

PROCESSI DI GASSIFICAZIONE

Giorgio Cau – Daniele Cocco

Dipartimento di Ingegneria Meccanica, Chimica e dei Materiali - Università di Cagliari

PREMESSA

Un processo di gassificazione è costituito dall'insieme delle trasformazioni chimico-fisiche attraverso le quali si ottiene la conversione di un combustibile primario, alimentato al gassificatore in fase liquida o solida, in un combustibile di sintesi in fase gassosa (il cosiddetto *syngas*). Nella maggior parte delle applicazioni il combustibile primario è costituito da carbone, ma possono essere facilmente gassificati anche TAR, lignite, biomasse, torba, bitumi, RDF, pneumatici ed oli usati, nonché numerose altre sostanze combustibili caratterizzate da significativi contenuti energetici. Si tratta, in ogni caso, di combustibili di "bassa qualità", impiegabili con difficoltà in impianti di tipo convenzionale. Una volta gassificati essi consentono invece di ottenere un combustibile gassoso "pulito" facilmente utilizzabile in impianti di potenza ad elevato rendimento (es. impianti a ciclo combinato gas/vapore) oppure come materia prima per la produzione di importanti prodotti chimici di base quali metanolo, ammoniaca, idrogeno, combustibili di sintesi, etc.

Nonostante l'interesse nei confronti dei processi di gassificazione appaia recente, è opportuno ricordare come essi abbiano in realtà origini ben più lontane. Il loro sviluppo iniziale risale infatti alla seconda metà del XVIII secolo, allorché alcuni sperimentatori inglesi notarono come riscaldando il carbone in assenza d'aria si potesse facilmente produrre un combustibile gassoso (processo di pirolisi). Già nel 1816 le strade di Londra venivano illuminate bruciando il gas da pirolisi prodotto nelle "officine" del gas (da cui il nome di gas "illuminante" con il quale esso era noto). Il maggiore impulso allo sviluppo delle tecnologie di gassificazione di ebbe tuttavia solamente tra il 1920 ed il 1930, grazie alla disponibilità di impianti per la produzione di ossigeno a basso costo (processo Linde), in quanto i processi di gassificazione differiscono dai processi di pirolisi per l'utilizzo di un agente ossidante. Tale processo di sviluppo conobbe una fase di stasi negli anni successivi al secondo Conflitto Mondiale a causa della accresciuta disponibilità di petrolio e gas naturale. La crisi energetica degli anni '70 e '80 e la conseguente necessità di operare una diversificazione delle fonti energetiche primarie ha condotto ad un rinnovato interesse nei riguardi di tali tecnologie. A livello mondiale, risultano attualmente in esercizio numerosi impianti di gassificazione integrati con cicli combinati (IGCC) di taglia commerciale (250÷550 MW), mentre numerosi altri sono in fase di avanzata realizzazione. In Italia, in particolare, sono stati realizzati intorno agli anni 2000 alcuni impianti IGCC alimentati con residui della raffinazione del petrolio.

1. I PROCESSI DI GASSIFICAZIONE

Un processo di gassificazione realizza la conversione dei composti organici del carbone (o di qualunque altro combustibile) in gas di sintesi attraverso lo sviluppo di reazioni chimiche con ossigeno (alimentato puro o sotto forma di aria) e vapore d'acqua (Figura 1). Il gas di sintesi così prodotto è costituito da una miscela contenente principalmente CO , CO_2 , H_2 , H_2O , CH_4 e, nel caso di gassificazione con aria, N_2 , nonché altri elementi perlopiù indesiderati (H_2S , COS , NH_3 , HCl , TAR, polveri, etc.). Le principali reazioni coinvolte nel processo sono essenzialmente le seguenti:

- | | | | |
|----|---|--------------------|---------------|
| 1) | $C + O_2 \Leftrightarrow CO_2$ | Combustione | (esotermica) |
| 2) | $C + \frac{1}{2}O_2 \Leftrightarrow CO$ | Combustione | (esotermica) |
| 3) | $C + H_2O \Leftrightarrow CO + H_2$ | Gassificazione | (endotermica) |
| 4) | $C + CO_2 \Leftrightarrow 2CO$ | Gassificazione | (endotermica) |
| 5) | $C + 2H_2 \Leftrightarrow CH_4$ | Idrogassificazione | (esotermica) |
| 6) | $CO + H_2O \Leftrightarrow CO_2 + H_2$ | Shift Conversion | (esotermica) |

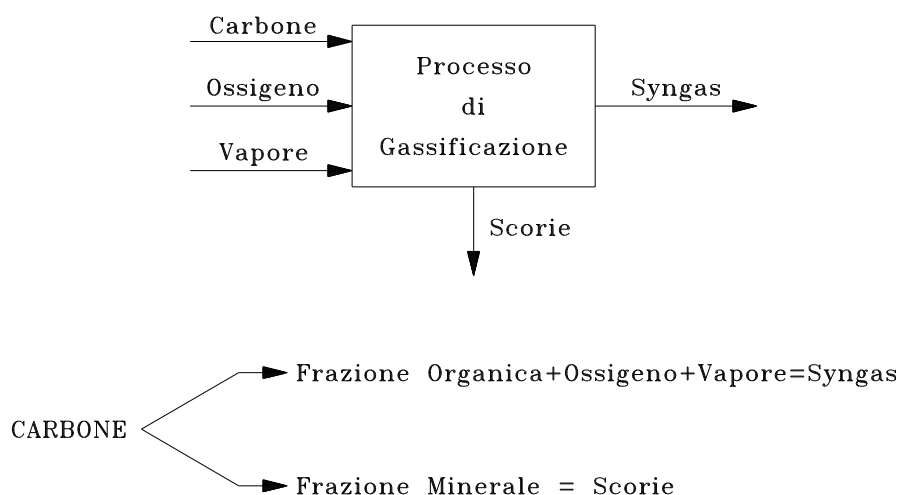


Figura 1 – Rappresentazione schematica di un processo di gassificazione.

Ai fini del bilancio energetico del processo, l'energia termica liberata dalle reazioni esotermiche di combustione, idrogassificazione e "shift conversion" viene utilizzata dalle reazioni endotermiche di gassificazione. Il processo reale risulta in realtà molto più complesso e comprende numerosi meccanismi di reazione intermedi e altri prodotti di reazioni secondari.

In effetti, come schematizzato in figura 2, il carbone subisce inizialmente una fase di riscaldamento (fino a circa 200÷300 °C) durante la quale libera dapprima l'acqua ed i composti gassosi volatili; successivamente, all'aumentare della temperatura, le complesse strutture molecolari del carbone vengono spezzate dando origine alla formazione di idrocarburi pesanti (TAR) e di un residuo solido costituito in pratica da carbonio puro ("char"). Il "char" partecipa al processo di gassificazione vero e proprio secondo le reazioni sopra riportate, mentre il TAR viene gassificato solamente in presenza di opportune condizioni termodinamiche. Occorre inoltre tenere conto del fatto che l'intero processo di conversione risulta notevolmente influenzato anche dalla cinetica delle reazioni. In effetti la conversione del carbone dipende dal tempo a disposizione per lo sviluppo delle reazioni (tempo di permanenza del carbone all'interno del reattore) e dalle condizioni termodinamiche (temperatura e pressione); all'aumentare del tempo di permanenza, della temperatura e della pressione si osservano via via maggiori percentuali di conversione del carbone.

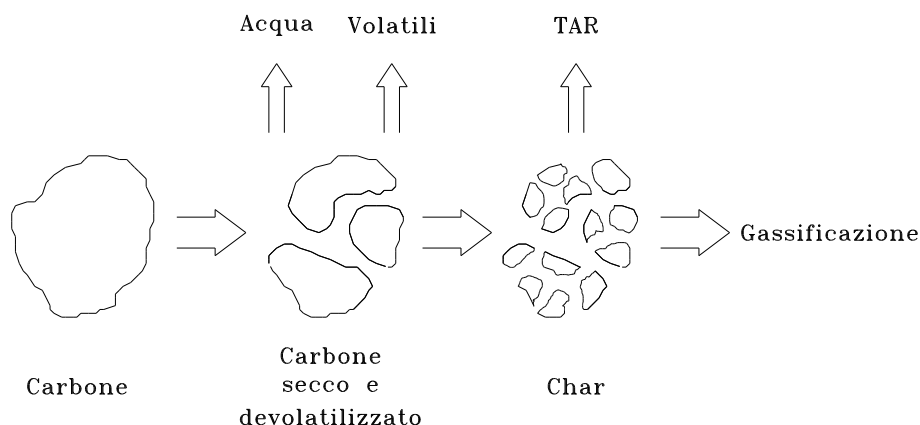


Figura 2 – Rappresentazione schematica delle trasformazioni fisiche del carbone.

Conseguentemente, la composizione del gas prodotto e l'efficienza del processo di gassificazione variano in funzione delle condizioni operative del processo e delle caratteristiche del combustibile primario. Le figure 3, 4, 5 e 6 illustrano in maniera sintetica l'effetto delle principali variabili di processo nei confronti della composizione molare del syngas, calcolata all'equilibrio e utilizzando un tipico carbone bituminoso. Come evidenziato in figura 3, l'incremento della temperatura operativa (variabile, a seconda del processo di gassificazione, fra 700 e 2000 °C) favorisce le reazioni di gassificazione endotermiche, dando luogo ad un gas con elevati contenuti di CO e H₂ e basse concentrazioni di CO₂, H₂O e CH₄. Viceversa, come mostrato dalla figura 4,

l'aumento della pressione (variabile tra 1 bar e circa 80 bar) favorisce le reazioni che avvengono con diminuzione del numero di moli, conducendo complessivamente alla diminuzione della concentrazione di CO e H_2 ed all'aumento di CO_2 , H_2O e CH_4 . Inoltre valori elevati di temperatura e di pressione favoriscono il raggiungimento di elevati valori di conversione del carbone.

Fra i parametri operativi del processo risultano inoltre di notevole importanza i rapporti in massa fra ossigeno, vapore e combustibile primario. In tal senso si definiscono i due rapporti:

$$\alpha = \frac{\text{Massa di ossigeno}}{\text{Massa di combustibile}}$$

$$\mu = \frac{\text{Massa di vapore}}{\text{Massa di combustibile}}$$

Le figure 5 e 6 riportano l'andamento della composizione del syngas in funzione dei parametri α e μ . All'aumentare del rapporto α diminuisce la frazione molare di CO e di idrogeno mentre aumenta quella di CO_2 , H_2O e CH_4 .

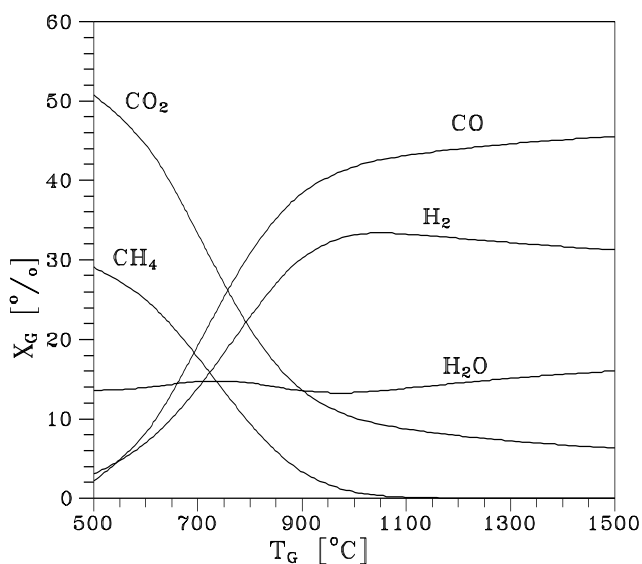


Figura 3. Composizione in funzione di T_G .

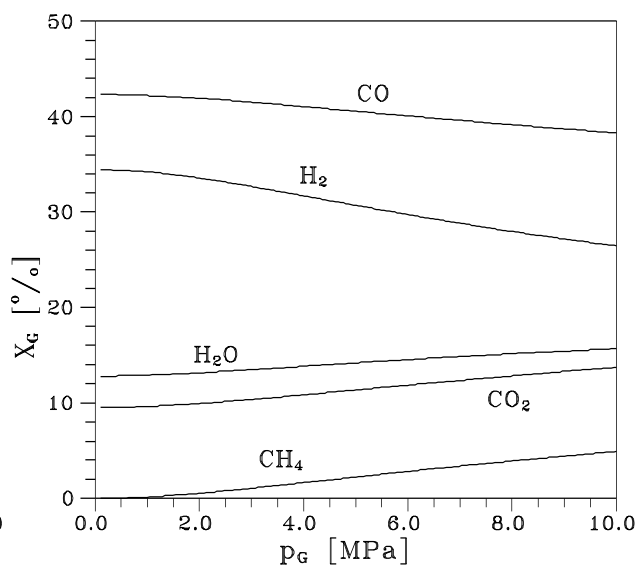


Figura 4. Composizione in funzione di p_G .

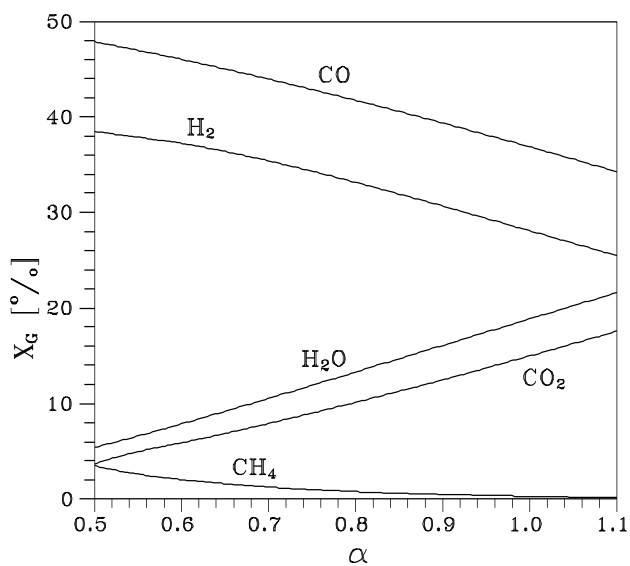


Figura 5. Composizione in funzione di α .

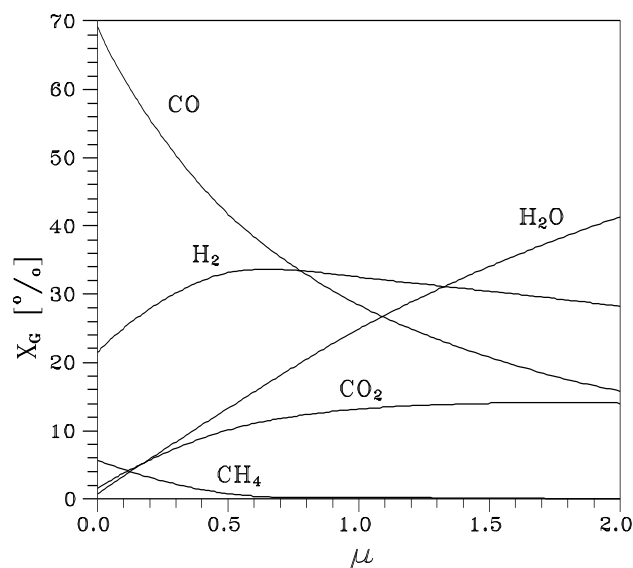


Figura 6. Composizione in funzione di μ .

All'aumentare del rapporto μ aumentano invece le percentuali di CO_2 , H_2O e H_2 mentre diminuiscono quelle di CO e CH_4 . Al fine di ottenere elevati valori di conversione del carbonio sono necessari α elevati, mentre la presenza di elevate quantità di vapore è necessaria solo in corrispondenza di bassi valori del parametro α (impiegati, per esempio, per basse temperature di gassificazione).

Ai fini delle prestazioni del processo di gassificazione, risulta infine di notevole importanza anche il grado di purezza dell'ossidante, definito come:

$$\varphi = \frac{\text{Massa di ossigeno}}{\text{Massa di ossidante}}$$

Poiché l'azoto e l'argon rappresentano degli inerti, la composizione finale risulta modificata solo per l'effetto di diluizione da essi operato. Operando con aria in luogo di ossigeno con elevato grado di purezza (normalmente intorno al 95-98%) si osserva pertanto una notevole diminuzione del potere calorifico del syngas.

Le caratteristiche del carbone che maggiormente influenzano le prestazioni di un processo di gassificazione sono il tenore di ceneri e la relativa temperatura di fusione, la reattività, il tenore di umidità ed il potere calorifico. Il tenore di ceneri e la relativa temperatura di fusione influenzano infatti la temperatura operativa del gassificatore. Nei gassificatori con estrazione delle ceneri a secco la temperatura operativa deve risultare inferiore a quella di fusione delle ceneri, mentre accade esattamente il contrario nei gassificatori con estrazione delle ceneri allo stato fuso. Anche la reattività del carbone è un parametro di estrema importanza, in quanto i carboni più reattivi (in linea di massima quelli di formazione più recente) possono essere gassificati con minori apporti di ossigeno e di vapore, a tutto vantaggio dell'efficienza del processo. Il contenuto di umidità influenza invece l'efficienza del processo in relazione alle notevoli quantità di energia necessarie per vaporizzare l'acqua presente nel carbone. Infine il potere calorifico del carbone influenza soprattutto la quantità di carbone da alimentare per ottenere un prefissato output, e pertanto le dimensioni ed il costo dell'intero sistema.

I processi di gassificazione che impiegano combustibili contenenti zolfo (in particolare carbone e TAR) conducono necessariamente alla produzione di un gas di sintesi grezzo contenente numerosi composti solforati. Fra essi il solfuro di idrogeno (H_2S) ed il solfuro di carbonile (COS) sono i più importanti, ma sono pure presenti piccole quantità di CS_2 , CH_3SH , C_2H_5SH , ecc. I composti solforati costituiscono una fonte di ossidi di zolfo (SO_2 ed SO_3) qualora il syngas venga utilizzato come combustibile; essi risultano comunque elementi di disturbo (es. per i catalizzatori) anche qualora il syngas venga utilizzato come materia prima in processi di sintesi chimica.

Le reazioni di gassificazione si sviluppano in difetto di ossigeno (atmosfera riducente) rispetto alle condizioni stechiometriche, cosicché, contrariamente a quanto accade durante un processo di combustione, lo zolfo presente nel combustibile primario non forma specie chimiche ossidate (ossidi di zolfo) ma specie chimiche ridotte (H_2S e COS). L'idrogeno solforato si forma mediante reazioni in fase eterogenea gas/solido a partire dallo zolfo metallico; successivamente le reazioni si sviluppano anche in fase gassosa conducendo alla formazione di COS . In particolare le reazioni di interesse sono:



A parità di tecnologia di gassificazione e di condizioni operative la concentrazione di H_2S e di COS risulta direttamente proporzionale al tenore di zolfo del combustibile primario (mediante la somma delle concentrazioni di H_2S e di COS è l'1±2%). All'aumentare della temperatura di gassificazione aumenta inoltre il rapporto fra COS e H_2S .

Oltre ai composti dello zolfo, il gas di sintesi contiene altri elementi inquinanti quali:

- Composti dell'azoto (NH_3 e HCM)
- TAR (ovvero idrocarburi ad elevato peso molecolare)
- Composti alogenati (es. HCl)
- Alcali (sali di sodio e potassio)
- Fenoli
- Particolato

I composti dell'azoto si formano a partire dall'azoto contenuto nel combustibile ma non a partire dall'azoto presente nell'ossidante; tali composti devono essere rimossi in quanto tossici e potenziali fonti di NO_x in sede di combustione. I processi di gassificazione non producono invece, in maniera diretta, significative quantità di NO_x . Tipicamente il gas di sintesi è caratterizzato da concentrazioni di NH_3 variabili fra 600 e 5000 ppm, essendo i valori più bassi tipici dei processi operanti ad elevata temperatura e, viceversa, i valori maggiori caratteristici dei processi a bassa temperatura. La presenza nel syngas di significative quantità di TAR rappresenta un notevole inconveniente in quanto nella sua struttura molecolare si ritrova dall'1 al 5% dello zolfo contenuto nel combustibile primario; la produzione di TAR interessa comunque essenzialmente solo i processi di gassificazione operanti a bassa temperatura. Gli alcali rappresentano una fonte di disturbo in quanto cominciano a fondere a temperature di circa 680 °C, aderendo alle superfici delle apparecchiature attraversate dal gas.

In relazione al loro assetto fluidodinamico, i processi di gassificazione possono essere classificati nell'ambito di tre grandi categorie, e precisamente *Gassificatori a letto fisso*, *Gassificatori a letto fluido* e *Gassificatori a letto trascinato*. Le caratteristiche salienti di ciascuna categoria sono sintetizzate nella seguente tabella 1.

	Tipo di gassificatore		
	Letto fisso	Letto fluido	Letto trascinato
Pressione operativa	20÷30 bar	20÷30 bar	20÷80 bar
Temperatura operativa	400÷600 °C	800÷1000 °C	1200÷2000 °C
Moderatore	Vapore	Vapore	Acqua/vapore
Rapporto μ	0,3÷1,5 kg/kg	0,3÷0,8 kg/kg	0÷0,1 kg/kg
Ossidante	Ossigeno/aria	Ossigeno/aria	Ossigeno
Rapporto α	0,3÷0,6 kg/kg	0,5÷0,8 kg/kg	0,7÷1,0 kg/kg
Granulometria carbone	5÷50 mm	3÷4 mm	50÷100 μ m
Alimentazione	Secco	Secco	Secco/slurry
Scorie	Secche/fuse	Secche	Fuse
Principali tecnologie	Lurgi, BGL	HTW, KRW, U-GAS	Texaco, Shell, Prenflo, Destec

Tabella 1 – Principali caratteristiche dei processi di gassificazione.

Oltre alle peculiarità sintetizzate nella citata tabella, le tre categorie sopra citate sono caratterizzate da differenti aspetti operativi e funzionali, come di seguito specificato.

a. Gassificatori a letto fisso

- Elevata efficienza energetica, favorita dallo scambio termico in controcorrente fra carbone entrante e gas di sintesi uscente;
- Temperatura interna al reattore limitata dalla temperatura di fusione delle ceneri e bassa temperatura del gas prodotto;
- Basso consumo di ossigeno ed elevato consumo di vapore;
- Limiti nella accettabilità di carboni con elevato contenuto di ceneri e con elevato contenuto (max. 10-30%) di fini di carbone (particelle con diametro inferiore a 6 mm);
- Syngas con elevate percentuali di idrocarburi pesanti e bassi trascinamenti di particolato;
- composizione tipica del syngas: CO 15%, CO₂ 30%, H₂ 45%, CH₄ 10% (processi con estrazione delle ceneri allo stato secco);
- Bassa potenzialità (1÷3 ore di permanenza del carbone all'interno del reattore)

b. Gassificatori a letto fluido

- Distribuzione uniforme di temperatura lungo il reattore, con valori inferiori alla temperatura di fusione delle ceneri a causa dei problemi di agglomerazione (distruzione del letto fluido);

- Moderati consumi di ossigeno e di vapore;
- Preferenza per i carboni molto reattivi (a causa della bassa temperatura operativa);
- Syngas con medio-basso contenuto di idrocarburi pesanti ed elevato trascinamento di particolato;
- Possibilità di operare la desolforazione internamente al gassificatore;
- Composizione tipica del syngas: CO 40%, CO_2 20%, H_2 30%;
- Media potenzialità (30÷60 minuti di permanenza del carbone all'interno del reattore).

c. Gassificatori a letto trascinato

- Flusso in equicorrente tra carbone, ossigeno e vapore ed elevata temperatura operativa;
- Basso consumo di vapore ed elevato consumo di ossigeno;
- Possibilità di gassificare qualunque tipo di carbone, con alimentazione in forma secca o di slurry;
- Syngas praticamente privo di idrocarburi pesanti e di metano;
- Scorie prodotte allo stato vetrificato e praticamente inerti;
- Composizione tipica del syngas: CO 60%, CO_2 3%, H_2 30%;
- Elevata potenzialità (pochi secondi di permanenza del carbone all'interno del reattore).

2. L'IMPIANTO DI GASSIFICAZIONE

La configurazione complessiva di un impianto di gassificazione dipende dalla tecnologia di gassificazione, dal tipo di combustibile primario e dall'utilizzo finale del syngas. In maniera del tutto generale, come schematizzato in figura 7, un impianto di gassificazione risulta costituito dalle seguenti sezioni fondamentali:

- sezione di preparazione del combustibile primario, dove il combustibile primario subisce tutta una serie di trattamenti specifici prima di essere introdotto nel gassificatore;
- sezione di preparazione dell'ossidante, dove a partire dall'aria atmosferica viene prodotto e compresso l'ossidante necessario al processo di gassificazione;
- sezione di gassificazione, dove hanno luogo le trasformazioni chimico-fisiche del processo, e che essenzialmente coincide con il reattore di gassificazione precedentemente esaminato;
- sezione di condizionamento, dove il gas grezzo prodotto dal processo di gassificazione viene trattato prima del suo utilizzo finale.

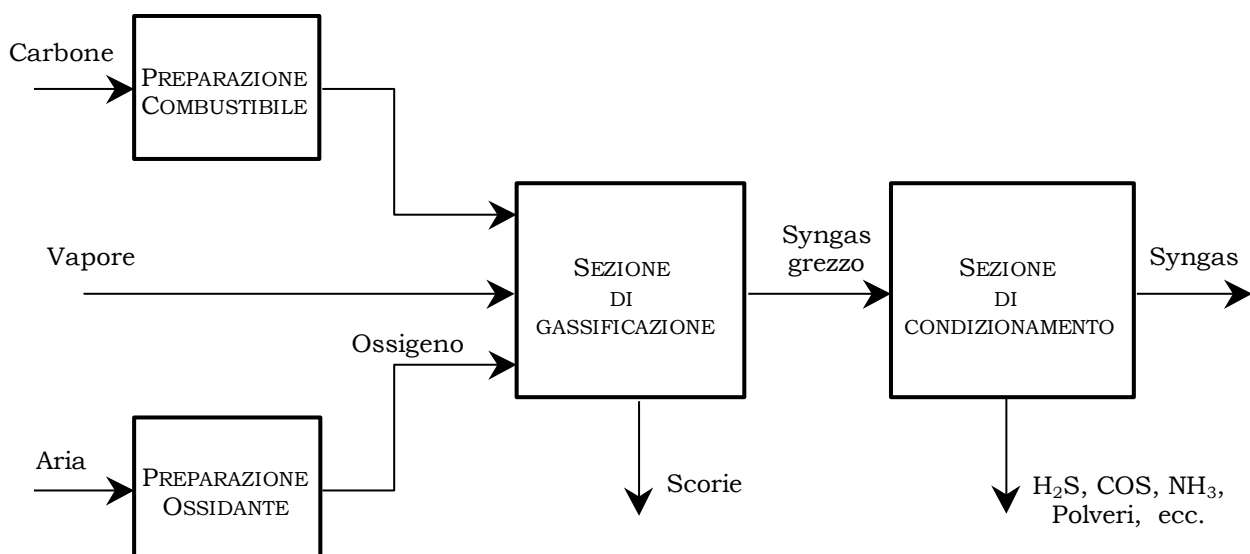


Figura 7. Rappresentazione schematica di un impianto di gassificazione.

Poiché la sezione di gassificazione è stata oggetto dell'analisi precedente, nel seguito si esaminerà la sezione di preparazione del combustibile, di preparazione dell'ossidante e di condizionamento del gas grezzo.

2.1. Sezione di preparazione del combustibile

I processi di gassificazione sono in grado di utilizzare una vastissima gamma di combustibili comprendente, oltre al carbone, anche combustibili di bassa qualità (*TAR*, bitumi, torba), inclusi quelli derivanti da fonti rinnovabili (biomasse) ed i rifiuti urbani e/o industriali (oli usati, vecchi pneumatici, ecc.). La tabella 2 riporta, per confronto, le principali caratteristiche chimico-fisiche di alcuni dei citati combustibili.

	Carbone	Lignite	Torba	Legna	TAR	RDF
<i>C</i> [%]	76÷87	65÷75	50÷60	48÷50	80÷85	40÷50
<i>H</i> [%]	3.5÷5.0	4.5÷6.5	5÷6.5	6÷6.5	11.5÷12.5	5÷6
<i>O</i> [%]	2.8÷11.3	20÷30	30÷40	38÷42	1.5÷2.5	35÷40
<i>N</i> [%]	0.8÷1.2	1÷2	1÷2.5	0.5÷2.3	0.2÷0.3	-
<i>S</i> [%]	1.0÷3.0	1÷3	0.1÷0.2	-	2÷2.8	0.1÷0.2
<i>Ceneri</i> [%]	4.0÷10.0	6÷10	2÷10	0.4÷0.6	0.3	8÷12
<i>Volatili</i> [%]	10÷50	50÷60	60÷70	75÷85	-	70÷80
<i>T_{fus}</i> [°C]	1100÷1300	1100÷1300	1100÷1200	1350÷1450	-	-
<i>ρ</i> [kg/m ³]	720÷880	650÷750	300÷400	320÷420	920÷970	-
<i>Hi</i> [MJ/kg]	25÷33	20÷24	20÷21	18÷19	38÷42	7÷8

Tabella 2. Caratteristiche chimico-fisiche di alcuni combustibili gassificabili.

Più in dettaglio si ha che:

- Il carbone risulta il combustibile più utilizzato negli impianti di gassificazione, soprattutto in virtù della sua ampia disponibilità e dell'esperienza maturata nel settore. Da recenti valutazioni risultano riserve mondiali accertate di petrolio per circa 45 anni, di gas naturale per circa 65 anni e di carbone per oltre 230 anni; le stime sulle riserve presunte indicano valori circa doppi rispetto a quelle accertate. Contrariamente al petrolio ed al gas naturale, inoltre, il carbone presenta una distribuzione geografica delle riserve abbastanza uniforme sull'intera superficie terrestre. In relazione al rango (ovvero al grado di maturità geologica) ed alle caratteristiche chimico-fisiche i carboni vengono suddivisi in quattro grandi classi: ligniti, carboni sub-bituminosi, carboni bituminosi ed antraciti.
- La Torba è un combustibile solido di formazione relativamente recente, caratterizzato da elevati contenuti di umidità. Esso rappresenta un combustibile largamente diffuso in tutto il mondo che tuttavia viene pochissimo sfruttato a fini energetici. L'elevata reattività e l'elevato contenuto di volatili fanno della torba un combustibile facilmente gassificabile, ed attualmente esistono in funzione vari impianti di gassificazione alimentati con tale combustibile.
- Le Biomasse comprendono tutta una serie di sostanze organiche prodotte direttamente od indirettamente dal processo fotosintetico (legna, residui agricoli e zootecnici, scarti e sottoprodotti di alcune lavorazioni industriali, ecc.). Impianti di gassificazione basati su processi a letto fluido alimentati con scarti della lavorazione del legno sono in funzione per esempio in Svezia.
- Il TAR è rappresentato dagli idrocarburi pesanti che si ottengono come residuo della raffinazione del petrolio (in particolare, viene prodotto in grande quantità dai processi di "cracking"). Il *TAR* è un combustibile liquido caratterizzato da un elevato potere calorifico, ma che presenta lo svantaggio di contenere notevoli percentuali di zolfo (anche 3÷4%) e di metalli pesanti (sodio, nichel e vanadio), nonché di possedere un'elevata viscosità. Attualmente in Italia sono operativi 3 impianti IGCC alimentati con *TAR*.

- I Combustibili Bituminosi sono particolari combustibili di recente sfruttamento commerciale, rappresentati da emulsioni di bitume e acqua (es. l'*orimulsion* è costituito per il 70% da bitume e per il 30% da acqua). Tali combustibili risultano facilmente gassificabili e rappresentano una interessante opportunità in quanto le riserve mondiali di bitumi sono molto consistenti (il solo Venezuela possiede riserve di bitumi superiori alle riserve mondiali di petrolio).

Il carbone che arriva all'impianto non è, in linea di massima, pronto per essere alimentato al gassificatore, ma deve subire una serie di trattamenti specifici, variabili in funzione del tipo di carbone, del sistema di alimentazione e delle caratteristiche del processo di gassificazione. Anche nel caso di impiego di combustibili liquidi (*TAR* ed emulsioni bituminose) sono necessarie, a monte della sezione di gassificazione, specifiche apparecchiature per la movimentazione e lo stoccaggio di tali combustibili. In tal senso, l'insieme delle apparecchiature preposte al trattamento preliminare ed alla preparazione del combustibile prima dell'alimentazione al gassificatore, rappresenta la *sezione di preparazione del combustibile*. La configurazione di tale sezione dipende dalle caratteristiche del combustibile primario (principalmente dalla distribuzione granulometrica), dall'assetto fluidodinamico del gassificatore (a letto fisso, a letto fluido o a letto trascinato) e dal sistema di alimentazione prescelto (alimentazione allo stato solido o allo stato liquido).

Pur tenendo conto del gran numero di possibili configurazioni, nell'ambito di tale sezione possono distinguersi molto schematicamente quattro sotto-sezioni:

- 1) Ricevimento, stoccaggio e movimentazione. Essa comprende tutte le apparecchiature necessarie alle operazioni di scarico del combustibile dai mezzi di trasporto, allo stoccaggio a breve e a lungo termine, e al trasporto fino alla sezione di macinazione o di preparazione della carica di alimento.
- 2) Macinazione. Comprende uno o più mulini, i quali hanno il compito di ridurre le dimensioni del carbone grezzo fino a quelle specificatamente richieste dai successivi trattamenti (miselazione con acqua, agglomerazione o immissione diretta nel gassificatore).
- 3) Preparazione della carica di alimento. La configurazione di questa sezione dipende dal tipo di gassificatore. Nel caso di alimentazione con combustibili allo stato liquido o pseudo-liquido essa è rappresentata dalla sezione di preparazione delle miscele di idrocarburi pesanti o di preparazione della miscela acqua-carbone ("slurry"). Nel caso di alimentazione con combustibili allo stato solido in gassificatori a letto fisso può invece comprendere la sezione di agglomerazione dei fini.
- 4) Alimentazione al gassificatore. L'utilizzo di sistemi di alimentazione del carbone allo stato solido richiede la pressurizzazione del polverino attraverso specifiche tramogge ermetiche ("lock-hoppers"), mentre l'alimentazione dei combustibili liquidi (miscele acqua-carbone o idrocarburi pesanti) viene realizzata attraverso un sistema di pompe.

Le apparecchiature utilizzate nel sistema di preparazione del combustibile sono tutte di tipo convenzionale ed ampiamente impiegate, per esempio, negli impianti termoelettrici a carbone; infatti la granulometria del carbone e le modalità di introduzione dello stesso all'interno del gassificatore non differiscono in modo sostanziale. Anche le apparecchiature preposte alla movimentazione ed allo stoccaggio dei liquidi sono largamente impiegate nella comune pratica industriale, per esempio nelle raffinerie di petrolio.

Il problema della scelta del sistema di alimentazione si pone, in pratica, solo per i gassificatori a letto trascinato e a letto fisso. Per questi ultimi, in particolare, la scelta è limitata al sistema di alimentazione della quota parte di fini altrimenti non accettabile dal gassificatore. I fini possono essere alimentati sotto forma di agglomerati o, attraverso gli ugelli, come polverino o slurry. Per i gassificatori a letto trascinato è possibile scegliere tra l'alimentazione a slurry e a polverino. La prima consente di migliorare le caratteristiche di semplicità ed affidabilità del sistema, di operare con maggiori pressioni e di limitare le immissioni nell'ambiente di polverino. L'alimentazione a secco consente invece di ottenere maggiori rendimenti globali (il vapore viene prodotto esternamente al gassificatore utilizzando energia termica a bassa temperatura e non energia pregiata del combustibile all'interno del gassificatore).

2.2. Sezione di preparazione dell'ossidante

Lo svolgimento delle reazioni di gassificazione richiede la presenza di una opportuna quantità di ossidante. Tale ossidante può essere fornito alimentando al gassificatore ossigeno di elevata purezza (95÷99%), aria o aria arricchita in ossigeno. La produzione di questo agente ossidante deve avvenire tenendo conto delle specifiche caratteristiche del processo di gassificazione, e cioè composizione chimica dell'ossidante (nella fattispecie la percentuale di ossigeno presente), temperatura e pressione di alimento al gassificatore. A questo compito è preposta la *sezione di preparazione dell'ossidante*.

La scelta dell'agente ossidante da utilizzare in un processo di gassificazione è condizionata da numerosi fattori e non risulta agevole fornire una soluzione di validità generale. Tuttavia i criteri generali di scelta sono legati alle seguenti considerazioni:

- L'uso dell'ossigeno consente di ridurre le portate in gioco (circa il 50%) e con esse il costo del gassificatore e delle apparecchiature a valle di esso;
- Il gas prodotto utilizzando l'ossigeno non è diluito con l'azoto e possiede un più elevato potere calorifico (circa $8\div 18 \text{ MJ/Nm}^3$ contro $4\div 8 \text{ MJ/Nm}^3$);
- Il sistema di produzione dell'ossigeno richiede consistenti investimenti iniziali e presenta elevati assorbimenti energetici per il frazionamento dell'aria e per la compressione dell'ossigeno ed eventualmente dell'azoto (fino a 1 MJ per kg di ossigeno prodotto);
- La presenza dell'unità di frazionamento criogenico dell'aria comporta in ogni caso una notevole complicazione impiantistica ed una diminuzione della disponibilità dell'impianto;
- Nel caso di gassificazione in pressione l'utilizzo dell'ossigeno (prodotto a pressione prossima a quella atmosferica) comporta un minor lavoro di compressione in virtù delle minori portate.

Attualmente la grande maggioranza dei processi di gassificazione impiega l'ossigeno come agente ossidante, prodotto mediante impianti di frazionamento criogenico dell'aria (ASU, Air Separation Unit). I processi criogenici (*Air Liquide, Air Products, Linde, Praxair*, ecc.) effettuano dapprima la purificazione dell'aria (da H_2O , CO_2 , polveri ecc.), la sua liquefazione e la successiva distillazione frazionata in ossigeno ed azoto. In futuro potrebbero tuttavia trovare applicazione anche i processi di produzione dell'ossigeno attraverso adsorbimento selettivo con setacci molecolari.

In prospettiva, tuttavia, l'alimentazione con aria potrebbe offrire maggiori vantaggi, specie in virtù della notevole semplificazione impiantistica. L'alimentazione con ossigeno sembra invece ancora preferibile in relazione all'utilizzo del syngas nei processi di sintesi chimica (nei quali l'azoto contenuto nell'aria costituisce un elemento di disturbo), e relativamente ai processi di gassificazione a letto trascinato, nei quali il controllo della temperatura di gassificazione risulta difficoltoso se si utilizza l'aria come ossidante. In questo ambito però l'ottimizzazione delle prestazioni dell'impianto IGCC può essere ricercata attraverso lo sviluppo di configurazioni impiantistiche di tipo integrato, nelle quali il compressore dell'impianto di turbina a gas fornisce anche l'aria totalmente o parzialmente, richiesta dall'unità di produzione dell'ossigeno. L'unità di frazionamento dell'aria produce, oltre all'ossigeno, anche azoto, parte del quale può essere poi utilizzato per diluire il combustibile prima della sua introduzione nella camera di combustione, al fine di limitare la produzione di NO_x (in virtù delle minori temperature di combustione) e di incrementare la potenza generata (grazie all'incremento della portata massica evolvante nella turbina).

2.3. Sezione di condizionamento del gas grezzo

Il gas di sintesi prodotto dalla sezione di gassificazione è costituito da una miscela contenente principalmente CO , CO_2 , H_2 , H_2O , CH_4 e, nel caso di gassificazione con aria, N_2 , nonché altre specie chimiche perlopiù indesiderate. Queste ultime sono rappresentate da particolato, da composti dello zolfo (H_2S e COS), composti dell'azoto (NH_3 e HCN), composti alogenati (HCl), TAR , alcali, fenoli, ecc., in quantità variabile in relazione alla tecnologia di gassificazione, alle condizioni operative del processo ed al combustibile primario. Tali impurità

devono essere rimosse al fine di evitare l'immissione di inquinanti in atmosfera ed il danneggiamento delle apparecchiature attraversate dal gas di sintesi.

Il gas grezzo viene inoltre prodotto a temperature notevolmente elevate (500÷1500 °C) e poiché i sistemi di depurazione, trattamento ed utilizzo finale non sono, in generale, in grado di operare efficacemente a temperature così elevate, il gas grezzo deve essere opportunamente raffreddato attraverso scambiatori di calore a recupero di vario genere (scambiatori gas/gas, generatori di vapore a recupero, preriscaldatori di acqua, ecc.).

A seconda dell'utilizzo finale del syngas può inoltre essere necessario modificare la composizione chimica e/o le condizioni fisiche del gas stesso. Per esempio il gas può essere saturato con acqua, compresso (o anche fatto espandere), sottoposto a processi di "shift conversion", ecc.

Pertanto, in linea generale, la sezione di condizionamento del gas grezzo effettua *la depurazione del gas grezzo, il raffreddamento del gas grezzo e la modifica della composizione e/o delle condizioni fisiche del gas grezzo*. Ai fini della caratterizzazione delle interazioni fra il processo di gassificazione e l'ambiente assumono pertanto particolare importanza soprattutto le caratteristiche del sistema di depurazione del gas grezzo, analizzato nel seguito.

3. IL SISTEMA DI DEPURAZIONE DEL SYNGAS

Il sistema di depurazione del gas grezzo è preposto alla riduzione dei livelli di concentrazione delle impurità presenti nel gas grezzo. Esso opera secondo tre diverse tipologie di intervento:

1. *Rimozione del particolato;*
2. *Rimozione dei composti dello zolfo;*
3. *Rimozione degli altri inquinanti secondari.*

Nella maggior parte degli impianti di gassificazione attualmente operativi, il sistema di depurazione è basato sull'impiego di processi a bassa temperatura, da tempo disponibili a livello commerciale ed ampiamente utilizzati nella comune pratica industriale. Il loro svantaggio principale è rappresentato dalla notevole complessità dell'impianto (che utilizza, peraltro, processi chimici, di uso non comune nella normale pratica gestionale degli impianti di potenza) e dalle apprezzabili perdite energetiche (dovute agli scambi termici, alla inevitabile presenza di condense, ecc.).

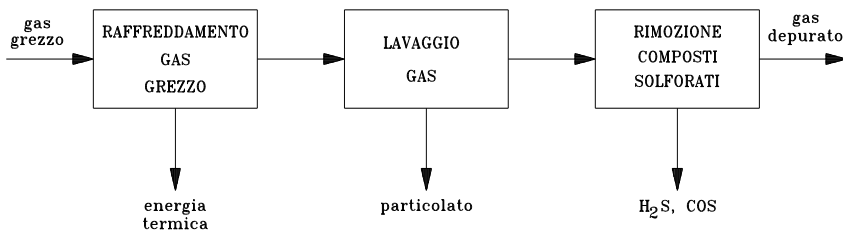
La figura 8 riporta gli schemi semplificati della sezione di condizionamento del gas grezzo prodotto da processi a letto fisso, fluido e trascinato. In tali schemi non sono stati riportati elementi fondamentali quali pompe, compressori, scambiatori gas/gas, saturatori, ecc, pure presenti nella sezione di condizionamento del gas di sintesi. Dall'esame di tali schemi si evince come le diverse caratteristiche del syngas (temperatura, contenuto di TAR, particolato, ecc.) influenzino significativamente la configurazione del sistema di depurazione del gas grezzo.

3.1. Rimozione del particolato

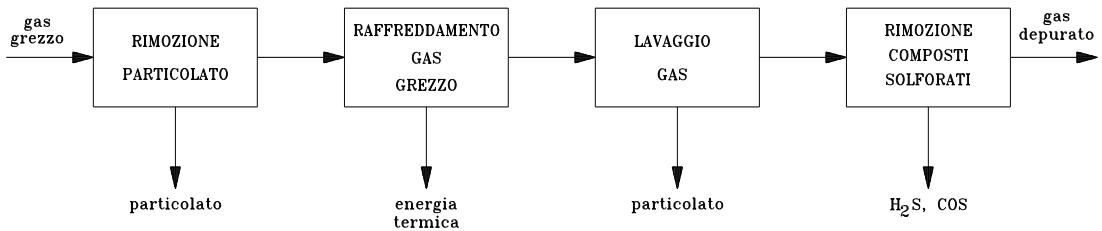
La limitazione delle emissioni di particolato dagli impianti che utilizzano il carbone si impone sia a causa dei pericoli per la salute provocati dalle polveri di dimensioni più piccole sia ai fini di una efficace protezione delle apparecchiature che utilizzano il gas prodotto.

Come visto, la legislazione di ogni Paese limita pertanto la concentrazione del particolato contenuto negli effluenti gassosi scaricati alla atmosfera. Il particolato trascinato nel gas genera inoltre fenomeni di deposito, erosione e corrosione nei componenti delle turbine a gas, delle pile a combustibile e delle altre apparecchiature attraversate dal gas. In particolare, nel caso di utilizzo di turbine a gas i limiti alla concentrazione di particolato sono molto bassi (non sono ammesse particelle con dimensioni superiori a circa 20 μm , le particelle appartenenti alla classe 1÷20 μm devono essere in concentrazioni inferiori a circa 5 *ppmw*, quelle appartenenti alla classe 0÷1 μm devono essere presenti in concentrazione inferiore a circa 2.5 *ppmw*). Tali limiti divengono ancora più severi nel caso di utilizzo di sistemi con pile a combustibile.

a) Letto trascinato



b) Letto fluido



c) Letto fisso

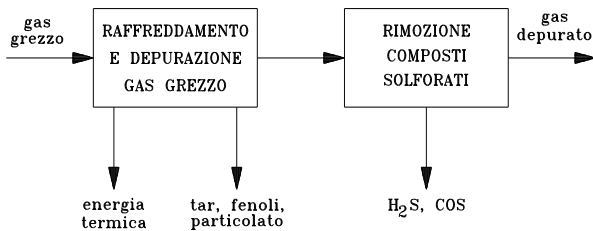


Figura 8. Schema semplificato della sezione di condizionamento del gas grezzo, basata su processi a bassa temperatura, per gassificatori a letto trascinato (a), fluido (b) e fisso (c).

La produzione di particolato risulta fortemente influenzata dalla fluidodinamica del gassificatore. In particolare, i gassificatori a letto fisso ed a letto trascinato non producono rilevanti quantità di particolato, anche se nel secondo caso esistono problemi legati alle dimensioni molto piccole del particolato stesso. I gassificatori a letto fluido producono invece notevoli quantità di particolato, rendendo particolarmente impegnativa la relativa azione di rimozione.

La rimozione del particolato negli impianti di gassificazione viene effettuata con apparecchiature convenzionali, simili a quelle già utilizzate negli usuali impianti di combustione. Generalmente il sistema di depolverizzazione completo prevede una prima depurazione del gas all'interno di un ciclone. I cicloni sono apparecchiature semplici e molto diffuse, anche se non garantiscono, in linea generale, adeguate efficienze di rimozione delle polveri e devono pertanto essere abbinati ad altri sistemi più efficaci quali i sistemi di lavaggio dei gas all'interno di apposite torri ("scrubbers"). Al fine di operare una depolverizzazione a fondo del gas si usano prevalentemente gli "scrubbers Venturi", i quali oltre all'azione di depolverizzazione, raffreddano e saturano il gas trattato.

3.2. Rimozione dei composti dello zolfo

Gran parte dello zolfo inizialmente presente nel combustibile primario si ritrova nel gas di sintesi sotto forma di H_2S e COS , con concentrazioni dell'ordine dell'1÷2%; la restante parte dello zolfo viene neutralizzata dai composti basici intrinsecamente presenti nelle ceneri (CaO e MgO) e si ritrova nelle scorie prodotte dal gassificatore. Come evidenziato nella figura 9, il sistema di rimozione dei composti solforati di un impianto di gassificazione comprende essenzialmente tre distinte sezioni:

1. la sezione di desolforazione del gas di sintesi e di rigenerazione del solvente;
2. la sezione di recupero dello zolfo elementare dai gas all'uscita del rigeneratore del solvente;
3. la sezione di trattamento finale dei gas ("gas di coda") prima della immissione in atmosfera.

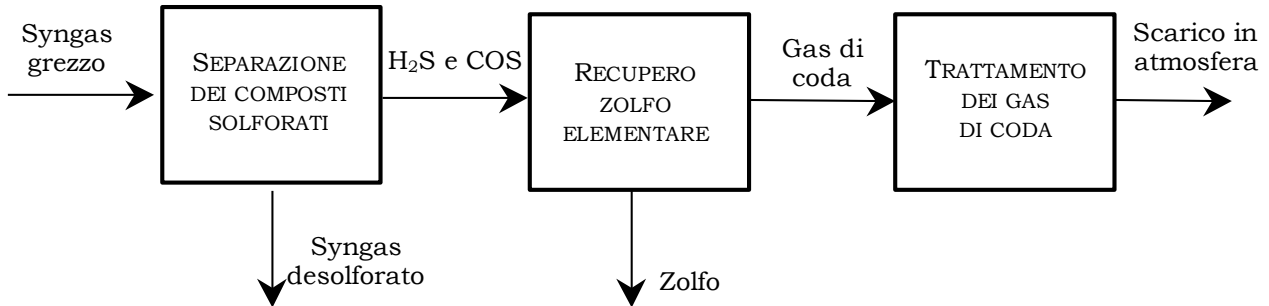


Figura 9. Sezione di rimozione dei composti dello zolfo.

1) Sezione di desolforazione. La separazione dei composti dello zolfo presenti nel gas di sintesi avviene impiegando specifici processi di desolforazione operanti, in genere, a bassa temperatura ed elevata pressione, che fanno uso di solventi in grado di rimuovere selettivamente i composti indesiderati. In relazione al tipo di interazione fra solvente e composto da rimuovere, i processi possono essere classificati in:

- Processi chimici, nei quali il solvente reagisce con il composto da rimuovere originando altri composti o insiemi di composti instabili;
- Processi fisici, nei quali l'interazione fra composto e solvente risulta esclusivamente di natura fisica.

La differenza fra i processi fisici ed i processi chimici consiste nel differente tipo di equilibrio che si instaura fra il solvente ed il composto da rimuovere, ed in particolare nella relazione esistente fra la pressione parziale del composto ed il rapporto V_c/V_s tra il volume di composto rimosso ed il corrispondente volume di solvente utilizzato.

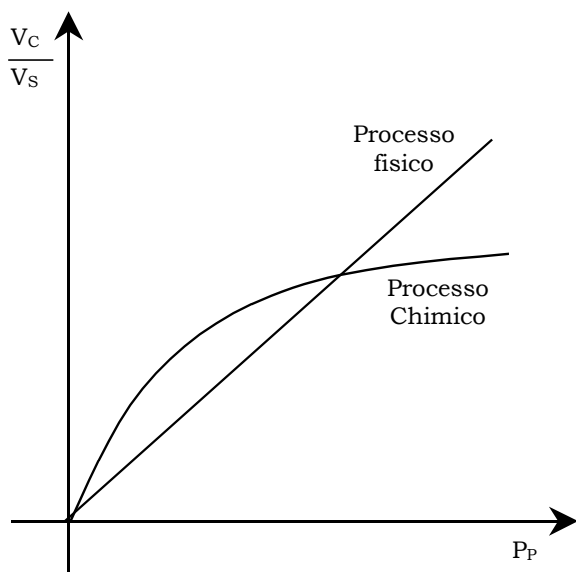


Figura 10. Equilibrio nei processi chimici e fisici di assorbimento.

Come evidenziato dalla figura 10, l'impiego dei processi di tipo fisico risulta conveniente allorché il composto da rimuovere è presente in elevata concentrazione (e pertanto con elevata pressione parziale) nel syngas, essendo minore il volume di solvente richiesto per l'operazione. Inoltre per un processo fisico la fase di rigenerazione del solvente viene effettuata attraverso la riduzione della pressione ("flash"), mentre per i processi chimici la rigenerazione avviene per via termica, attraverso la fornitura di calore ed il conseguente aumento di temperatura ("stripping" con vapore).

Entrambi i processi rimuovono con maggiore efficacia l'idrogeno solforato (efficienza di rimozione superiore al 98%) rispetto al COS (efficienza di circa il 20%).

Nel caso di elevati rapporti molari tra COS e H_2S è opportuno introdurre a monte del processo di desolfurazione uno stadio di conversione catalitica del COS in H_2S . Tale conversione avviene a temperature dell'ordine di circa $200\div 300\text{ }^\circ\text{C}$, secondo la reazione:



Salvo differenze marginali lo schema della sezione di desolfurazione è riconducibile a quello della figura 11. La fase di assorbimento avviene all'interno di una colonna a piatti o a riempimento dove il solvente entra in contatto con il gas da trattare rimuovendo i composti indesiderati. Il gas depurato esce dalla testa della colonna mentre il solvente saturo dei composti gassosi precedentemente assorbiti viene estratto dal fondo della colonna. Il solvente saturo viene dapprima depressurizzato e riscaldato ed in seguito rigenerato all'interno di una apposita colonna, dove una corrente di vapore provvede a "lavare" il solvente (questa operazione viene spesso indicata con il termine "strippaggio"). Il solvente rigenerato viene quindi compresso, raffreddato e ricircolato all'assorbitore, mentre i composti gassosi estratti dalla colonna di rigenerazione vengono inviati ad una specifica sezione di trattamento. Nel caso in cui il gas di sintesi debba essere impiegato come materia prima nell'industria chimica occorre prevedere, a valle dell'unità di desolfurazione, un sistema di lavaggio dei gas che asporti le eventuali tracce di solvente, le quali possono danneggiare i catalizzatori impiegati nei processi di sintesi.

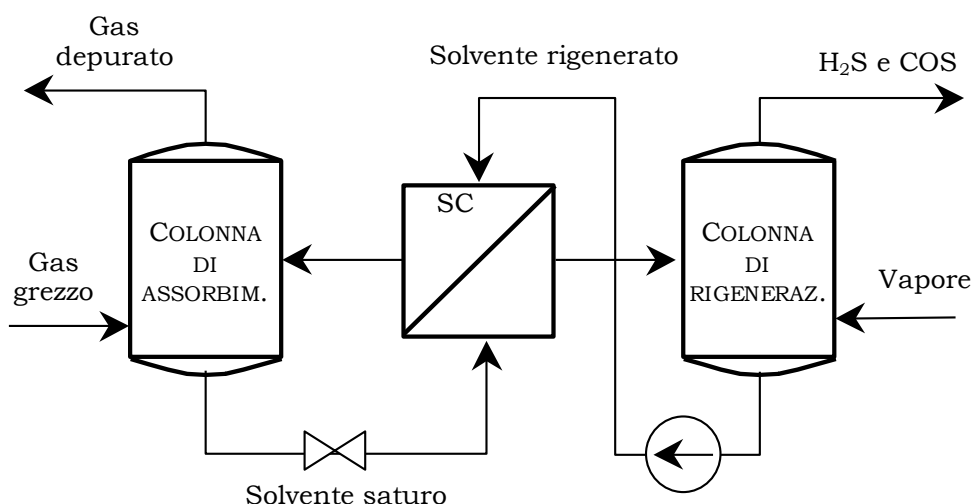


Figura 11. Schema semplificato della sezione di rimozione dei composti solforati.

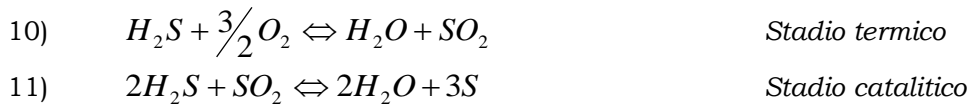
Fra i processi fisici maggiormente utilizzati occorre menzionare il processo Rectisol (che utilizza metanolo come solvente, assorbe anche la CO_2 ed opera a bassa temperatura ed alta pressione), il Purisol (molto selettivo nei confronti dell' H_2S e che spesso contiene catalizzatori per l'idrolisi del COS) ed il Selexol (abbastanza selettivo, spesso utilizzato anche per rimuovere la CO_2 dai gas).

I processi chimici si differenziano per l'uso di solventi a base di soluzioni acquose di ammine e sali alcalini. Tali solventi (*MEA*, *DEA*, *MDEA*, etc.) reagiscono con i composti da rimuovere formando altri composti che poi si scindono in fase di rigenerazione. L'assorbimento avviene a temperature di circa $25\div 50\text{ }^\circ\text{C}$ ed a bassa pressione, mentre la rigenerazione avviene a circa $120\text{ }^\circ\text{C}$ e con l'uso di vapore. Essi presentano efficienze di rimozione dei composti dello zolfo di circa il 99%.

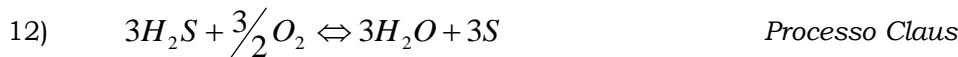
Altri processi di assorbimento dei composti solforati (Sulfinol, Amisol, Stretford, etc.) usano carbonato di sodio e di potassio, ammoniaca ed idrossido di sodio, ecc.

2 Sezione di recupero dello zolfo elementare. La corrente gassosa ricca di composti solforati prodotta allo scarico della sezione di rigenerazione del solvente viene inviata alla sezione di recupero dello zolfo, nella quale si ha la conversione dei composti dello zolfo in zolfo elementare. Tale recupero consente sia di ottenere zolfo elementare vendibile sul mercato e sia di minimizzare le emissioni inquinanti in atmosfera.

Generalmente gli impianti per il recupero dello zolfo sono di tipo *Claus*, nei quali l' H_2S viene convertito in zolfo elementare attraverso uno o più stadi termici e catalitici. Le reazioni promosse sono le seguenti:



ovvero, globalmente:



Come evidenziato nella figura 12, nello stadio termico avviene una prima reazione di ossidazione (*reazione 10*), veloce e a temperatura elevata ($1260\div 1370$ °C) all'interno di un reattore tipo forno. L'aria alimentata è in genere sufficiente per ossidare circa un terzo dell' H_2S ad SO_2 , nonché tutte le altre specie combustibili eventualmente presenti nei gas. La corrente gassosa prodotta in questo primo stadio viene raffreddata all'interno di un generatore di vapore a recupero nel quale si produce vapore a media pressione. Successivamente essa attraversa il primo stadio catalitico dove, ad una temperatura di circa $200\div 260$ °C una parte dell' H_2S reagisce con la SO_2 (*reazione 11*), formando zolfo elementare e acqua. Il gas viene successivamente sottoposto a raffreddamento per far condensare e rimuovere lo zolfo; l'energia termica liberata durante la fase di condensazione dello zolfo viene recuperata ed utilizzata per produrre vapore a bassa pressione. Se il contenuto di composti dello zolfo risulta ancora elevato, i gas possono essere quindi riscaldati e alimentati ad un secondo stadio catalitico per promuovere la conversione di una ulteriore quantità di H_2S a SO_2 . Quando la concentrazione di composti solforati nel gas da trattare è inferiore al $15\div 20\%$ in volume, per migliorare il funzionamento dello stadio termico una parte del gas stesso alimenta direttamente lo stadio catalitico, oppure, in alternativa, la combustione nello stadio termico viene realizzata utilizzando ossigeno in luogo di aria. In un impianto Claus circa il $90\div 98\%$ dello zolfo inizialmente contenuto nei gas alimentati all'impianto viene di norma recuperato sotto forma di zolfo elementare.

Altri processi (*Selectox*, *Stretford*, etc.) operano direttamente la conversione dell' H_2S in zolfo elementare attraverso stadi catalitici a bassa temperatura e vengono presi in considerazione quando la concentrazione di idrogeno solforato nei gas da trattare è bassa ($10\div 15\%$).

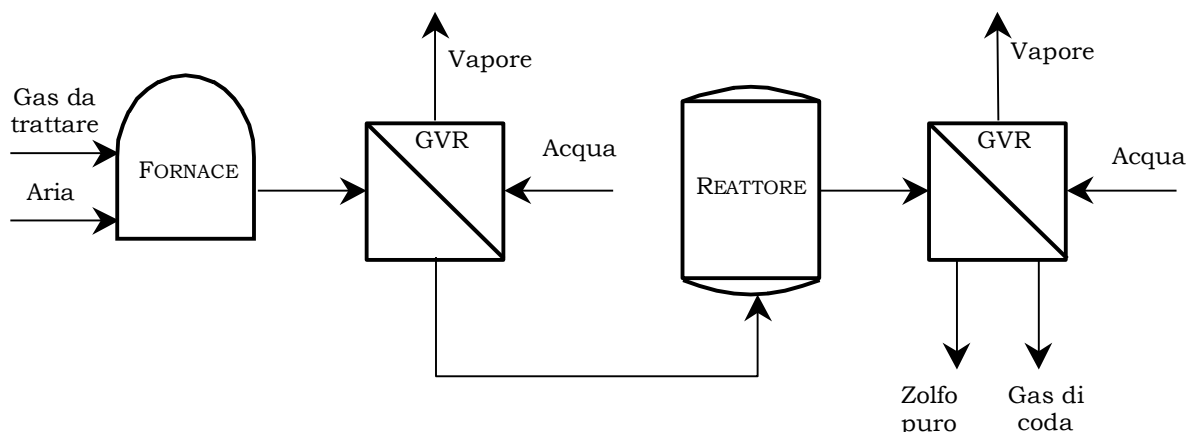


Figura 12. Schema semplificato dell'impianto Claus.

3 Sezione di trattamento finale dei gas. Lo zolfo ancora presente nei gas allo scarico dell'impianto Claus ("gas di coda") sotto forma di H_2S e SO_2 viene trattato in una apposita unità prima di essere scaricato in atmosfera. La sezione di trattamento dei gas di coda viene anche utilizzata per smaltire gli effluenti gassosi prodotti in altre sezioni dell'impianto di gassificazione. I processi maggiormente utilizzati sono lo *Scot* ed il *Beavon*, peraltro operanti con modalità molto simili.

La figura 13 riporta uno schema concettuale del processo *Scot*, frequentemente abbinato ad un processo *Claus*. Il processo *Scot* consta di un primo stadio catalitico, operante a bassa temperatura (circa 150 °C) e con catalizzatori a base di cobalto e molibdeno, nel quale tutti i composti dello zolfo presenti vengono convertiti in H_2S . Successivamente i gas contenenti l' H_2S vengono raffreddati, attraverso uno scambiatore a recupero per la produzione di vapore a bassa pressione, ed inviati ad una sezione di assorbimento dell' H_2S operante con solventi a base di ammine. I gas ricchi di H_2S presenti allo scarico della colonna di rigenerazione del solvente vengono ricircolati a monte della stessa unità *Claus*. I gas di scarico così trattati vengono inceneriti o, talvolta, direttamente immessi in atmosfera.

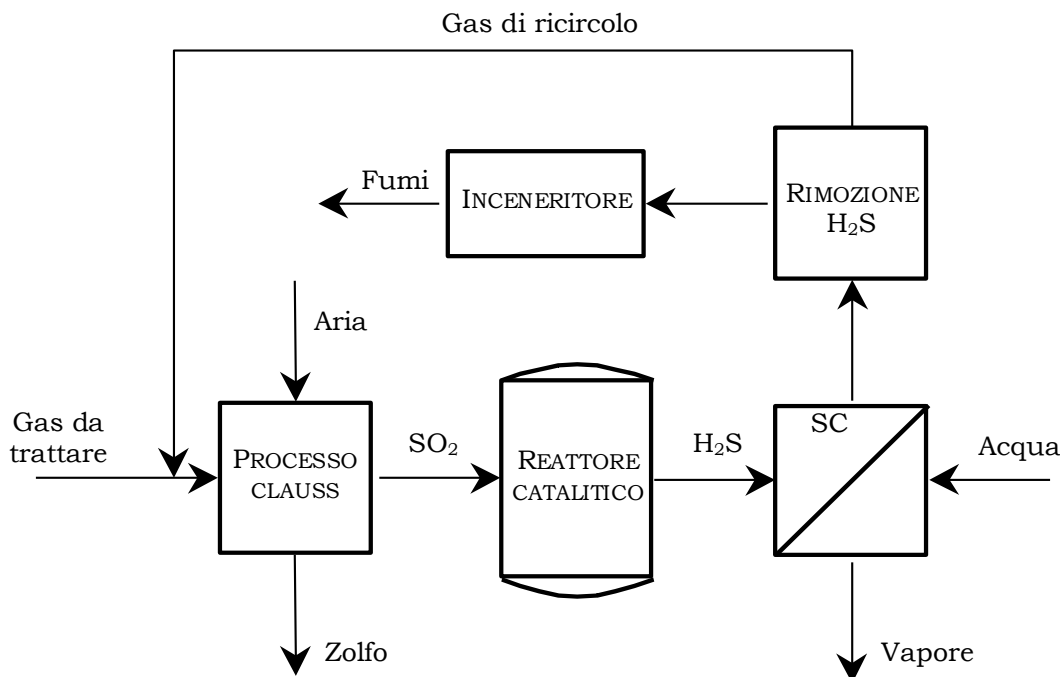


Figura 13. Schema semplificato della sezione di trattamento dei gas di coda.

3.3. Rimozione degli altri inquinanti

Come detto, oltre ai composti dello zolfo ed al particolato, il gas di sintesi contiene, in relazione anche alla tipologia del processo di gassificazione, altre specie inquinanti come NH_3 , HCN , TAR , alcali, fenoli, HCl , ecc. NH_3 , HCN , TAR e fenoli sono presenti in quantità significative solo nei gas prodotti da gassificatori a letto fisso. Inoltre i processi di depolverizzazione dei gas a bassa temperatura garantiscono un agevole controllo anche di questi inquinanti. Infatti NH_3 , HCN e HCl sono solubili in acqua e pertanto vengono rimossi attraverso i sistemi di lavaggio dei gas. Gli alcali condensano invece sulla superficie del particolato e con esso vengono pertanto eliminati dal gas. TAR e fenoli vengono infine fatti condensare in una apposita sezione di raffreddamento per "quench" subito a valle del gassificatore attraverso lavaggio con condensato acquoso di ricircolo ("liquor").

Trattamento dei gas ad alta temperatura

Come anticipato, la necessità di procedere ad un raffreddamento preventivo del gas di sintesi a monte della sezione di depolverizzazione e di desolforazione introduce perdite energetiche e complicazioni impiantistiche. Per tale motivo sono attualmente in fase di avanzato sviluppo specifiche metodologie di trattamento del gas ad alta temperatura. Il loro utilizzo consentirà di:

- Incrementare il rendimento globale dell'impianto *IGCC*, in quanto si massimizza la frazione di energia convertita in energia meccanica attraverso i due cicli a gas ed a vapore;
- Ridurre la complessità dell'impianto (vengono eliminati gli ingombranti scambiatori di calore, si riduce l'importanza del sistema di trattamento delle acque, ecc);

- Ridurre il costo iniziale dell'impianto.

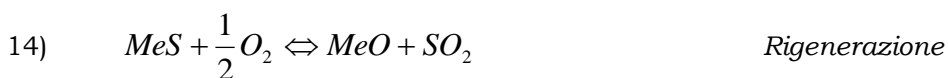
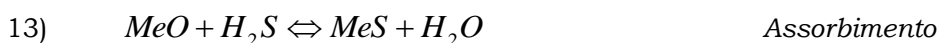
Depolverizzazione ad alta temperatura. I cicloni operanti ad alta temperatura non sono sufficienti a garantire adeguate efficienze di depolverizzazione e devono essere abbinati a sistemi più efficaci. D'altra parte la tecnologia dei filtri elettrostatici, ampiamente utilizzata nel caso di impianti a combustione convenzionali, si è rivelata di difficile applicazione alla gassificazione sia a causa della bassa resistenza elettrica delle particelle e sia a causa del danneggiamento dei filtri stessi provocato dall'atmosfera riducente del gas di sintesi. Pertanto la soluzione privilegiata è rappresentata dalla filtrazione operata mediante l'utilizzo di materiali ceramici porosi. Tra le numerose tecniche sviluppate quelle più vicine all'applicazione industriale sono i *filtri ceramici a candela*, i *filtri ceramici cross-flow* ed i *filtri a letto granulare*.

L'elemento attivo dei filtri ceramici a candela è rappresentato da un cilindro cavo in materiale ceramico poroso, generalmente carburo di silicio o alluminosilicati. I filtri a candela possono operare fino a temperature di circa 850÷950 °C con efficienze di raccolta delle polveri superiori al 99% e perdite di carico pari a circa l'1÷2% della pressione in ingresso.

Il sistema "cross-flow" è costituito da un modulo base in allumina o alluminosilicati, ottenuto utilizzando un certo numero di sottili lastre piane provviste di nervature parallele che sovrapposte formano i canali dove passa il gas. Le prestazioni dei filtri cross-flow sono simili a quelle dei filtri a candela, insieme ai quali appaiono i sistemi più vicini alla fase di applicazione industriale.

I filtri a letto granulare operano la depolverizzazione del gas attraverso l'impiego di un letto filtrante di granuli di allumina (con diametro di circa 2÷3 mm, superiore pertanto al diametro delle particelle da rimuovere). Le particelle solide attraversano i canali formati dai granuli e rimangono intrappolate sulla loro superficie. Il letto può essere fisso (con funzionamento intermittente, a causa delle cicliche operazioni di pulizia, o continuo, se il letto è circolante) oppure fluido. Tali filtri sono in una fase di sviluppo meno avanzato rispetto ai filtri ceramici a candela e cross-flow.

Desolforazione ad alta temperatura. La desolforazione ad alta temperatura può essere realizzata attraverso processi interni al gassificatore o esterni ad esso. I *processi di desolforazione interni al gassificatore* vengono impiegati con ottimi risultati solo con gassificatori a letto fluido e si realizzano alimentando il gassificatore con sorbenti basici ($CaCO_3$ e/o $MgCO_3$) i quali reagiscono con lo zolfo formando CaS o MgS , i quali vengono successivamente eliminati con le ceneri. La desolforazione esterna al gassificatore viene invece realizzata mediante l'impiego di opportuni sorbenti (solidi) in grado di convertire ed adsorbire sulla loro superficie i composti dello zolfo presenti nel gas grezzo. Normalmente vengono impiegati sorbenti a base di ossidi metallici, le cui reazioni fondamentali di assorbimento e rigenerazione sono:



Attualmente i sorbenti di maggiore interesse sono gli ossidi di zinco, in particolare la zincoferrite ed il titanato di zinco, nonché alcuni ossidi di ferro. Il sorbente può essere ospitato in un reattore a letto fluido, collegato ad un secondo reattore dove avviene la rigenerazione del sorbente stesso, oppure in un reattore a letto fisso che opera in maniera intermittente. Tali processi di desolforazione operano a temperature di circa 550÷650 °C con efficienze globali di rimozione dei composti dello zolfo comprese tra il 90 ed il 97%.

Rimozione degli altri inquinanti ad alta temperatura. Poiché con il trattamento dei gas ad alta temperatura il gas grezzo non viene più sottoposto a lavaggio, sono attualmente in fase di sperimentazione specifici sorbenti in grado di rimuovere l'ammoniaca, l'acido cloridrico e gli alcali a secco in reattori simili a quelli utilizzati per la desolforazione ad alta temperatura. La rimozione di TAR e fenoli ad alta temperatura costituisce tuttora un problema molto serio, in quanto la loro eliminazione appare possibile solo mediante processi di cracking catalitico. In tal senso l'utilizzo di processi di trattamento dei gas ad alta temperatura a processi di gassificazione a letto fisso appare molto problematica.