolazione e controllo in relazione al set point di temperatura impostata; ciascun SCR comanda una coppia di lampade.

Il gassificatore, possiede un sistema di movimentazione del letto (Stirrer) inter-refrigerato, visibile in figura 6. Esso è costituito principalmente da:

- un albero verticale cavo (per poter effettuare il raffreddamento con circolazione d'acqua);

- un'asta perpendicolare posta all' estremità inferiore dell'albero dotata di rostri per effettuare il mescolamento del letto;
- un pistone oleodinamico dotato di centralina che permette al pistone di traslare verticalmente;
- un motore di rotazione con una cella di carico per stimare la resistenza alla rotazione stessa.

Nella figura 2.5 è riportata un'immagine dello stirrer, nella stessa figura si notano i motori di rotazione e traslazione insieme al sistema che collega lo stirrer al pistone oleodinamico.



Figura 6. Stirrer

Il campo d'azione dello stirrer varia da quota 1400 mm fino a quota 2400 mm del reattore di gassificazione e la sua traslazione verticale è effettuata tramite un pistone oleodinamico comandato da una centralina di immissione dell'olio.

Il sistema di raffreddamento detto Steam Drum, visibile in figura 7, ha la capacità di dissipare 500 kW termici (in condizioni di progetto) corrispondenti ad una portata massima di 800 kg/h di vapore con salto termico di circa 50 °C (da 100 °C a circa 50-70 °C).



Figura 7. Steam Drum

Il gassificatore è dotato dei seguenti sistemi ausiliari:

- sistema di produzione e adduzione aria processo;
- sistema di produzione e adduzione vapore;

- sistema di stoccaggio e adduzione azoto.

Gli agenti gassificanti necessari al funzionamento del gassificatore sono aria processo e vapore, generati rispettivamente da una soffiante con una portata massima di 1100 m³/h e da due caldaie in grado di produrre una portata pari a 250 kg/h ognuna, ad una pressione di 4 bar.

Considerato che la pressione massima di esercizio del gassificatore è pari a 0,5 barg, lungo la linea vapore, a monte del gassificatore, è presente una valvola di laminazione che consente di ridurre la pressione fino al valore desiderato.

1.2 *Sistema di clean-up e trattamento dei reflui*

Il sistema di clean-up è principalmente costituito da uno scrubber, visibile in figura 8, ha lo scopo di effettuare un lavaggio del syngas tramite un flusso d'acqua equi corrente immesso mediante tre ugelli conici. Gli ugelli sono di tipo a cono pieno e sono stati posizionati su tre rampe sovrapposte. Lo scrubber svolge anche la funzione di guardia idraulica anti ritorno di fiamma. Il syngas in uscita attraversa un demister costituito da 8 dischi forati sovrapposti al fine di eliminare l'acqua eventualmente trascinata. Il TAR separato dal syngas confluisce nella parte conica inferiore dello scrubber; da dove viene rimosso mediante una pompa monovite. Il volume di acqua contenuto nello scrubber è di 6 m³; che unito a quello del contenitore di accumulo (successivamente descritto), 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. La vasca di accumulo ha un volume di 6 m³ ed è collegata allo scrubber mediante una tubazione; internamente è divisa da due setti che fungono da barriere per il trattenimento dell'eventuale frazione saturante o di quella sedimentabile. La vasca di accumulo ha nella parte bassa una valvola per lo scarico dei sedimenti, inoltre è dotata di una presa di reintegro dell'acqua evaporata durante il lavaggio del syngas e dell'acqua scaricata come refluo, tale refluo viene poi inviato ad un sistema di trattamento reflui. L'acqua proveniente dalla vasca di accumulo viene rilanciata agli ugelli di lavaggio tramite delle pompe. A monte delle pompe si trova un sistema di filtri che ha il compito di proteggere le pompe stesse. Si riportano di seguito due immagini: una relativa allo scrubber e una relativa all'insieme della vasca di accumulo e del sistema di rilancio acqua.



Figura 8. Scrubber

Il sistema di clean-up durante le ultime due annualità è stato profondamente modificato per il raggiungimento dei seguenti tre obiettivi:

- Concentrare i Tar presenti nell'acqua di lavaggio direttamente nel clean-up stesso in maniera tale da inviare al trattamento dei sottoprodotti solo i tar concentrati e così diminuire il volume dei reflui trattati con evidenti benefici sotto l'aspetto economico
- Dividere i tar presenti nell'acqua di lavaggio in: tar pesanti concentrati e tar leggeri tramite il controllo del PH e l'inserimento di un disoleatore nel sistema di clean-up
- Pulire meglio il syngas tramite l'inserimento di un filtro a cippato.

Per raggiungere i primi due obiettivi è stato inserito un disoleatore ed è stato modificato il circuito idraulico del clean-up, riportiamo nella seguente figura lo schema:

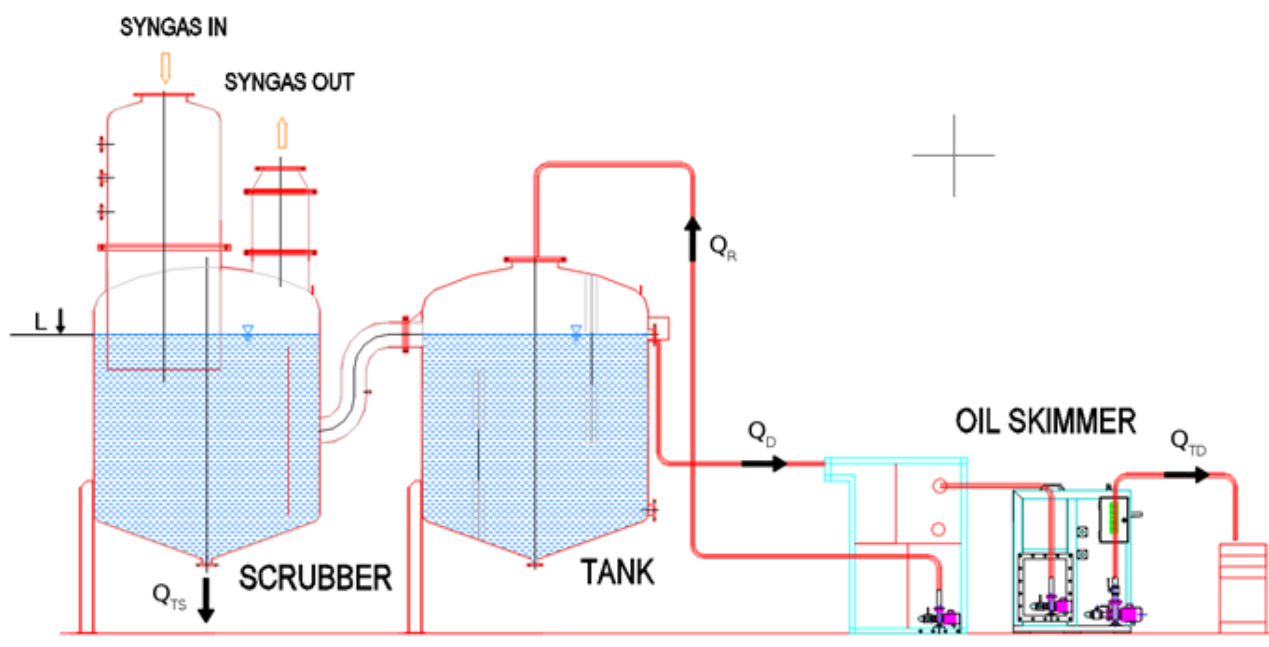


Figura 9. Schema del sistema del clean-up+disoleatore

Dallo schema in figura 9 si può dedurre il funzionamento del sistema clean-up-disoleatore: l'acqua dopo aver lavato in equi corrente il syngas assorbe i tar e le polveri e si deposita sul pelo libero dello scrubber. Gli olii del Tar si dividono nel liquido in due parti gli olii pesanti sul fondo dello scrubber, gli olii più leggeri nel tank dove grazie ad un sistema di ricircolo della soluzione acqua-tar vengono in parte concentrati e separati nel disoleatore.

Al fine di raggiungere il terzo obiettivo è stato aggiunto un filtro a cippato prima del motore al fine di effettuare l'ultima pulizia prima del motore.

1.3 *Sistema di regolazione e controllo dell'impianto*

L'impianto è dotato di una serie di strumenti che consentono di monitorare, in modo continuo, i principali parametri del processo: pressioni, portate e temperature degli agenti gassificanti e del syngas prodotto, nonché i profili termici all'interno del reattore. Tali valori vengono monitorati tramite un sistema di regolazione e controllo (SRC) che li acquisisce attraverso un segnale di tipo elettrico (4-20 mA) e li registra tenendoli in memoria. Sulla base di tali parametri l'operatore per via manuale o in automatico (tramite sequenze già impostate) è in grado di intervenire sull'impianto al fine di modificarli. In particolare, il sistema di regolazione e controllo permette di azionare e movimentare: valvole pneumatiche di regolazione e ON-OFF, pistoni pneumatici e oleodinamici, compressori, pompe, motori, inverter. Attraverso tali operazioni l'operatore può regolare e controllare tutti i parametri dell'impianto durante il suo funzionamento.

1.4 *Sistema di campionamento e analisi*

A supporto delle sperimentazioni, l'impianto è dotato di una serie di strumenti che consentono di monitorare, in modo continuo, i principali parametri del processo: pressioni, portate e temperature degli agenti gassificanti e del syngas prodotto, nonché i profili termici all'interno del reattore.

Composizione del gas

La composizione del syngas è misurata principalmente mediante due differenti sistemi:

- un gas cromatografo portatile (Agilent 3000);
- un sistema di analisi in tempo reale (Armadio ABB).

Il gas cromatografo portatile Agilent 3000 viene collegato di volta in volta ai vari punti di campionamento posti a monte e a valle di ciascuna delle sezioni principali dell'impianto. In particolare, il gas cromatografo fornisce una misura, ogni tre minuti circa, della composizione del syngas nelle specie CO₂, H₂, O₂, CO, CH₄, N₂, H₂S, COS, C₂H₆ e C₃H₈.

Infine, il sistema di analisi del gas in tempo reale è costituito da un armadio ABB contenente i seguenti analizzatori gas:

- misura delle concentrazioni di CO, CO₂ e CH₄ tramite modulo URAS26 di tipo IR (raggi infrarossi), con i seguenti campi di misura:
 - CO₂: 0-25% in volume;
 - CH₄: 0-5% in volume;
 - CO: 0-30% in volume;
- misura della concentrazione di H₂ tramite modulo CALDOS 25 di tipo a conducibilità termica, con campo di misura tra lo 0 e il 100% in volume;
- misura della concentrazione di O₂ tramite modulo Magnos 206 di tipo paramagnetico, con campo di misura tra lo 0 e il 25% in volume;
- misura della concentrazione di H₂S tramite modulo Limas 11 di tipo a raggi ultravioletti, con campo di misura tra lo 0 e il 2% in volume.

2 Attività sperimentali

L'obiettivo dell'attività sperimentale è dato dalla valutazione del funzionamento dell'impianto e dall'analisi delle prestazioni di gassificazione. Inoltre, lo scopo finale è quello di fornire dati utili per migliorare l'efficienza del sistema e per rendere la generazione di elettricità idonea per mezzo di un motore a combustione interna alimentato da syngas pulito.

Le procedure operative includono le seguenti fasi principali:

- test e avvio dei sistemi ausiliari;
- avvio dell'impianto;
- fase operativa;
- shut-down dell'impianto.

La fase di accensione inizia tramite sei irradiatoria a infrarossi in ceramica che riscaldano direttamente lo strato di carbone fino alla combustione. Un sistema di regolazione automatica porta la temperatura all'uscita della camera di combustione al valore nominale di 750-800 °C. Gli irradiatoria mantengono la temperatura per circa dieci minuti, riscaldando il letto del combustibile; in seguito un flusso d'aria di 100 kg/h inizia la reazione di combustione. Nel frattempo, il flusso d'aria attraverso gli irradiatoria viene interrotto, i riscaldatori ceramici spenti. Successivamente un flusso d'aria a partire da circa 400-500 kg/h viene alimentato sul fondo della griglia. Riportiamo ora di seguito i risultati sperimentali dei test utilizzati per poter effettuare l'analisi economica sulla fattibilità dell'impianto dimostrativo Sotacarbo.

Tabella 2. Caratterizzazione dei combustibili fatta nei laboratori Sotacarbo

Combustibile	10% carbone -90% cippato di legno	10% carbone-90% cippato di legno	10% carbone-90% cippato di legno	10% carbone-90% cippato di legno
Classificazione	<i>Sub-bituminoso - Cipresso</i>	<i>Sub-bituminoso - Pino</i>	<i>Sub-bituminoso - eucalipto</i>	<i>Sub-bituminoso – eucalipto</i>
Origine	<i>Colombia-Sardinia(Italy)</i>	<i>Colombia-Sardinia(Italy)</i>	<i>Colombia-Sardinia(Italy)</i>	<i>Colombia-Sardinia(Italy)</i>
Bulk densità (kg/dm³)				
Densità	0.27	0.32	0.26	0.26
Analisi termica (% wt)				
Umidità	14.68	26,86	27,08	27,08
Volatili	62.70	55,62	54,03	54,03
Ceneri	3.98	2.24	3.51	3.51
Analisi elementare (% wt)				
Carbonio totale	55.30	54.33	51.47	51.47
Idrogeno	5.84	5.88	5.80	5.80
Azoto	0.83	0.59	0.49	0.49
Zolfo	0.11	0.12	0.10	0.10
Analisi calorimetrica (MJ/kg)				
Potere calorifico inferiore	17.93	17.12	14.69	14.69

Nella tabella 2, sono riportati i dati relativi alle analisi condotte nei laboratori Sotacarbo sui combustibili alimentati al gassificatore Dimostrativo durante i test sperimentali tra le tipologie di combustibile riportiamo: cippato di legno, carbone colombiano, miscele di carbone colombiano e cippato di legno.

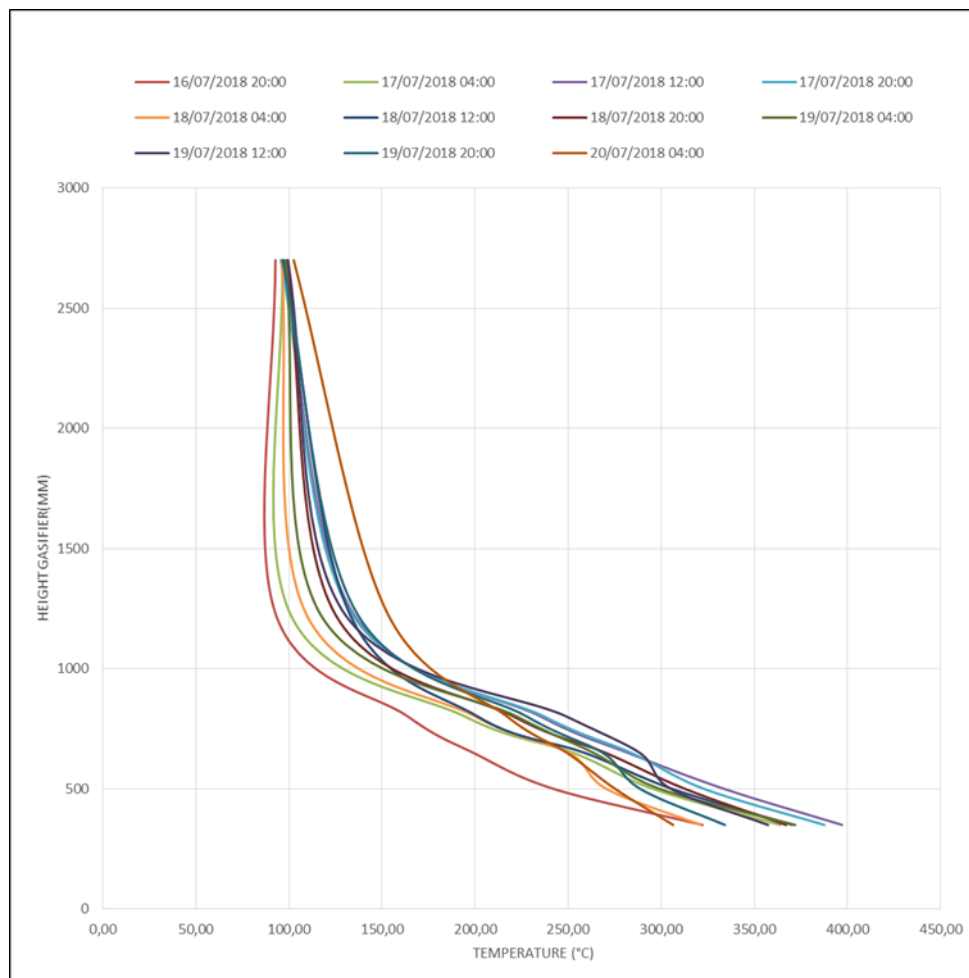


Fig.10: Profilo di temperature interne al gassificatore rispetto all'altezza (mm)

In Figura 10 è riportato il profilo di temperatura interno al gassificatore, esso ha una buona stabilità durante tutte le prove sperimentali. Il profilo della temperatura mostra la tendenza caratteristica di un gassificatore up-draft con la temperatura massima nella zona di combustione.

Nella tabella 3 sono riportati i principali parametri di processo per tre differenti tipologie di test sperimentali:

Tabella 3. Parametri di gassificazione per differenti test sperimentali.

Combustibile alimentato	10% carbone cippato di legno	-90%	10% carbone cippato di legno	carbone-90%	10% carbone-90% cippato di legno
<i>Portata di combustibile (kg/h)</i>	214		250		280
<i>Protata di aria (kg/h)</i>	602		620		617
<i>Vapore(kg/h)</i>	-		-		-
<i>Syngas composizione (frazione molare su base secca)</i>					
CO	0.249		0.268		0.276
CO ₂	0.068		0.078		0.062
H ₂	0.114		0.134		0.122
CH ₄	0.015		0.019		0.017
H ₂ S	-		0,008		0.008
N ₂	0.554		0.487		0.510
O ₂	0.003		0.004		0.005
<i>Proprietà syngas</i>					
Potere calorifico inferiore (MJ/kg)	4,213		4,88		4,72
Tar(kg/h)	46,34		95,67		140,67
Portata di syngas (kg/h)	767		770		750
Efficienza di gas freddo (CGE)	0.83		0.88		0.86
Ceneri scaricate(kg/h)	2,33		4,33		6,53

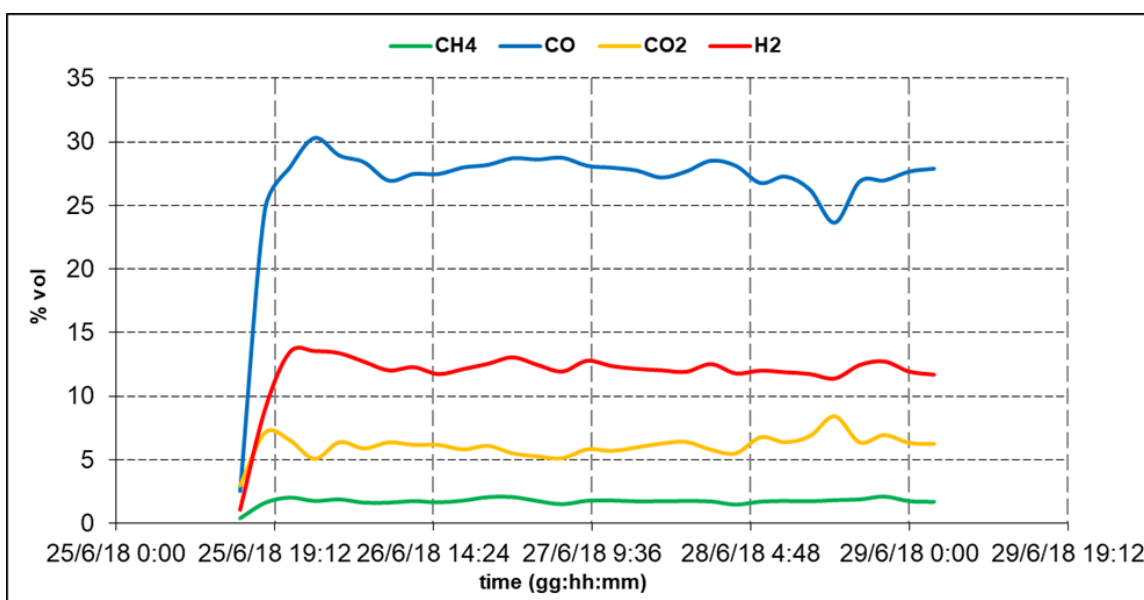


Fig. 11: andamento dei principali componenti del syngas durante un test

Tra i diversi parametri di processo ricopre particolare importanza, l'efficienza del gas freddo, η , essa è stata calcolata come:

$$\eta = \frac{LHV_{SNG} \times G_{SNG}}{LHV_{coal} \times G_{coal}}$$

dove G_{SNG} e LHV_{SNG} sono la portata massica [kg/s] ed il potere calorifico inferiore [MJ/kg] di syngas, rispettivamente, G_{coal} e LHV_{coal} sono le stesse quantità riferite al combustibile.

In figura 11 sono invece riportati gli andamenti nel tempo delle concentrazioni dei principali componenti del syngas: metano, monossido di carbonio, anidride carbonica, idrogeno; essi hanno un andamento stazionario durante tutto il test sperimentale.

3 Analisi economica

Il presente lavoro riporta una analisi economica preliminare di un impianto di gassificazione alimentato a biomassa con produzione di energia elettrica mediante un motore a combustione interna da 500 kWe. Lo studio economico condotto, consente di valutare la redditività dell'impianto e di individuare i parametri che maggiormente incidono sul costo complessivo di impianto.

La figura 11 riporta uno schema generale dell'impianto di gassificazione analizzato.

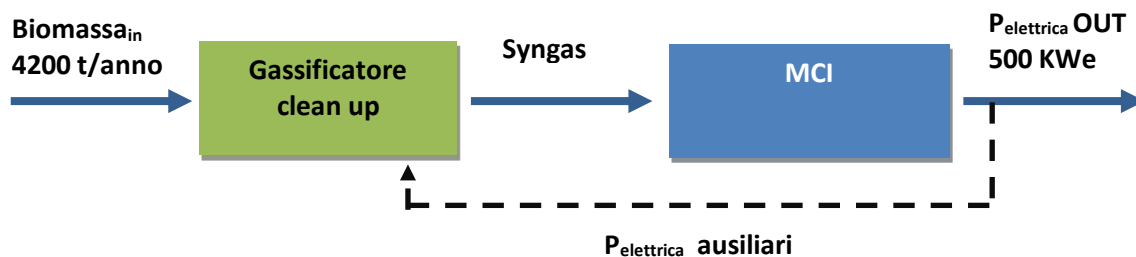


Fig. 11: schema generale usato per la valutazione economica

3.1 *Stima e metodologia dei costi totali di impianto*

La metodologia utilizzata si basa sulla stima dei costi totali di impianto (TPC) che includono il costo base di impianto, ovvero il costo delle apparecchiature, del materiale utilizzato, del lavoro sia diretto che indiretto, del costo di installazione, a cui si aggiunge il costo dell'ingegneria (EPC) e degli altri costi.

Il costo base di impianto, anche definito dall'acronimo inglese BEC (Bare Erected Cost), è composto dai costi di investimento delle singole unità dell'impianto.

Per calcolare il BEC sono stati stimati pertanto i seguenti costi: trattamento delle acque reflue utilizzate per il clean-up, BOP (costo degli ausiliari e di tutti i componenti di supporto all'impianto), lavori civili, MCI (motore a combustione interna), gassificatore.

Nei grafici in figura 12 si riporta la suddivisione in percentuale del costo delle singole sezioni dell'impianto rispetto al costo base dell'impianto. Come si evince dal grafico le componenti che presentano un costo maggiore sono la sezione di gassificazione ed il motore a combustione interna.

Un'ulteriore assunzione per il calcolo del costo totale di impianto è stata l'inserimento della voce imprevisti calcolata come il 5% del BEC.

La voce imprevisti include sia gli imprevisti di processo che di progetto e viene inserita nella stima dei costi totali per includere i costi non conosciuti al momento della progettazione ma che potrebbero essere sostenuti in futuro.

Gli imprevisti legati al processo sono dovuti alla maturità del processo stesso e il loro valore varia dallo 0 % del costo d'impianto per tecnologie diffuse commercialmente al 40 % del costo d'impianto per tecnologie non conosciute. Tale valutazione va quindi fatta per ciascuna sezione dell'impianto.

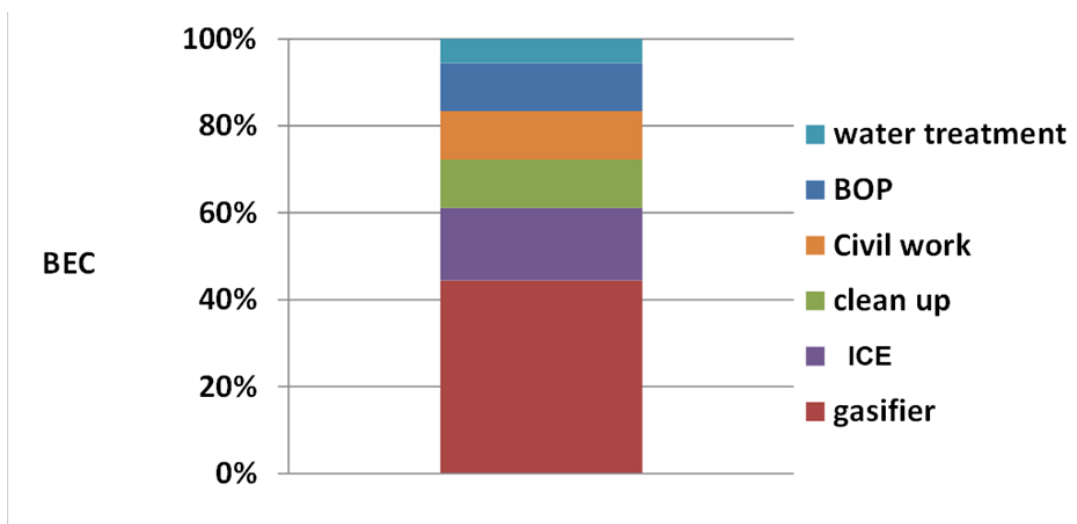


Fig. 12 grafico sulla composizione del costo base di impianto.

Il costo specifico dell'impianto è risultato pari a 4100 €/kWe. La tabella successiva riporta i valori ottenuti per la stima dei costi totali di impianto che sono in linea con quanto riportato in letteratura per impianti simili [5].

Tabella 4. Parametri necessari per il calcolo del BEC.

BEC+EPC	1.8	M€
Imprevisti (5% BEC)	0.1	M€
TPC	2.08	M€

3.2 Valutazione del COE e analisi di sensitività

La valutazione del Costo specifico di produzione dell'elettricità ovvero il COE è stata condotta assumendo mediante la (1).

$$\text{COE}(\text{€} / \text{kWh}_e) = \frac{\text{Capital}_{\text{cost}} + \text{Fixed O \& M}_{\text{cost}} + \text{Variable O \& M}_{\text{cost}} + \text{Personnel}_{\text{cost}} + \text{Tax}}{\text{kWh}_e} \quad (1)$$

Il COE stima il prezzo a cui occorre vendere l'energia generata dall'impianto di gassificazione al suo primo anno di vita per coprire tutti i costi relativi alla costruzione e all'esercizio dell'impianto stesso (oneri finanziari e tasse inclusi).

La valutazione del COE è stata effettuata prendendo a riferimento un investimento che preveda una quota di capitale proprio del 50%. La rimanente quota a debito è stata considerata coperta con un prestito ad un tasso del 7.1 % annuo; la durata del debito è stata assunta pari a 15 anni. Si è ipotizzato inoltre che ai profitti derivanti dall'esercizio degli impianti considerati vengano applicate le imposte pari al 30 %. Il costo di acquisto della biomassa, considerando cippato di legno, è stato assunto pari a 50 €/t.

Per il calcolo dell'ammortamento si è considerato il seguente Capital Recovery Factor (CRF)

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (2)$$

Dove i indica il tasso di interesse e n il periodo di restituzione del prestito

Tabella 5. Parametri necessari per il calcolo del COE (costo dell'elettricità).

Durata del debito	25 anni
Fattore di recupero del capitale (CRF)	7.1%
Fattore di carico	80% (7000 h)
Energia elettrica annuale	3731000 kWh
Costi fissi O&M	1 % TPC
Costi variabili O&M	2 % TPC
Personale	0.19 M€
Tasse	30 % Del margine operativo lordo

Con queste assunzioni si è pervenuti ad un costo specifico del kWh_e pari a 0,14 €/kWh_e, la cui composizione nelle singole voci di costo è riportata in figura 13.

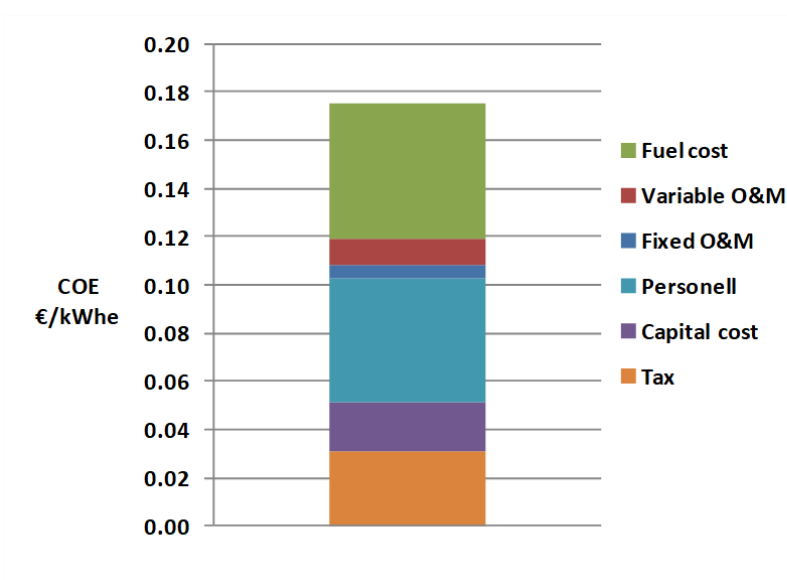


Fig. 13 Composizioni nelle voci di costo del COE

Dal grafico si evince che i parametri che hanno maggiore influenza sul COE sono il costo del combustibile e i costi del personale.

Il valore del COE è fortemente dipendente dalla tipologia di tecnologia, dal fornitore della tecnologia e dalle assunzioni.

Con l'obiettivo di valutare la sensibilità dei risultati ottenuti per lo scenario base al variare dei principali parametri che compongono il costo e verificare quale di questi risulta il più sensibile, si è eseguita un'analisi di sensibilità variando il costo del capitale, il fattore di carico e il costo della biomassa di $\pm 15\%$. I risultati sono mostrati nel grafico in figura 15

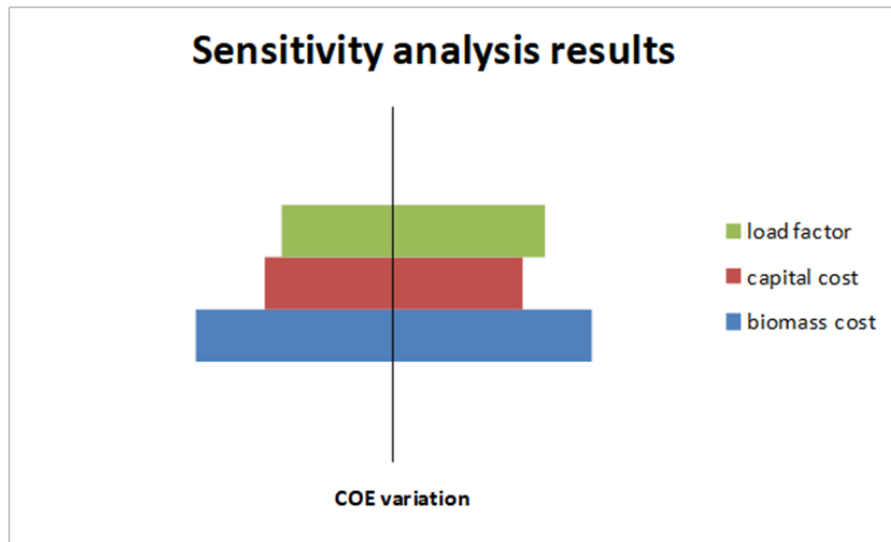


Fig. 15 analisi di sensitività.

3.3 Analisi del Valore Attuale Netto

Lo sviluppo dell'analisi economica finanziaria si basa su assunzioni semplificative e non tiene conto dell'inflazione.

L'analisi economica dell'impianto è stata realizzata mediante la valutazione del VAN (Valore Attuale Netto), definito dalla relazione :

$$VAN = F_0 + \sum_{k=0}^n \left[\frac{FC_k}{(1+i)^k} \right] \quad (3)$$

Dove:

VAN = Valore Attuale Netto (€)

FC_k = B_k-C_k = flusso di cassa nell'anno k-esimo (M€/a)

B_k = ricavi annuali derivanti dall'iniziativa (M€/a)

C_k = Costi annuali derivanti dall'iniziativa (M€/a)

i = tasso di sconto effettivo (%)

n = vita dell'investimento (anni)

F₀ = investimento iniziale (€) ovvero Costo totale di impianto (TPC)

Con il termine in parentesi quadra si attualizzano i flussi di cassa derivanti dalla realizzazione di una iniziativa, per cui la loro sommatoria costituisce il "vantaggio globale" che si ha durante la vita dell'iniziativa. I valori finanziari che si vanno ad analizzare per stimare la redditività o meno dell'iniziativa sono il TIR (Tasso interno di rendimento), il VAN ed il payback. Il VAN ovvero il Valore Attuale Netto è il valore che assume il flusso di cassa a fine vita dell'impianto, ovviamente l'iniziativa è redditiva se il VAN>0.

Il TIR o tasso interno di rendimento è il valore del tasso di sconto tale che il VAN=0, mentre il payback è il numero di anni necessari a recuperare il capitale iniziale. Generalmente il valore del TIR è il parametro di interesse per la finanziabilità o meno dell'iniziativa imprenditoriale.

Le principali assunzioni economiche finanziarie della presente elaborazione sono indicate nella tabella 6 e sono quelle tipicamente utilizzate per studi simili applicati alla valutazione della redditività di impianti di generazione di energia elettrica.

Tabella 6. Assunzioni per la valutazione del VAN

<i>Assunzioni</i>	<i>Valori</i>
Periodo di costruzione	3 anni
anno 1	10%
anno 2	60%
anno 3	30%
Rapporto capitale prestito/ capitale proprio	50:50
Fattore di carico	80% (7000 h)
Tempo di vita dell'impianto	25 anni
Prezzo di cessione energia elettrica	0.28 €/kWh _e

I costi di investimento (TPC), nel loro complesso, sono stati distribuiti nel corso del periodo di costruzione dell'impianto nella seguente modalità:

- 10 % primo anno di costruzione
- 60 % secondo anno di costruzione
- 30 % terzo anno di costruzione

Un'ulteriore assunzione è il rapporto tra capitale di debito e capitale proprio assunto pari al **50:50**.

L'energia prodotta dall'impianto viene ceduta al GSE al prezzo di 0,28 €/kWh_e definito dalla tariffa omnicomprensiva, valida per gli impianti alimentati a biomasse e biogas agricoli fino a 500 kW_e di potenza¹.

L'andamento del valore attuale netto è stato calcolato sul periodo di venticinque anni per tre differenti costi della biomassa e per un prezzo di valorizzazione della biomassa pari a 30€. In quest'ultimo caso si comprende l'ipotesi di smaltire scarti agro industriali evitando il costo di smaltimento. I risultati indicati in tabella riportano la remunerazione del capitale totale (TIR), il Van a 25 anni e il tempo di ritorno dell'investimento. Il grafico in Figura 16 riporta il VAN in funzione del tempo.

Tabella 7. Risultati dell'analisi finanziaria

	<i>Costo acquisto biomassa</i>	<i>Costo acquisto biomassa</i>	<i>Costo acquisto biomassa</i>	<i>Prezzo biomassa</i>
	50 €/t	30 €/t	0 €/t	30 €/t
VAN (25 a)	1.73 M€	2.62 M€	3.9	8.55
TIR (%)	13.5	17	23	50
Tempo di ritorno	9 anni	7 anni	5 anni	2 anni

¹ DM 23/6/2016

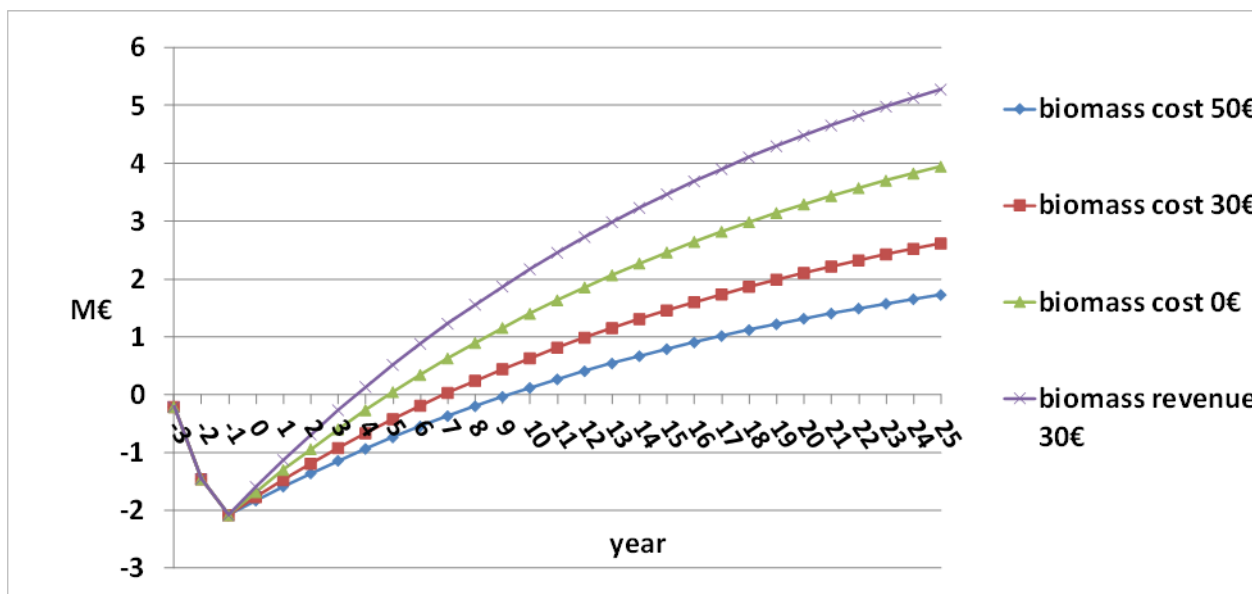


Fig. 16 andamento del VAN per quattro differenti costi della biomassa

4 Conclusioni

Questo lavoro riporta i risultati di un'analisi economica preliminare dell'impianto di gassificazione e i risultati delle attività sperimentali condotta sull'impianto dimostrativo utilizzando come alimentazione cippato di legno.

L'obiettivo dichiarato è quello di testare il funzionamento di un impianto di gassificazione di scala pari a 0,5-1MWe, alimentato da residui agricoli, collegato alla rete per la produzione di energia elettrica. Questo impianto completo (FOAK) potrebbe da un lato essere replicato in una filiera commerciale con l'ausilio di brevetti, dall'altro potrebbe essere messo a disposizione come piattaforma di ricerca aperta a futuri progetti e programmi nel campo della gassificazione delle biomasse finalizzato alla produzione di energia.

Il risultato raggiunto è stato quello di testare il comportamento dell'impianto e di valutare le prestazioni dell'impianto di gassificazione. In particolare, come esempio di valutazione è stata utilizzata una miscela di cippato di legno locale e residui agricoli come alimentazione al gassificatore.

L'analisi economica condotta indica un'alta incidenza del costo del gassificatore sul costo totale di impianto. I risultati relativi alla valutazione del costo specifico dell'energia elettrica (COE), pari a 0,14 €/kWh, mostrano che il costo del combustibile incide in maniera preponderante sulla fattibilità economica di tali impianti. Infine l'analisi del flusso di cassa condotta con differenti valori del costo della biomassa ha consentito di ottenere una prima stima del valore del tempo di ritorno dell'investimento e della sua redditività.

Un altro parametro che incide in maniera preponderante sulla sostenibilità economica è lo smaltimento dei sottoprodotti derivanti dall'abbattimento dei Tar al fine di risolvere tale problema è stato modificato il sistema di clean-up con lo scopo di diminuire il volume dei liquidi prodotti dal lavaggio del syngas. Tale attività descritta nel report "Attività di modifica e sperimentazione sugli impianti di gassificazione" ha mostrato ottimi risultati. In futuro si pensa di portare avanti una soluzione ancora più efficace ed ottimale dal punto di vista economico costituita dalla progettazione e l'implementazione di combustore per valorizzare dal punto di vista energetico il syngas prodotto dal gassificatore. Questo progetto è allo studio dei tecnici Sotacarbo e l'ENEA affinché il combustore sia ad elevata efficienza per bruciare il syngas e valorizzare energeticamente il Tar prodotto, riducendo così drasticamente i costi di smaltimento dei rifiuti prodotti dal sistema di pulizia.

5 Riferimenti bibliografici

- [1] Gabriele Cali, Paolo Deiana, Claudia Bassano, Enrico Maggio “Experimental activities on Sotacarbo 5 MWth gasification demonstration plant” Fuel 2017 (2017) 671–679
- [2] P. Deiana, G. Cali, E. Maggio, C. Bassano, “First results of experimental activities on 5 MWth Sotacarbo Gasification demonstrative plant” CCT 2015.
- [3] Amorino et al., “Sotacarbo R&D project for hydrogen and clean fuels production from coal gasification and CO2 removal”, CCT 2005, 10-12 May 2005, Castiadas, Sardinia, Italy.
- [4] Amorino et al., “Clean and Economical Gasification of Combined Coal and Biomass Pelletized Fuels By Industries Worldwide”, Third International Conference on Clean Coal Technologies for our Future, 15 - 17 May 2007, Cagliari, Sardinia, Italy.
- [5] IRENA (2018), Renewable Power Generation Costs in 2017 , International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi