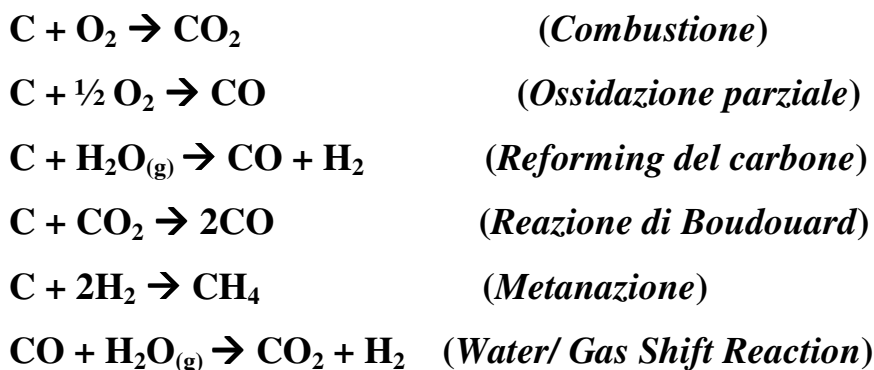


Il processo di gassificazione

La **gassificazione** può essere definita come la conversione termochimica di un combustibile solido o liquido in un gas, attuata mediante la presenza di un agente gassificante ed altri reagenti (aria/ossigeno e/o acqua/vapore) conducendo ad una sua parziale combustione. Il processo nel complesso è formato concettualmente da tre fasi: una prima fortemente esotermica di **combustione**, una seconda di **pirolisi** ed infine la conversione del carbonio in gas (CO, H₂, CH₄; gassificazione propriamente detta).

Si denomina **Pirolisi** la decomposizione per via termica di un combustibile in assenza di apporto di ossigeno (tranne quello eventualmente già presente nel combustibile), con la finalità di produrre idrocarburi solidi (“Char”), liquidi o gassosi. A seconda soprattutto della rapidità del processo è possibile spostare il risultato della reazione verso le frazioni più leggere (liquidi e gas; pirolisi veloce) o pesanti (char e liquidi: pirolisi lenta).

Le principali reazioni che avvengono durante la gassificazione sono:



Uno schema indicativo di un generico gassificatore é rappresentato in Figura 1:

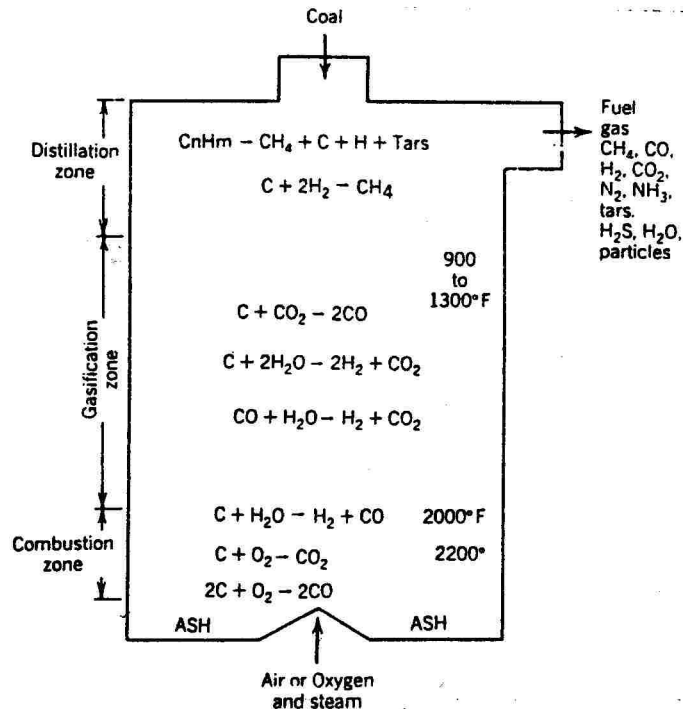


Figura 1- Schema generale di un gassificatore (es. per carbone)

Il prodotto ottenuto dipende dal tipo di agente utilizzato:

- L'uso di **aria** produce un gas a basso potere calorifico (HCI = 5,5 – 7,5 MJ/Nm³) che può essere utilizzato in caldaie o motori
- Sostituendo l'aria con **ossigeno** si ottiene invece una miscela a base di CO e H₂, indicata con il termine **Syngas**, che può essere usata come combustibile (HCI ≈ 11 MJ/Nm³) o come base per la produzione di prodotti chimici
- La gassificazione diretta con **vapore**, generalmente indicata in breve come **Reforming**, produce un gas ricco di H₂ ed è un processo fortemente endotermico

La gassificazione si differenzia dalla combustione diretta per il minor rapporto aria/combustibile (sottostechiometrico) che impedisce una ossidazione completa del combustibile.

I principi della gassificazione sono noti fin dalla fine del XVIII secolo e le prime applicazioni commerciali di cui si ha notizia risalgono al 1830. Fino al 1950 circa, la gassificazione é stata sempre effettuata in condizioni di pressione atmosferica: ciò ne limita le potenzialità, in quanto l'equipaggiamento é ingombrante e non é possibile alimentare i moderni impianti con turbina a gas (a meno di impegnarsi nella costosa operazione di compressione del syngas caldo).

Soltanto dopo il 1950 si é avuta a disposizione la tecnologia per la gassificazione in condizioni pressurizzate, con un notevole potenziale per lo sviluppo di unità compatte ed adatte all'alimentazione di turbine a gas. L'applicazione al **carbone** si é dimostrata però – fino ad oggi – scarsamente competitiva in senso economico rispetto allo sviluppo dei grandi impianti convenzionali (cicli a vapore a forte pressurizzazione rigenerati, anche ipercritici, con bruciatori di polverino di carbone); ciononostante, le potenzialità della gassificazione del carbone dal punto di vista del contenimento degli effetti negativi ambientali tipici di questa fonte energetica sono estremamente attraenti. Tra gli impianti più interessanti é quello di Buggenum (NL; NUON; gassificatore SHELL), finalizzato non solo alla produzione di syngas ma – recentemente, con integrazione carbone/biomassa - anche a quella di altri prodotti (idrocarburi liquidi, con processo SASOL Fischers/Tropsch).

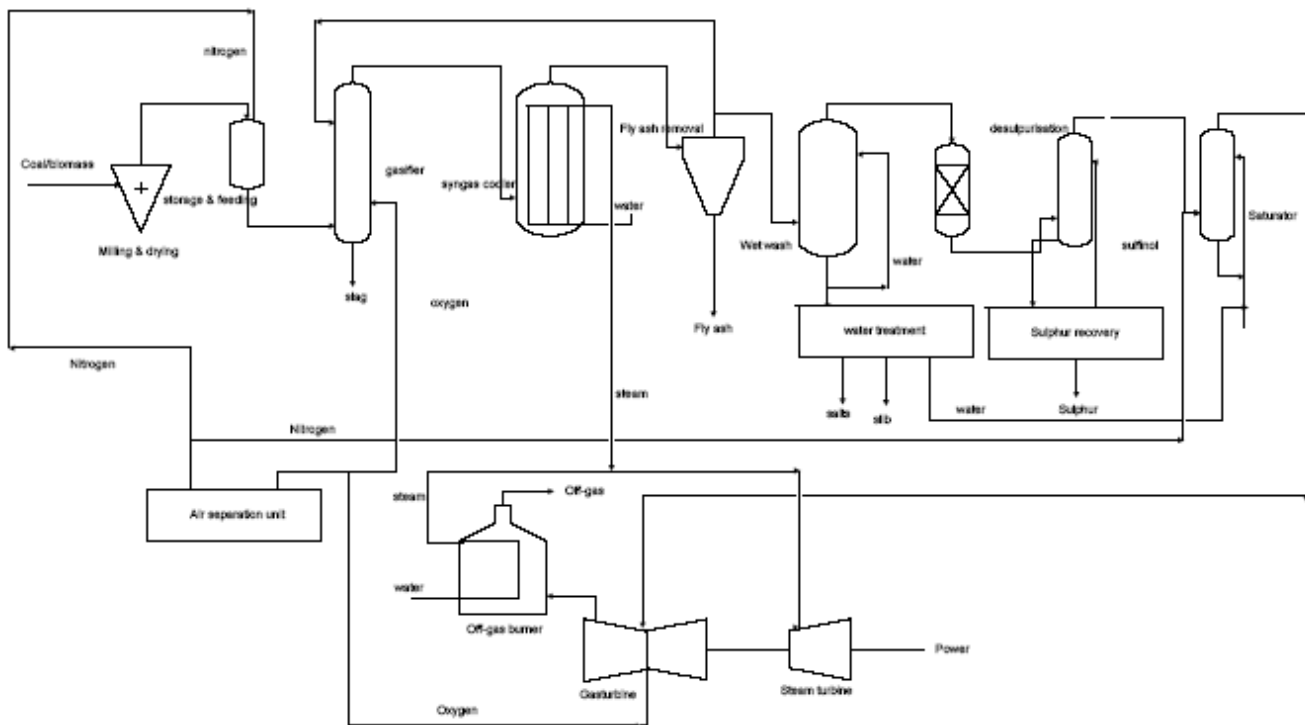


Figura 2 – Schema dell’impianto di gassificazione di carbone di Buggenum (2000 ton/giorno di carbone; 250 MWe; 4Mm³/giorno di syngas)

The internationally traded coal comes from the harbour facilities and is dried and pulverised. The pulverised coal is pressurised by nitrogen and then fed to the Shell oxygen fed slagging gasifier, where it is gasified to produce syngas. The syngas mainly consists of carbon monoxide (60 vol%) and hydrogen (30 vol%). The remaining 10 vol% consists of methane, steam, carbon dioxide and contaminants like nitrogen, sulphur and chlorine compounds. The ash present in the coal is coming out of the gasifier as slag, which is sold together with the produced fly ash to the construction industry. The gasifier is operated at a temperature of 1500 °C and a pressure of 25 bara. The hot syngas coming from the reactor is first cooled for the down-stream cleaning units. The heat produced is used to generate steam, which is again used for electricity production. The syngas is then cleaned step by step. In the first stage the fly ash and soot are removed, followed by a wet wash to clean the syngas from water soluble components like chlorine and fluorine components. Subsequently 99% of the sulphur present in the syngas is removed using the sulfinol process. The cleaned syngas is then diluted with nitrogen and steam to come to the specifications for the gas turbine. In the gas turbine the syngas is combusted and converted into electric power.

Alcuni grandi impianti di gassificazione di carbone sono localizzati negli Stati Uniti; tra questi, l'impianto di Wabash River (Gassificatore DOW Syngas; 1995; 262 MWe); quello di Great Plains (Dakota Gas; Gassificatore Lurgi; 1988; con produzione di syngas che viene distribuito in rete e di una serie di prodotti, da quelli petroliferi ai fertilizzanti) e quello di Polk (gassificatore TEXACO; 250 MWe), del quale si allega uno schema.

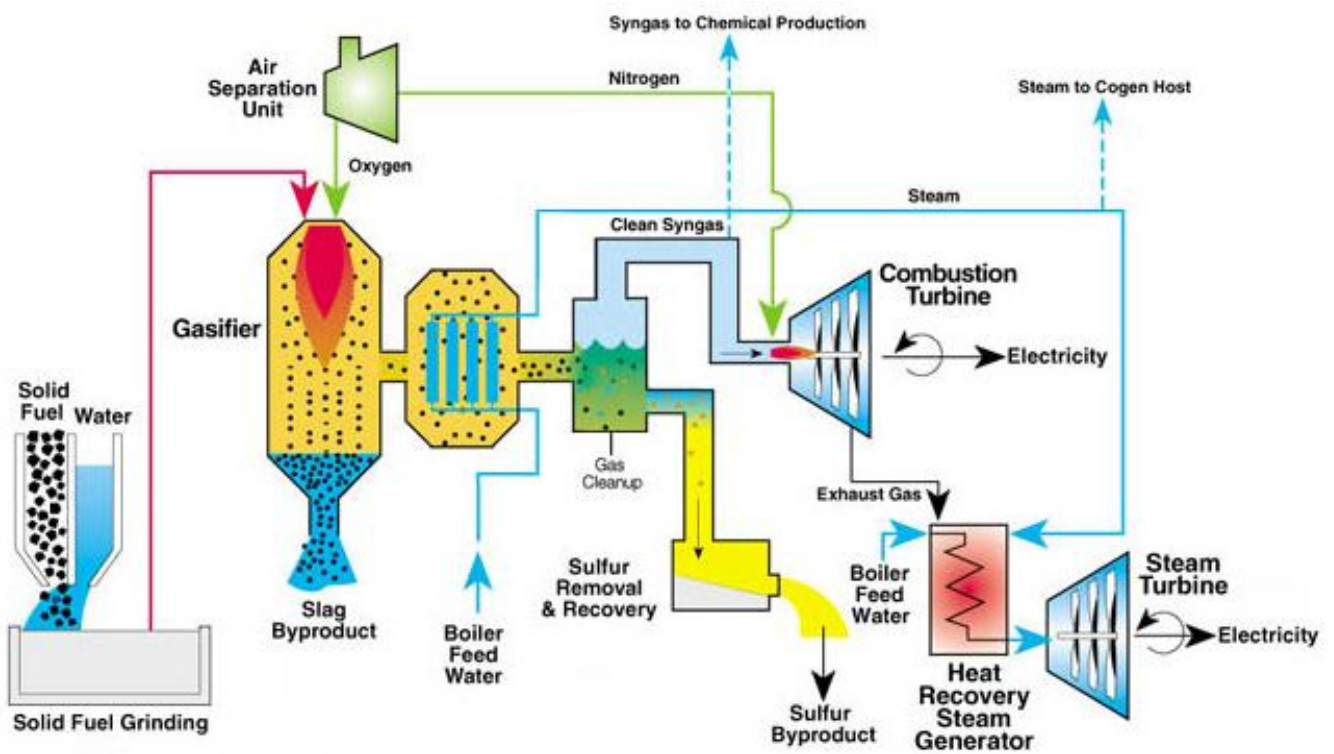


Figura 3 – Schema dell'impianto IGCC di Polk (Gassificatore Texaco/GE; TAMPA Electric; 250 MWe)

Un grande impegno recente (FUTUREGEN, 2003) degli Stati Uniti é quello di sperimentare su taglia elevata (oltre 275 MWe) la rimozione della CO₂ applicata alla gassificazione di carbone, con un progetto finanziato dal DOE per oltre 1 Miliardo di \$.

Un'altra realizzazione importante é quella di Puertollano (SP; ElcoGas), che utilizza un gassificatore del tipo PRENFLO su carbone e coke di petrolio (considerata l'effettiva convenienza di introdurre la gassificazione nel settore petrolchimico).

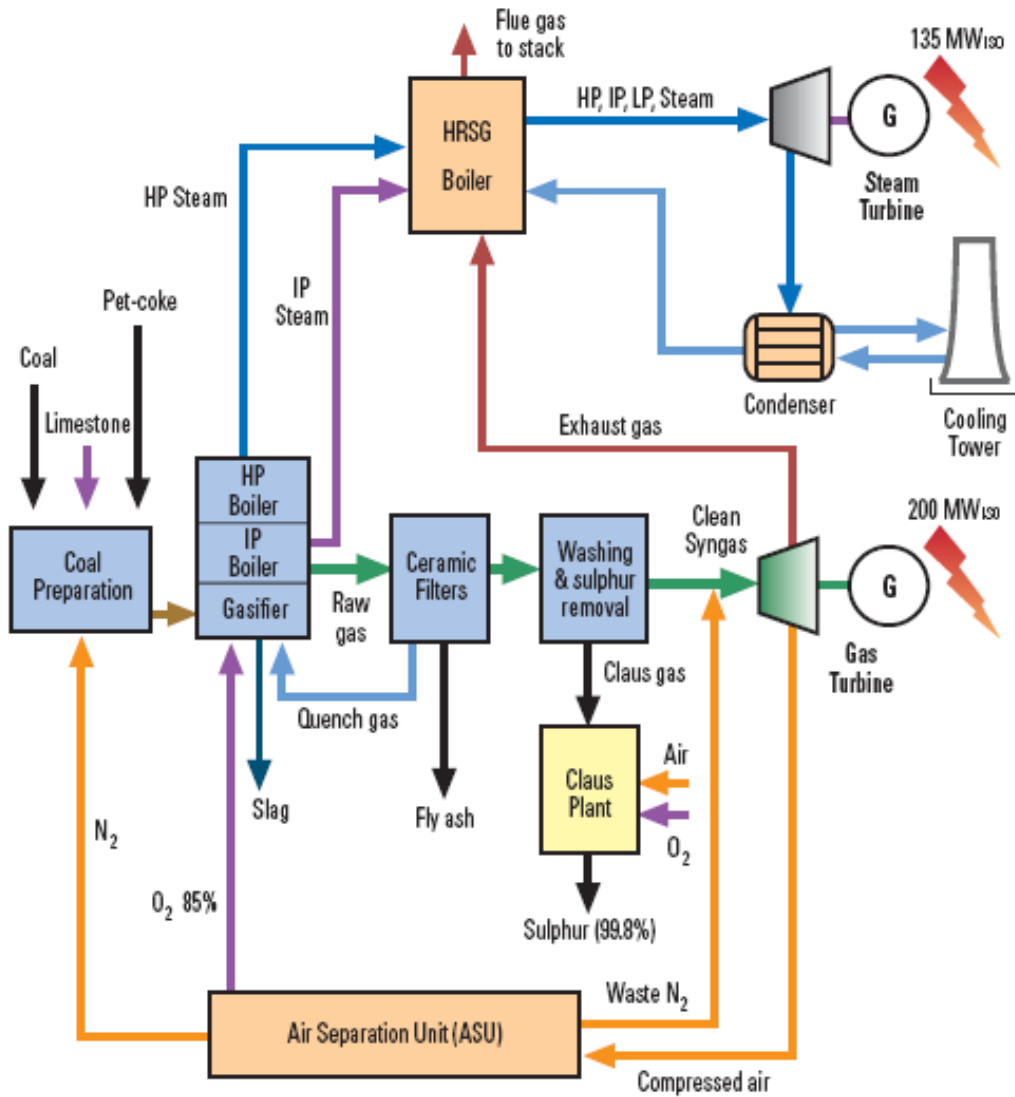


Figura 4 – Schema dell'impianto IGCC di Puertollano (ELCOGAS); 335 MWe.

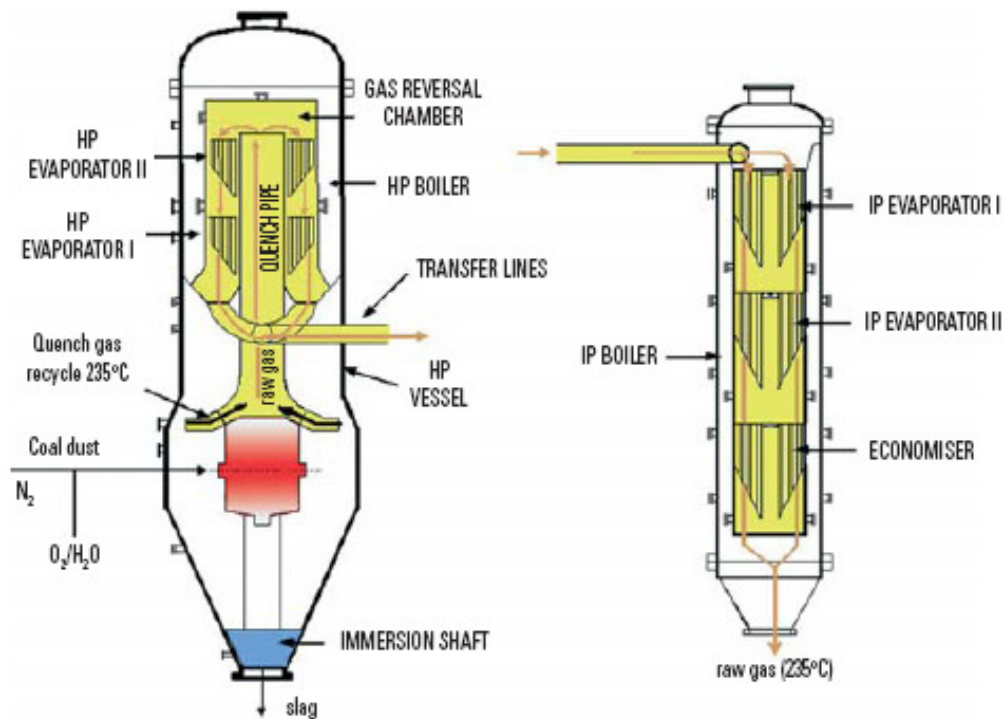


Figura 5 – Gassificatore PRENFLO e generatore di vapore convettivo dell’impianto di Puertollano

La gassificazione ha trovato maggiore successo nel **settore petrolchimico**, dove viene utilizzata su **residui pesanti** del processo di distillazione (solidi e liquidi), che sarebbero di difficile smaltimento (se il ciclo produttivo non prevede la produzione di asfalti o di oli lubrificanti). Realizzazioni significative sono quelle della SARLUX in Sardegna (550 MWe con gassificatore Texaco operante su residui pesanti di raffineria; turbogas GE; 2001); di NEGISHI in Giappone (342 MWe; gassificatore MITSUBISHI su asfalti pesanti residuo di raffineria; 2003); della raffineria ISAB di Siracusa (oltre 500 MWe; gassificatore Texaco, turbogas Siemens); della raffineria API di Falconara (220MWe; gassificatore Texaco; turbogas ABB).



Figura 6 – Impianto di gassificazione di asfalti residui di raffineria, NEGISHI, Giappone (2003)

L'applicazione alla **biomassa** ha fatto la sua comparsa durante la seconda guerra mondiale a causa della scarsità dei combustibili fossili e l'interesse che ha suscitato negli anni successivi è stato soggetto ad alti e bassi legati all'andamento del prezzo del petrolio. L'applicazione in impianti ad alta efficienza e basso impatto ambientale presenta ancora notevoli difficoltà pratiche dovute a:

1. Scelta del tipo di biomassa da utilizzare
2. Difficile controllo della dinamica della reazione all'interno del gassificatore
3. Presenza di contaminanti, fra cui idrocarburi a catena lunga (*tar*) che possono condensare quando il gas viene raffreddato, causando notevoli danni alle parti meccaniche degli impianti

In ogni caso la taglia degli impianti é molto più limitata rispetto al caso del carbone o dei residui petroliferi. Una tabella aggiornata al 2001 é la seguente:

An overview on the status of IGCC plants (September 2001) is given below

Location	Technology	Capacity	Status
Värnamo, Sweden	pressurized CFB	7 MWe	closed down
Arbre, UK	atmospheric CFB	9 MWe	on hold
Bioelettrica, Italy	atmospheric CFB	11 MWe	engineering
Chianti, Italy	atmospheric CFB	6.7 MWe	discontinuu in operation
Güssing, Austria	internal circulating CFB	3 MWe	operational

Vantaggi offerti dalla gassificazione

1. Minor impatto ambientale rispetto alla combustione diretta del combustibile, con particolare riferimento a combustibili “difficili” come il carbone, le sabbie bituminose, i residui di raffineria, residui di specifici processi industriali,
2. depurazione degli effluenti più semplice, sia per le condizioni pressurizzate (portata di gas da trattare) sia per le condizioni (riducenti e non ossidanti)
3. il gas di sintesi – con eventuale opportuna purificazione - può essere impiegato in modo più efficiente e flessibile rispetto ad un combustibile solido

Caratteristiche del gas di sintesi

La composizione tipica del gas di gassificazione varia a seconda dell'agente gassificante impiegato e del feedstock di origine (carbone, residui, biomassa,...):

	Aria	Ossigeno	Vapore
CO	12-15	30-37	32-41
CO₂	14-17	25-29	17-19
H₂	9-10	30-34	24-26
CH₄	2-4	4-6	12,4
N₂	56-59	2-5	2,5

Tabella Composizione tipica di syngas da biomassa, a seconda dell'agente gassificante.

Oltre a questi composti, il syngas contiene contaminanti; la loro concentrazione deve essere ridotta perché potrebbero danneggiare o influenzare i successivi processi di trattamento o perché l'emissione nell'atmosfera è limitata da normative ambientali. I principali sono:

- Contaminanti gassosi: principalmente COS, H₂S, SO₂, NO_x, HCl ed altri composti clorati
- Composti carboniosi condensabili (tar)
- Metalli pesanti (Mercurio,...)
- Alcali e polveri

Il livello di depurazione che è necessario raggiungere dipende dall'utilizzazione finale a cui il gas è destinato.

Un livello di depurazione non troppo spinto (depolverazione) può essere sufficiente nel caso di un suo utilizzo come gas riducente per processi industriali o come combustibile in forni per la produzione di cemento o laterizi.

Una depurazione maggiore è necessaria nel caso di generazione di energia elettrica con motori volumetrici a combustione interna (depolverazione, desolforazione) o turbine a gas (depolverazione; rimozione specie solforate ed alcaline).

La massima purezza è indispensabile quando il syngas è utilizzato in tutti i processi catalitici che fanno uso di catalizzatori selettivi: produzione di metanolo o di altri idrocarburi combustibili (generalmente indicati col nome di *synfuels*), ammoniaca o H₂ destinato a celle a combustibile.

Tipi di gassificatori disponibili

1. Gassificatori a letto fisso
2. Gassificatori a letto fluido
3. Gassificatori a letto trascinato

Gassificatori a letto fisso

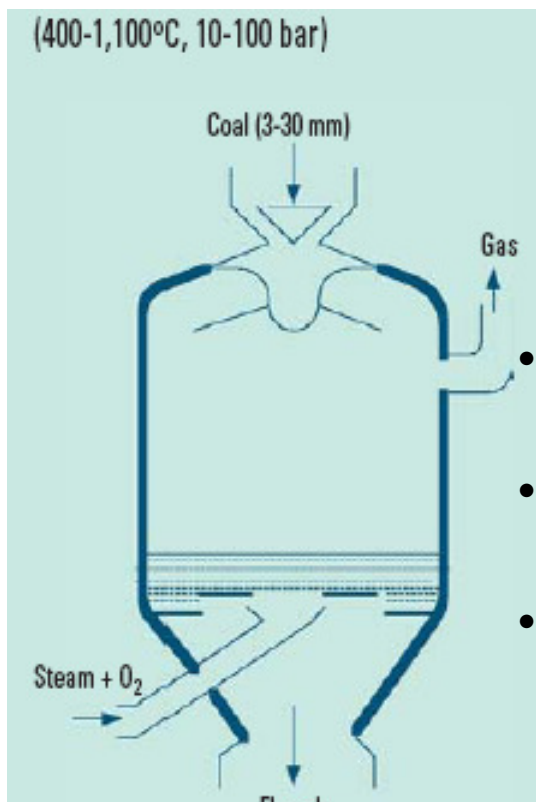


Figura 7 Schema di gassificatore a letto fisso

I gassificatori a letto fisso sono utilizzati generalmente per impianti di media taglia, si adattano bene a combustibili di granulometria varia (da particelle grandi – biomassa – a molto fini) e possono essere:

- *Updraft*, a tiraggio superiore, detti anche controcorrente
- *Downdraft*, a tiraggio inferiore o equicorrente
- *Crossdraft*, a tiraggio incrociato

Il prototipo moderno dei gassificatori a letto fisso é il gassificatore BGL (British-Gas-Lurgi) slagging (a scoria fusa), riportato schematicamente in Figura 8.

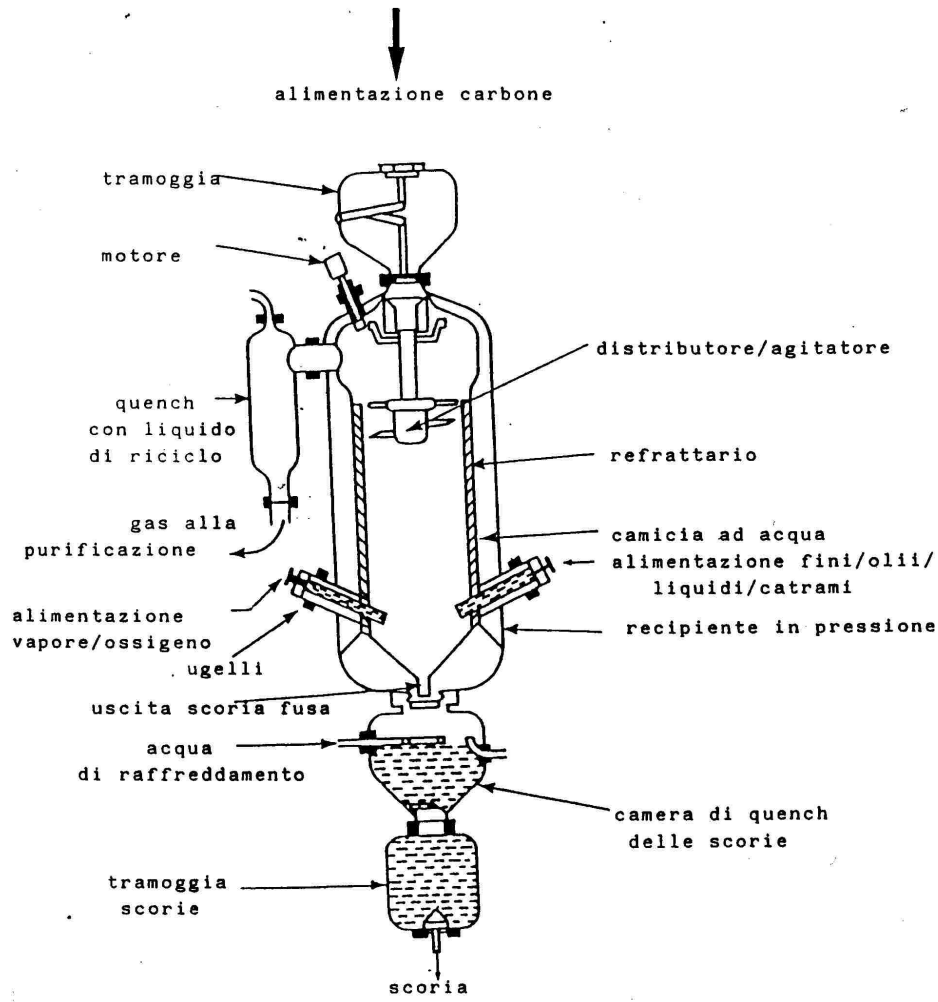


Figura 8 – Schema del gassificatore BGL

Il gassificatore BGL é apprezzato per la separazione delle zone di combustione/pirolisi/gassificazione, che consente volendo di depurare (in molte applicazioni) soltanto il gas prodotto nella parte alta di gassificatore (gassificato a bassa temperatura, e pertanto ricco di catrami etc.); inoltre, per la sua capacità di alimentazione con fini di carbone, che ne consiglia l'uso anche in prossimità della miniera (il trasporto dei fini di carbone rappresenta un problema, che viene di norma risolto installando un impianto di produzione di briquettes).

Un problema evidente comune ai gassificatori a letto fisso é il funzionamento di tipo “batch”, ovvero con alimentazione discontinua del combustibile (ciò richiede speciali doppie valvole di tenuta per mantenere pressurizzato il gassificatore, e ne limita comunque la potenzialità massima).

Tali problemi non sono rilevanti nel caso dell'alimentazione a **biomassa**, dove invece diventa importante il comportamento del gassificatore in termini di produzione di catrami (“Tars”,

idrocarburi condensabili); questi gassificatori sono in genere atmosferici, il che facilita la modalità di alimentazione ma limita considerevolmente la capacità. Nel caso di **gassificatori del tipo updraft** (Figura 9)

l'agente ossidante sale verso l'alto mentre il combustibile scende, permettendo così un

preriscaldamento della biomassa ad opera dei gas caldi prima della fase di pirolisi vera e propria.

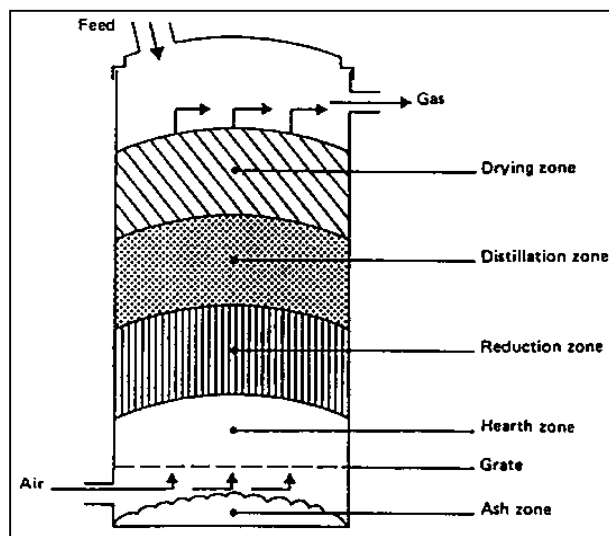


Figura 9 Gassificatore a letto fisso Updraft.

Dopo che è avvenuta la pirolisi, il *char* risultante (un agglomerato di natura complessa, costituito principalmente da carbonio, ceneri, composti sulfurei e idrocarburi volatili) continua la discesa verso il basso per essere gassificato. I vapori di pirolisi contenenti i tar sono trascinati verso l'alto dal gas di sintesi e possono condensare, una volta in contatto con il combustibile solido discendente a bassa temperatura, oppure possono essere trascinati fuori insieme al gas di sintesi. La frazione condensata di tar viene reintrodotta nella zona di reazione, dove subisce il processo di cracking dando luogo a gas combustibile e char.

Il gas prodotto ha un alto potere calorifico dovuto alla presenza dei tar non condensati, ma deve per molti utilizzi essere sottoposto ad un'accurata depurazione. L'efficienza energetica e la semplicità costruttiva sono i principali vantaggi offerti da questi gassificatori.

Nei gassificatori **a letto fisso *downdraft***, combustibile ed ossidante scendono entrambi verso il basso attraversando un letto di solidi a pacco, supportati da una zona dove il diametro del reattore si riduce. Proprio in questa zona, avviene la maggior parte della reazione di gassificazione ed i prodotti vengono intimamente mescolati in regime turbolento e ad alta temperatura.

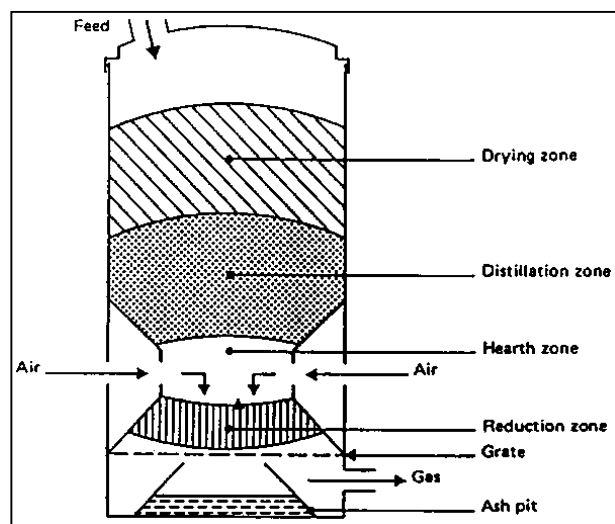


Figura 10 Gassificatore a letto fisso downdraft.

A causa della conformazione geometrica del reattore, si raggiunge un alto tasso di conversione in prodotti leggeri di pirolisi, e quindi una modesta presenza di tar nel gas di sintesi. Per questa caratteristica i gassificatori a letto fisso equicorrente offrono buoni rendimenti se accoppiati a generatori elettrici di piccoli taglia con motori a combustione interna.

Il funzionamento dei gassificatori **a letto fisso crossdraft** è simile a quello degli updraft ma il combustibile si muove verso il basso mentre l'ossidante è immesso trasversalmente.

Il vantaggio di questo modello è che, utilizzando un semplice sistema di trattamento dei gas (ciclone e filtro), può essere sviluppato e gestito in piccola scala, fino a 10kWt.

Un inconveniente invece è la minima capacità di conversione dei tar in idrocarburi leggeri, con conseguente necessità di utilizzare un combustibile di buona qualità.

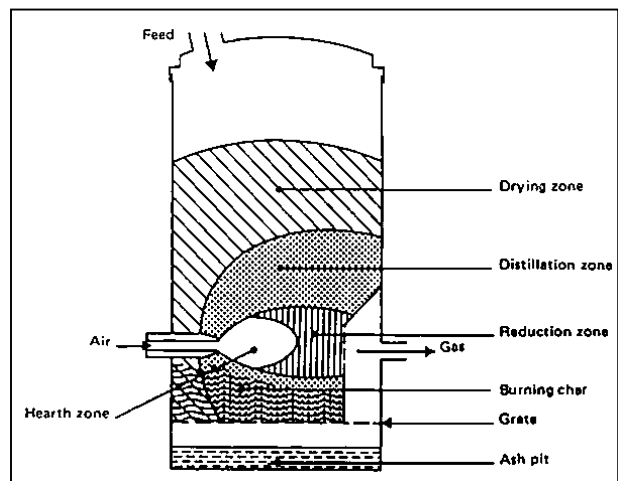


Figura 11 Gassificatore a letto fisso crossdraft.

Gassificatori a letto fluido (BFB, CFB)

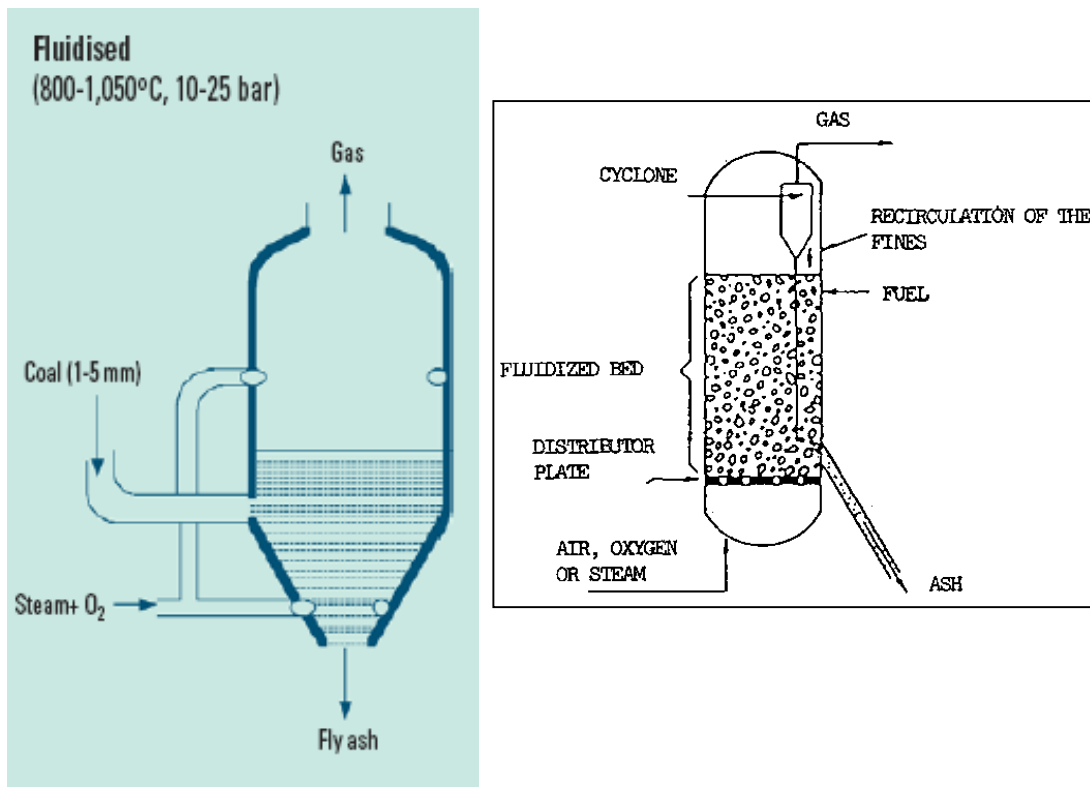


Figura 12 Gassificatori a letto fluidizzato bollente BFB (Carbone, Biomassa)

In questi gassificatori i combustibili solidi risultano sospesi (BFB) o circolati (CFB) in un flusso di gas. Se la condizione di esercizio é pressurizzata (come conviene per l'alimentazione di turbogas) si parla di gassificatori PFB.

Per i BFB, il letto sospeso si comporta (se i tempi di residenza del gas é adeguato; si adotta spesso un ricircolo intensivo) in modo molto simile ad un reattore chimico omogeneo di tipo "perfectly stirred" (zero-dimensionale); la velocità del gas é tipicamente compresa tra 0,7 e 2 m/s; si possono impiegare combustibili dalle dimensioni variabili, che sono sospesi nella colonna di gas ascendente insieme ad un solido inerte che favorisce lo scambio termico all'interno del letto. Il solido inerte è generalmente sabbia silicea, ma possono essere aggiunti catalizzatori opportuni (ad esempio, per limitare la formazione dei tar o modificare la composizione del syngas).

Nei gassificatori a letto fluido circolante (CFB) la miscela bifase gas/solido non è stratificata con due fasi di densità nettamente diversa, ma si ha un progressivo incremento della fase gassosa salendo verso l'alto; la velocità di fluidizzazione è più elevata (3-5 m/s); il gassificatore assume la forma di una lunga colonna ascendente. I CFB sono adatti a potenzialità elevate, ma richiedono una granulometria fine delle particelle solide (inerte e combustibile solido).

Gassificatori a letto trascinato

Gassificatori a letto trascinato. Dow-Syngas (sinistra), Texaco (destra).

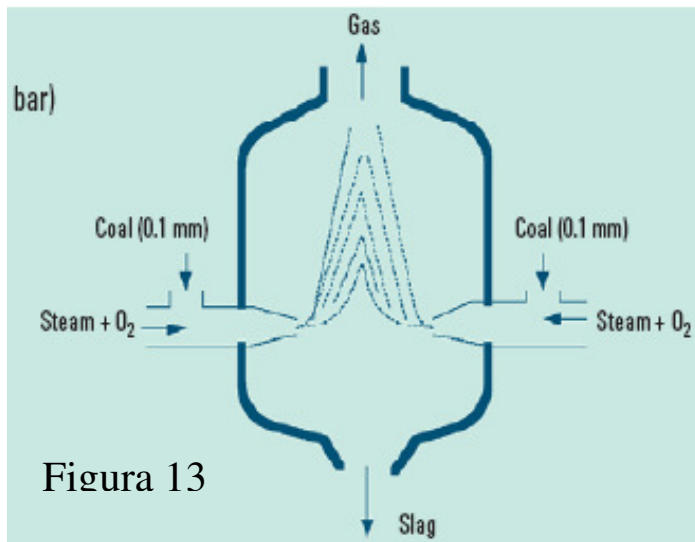


Figura 13

Sono adatti per elevate potenzialità, e richiedono combustibile finemente polverizzato (bassi tempi di residenza, trascinamento fluido). I prodotti della gassificazione escono dal gassificatore a temperatura molto elevata, rendendo problematico il recupero termico (necessariamente radiativo) prima della pulizia del gas.

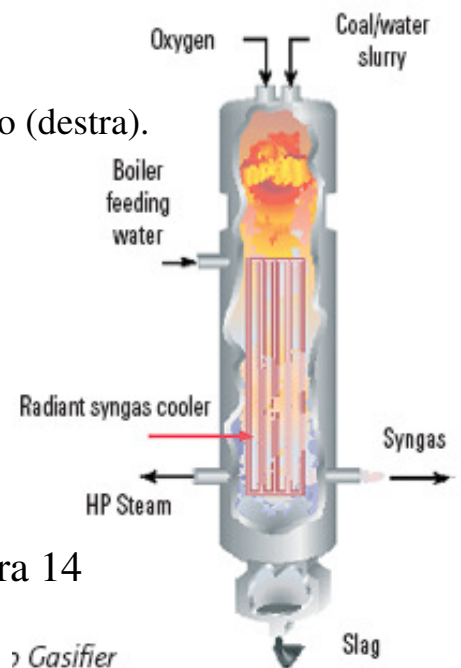


Figura 14

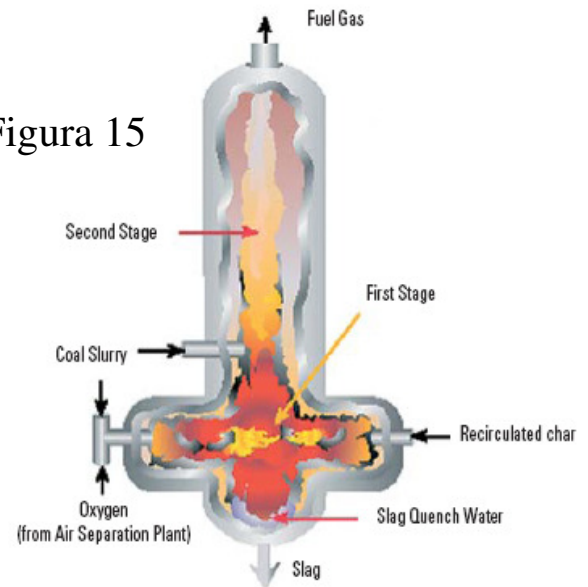


Figura 15

Gassificatore E-Gas (DOW Syngas; Wabash IGCC)

Accoppiamento tra gassificatore e ciclo combinato

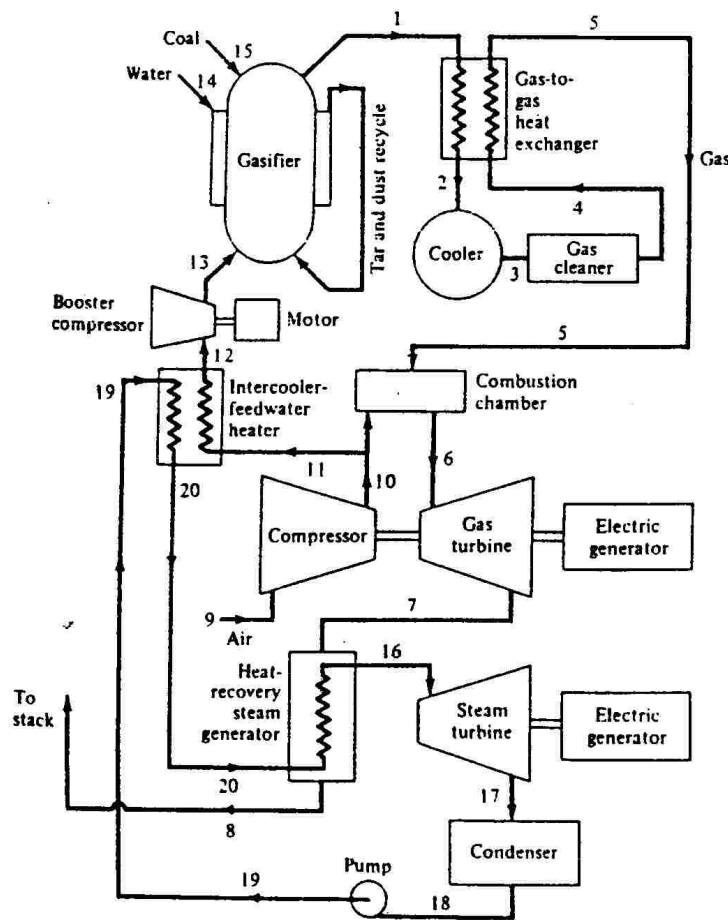
L'evoluzione verso un impianto IGCC (Integrated Gassifier Combined Cycle) é un passo naturale per i futuri impianti a ciclo combinato, in vista di un progressivo aumento del costo del gas naturale, ed in considerazione delle ampie disponibilità di carbone a costi limitati.

L'accoppiamento gassificatore / ciclo combinato risulta complicato da due fattori:

- 1) la necessità di una forte **integrazione di processo**; il gassificatore produce spesso vapore, ed utilizza altri gas tecnici (Azoto, Ossigeno), che – ai fini dell'ottimizzazione dell'impianto – devono trovare un impiego con recupero energetico all'interno del processo di conversione dell'energia
- 2) la necessità di effettuare la depurazione del syngas a bassa temperatura (50 – 150°C)

Il primo fattore (integrazione di processo) é largamente ottimizzato nei gassificatori più moderni; resta peraltro il problema del costo elevato della produzione di ossigeno, oggi con processo di raffreddamento criogenico dell'aria (il gassificatore PRENFLO, ad esempio, utilizza nel processo la corrente di azoto prodotta nella separazione dell'ossigeno). La sola presenza dell'ASU (Air Separation Unit) comporta, rispetto alla miglior tecnologia di ciclo combinato, la perdita di circa 5 punti di rendimento. La gassificazione in aria non é proponibile sui grandi impianti (é invece interessante per i piccoli impianti alimentati a biomassa), in quanto richiede lo sviluppo di macchine specifiche considerata la forte alterazione delle portate rispetto all'utilizzo di combustibili tradizionali. Notevoli speranze vengono invece dallo sviluppo tecnologico di membrane semipermeabili all'ossigeno, che potrebbero estrarre questo gas dall'aria senza ricorrere al processo criogenico.

Il problema della **depurazione** viene oggi affrontato preferendo gassificatori a letto fluido o trascinato, ed introducendo nel futuro prossimo sistemi di depurazione a caldo (filtrazione con candele ceramiche e rimozione delle specie acide con adsorbimento su ossidi metallici, spesso con circolazione e rigenerazione dell'adsorbente con letti fluidizzati); ad oggi, la depurazione viene effettuata a bassa temperatura, ma la maggior parte degli impianti evoluti effettuano un recupero termico (raw gas/vapore con scambiatore radiativo; raw gas/ clean gas con scambiatore convettivo). Questi scambiatori sono di costo elevato e presentano notevoli problemi di corrosione; nelle soluzioni semplificate si ricorre ad un semplice "quench" del tramite gorgoliamento gas in acqua, processo molto irreversibile in quanto comporta un forte degrado del livello di temperatura; inoltre, l'acqua viene contaminata da specie acide e tars. Uno schema relativamente



Coal gasifier combined-cycle powerplant [33].

semplice di integrazione gassificatore/ciclo combinato é riportato in Figura 16.

Figura 16

Schema di integrazione Gassificatore/Ciclo combinato (IGCC)

Depurazione del Syngas

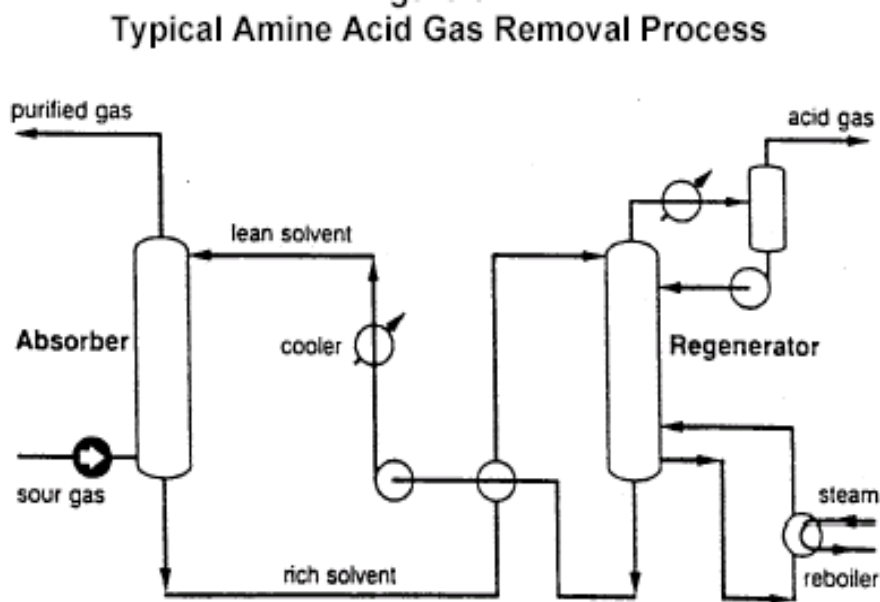
La **depurazione del syngas** prevede nel caso più generale la rimozione delle seguenti specie:

- 1) particolato (cicloni, filtri a candela ceramica,...)
- 2) mercurio (adsorbimento a bassa temperatura su carboni attivi)
- 3) Tars (idrocarburi condensabili)
- 4) specie acide (COS, H₂S, in futuro CO₂)

Per i **Tars**, a parte la soluzione del quench in acqua che ne produce la condensazione (con necessità di successiva separazione dal liquido), sono in fase di studio avanzato sistemi di conversione catalitica a caldo (“cracking”) in idrocarburi leggeri. Tale tecnologia é importante nel caso della gassificazione della biomassa, sia per la quantità elevata di tars prodotti, sia per l’opportunità di recuperare nel combustibile il potere calorifico degli idrocarburi pesanti.

La **rimozione delle specie acide** viene di norma effettuata con assorbimento in solventi fisici (Selexol, Rectisol, Purisol; marchi registrati) od in solventi chimici (miscele di ammine in fase acquosa; MEA, MDEA,...). Per il Solfuro di Carbonile COS é in genere necessaria prima la conversione per idrolisi in H₂S (a meno di utilizzare l’ammina MDEA, che ha potenzialità di rimozione diretta del COS ma é più costosa); pensando alla rimozione di H₂S e CO₂, occorre tenere presente che si tratta di specie con acidità molto diversa (forte per H₂S, debole per CO₂); pertanto, in genere si pensa a due processi di assorbimento separati per ottimizzare anche la rimozione della CO₂ che ha minore affinità con reagenti alcalini rigenerabili come le ammine (ad esempio, MEA reagisce sia con H₂S che con CO₂; MDEA – senza opportuni additivi come la piperazina - ha scarsa affinità con CO₂;...).

Un tipico processo di lavaggio del gas con ammine é riportato schematicamente in Figura 17.



Source: Comprimo

Figura 17 – Processo di rimozione di gas acidi con ammine

Il gas acido concentrato risulta essere H₂S; da questo é necessario estrarre zolfo elementare mediante il processo CLAUS, rappresentato in Figura 18 e consistente nelle seguenti reazioni:



Typical Three-Stage Claus Sulfur Plant

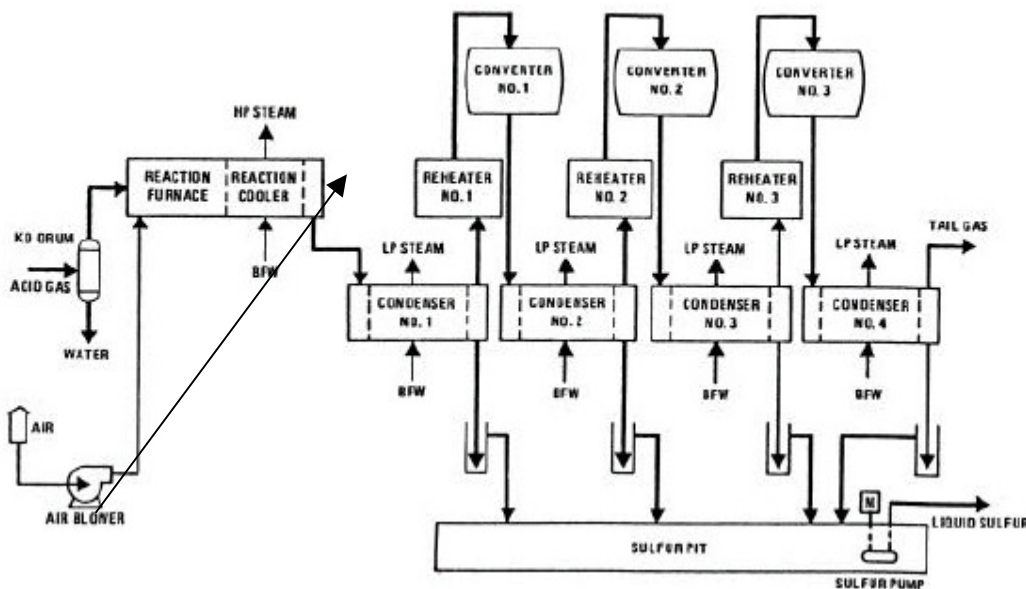


Figura 18 – Processo CLAUS a tre stadi (1/3 del gas acido viene bruciato in aria per produrre la corrente necessaria di SO₂); lo zolfo viene raccolto in fase liquida dai tre condensatori; ogni convertitore catalitico é preceduto da un riscaldamento del gas.

La tabella in appendice 1 riporta la tipologia di sistemi di abbattimento gas acidi nei gassificatori più recenti.

Al termine del processo CLAUS, nonostante il recupero della maggior parte dello zolfo, la corrente di gas in uscita é ancora ricca di specie solforate (H_2S , COS , SO_2); é pertanto necessaria un'ultima fase di Tail Gas Treatment, costituita da conversione di tutte le specie solforate in H_2S mediante idrolisi catalitica, e successiva cattura dell' H_2S con un solvente opportuno. Tra i processi più diffusi per il Tail gas Treatment é lo SCOT (Shell Claus Off-gas Treating) rappresentato schematicamente in Figura 19.

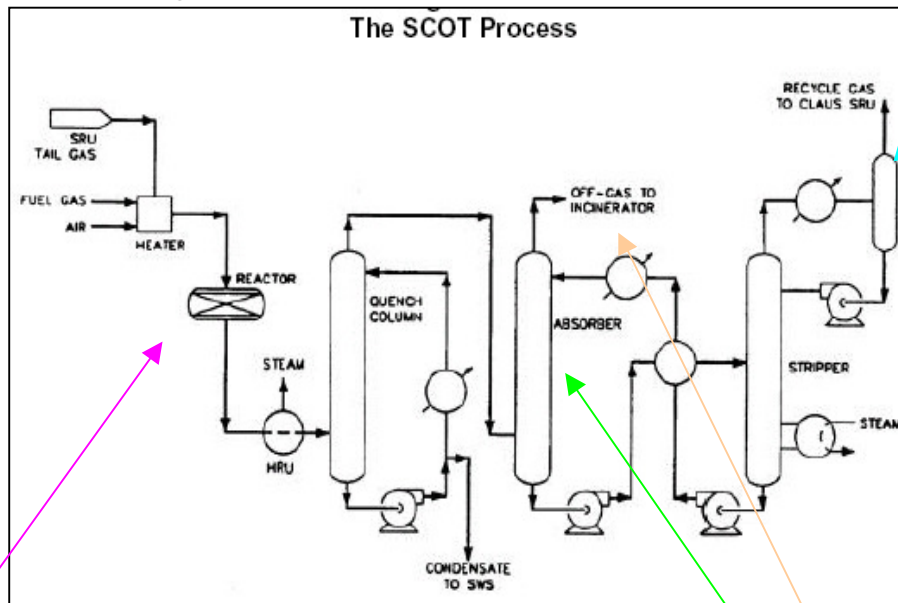


Figura 19 – Processo SCOT. Il gas acido viene prima ridotto ad H_2S in un reattore catalitico; poi l' H_2S viene assorbita in una soluzione di Sulfinol (solvente a base di MDEA). Il gas acido concentrato (H_2S) viene riciclato al processo CLAUS. La corrente di solvente gassoso in uscita dall'assorbitore viene incenerita, o riciclata al gassificatore (come ad esempio viene fatto nella raffineria ISAB di RAGUSA).

Nel complesso, la descrizione del sistema di depurazione per i gassificatori rende l'idea della complicazione del sistema, che risulta pertanto adatto nell'applicazione ad impianti petrolchimici e comporta costi elevati per MWe installato, rispetto a tecnologie più convenzionali (es. centrali a polverino di carbone). In compenso, l'incidenza relativa di un'eventuale cattura del carbonio dal syngas, ai fini della riduzione delle emissioni di CO_2 , risulta più moderata.

Utilizzo delle biomasse - Confronto fra diverse tipologie di gassificatori

I gassificatori a letto trascinato e quelli a letto fluido sono robusti e versatili ma più difficili da progettare, costruire e far funzionare, più costosi e non adatti per impianti di piccola scala (meno di 1 MW). I gassificatori a letto fluido inoltre richiedono combustibili, come la biomassa legnosa, con un elevato punto di fusione delle ceneri ($>1000^{\circ}\text{C}$), mentre sono sconsigliabili con la biomassa erbacea, con punto di fusione delle ceneri talvolta inferiore ai 700°C , dal momento che questo valore rappresenta un limite per la temperatura di esercizio.

I gassificatori a letto fisso sono i più comuni, specialmente nei paesi meno avanzati, per la semplicità della progettazione e della costruzione, ed insieme per i bassi costi di investimento iniziale, gestione e mantenimento.

I vantaggi e gli svantaggi dei differenti modelli sono riportati nella tabella in appendice 2.

Riferimenti:

<http://www.clean-energy.us/success.htm>

<http://www.fossil.energy.gov/programs/powersystems/futuregen/>

<http://www.power-technology.com/projects/sarlux/>

SFA Pacific, Process screening analysis of alternative gas treating and sulfur removal for gasification, 2002

Appendice 1 Gassificatori recenti, combustibile e sistemi di pulizia gas.

**Partial Listing of Gasification Installations
by Acid Gas Removal (AGR) Process and Year of Startup**

Chemicals (Amine) and Physical Solvents Employed in the AGR Processes Listed

Adip - aqueous di-Isopropanol amine or MDEA MDEA - aqueous methyldiethanolamine Rectisol - methanol Selexol - dimethyl ether of polyethylene glycol	Sulfinol - mixture of aqueous amine (e.g., Dipa) and the physical solvent Sulfolane (tetra-hydrothiophene dioxide) Sulfinol-M - mixture of aqueous MDEA and Sulfolane
--	--

Plant Owner	Country	Start up	Feedstock	Gasification Process	AGR Process	Application ^a
Sasol Chemical Ind. (Pty.) Ltd./Sasol Ltd.	South Africa	1966	subbit. coal	Lurgi Dry Ash	Rectisol	FT liquids
Mitsubishi Petrochemicals	Japan	1961	Bunker C oil	Shell	Adip	C
Lucky Goldstar Chemical Ltd.	South Korea	1969	Bunker C oil	Shell	Sulfinol	ammonia
Sasol Chemical Ind. (Pty.) Ltd./Sasol Ltd.	South Africa	1977	subbit. coal	Lurgi Dry Ash	Rectisol	FT liquids
Hydro Agri Brunsbüttel	Germany	1978	heavy vac. residue	Shell	Rectisol	ammonia
Sasol Chemical Ind (Pty.) Ltd./Sasol Ltd.	South Africa	1982	subbit. coal	Lurgi Dry Ash	Rectisol	FT liquids
Gujarat National Fertilizer Co.	India	1982	refinery residue	Texaco	Rectisol	ammonia
Eastman Chemical Co.	United States	1983	coal	Texaco	Rectisol	methanol, & other C
Dakota Gasification Co.	United States	1984	ignite & ref. residue	Lurgi Dry Ash	Rectisol	synthetic natural gas (methane)
SCE Cool Water	United States	1984	bituminous coal	Texaco	Selexol	IGCC
Quimigal Adubos	Portugal	1984	vacuum residue	Shell	Rectisol	ammonia
Mitteldeutsche Erdöl-Raffinerie GmbH	Germany	1985	visbreaker residue	Shell	Rectisol	methanol
Rheinbraun	Germany	1986	brown coal	HTW	Rectisol	methanol
SAR GmbH	Germany	1986	vacuum residue	Texaco	Sulfinol	H ₂ & oxochemicals
LGTI	United States	1987	subbit. coal	E-GAS	MDEA	IGCC/Cogen
China Natl Tech. Import Co. (CNTIC)	China	1987	anthracite	Lurgi Dry Ash	Rectisol	ammonia
BP Chemicals, Ltd.	United Kingdom	1989	natural gas	Texaco	MDEA	acetyls
NUON (formerly Demitolec BV)	Netherlands	1994	coal	Shell	Sulfinol-M	IGCC
Global Energy, Inc.	United States	1995	coal, pet coke	E-GAS	MDEA ^b	IGCC
Dalian Chemical Industrial Corp.	China	1995	visbreaker residue	Texaco	Rectisol	ammonia
Frontier Oil & Refining Co. (Texaco Inc.)	United States	1996	pet coke	Texaco	MDEA	Cogen
Tampa Electric Co.	United States	1996	bit. coal	Texaco	MDEA ^b	IGCC
Schwarze Pump	Germany	1996	municipal waste	GSP/Noel	Rectisol	IGCC & methanol
Inner Mongolia Fertilizer Co.	China	1996	vacuum residue	Shell	Rectisol	ammonia
Jujiang Petrochemical Co.	China	1996	vacuum residue	Shell	Rectisol	ammonia
Sokolovska Uhelna, A.S.	Czech Republic	1996	coal	Lurgi Dry Ash	Rectisol	IGCC/Cogen
Eicogas SA	Spain	1997	coal & pet coke	PRENFLO	MDEA ^b	IGCC
Shell Nederland Raffinaderi BV	Netherlands	1997	visbreaker residue	Shell	Rectisol	IGCC/Cogen, H ₂
Unspecified owner	Germany	1997	visbreaker residue	Texaco	Sulfinol	methanol
Sierra Pacific Power Co.	United States	1998	coal	KRW	Limestone/ZnO ^d	IGCC
Lanzhou Chemical Industrial Co.	China	1998	vacuum residue	Shell	Rectisol	ammonia
ISAB Energy	Italy	2000	heavy oil	Texaco	MDEA ^b	IGCC, H ₂
Motiva Delaware Refinery	United States	2000	pet coke	Texaco	MDEA	IGCC/Cogen
Henan	China	2000	anthracite	Lurgi Dry Ash	Rectisol	ammonia
EPZ	Netherlands	2000	demolition wood	Lurgi CFB	Scrubber	fuel gas
Farmland Industries, Inc.	United States	2000	pet coke	Texaco	Selexol	ammonia
ExxonMobil Baytown Syngas Project	United States	2001	deasphalr bottom	Texaco	Rectisol	H ₂ , CO
api Energia S.p.A.	Italy	2001	visbreaker residue	Texaco	Selexol ^b	IGCC, H ₂
SARLUX srl	Italy	2001	visbreaker residue	Texaco	Selexol ^b	IGCC/Cogen
ExxonMobil	Singapore	2001	residual oil	Texaco	FLEXSORB ^d	IGCC/Cogen
Shin Nihon Sekiyu (Nippon Pet. Ref. Co.)	Japan	2004	vacuum residue	Texaco	ADIP ^b	IGCC
AgipPetrol/EniPower	Italy	2004 ^e	visbreaker residue	Shell	Amine ^b	IGCC, H ₂
PIEMSA	Spain	2005 ^e	visbreaker tar	Texaco	MDEA ^b	IGCC, H ₂
Total Fina Elf/Texaco	France	2005 ^e	refinery residues	Texaco	Selexol	H ₂

^a FT liquids = Fischer-Tropsch hydrocarbons, C = chemicals, IGCC = Integrated Gasification Combined Cycle, Cogen = Combustion Turbine Cogeneration

^b COS hydrolysis precedes the acid gas removal process in this plant.

^c Commissioning of this demonstration plant was unsuccessful and the project was terminated. Consequently, both the KRW gasification process and the limestone/ZnO hot gas cleanup process remain unproven.

^d Version not disclosed—indicated only as "generic FLEXSORB."

^e In planning/engineering/development.

Gassificatore	Vantaggi	Svantaggi
Letto fisso	<p>Tecnologia semplice</p> <p>Bassi costi di gestione</p> <p>Lavora anche in piccola scala</p> <p>Tollera alta umidità</p> <p>Assenza di C nelle ceneri</p>	<p>Sconsigliabile per grandi scale</p> <p>Bassa efficienza</p>
Letto fluido	<p>Applicabile a grande scala</p> <p>Alti coefficienti di scambio termico</p> <p>Elevate velocità di reazione</p> <p>Temperatura uniforme</p>	<p>Alta produzione di particolato</p> <p>Media produzione di tar</p> <p>Richiede pezzatura fine ed alto pdf ceneri</p> <p>Tecnologia complessa</p> <p>Possibile presenza di carbone nelle ceneri</p>
Letto trascinato	<p>Applicabile a grande scala</p> <p>Grande versatilità</p> <p>Bassissima produzione di tar</p> <p>Completa conversione del carbonio</p>	<p>Alta produzione di scorie</p> <p>Richiede combustibile fine</p> <p>Tecnologia complessa</p> <p>Alti costi di gestione</p>

Appendice 2 Vantaggi e svantaggi dei diversi modelli di gassificatori.