



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Direzione Generale Valutazioni Ambientali

E.prot DVA - 2014 - 0022235 del 07/07/2014

## raffineria di gela

Sede legale In Gela,  
Contrada Piana del Signore  
93012 GELA (CL)  
Tel. Centralino +39 0933 841111  
Fax +39 0933 845402  
Casella Postale 35

Prot. RAGE/AD/DIGE/416/T  
Gela, 03/07/2014

Spett.le Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Direzione Generale Valutazioni Ambientali  
Divisione IV - Rischio rilevante e autorizzazione integrata ambientale

Via Cristoforo Colombo, 44

00147 ROMA

[aia@PEC.minambiente.it](mailto:aia@PEC.minambiente.it)

e, p.c. Presidente della Commissione Istruttoria AIA-IPPC

Via Vitaliano Brancati, 60

00144 ROMA

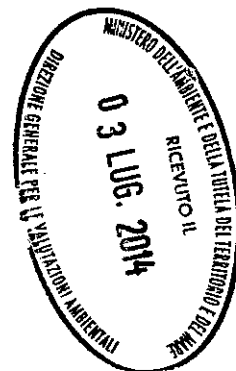
[roberto.nigro@isprambiente.it](mailto:roberto.nigro@isprambiente.it)

.. Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Via Vitaliano Brancati, 48

00144 ROMA

[protocollo.ispra@ispra.legalmail.it](mailto:protocollo.ispra@ispra.legalmail.it)



**Oggetto:** Decreto MATTM prot. DEC - MIN 0000236 del 21 dicembre 2012 - Autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio dell'impianto della società Raffineria di Gela S.p.A., ubicato nel comune di Gela.

Rif. prot DVA-2014-0017226 del 04/06/2014; *Adempimento prescrizione n. 8 del Decreto AIA relativa all'adozione delle MTD non ancora applicate all'impianto FCC-CO. - Richiesta integrazioni.*

Con riferimento alla comunicazione di cui in oggetto inviamo, in allegato alla presente, le informazioni integrative richieste.

Nello specifico la relazione viene integrata, in ossequio alle indicazioni della Commissione Istruttoria AIA-IPPC (cfr. prot. CIPPC-00-2014-0000960 del 19/05/2014), con schemi esemplificativi del processo unitamente ad una più puntuale ed argomentata giustificazione tecnica delle motivazioni alla base della quale vengono ritenute non applicabili all'impianto di specie talune MTD di settore, MTD che val la pena ricordare rappresentano, conformemente a quanto indicato dalla stessa normativa tecnica vigente, tecnologie di carattere generale che devono comunque essere "calate" caso per caso allo specifico impianto per come interconnesso all'interno del proprio ciclo produttivo.

La scrivente segnala altresì che, relativamente all'impianto FCC-CO oggetto della presente, per esso è attualmente previsto il mantenimento di lungo termine in stato di conservazione (previo svuotamento e bonifica di tutte le apparecchiature); quanto sopra al fine di analizzare la valenza strategica del suo mantenimento nell'attuale configurazione impiantistica.



Sede legale in Gela, Contrada Piana del Signore, 93012 (CL)  
Società per Azioni  
Capitale Sociale € 15.000.000,00 i.v.  
Partita IVA e Cod. Fisc. 06496081008  
R.E.A. Caltanissetta n. 89181  
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento dell'Eni S.p.A.  
Società a socio unico



# raffineria di gela

Sede legale in Gela,  
Contrada Piana del Signore  
93012 GELA (CL)  
Tel. Centralino +39 0933 841111  
Fax +39 0933 845402  
Casella Postale 35

In conseguenza di quanto sopra emarginato lo studio non contempla, evidentemente, cronoprogramma di realizzazione interventi.

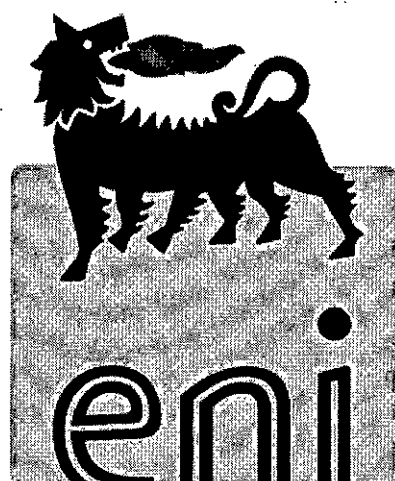
Rimanendo disponibili per qualsivoglia eventuale chiarimento, porgiamo distinti saluti

Il Direttore Generale  
Settimio Carlo Guarrata

All. c.s.



Sede legale in Gela, Contrada Piana del Signore, 93012 (CL)  
Società per Azioni  
Capitale Sociale € 15.000.000,00 i.v.  
Partita IVA e Cod. Fisc. 06496081008  
R.E.A. Caltanissetta n. 89181  
Società soggetta all'attività di direzione  
e coordinamento dell'Eni S.p.A.  
Società a socio unico



**raffineria di gela**

**Adozione delle MTD non ancora  
applicate all'impianto FCC/CO**  
*Richiesta integrazioni*

**Luglio 2014**

**INDICE**

Sezione	N° di Pag.
1	PREMESSA E SCOPO DEL DOCUMENTO ..... 2
2	SINTESI DELLA NOTA PREDISPOSTA DALLA RAFFINERIA IN RISPOSTA ALLA PRESCRIZIONE N. 8 DEL PIC..... 3
3	DESCRIZIONE IMPIANTO DI CRACKING CATALITICO..... 4
4	APPROFONDIMENTI RICHIESTI DAL MATTM ..... 7
4.1	Impostazione metodologica ..... 7
4.2	Riduzione delle emissioni di NOx ..... 8
4.3	Riduzione delle emissioni di particolato ..... 9
4.4	Riduzione delle emissioni di SOx ..... 10
4.5	Valutazione di sintesi..... 11

**ALLEGATI****ALLEGATO 1 - Schemi impianto FCC****Overview schema FCC - PFD - Schemi costruttivi Cicloni e Sezione di rigenerazione**

## 1 PREMESSA E SCOPO DEL DOCUMENTO

La Raffineria di Gela S.p.A. (di seguito "Raffineria") è intestataria del Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale (Decreto AIA) Prot. 0000236 del 21/12/2012 rilasciato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM).

La prescrizione n. 8 del PIC (Parere Istruttorio Conclusivo) recita: *"Il Gestore, entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA, dovrà presentare all'Autorità Competente uno studio finalizzato alla fattibilità dell'adozione delle MTD, non ancora applicate allo specifico impianto. Lo studio dovrà contemplare il progetto di adeguamento con cronoprogramma di realizzazione in modo da effettuare le opportune modifiche impiantistiche entro sei mesi prima della scadenza dell'AIA"*.

Con nota del 2 Dicembre 2013 (Prot. RAGE/AD/DIGE/1042/T) la Raffineria ha trasmesso al Ministero lo studio richiesto dalla prescrizione n. 8 del Parere Istruttorio Conclusivo (PIC).

In data 4 giugno 2014 il MATTM con nota Prot. DVA-2014-0017226 ha riscontrato la nota della Raffineria richiedendo documentazione integrativa completa delle informazioni mancanti, necessarie per la conclusione delle attività istruttorie.

Questo elaborato costituisce la documentazione integrativa richiesta dal MATTM e necessaria per la conclusione delle attività istruttorie.

## 2 SINTESI DELLA NOTA PREDISPOSTA DALLA RAFFINERIA IN RISPOSTA ALLA PRESCRIZIONE N. 8 DEL PIC

La nota predisposta dalla Raffineria in risposta alla prescrizione n. 8 del PIC evidenziava come non applicabili le seguenti MTD all'unità FCC della Raffineria di Gela.

### Riduzione emissioni di NO<sub>x</sub>

Sistemi di trattamento secondari di tipo SCR e SNCR per la rimozione degli NO<sub>x</sub> dai fumi prodotti dal rigeneratore.

### Riduzione emissioni di Polveri

Applicazione di un ESP (Electrostatic Precipitator) o uno scrubber al gas dal rigeneratore a valle del CO boiler.

### Riduzione emissioni di SO<sub>2</sub>

Sistemi di desolfurazione per la rimozione di SO<sub>2</sub> dai fumi prodotti dal rigeneratore (indicati anche come FGD – Flue Gas Desulphurization).

Come evidenziato dalle stesse Linee Guida di Settore, l'implementazione di sistemi di desolfurazione (FGD) per la riduzione delle emissioni di SO<sub>2</sub>, di sistemi di tipo SCR e SNCR per la riduzione delle emissioni di NO<sub>x</sub> e di un ESP/Scrubber per la riduzione delle emissioni di particolato comporterebbe le seguenti controindicazioni:

1. Criticità a livello di lay-out dati i vincoli stringenti esistenti per le installazioni di tali impianti presso la raffineria.
2. Aumento del livello di rischio complessivo per via dell'introduzione di nuovi impianti.
3. Aumento della produzione di rifiuti associati all'esercizio degli impianti (miscela semiliquida di calcare/acqua da FGD, catalizzatore esausto da SCR, polveri rimosse da ESP).
4. Acque reflue contaminate da solidi sospesi, metalli e cloruri che necessitano di trattamenti dedicati nel caso di FGD.
5. Aumento dei consumi energetici per il funzionamento di tutte le apparecchiature considerate, in particolare di elettricità per l'esercizio dell'ESP.
6. Elevati costi di investimento iniziali di installazione e di esercizio degli impianti di abbattimento.

Qui di seguito vengono approfondite e ulteriormente supportate le ragioni per cui le MTD qui indicate non sono applicabili presso la Raffineria di Gela.

### **3 DESCRIZIONE IMPIANTO DI CRACKING CATALITICO**

Questo paragrafo descrive in modo sintetico l'unità di cracking catalitico della Raffineria. In Allegato 1 sono riportati gli schemi e i PFD di questa unità di processo.

L'unità di Cracking Catalitico a letto fluido FCC (Fluid Catalytic Cracking) ha lo scopo di incrementare la produzione di benzine alto ottaniche a scapito dei distillati pesanti.

L'impianto è stato progettato per convertire il gasolio pesante ottenuto dall'unità Vacuum e dai Coking, previo opportuno trattamento nell'impianto Gofiner (HDS), in idrocarburi liquidi e gassosi a più basso peso molecolare.

L'impianto è del tipo Fluid Catalytic Cracking ed ha una capacità di 5.400 t/d di distillati pesanti ed è costituito dalle seguenti sezioni:

- sezione di reazione;
- sezione di rigenerazione del catalizzatore;
- sezione di frazionamento.

La carica preventivamente desolforata viene riscaldata in un treno di scambio ed inviata, previo miscelamento con catalizzatore, al reattore di cracking catalitico R-101. Il prodotto del reattore viene quindi alimentato direttamente alla colonna di separazione C-101. La colonna prevede 2 tagli laterali. Il primo viene impiegato per fornire calore alla colonna di distillazione benzine C-205, per poi ritornare come riflusso nella colonna medesima. Il secondo taglio, costituito da olio combustibile leggero, in parte va a stoccaggio ed in parte, dopo aver ceduto calore allo stripper C-203, viene utilizzato come olio di lavaggio nella colonna C-202 e successivamente ricircolato nella colonna C-101.

Il prodotto di coda della colonna C-101 "slurry" viene ricircolato nella colonna stessa dopo aver recuperato parte del suo calore in una caldaia per la produzione di vapore a 18 ate, ed in parte va in un decantatore sul cui fondo si depositano trascinalenti di catalizzatore del reattore ricircolati in alimentazione.

Il prodotto di testa, previo raffreddamento, perviene al separatore V-104. La fase gassosa viene compressa tramite TK-201 e unitamente al prodotto di testa dello stripper C-203 e a quello di fondo della colonna C-201, va nel separatore ad alta pressione V-203. I gas separati in V-203 sono alimentati alla colonna assorbitrice C-201, la fase liquida perviene allo stripper C-203, mentre i dreni liquidi sono inviati all'unità SWS.

La fase liquida idrocarburica separata in V-104 viene alimentata alla prima colonna assorbitrice C-201, in controcorrente con i gas provenienti da V-203. I prodotti gassosi dalla testa della colonna C-201, depurati dalla maggior parte dei C3 e più pesanti,

vengono inviati al secondo assorbitore C-202 per una ulteriore depurazione dei C3, mediante lavaggio con olio leggero proveniente dalla zona centrale della colonna C-101.

Dalla testa della colonna C-202 i gas depurati sono convogliati all'unità Recupero Gas. Il prodotto di coda della colonna C-202 viene ricircolato nella colonna C-101.

La fase liquida del separatore V-203 sono alimentati nella colonna di strippaggio C-203 per l'eliminazione del H<sub>2</sub>S che ritorna in alimentazione alla colonna di assorbimento. Il fondo dello stripper viene mandato, previo riscaldamento, alla colonna debutanzatrice C-204. I prodotti di testa, costituiti da propano, propilene, butani e buteni, in parte riciccolati in colonna ed in parte inviati all'unità Merox.

Il prodotto di fondo della colonna C-204 perviene alla colonna di distillazione delle benzine C-205. La benzina leggera ottenuta in testa, previo raffreddamento, viene inviata all'impianto TAME, mentre la benzina più pesante ottenuta in coda perviene all'unità Merox. Nella sezione di rigenerazione del catalizzatore avviene la combustione del coke formatosi sul catalizzatore con produzione di flue gas in pressione che viene sottoposto a diversi trattamenti: separazione delle polveri mediante due sistemi di cicloni in serie (terzo e quarto stadio), turbo expander e CO boiler.

L'unità è dotata di un unico camino E4, dove vengono convogliati i fumi del CO Boiler.

Lo schema di flusso dell'impianto è illustrato nella seguente figura 1.

In Allegato 1 sono riportati i seguenti documenti descrittivi dell'impianto FCC.

- Overview schema generale e schema di flusso.
- PFD.
- Schemi costruttivi delle sezioni di rigenerazione e dei cicloni.



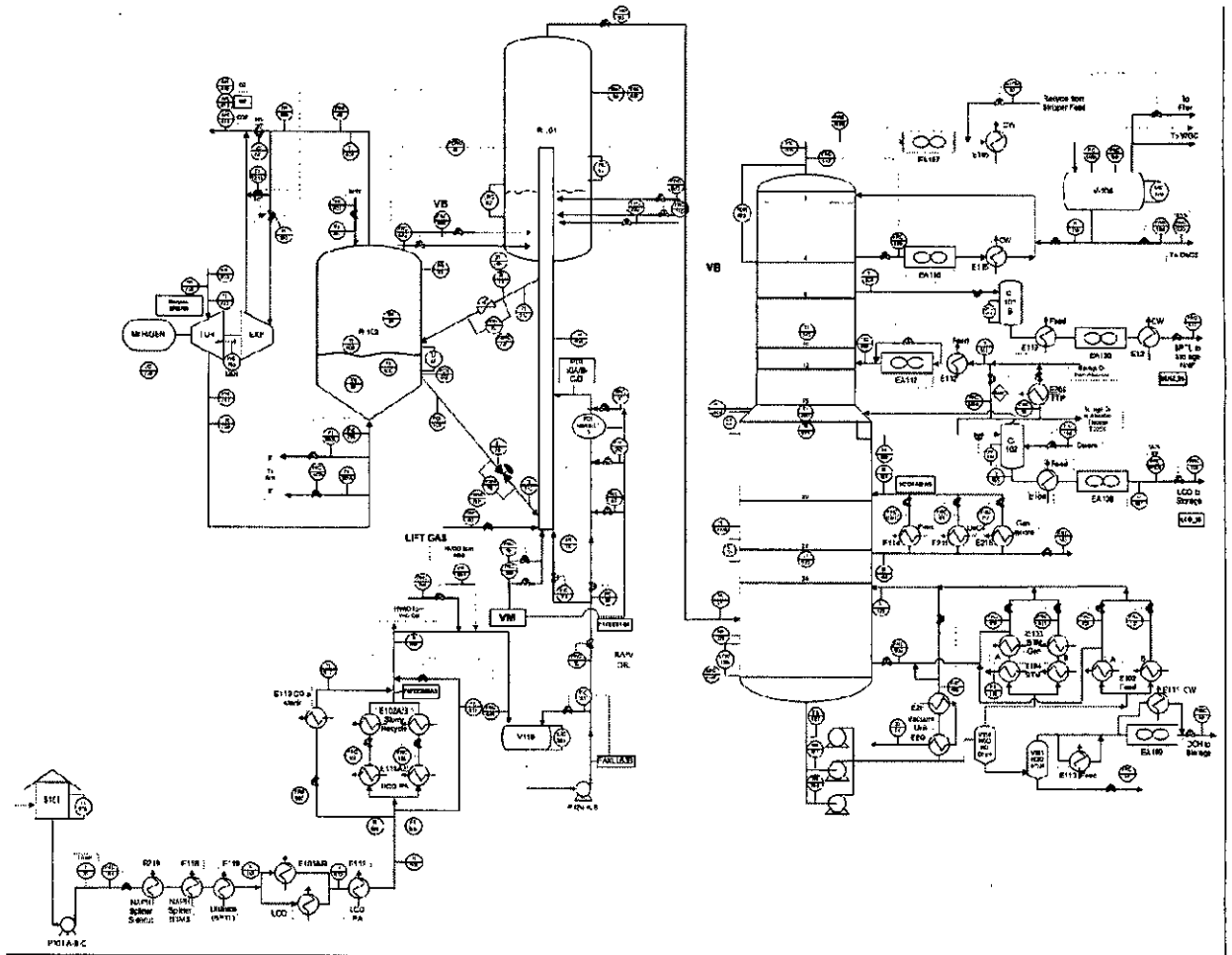


Figura 1 Schema di flusso impianto FCC di Gela

## 4 APPROFONDIMENTI RICHIESTI DAL MATTM

### 4.1 Impostazione metodologica

Scopo di questo capitolo è di fornire le informazioni ritenute mancanti dal MATTM atte a dimostrare che le MTD relative al trattamento fumi in uscita dall'unità di cracking catalitico (FCC) non sono applicabili alla specifica realtà della Raffineria di Gela.

Le MTD in esame sono:

- Riduzione delle emissioni di NOx: Impianti di trattamento secondari di tipo SCR (Selective Catalytic Reduction) e SNCR (Selective Non Catalytic Reduction) sulla linea in uscita dal generatore (a valle del CO boiler).
- Riduzione delle emissioni di particolato: Impianti di trattamento secondari quali ESP (Electro Static Precipitator) o scrubber sulla linea in uscita dal generatore (a valle del CO boiler).
- Riduzione delle emissioni di SO<sub>2</sub> Sistemi di desolforazione catalitici o a umido (FGD – Flue Gas Desulphurization) per la rimozione di SO<sub>2</sub> dai fumi prodotti dal rigeneratore.

Le considerazioni e le analisi qui di seguito sviluppate sono base dei seguenti elementi:

1. Specifica conoscenza delle problematiche connesse con gli impianti di raffinazione della struttura tecnica centrale e del circuito delle Raffinerie di Eni R&M.
2. Specifica conoscenza del contesto impiantistico della Raffineria di Gela.
3. Dati e informazioni contenute nel D.Lgs 372/99 (art 3 comma 2) - Linee Guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili (Raffinerie di petrolio e gas).
4. Dati e informazioni contenute nel Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas – Final Draft (July 2013).

**4.2 Riduzione delle emissioni di NOx**

Le tecniche di trattamento degli NOx indicate dalle MTD di settore sono:

- Riduzione catalitica - SCR – Selective Catalytic Reduction
- Riduzione non catalitica - SNCR – Selective Non Catalytic Reduction

In via preliminare si evidenzia che la raffineria privilegia tecniche primarie atte a limitare la formazione degli NOx mediante l'adozione di bruciatori Low NOx installati sul CO Boiler.

Si evidenzia inoltre che concentrazione di NOx in uscita dal rigeneratore e dal CO Boiler è mediamente compresa nel range 100 – 300 mg/Nm<sup>3</sup> indicato dalle MTD di settore, ovvero allineata con i valori di emissioni ottenibili per le condizioni di combustione parziale.

Le MTD di settore evidenziano inoltre che dal punto di vista ambientale l'installazione di impianti SNCR o SCR può determinare un incremento delle concentrazioni di CO nelle emissioni. La presenza di ammoniaca a temperature prossime al limite minimo di esercizio dell'impianto può infatti inibire il processo di ossidazione del CO, favorendone conseguentemente un incremento di concentrazione.

Inoltre in particolare per l'SCR si renderebbe necessario la riprogettazione dell'intera linea fumi del FCC con l'installazione di opportuni dispositivi di compressione dei gas a causa della perdita di carico che questo sistema di trattamento determinerebbe. Ciò inevitabilmente causerebbe notevoli inefficienze nei processi di recupero energetici oggi in atto in questa unità di processo.

Per quanto riguarda gli aspetti economici connessi con un eventuale retrofitting dell'esistente impianto di cracking catalitico si riportano qui di seguito i costi. Si evidenzia che essi tengono in conto esclusivamente l'installazione e la gestione di impianti SNCR e SCR, non considerando i rilevanti interventi di riorganizzazione complessiva dell'unità di processo che si renderebbero necessari a fronte della mancanza di spazio nell'area di intervento e delle perdite di carico non sostenibili da punto di vista fluidodinamico che si verificherebbero.

<b>Tecnica di trattamento</b>	<b>Costo di investimento (M€)</b>	<b>Costo di gestione (€/anno)</b>
SNCR	12 - 22	2 - 4.5
SCR	61 - 114	5.9 – 14

Tabella 1 Costi impianti DeNox (rif. Best Available Techniques Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas – Final Draft (July 2013).

---

### 4.3 Riduzione delle emissioni di particolato

Le MTD di settore indicano quali tecniche di riduzione del particolato la combinazione di:

1. Cicloni terziari e multistadio.
2. Applicazione di un ESP o uno scrubber al gas dal rigeneratore (dopo il CO boiler);
3. Contenimento delle perdite dal catalizzatore durante le fasi di carico/ scarico.
4. Selezione di catalizzatori resistenti all'attrito per abbassare la frequenza di sostituzione e ridurre le emissioni.

L'MTD n. 1 è applicata dalla Raffineria in quanto la sezione di rigenerazione del catalizzatore prevede due sistemi di cicloni in serie (terzo e quarto stadio). L'operazione di scarico avviene mediante collegamento a circuito chiuso del rigeneratore ad un sylos.

Con riferimento alla MTD n. 4 si evidenzia che il catalizzatore attualmente utilizzato è caratterizzato da una resistenza meccanica tipica di catalizzatori FCC di ultima generazione per minimizzare la produzione delle polveri. L'indice GDI per valutare la resistenza meccanica alla produzione di polveri è 5, potendo variare tra 1 (massima resistenza) e 20 (minima) e quindi risulta tra i più resistenti all'attrito.

Un sistema di trattamento tipo ESP per la rimozione del particolato dai gas di scarico del rigeneratore non è applicabile per ragioni di spazio disponibile e per ragioni economiche. L'ESP è tipologia di impianto che tratta stream gassosi a bassa velocità e richiede quindi volumetrie considerevoli, se applicate ai fumi in uscita dall'unità FCC di Gela.

Per quanto riguarda gli aspetti economici si evidenzia che i costi di installazione di un impianto ESP sono compresi tra 14 e 32 M€ mentre i costi di gestione compresi tra 2 e 4 M€. Anche in questo caso i costi evidenziati sono significativamente sottostimati in quanto non tengono conto degli interventi complessivi sul lay-out dell'esistente impianto che si renderebbero necessari (rif. Best Available Techniques Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas – Final Draft (July 2013)).

#### **4.4 Riduzione delle emissioni di SOx**

Le MTD di settore prevedono la riduzione delle emissioni di SOx attraverso la combinazione di:

1. Utilizzo di DeSOx catalitico.
2. Utilizzo di un impianto di desolforazione a umido – wet scrubbers.
3. Idrotattamento della carica FCC: serve per ridurre contemporaneamente NOx, SOx, particolato e gli scarichi di acqua reflua. E' necessario valutarne la possibilità/fattibilità e convenienza economica. In considerazione degli elevatissimi costi questa tecnica è molto raramente giustificata per motivi ambientali e viene applicata, quasi esclusivamente, nei casi in cui vi sia necessità di miglioramento della qualità dei prodotti per motivi commerciali.

Anche in questo caso si evidenzia in via preliminare che la raffineria privilegia tecniche di trattamento primario. La carica all'unità FCC è costituita da miscela di correnti idrocarburiche, preventivamente trattate e desolforate nell'unità Gofiner HDS.

Si evidenzia inoltre che la concentrazione di SO<sub>2</sub> in uscita dal rigeneratore e dal CO Boiler è mediamente compresa nel range 500 – 1.500 mg/Nm<sup>3</sup>, valore inferiore a quanto indicato dalla MTD relativamente alle performance ottenibili con l'utilizzo di un sistema di DeSOx catalitico (di fatto realizzato attraverso l'impianto Gofiner). Si ritiene pertanto che l'implementazione di un ulteriore sistema DeSOx catalitico non risulti vantaggiosa dal punto di vista ambientale.

Per quanto riguarda i trattamenti a umido - wet scrubbers - possono essere valutate due soluzioni alternative:

- l'utilizzo di soluzioni non rigenerabili a base di idrossido di sodio.
- l'utilizzo di soluzioni rigenerabili (ad esempio processo Belco) a base di idrossido di sodio e acido fosforico.

In entrambi di casi si determinerebbe comunque un notevole incremento nella produzione di rifiuti, costituiti dalle soluzioni esauste, e di utilizzo di chemicals. Inoltre si renderebbe necessario il riscaldamento del *flue gas* in uscita dall'impianto al fine di contenere vistosi pennacchi di vapore (in ogni caso sempre presenti in impianti di tale tipologia).

Il costo medio di installazione di un impianto di trattamento a umido -wet scrubbers - è compreso tra 9,5 e 13,8 M€ mentre i costi di gestione sono compresi tra 0,32 e 0,57 M€/anno (rif. Best Available Techniques Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas – Final Draft (July 2013)).

## **4.5 Valutazione di sintesi**

In sintesi gli elementi a supporto della non applicabilità delle MTD indicate all'impianto FCC di Gela possono essere raggruppati in tre distinte categorie.

- Elementi di natura impiantistica
- Elementi di natura ambientale
- Elementi di natura economica

### Elementi di natura impiantistica

Gli impianti di riduzione delle emissioni di NO<sub>x</sub>, particolato e SO<sub>x</sub> indicati come MTD sono impianti di dimensioni e complessità tali che non possono essere installati nell'area dell'unità FCC della raffineria di Gela.

Un eventuale retrofitting dell'unità di FCC richiederebbe la riprogettazione dell'intera unità di processo per ragioni di lay-out complessivo, per ragioni di processo vere e proprie (ad esempio a causa della perdita di carico che si determinerebbe) oltre che per ragioni di spazio. Data la complessità dell'impianto FCC un retrofitting con le unità di trattamento fumi non risulta realizzabile dal punto ingegneristico senza intervenire radicalmente nell'assetto complessivo della raffineria.

Si renderebbe necessario riprogettare e ricostruire l'unità produttiva nel suo complesso con costi di investimento e di mancata produzione che si verificherebbe a fronte del prolungato fermo impianti che si renderebbe necessario.

Anche l'installazione di un impianto relativamente compatto come l'impianto "Belco" comporterebbe problematiche a livello di lay-out complessivo degli impianti non superabili presso il sito di Gela.

### Elementi di natura ambientale

La raffineria di Gela predilige l'applicazione di tecniche di riduzione dell'inquinamento di tipo primario ossia tecniche che prevengano la formazione di contaminanti piuttosto che tecniche di trattamento "end of pipe" ossia finalizzate alla loro rimozione (trattamenti secondari).

A questo proposito si evidenzia che la carica all'unità FCC è costituita da miscela di correnti idrocarburiche, preventivamente trattate e desolforate nell'unità Gofiner (HDS).

Per quanto riguarda gli NO<sub>x</sub> si evidenzia che la loro concentrazione in uscita dal rigeneratore e dal CO Boiler è mediamente compresa nel range 100 – 300 mg/Nm<sup>3</sup> indicato dalla LG MTD Raffinerie, ovvero allineata con i valori di emissioni ottenibili per le

condizioni di combustione parziale. Anche la concentrazione di SO<sub>2</sub> in uscita dal rigeneratore e dal CO Boiler è mediamente compresa nel range 500 – 1.500 mg/Nm<sup>3</sup> valore inferiore a quanto indicato dalla MTD relativamente alle performance ottenibili con l'utilizzo di un sistema di DeSOx catalitico.

Si ritiene pertanto che l'implementazione dei sistemi indicati come BAT per il trattamento fumi risulti non vantaggiosa dal punto di vista ambientale nella specifica realtà della Raffineria di Gela.

Si evidenzia inoltre come l'installazione di un sistema di trattamento fumi tipo Belco comporterebbe, anche dal punto di vista visivo, un pennacchio emissivo estremamente visibile che in un contesto territoriale quale quello della raffineria sarebbe di difficile accettazione (si veda in proposito la fotografia qui riportata di un camino di un tipico impianto Belco).

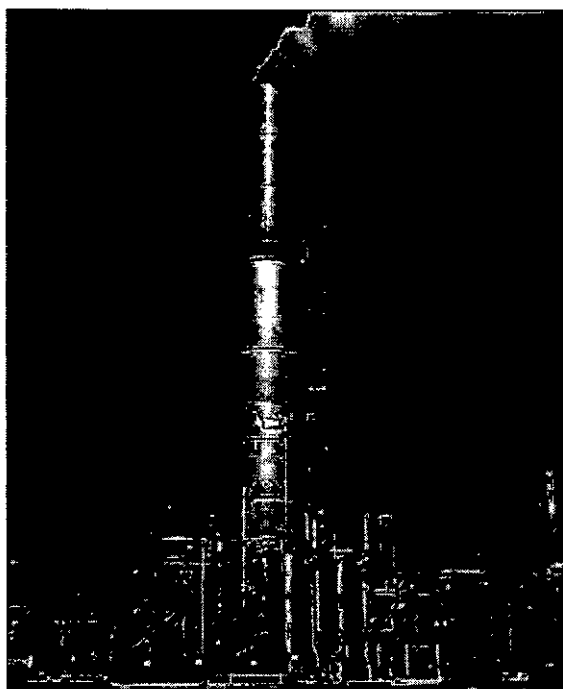


Figura 1. Camino di un impianto tipo Belco (foto tratta da documentazione Belco Dupont)

Elementi di natura economica

I costi di installazione medi delle unità di trattamento indicate come BAT sono di seguito presentati. Essi sono tratti dal documento - Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas – Final Draft (July 2013).

Inquinante trattato	Tecnica di trattamento	Costo di investimento (M€)	Costo di Gestione (M€/anno)
NOx	SNCR	12 - 22	2 – 4,5
	SCR	61 -114	5,9 – 14
Particolato	ESP	14-32	2-4
SOx	Wet scrubbers (*)	9,5 – 13,8	0,32-0,57

(\*) soluzione non rigenerabile

## Tabella 2 Costi impianti BAT

I costi qui riportati evidenziano gli investimenti necessari esclusivamente per l'installazione e la gestione degli impianti indicati, non considerando i costi, sicuramente molto più consistenti, necessari per la riorganizzazione del lay-out complessivo dell'unità di FCC della Raffineria di Gela. Non sono stati inoltre considerati i costi associati alla mancata produzione che si verificherebbe a fronte del prolungato fermo impianti che si renderebbe necessario.



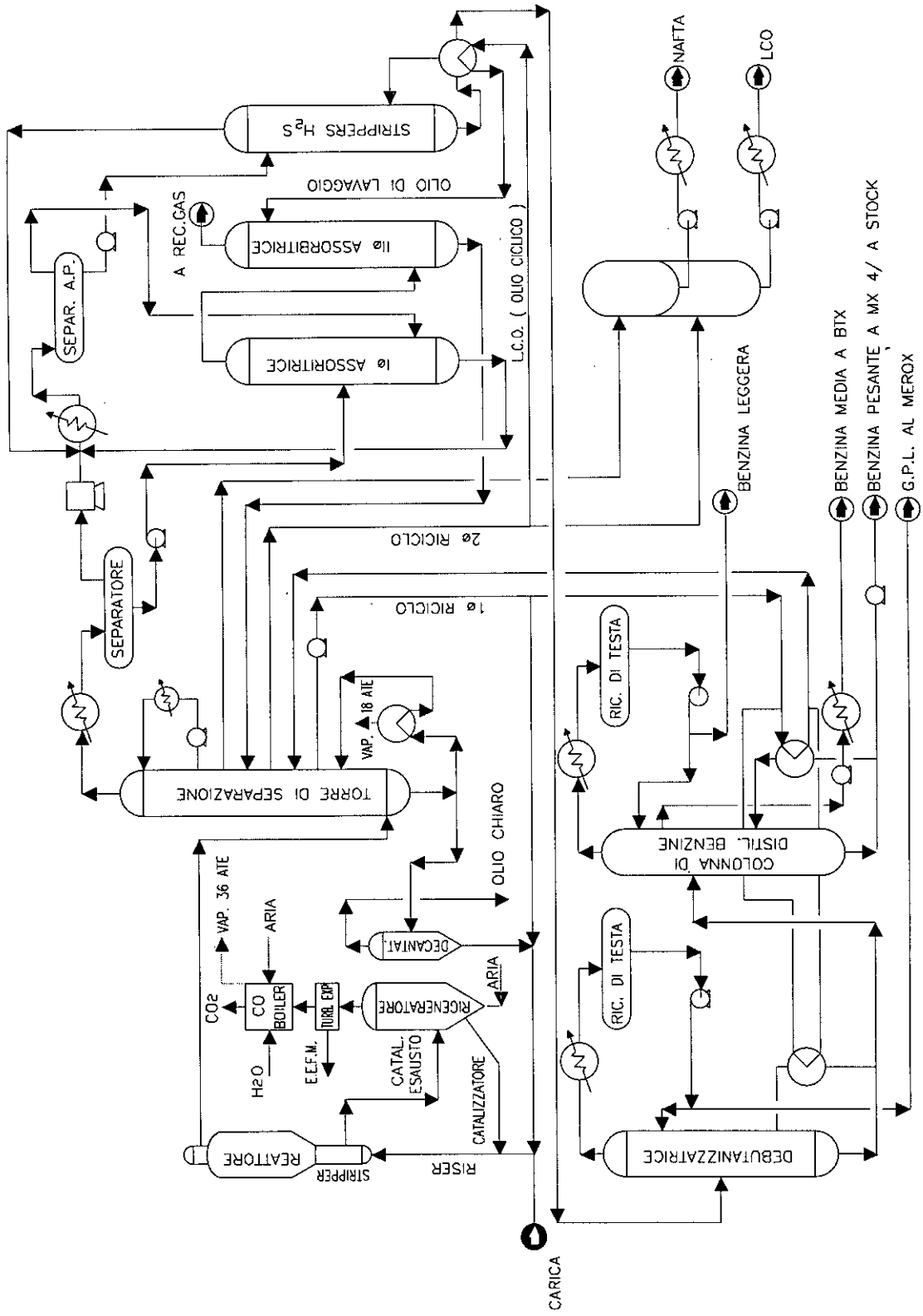
---

# Allegato 1

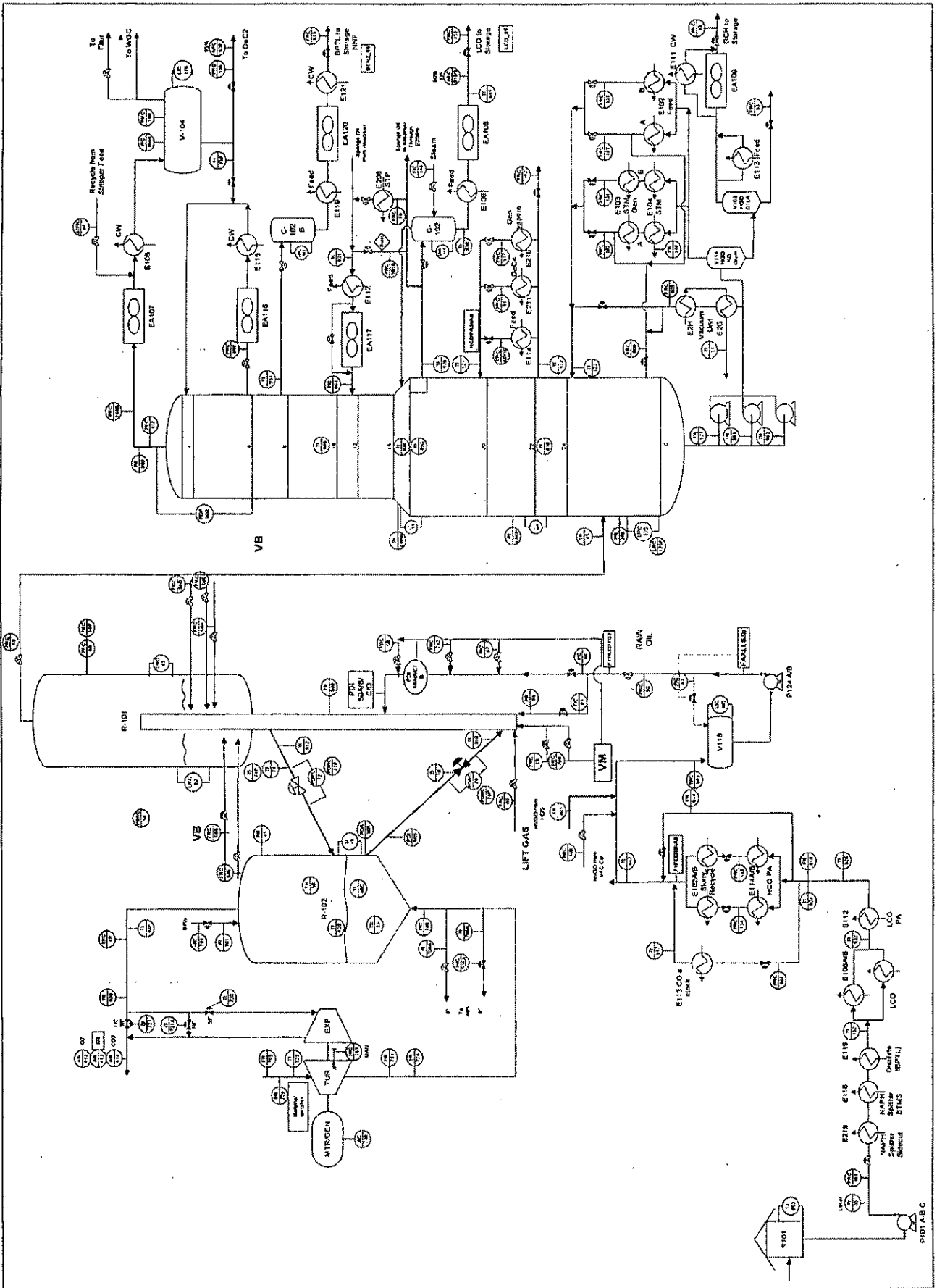
**Schema impianto FCC Overview**

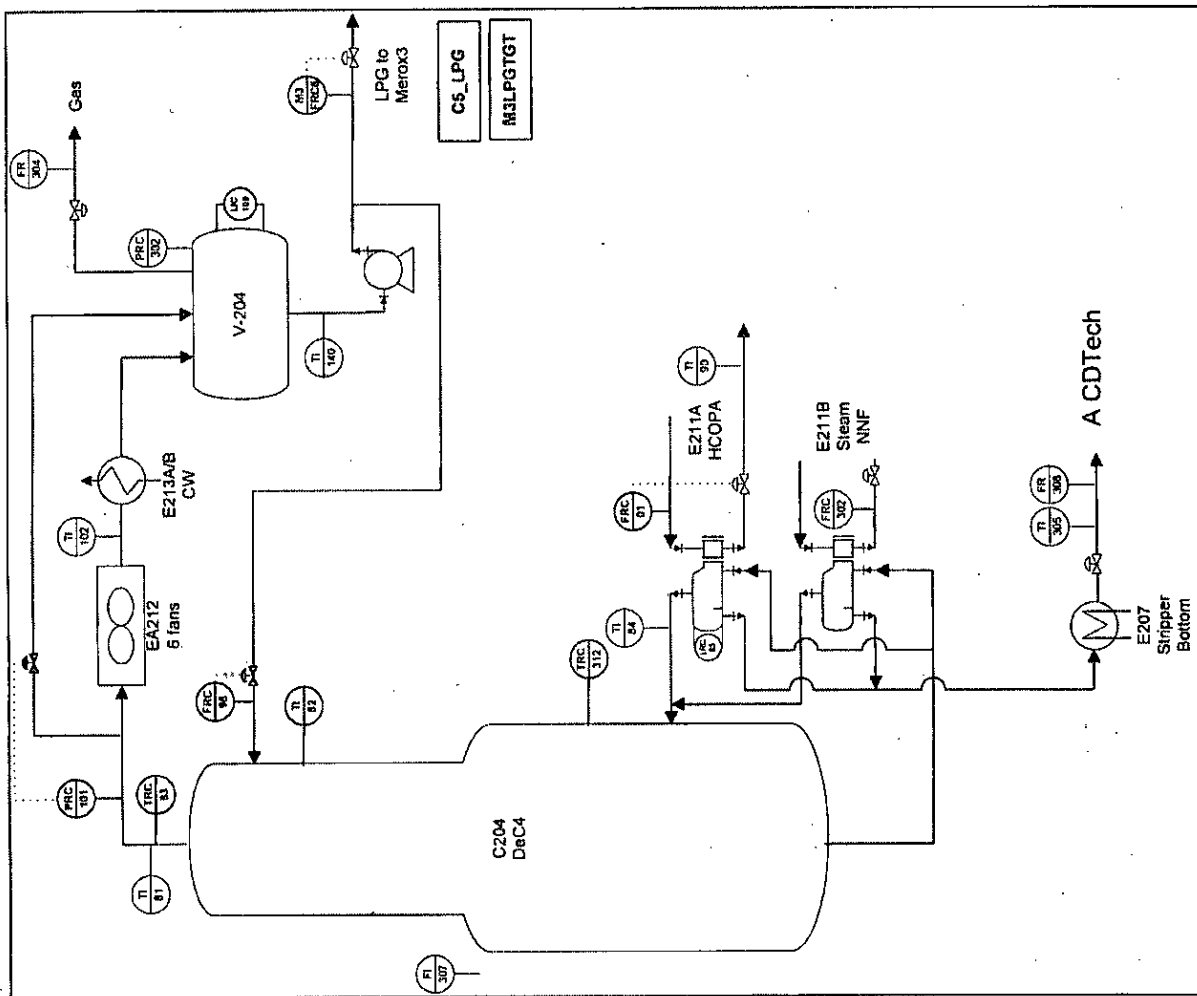
**Schemi PFD**

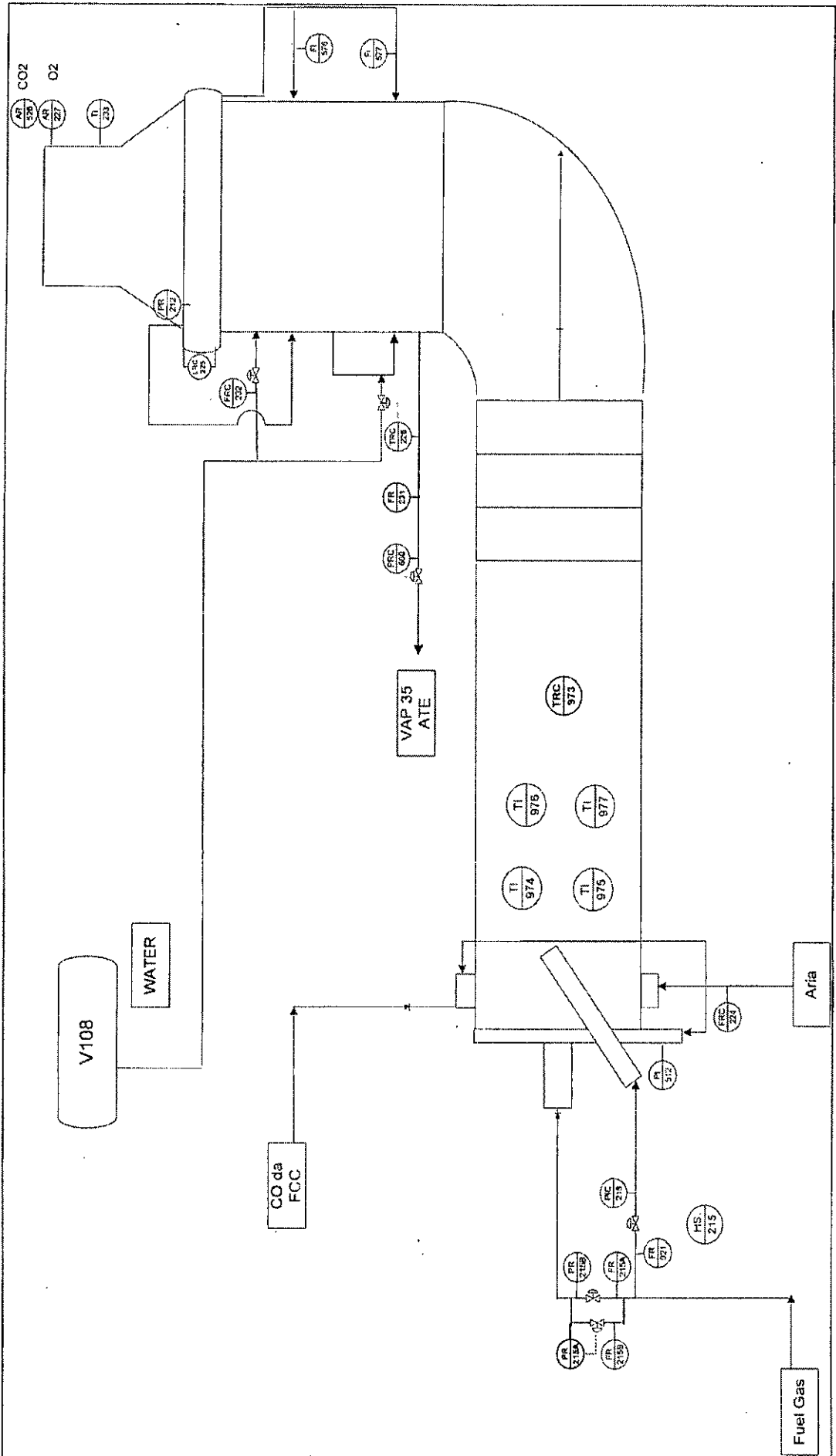
**Schemi costruttivi Cicloni e Sezione di Rigenerazione**

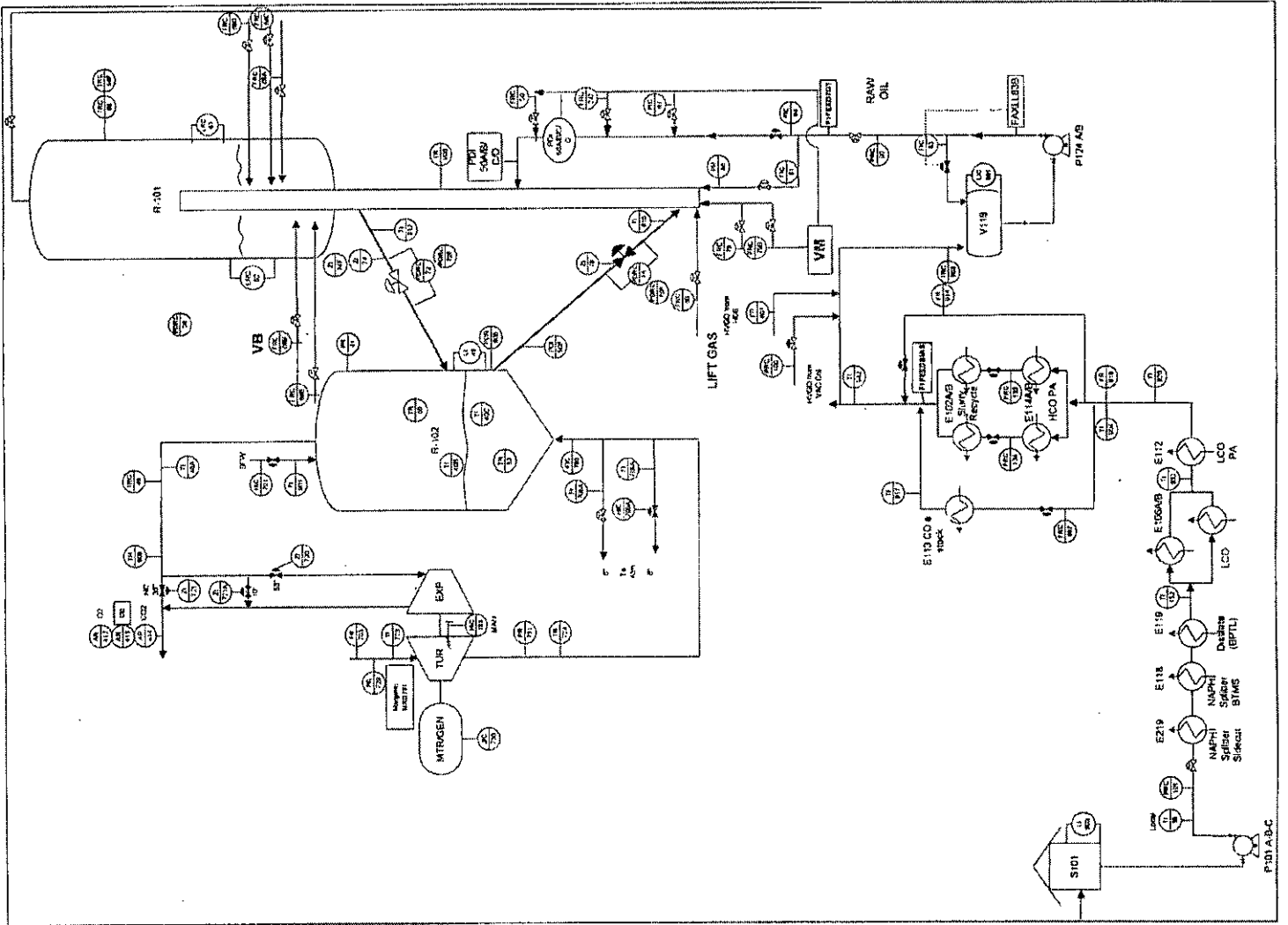


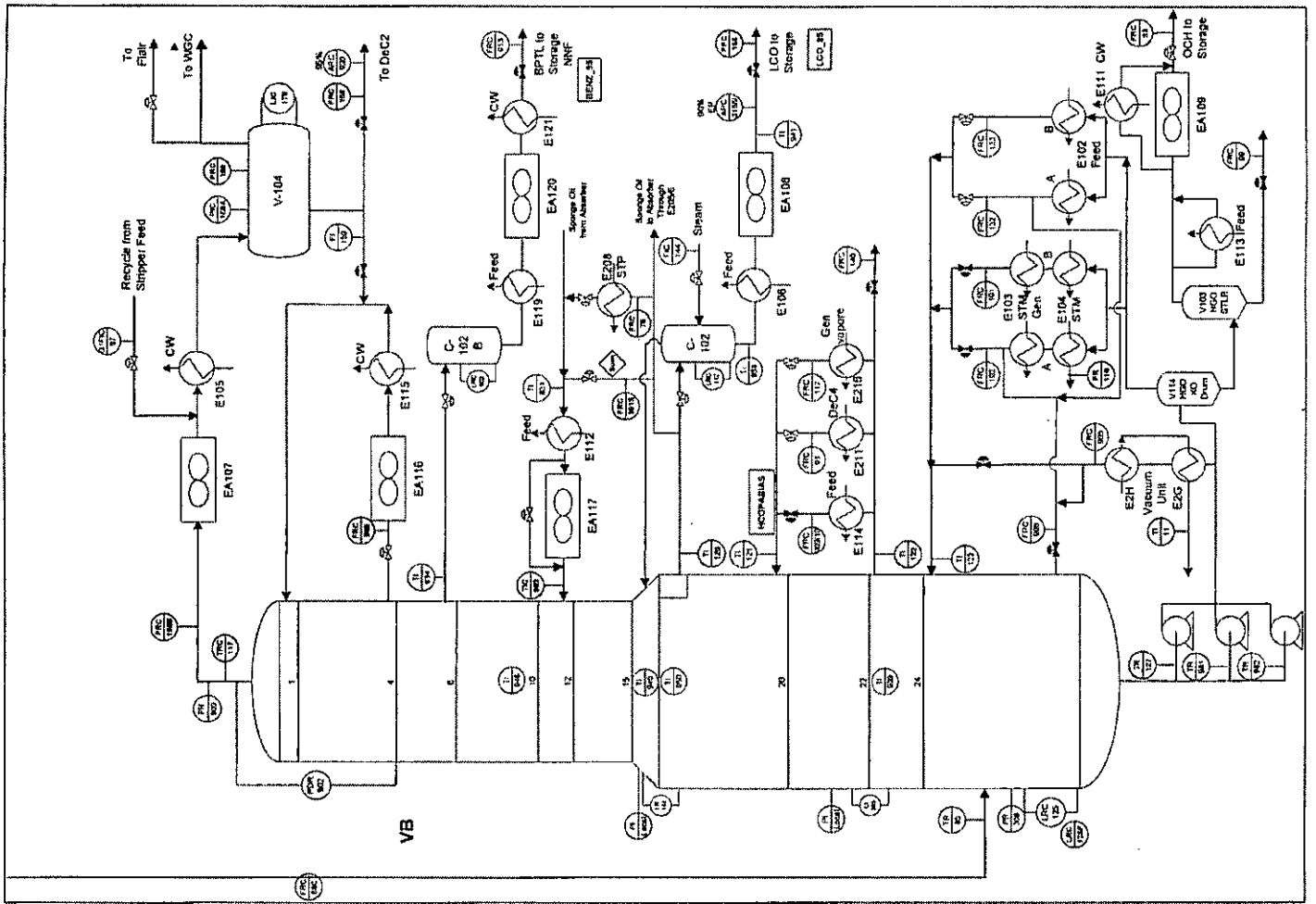
**FLUID CATALYTIC CRACKING**











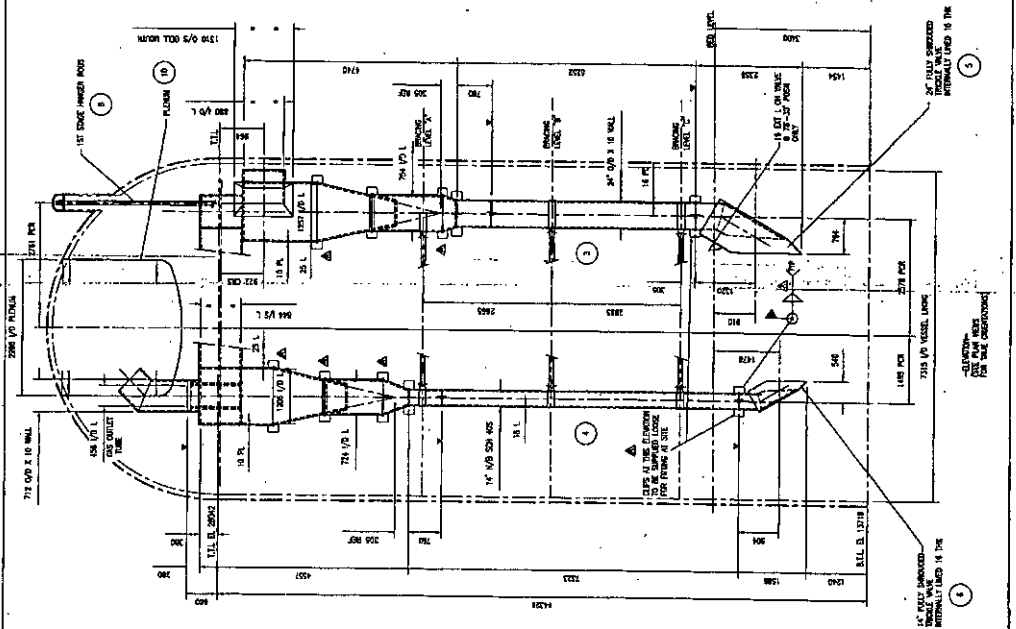
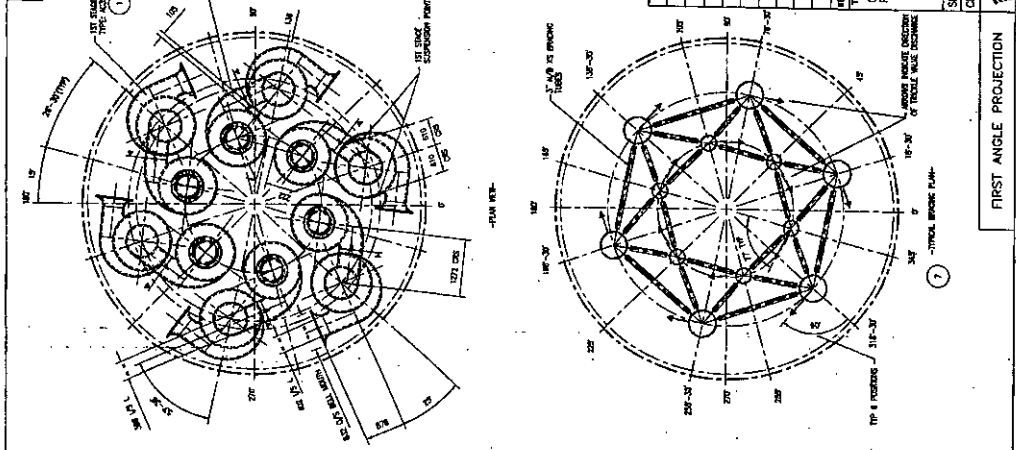
REV.	DATE	DESCRIPTION	BY	CHKD.
1	12.15.14	ISSUED		

ENCLOSURE NUMBER	DESCRIPTION	DATE
1	1ST STAGE CYCLONE	10.11.14
2	2ND STAGE CYCLONE	10.11.14
3	3RD STAGE CYCLONE	10.11.14
4	4TH STAGE CYCLONE	10.11.14
5	5TH STAGE CYCLONE	10.11.14
6	6TH STAGE CYCLONE	10.11.14
7	7TH STAGE CYCLONE	10.11.14
8	8TH STAGE CYCLONE	10.11.14
9	9TH STAGE CYCLONE	10.11.14
10	10TH STAGE CYCLONE	10.11.14
11	11TH STAGE CYCLONE	10.11.14
12	12TH STAGE CYCLONE	10.11.14
13	13TH STAGE CYCLONE	10.11.14
14	14TH STAGE CYCLONE	10.11.14
15	15TH STAGE CYCLONE	10.11.14
16	16TH STAGE CYCLONE	10.11.14
17	17TH STAGE CYCLONE	10.11.14
18	18TH STAGE CYCLONE	10.11.14
19	19TH STAGE CYCLONE	10.11.14
20	20TH STAGE CYCLONE	10.11.14
21	21ST STAGE CYCLONE	10.11.14
22	22ND STAGE CYCLONE	10.11.14
23	23RD STAGE CYCLONE	10.11.14
24	24TH STAGE CYCLONE	10.11.14
25	25TH STAGE CYCLONE	10.11.14
26	26TH STAGE CYCLONE	10.11.14
27	27TH STAGE CYCLONE	10.11.14
28	28TH STAGE CYCLONE	10.11.14
29	29TH STAGE CYCLONE	10.11.14
30	30TH STAGE CYCLONE	10.11.14
31	31ST STAGE CYCLONE	10.11.14
32	32ND STAGE CYCLONE	10.11.14
33	33RD STAGE CYCLONE	10.11.14
34	34TH STAGE CYCLONE	10.11.14
35	35TH STAGE CYCLONE	10.11.14
36	36TH STAGE CYCLONE	10.11.14
37	37TH STAGE CYCLONE	10.11.14
38	38TH STAGE CYCLONE	10.11.14
39	39TH STAGE CYCLONE	10.11.14
40	40TH STAGE CYCLONE	10.11.14
41	41ST STAGE CYCLONE	10.11.14
42	42ND STAGE CYCLONE	10.11.14
43	43RD STAGE CYCLONE	10.11.14
44	44TH STAGE CYCLONE	10.11.14
45	45TH STAGE CYCLONE	10.11.14
46	46TH STAGE CYCLONE	10.11.14
47	47TH STAGE CYCLONE	10.11.14
48	48TH STAGE CYCLONE	10.11.14
49	49TH STAGE CYCLONE	10.11.14
50	50TH STAGE CYCLONE	10.11.14

NOTES:

1. ALL DIMENSIONS ARE IN METERS UNLESS OTHERWISE STATED.
2. ALL DIMENSIONS ARE TO FACE UNLESS OTHERWISE STATED.
3. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
4. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
5. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
6. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
7. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
8. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
9. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
10. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
11. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
12. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
13. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
14. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
15. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
16. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
17. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
18. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
19. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
20. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
21. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
22. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
23. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
24. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
25. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
26. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
27. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
28. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
29. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
30. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
31. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
32. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
33. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
34. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
35. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
36. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
37. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
38. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
39. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
40. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
41. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
42. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
43. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
44. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
45. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
46. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
47. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
48. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
49. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.
50. ALL DIMENSIONS ARE TO CENTER UNLESS OTHERWISE STATED.

NO.	DESCRIPTION	DATE
1	1ST STAGE CYCLONE	10.11.14
2	2ND STAGE CYCLONE	10.11.14
3	3RD STAGE CYCLONE	10.11.14
4	4TH STAGE CYCLONE	10.11.14
5	5TH STAGE CYCLONE	10.11.14
6	6TH STAGE CYCLONE	10.11.14
7	7TH STAGE CYCLONE	10.11.14
8	8TH STAGE CYCLONE	10.11.14
9	9TH STAGE CYCLONE	10.11.14
10	10TH STAGE CYCLONE	10.11.14
11	11TH STAGE CYCLONE	10.11.14
12	12TH STAGE CYCLONE	10.11.14
13	13TH STAGE CYCLONE	10.11.14
14	14TH STAGE CYCLONE	10.11.14
15	15TH STAGE CYCLONE	10.11.14
16	16TH STAGE CYCLONE	10.11.14
17	17TH STAGE CYCLONE	10.11.14
18	18TH STAGE CYCLONE	10.11.14
19	19TH STAGE CYCLONE	10.11.14
20	20TH STAGE CYCLONE	10.11.14
21	21ST STAGE CYCLONE	10.11.14
22	22ND STAGE CYCLONE	10.11.14
23	23RD STAGE CYCLONE	10.11.14
24	24TH STAGE CYCLONE	10.11.14
25	25TH STAGE CYCLONE	10.11.14
26	26TH STAGE CYCLONE	10.11.14
27	27TH STAGE CYCLONE	10.11.14
28	28TH STAGE CYCLONE	10.11.14
29	29TH STAGE CYCLONE	10.11.14
30	30TH STAGE CYCLONE	10.11.14
31	31ST STAGE CYCLONE	10.11.14
32	32ND STAGE CYCLONE	10.11.14
33	33RD STAGE CYCLONE	10.11.14
34	34TH STAGE CYCLONE	10.11.14
35	35TH STAGE CYCLONE	10.11.14
36	36TH STAGE CYCLONE	10.11.14
37	37TH STAGE CYCLONE	10.11.14
38	38TH STAGE CYCLONE	10.11.14
39	39TH STAGE CYCLONE	10.11.14
40	40TH STAGE CYCLONE	10.11.14
41	41ST STAGE CYCLONE	10.11.14
42	42ND STAGE CYCLONE	10.11.14
43	43RD STAGE CYCLONE	10.11.14
44	44TH STAGE CYCLONE	10.11.14
45	45TH STAGE CYCLONE	10.11.14
46	46TH STAGE CYCLONE	10.11.14
47	47TH STAGE CYCLONE	10.11.14
48	48TH STAGE CYCLONE	10.11.14
49	49TH STAGE CYCLONE	10.11.14
50	50TH STAGE CYCLONE	10.11.14



**GENERAL ARRANGEMENT OF REGULATOR CYCLONE SYSTEM**

DATE: 07/11/2014  
 CHECKED BY: [Signature]  
 SCALE: 1:100

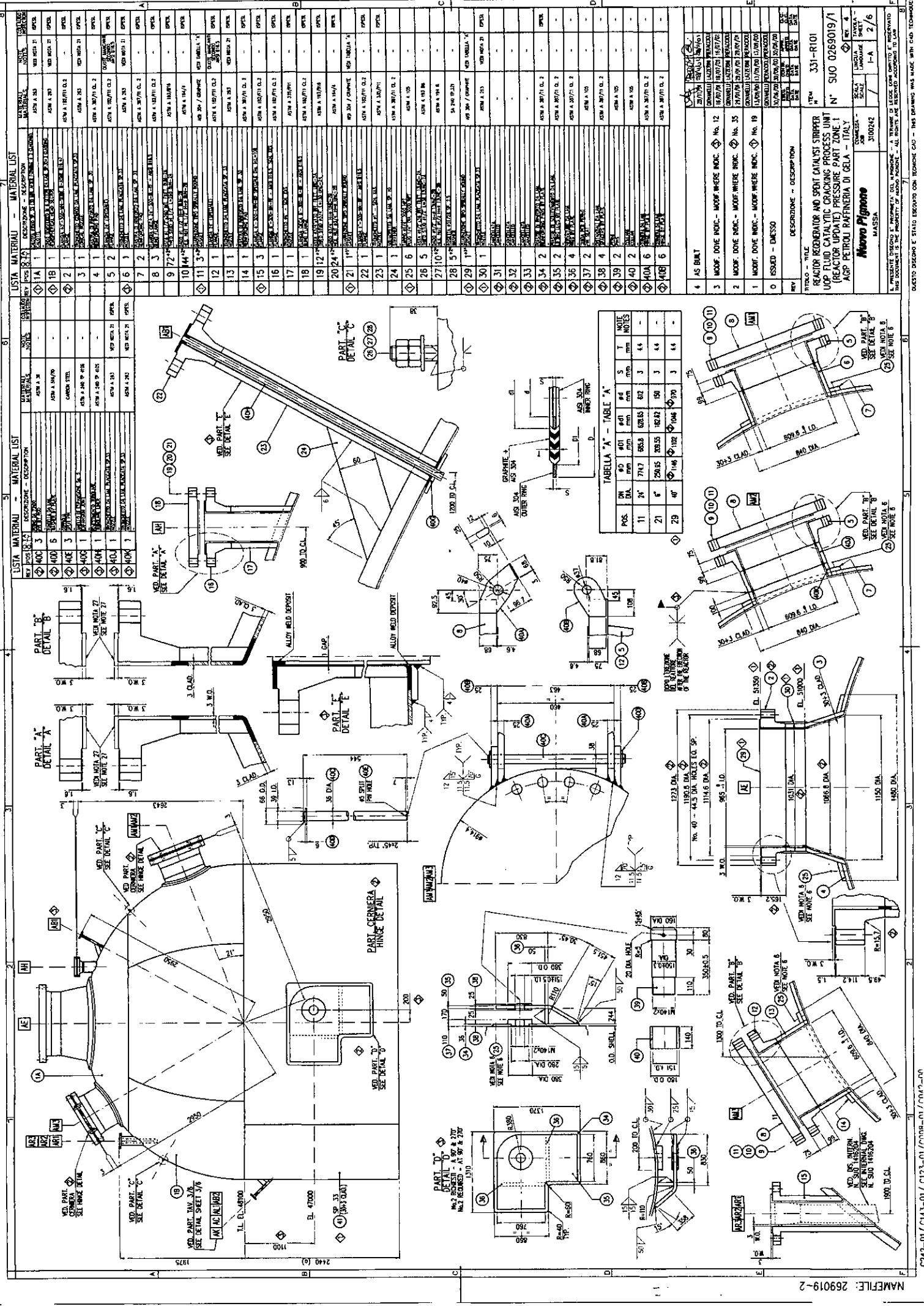
SITE: ENGLAND, [Location]  
 CLIENT: [Company Name]  
 DRAWING NO.: [Number]  
 SHEET NO.: [Number] of [Total]  
 PROJECT NO.: [Number]

**VAN TONGEREN ENGINEERING LIMITED**  
 ENGLAND

FIRST ANGLE PROJECTION







LISTA MATERIALI - MATERIAL LIST

NO. POS.	DESCRIZIONE - DESCRIPTION	MATERIALE - MATERIAL	QUANTITÀ - QUANTITY
1A	...	ASTM A 303	...
2	...	ASTM A 303	...
3	...	ASTM A 303	...
4	...	ASTM A 303	...
5	...	ASTM A 303	...
6	...	ASTM A 303	...
7	...	ASTM A 303	...
8	...	ASTM A 303	...
9	...	ASTM A 303	...
10	...	ASTM A 303	...
11	...	ASTM A 303	...
12	...	ASTM A 303	...
13	...	ASTM A 303	...
14	...	ASTM A 303	...
15	...	ASTM A 303	...
16	...	ASTM A 303	...
17	...	ASTM A 303	...
18	...	ASTM A 303	...
19	...	ASTM A 303	...
20	...	ASTM A 303	...
21	...	ASTM A 303	...
22	...	ASTM A 303	...
23	...	ASTM A 303	...
24	...	ASTM A 303	...
25	...	ASTM A 303	...
26	...	ASTM A 303	...
27	...	ASTM A 303	...
28	...	ASTM A 303	...
29	...	ASTM A 303	...
30	...	ASTM A 303	...
31	...	ASTM A 303	...
32	...	ASTM A 303	...
33	...	ASTM A 303	...
34	...	ASTM A 303	...
35	...	ASTM A 303	...
36	...	ASTM A 303	...
37	...	ASTM A 303	...
38	...	ASTM A 303	...
39	...	ASTM A 303	...
40	...	ASTM A 303	...
40A	...	ASTM A 303	...
40B	...	ASTM A 303	...

LISTA MATERIALI - MATERIAL LIST

NO. POS.	DESCRIZIONE - DESCRIPTION	MATERIALE - MATERIAL	QUANTITÀ - QUANTITY
40C	...	ASTM A 303	...
40D	...	ASTM A 303	...
40E	...	ASTM A 303	...
40F	...	ASTM A 303	...
40G	...	ASTM A 303	...
40H	...	ASTM A 303	...
40I	...	ASTM A 303	...
40J	...	ASTM A 303	...
40K	...	ASTM A 303	...
40L	...	ASTM A 303	...
40M	...	ASTM A 303	...
40N	...	ASTM A 303	...
40O	...	ASTM A 303	...
40P	...	ASTM A 303	...
40Q	...	ASTM A 303	...
40R	...	ASTM A 303	...
40S	...	ASTM A 303	...
40T	...	ASTM A 303	...
40U	...	ASTM A 303	...
40V	...	ASTM A 303	...
40W	...	ASTM A 303	...
40X	...	ASTM A 303	...
40Y	...	ASTM A 303	...
40Z	...	ASTM A 303	...

TABELLA A - TABLE A

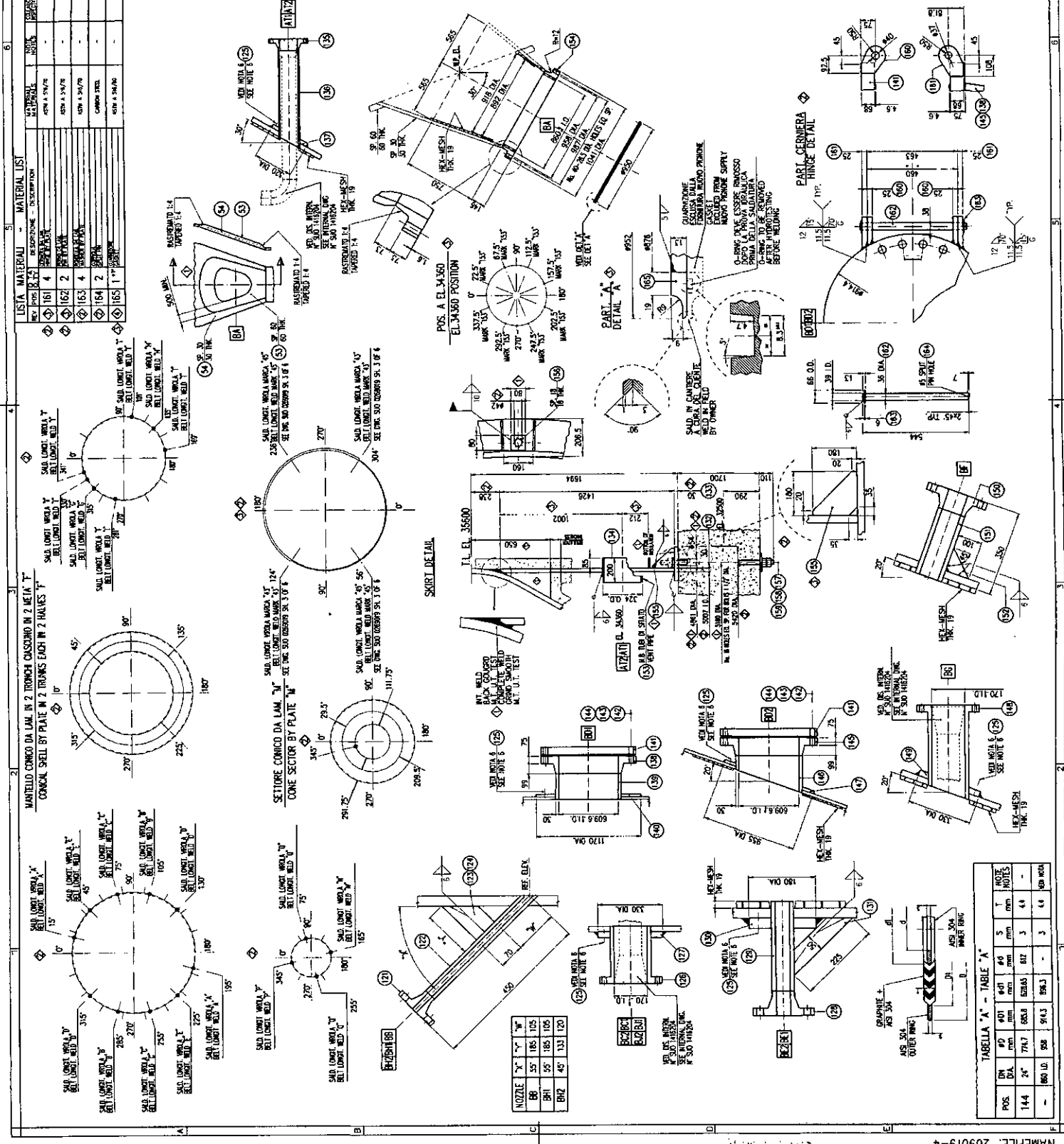
POS.	Ø1	Ø2	Ø3	Ø4	Ø5	S	T	NOTES
	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	
11	74	74	74	74	74	62	3	4.4
21	280.5	280.5	280.5	280.5	280.5	102.2	3	4.4
29	40	40	40	40	40	102.2	3	4.4

QUESTO DISEGNO È STATO ELABORATO CON TECNICO CAD - THIS DRAWING WAS MADE WITH CAD TECHNOLOGIES



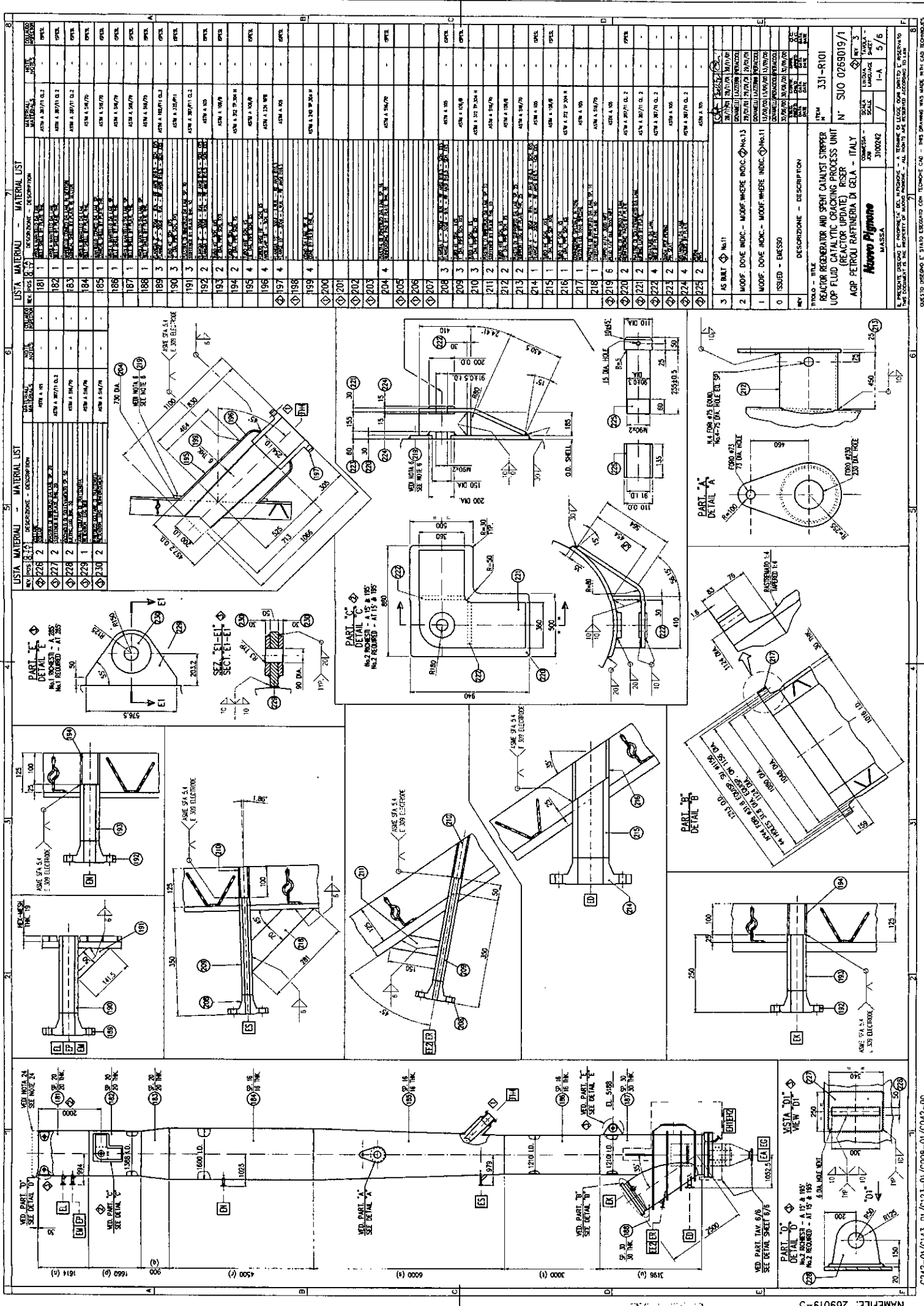
POS.	QTY.	DESCRIZIONE	UNITA'	NOTE
121	1	ASSEMBLATO		
122	2	ASSEMBLATO		
123	2	ASSEMBLATO		
124	1	ASSEMBLATO		
125	11	ASSEMBLATO		
126	4	ASSEMBLATO		
127	2	ASSEMBLATO		
128	2	ASSEMBLATO		
129	2	ASSEMBLATO		
130	2	ASSEMBLATO		
131	2	ASSEMBLATO		
132	1	ASSEMBLATO		
133	1	ASSEMBLATO		
134	2	ASSEMBLATO		
135	1	ASSEMBLATO		
136	2	ASSEMBLATO		
137	2	ASSEMBLATO		
138	1	ASSEMBLATO		
140	1	ASSEMBLATO		
141	2	ASSEMBLATO		
142	48	ASSEMBLATO		
143	96	ASSEMBLATO		
144	2	ASSEMBLATO		
145	1	ASSEMBLATO		
146	1	ASSEMBLATO		
147	1	ASSEMBLATO		
148	1	ASSEMBLATO		
149	1	ASSEMBLATO		
150	1	ASSEMBLATO		
151	1	ASSEMBLATO		
152	1	ASSEMBLATO		
153	8	ASSEMBLATO		
154	1	ASSEMBLATO		
155	32	ASSEMBLATO		
156	16	ASSEMBLATO		
157	16	ASSEMBLATO		
158	16	ASSEMBLATO		
159	48	ASSEMBLATO		
160	4	ASSEMBLATO		

POS.	QTY.	DESCRIZIONE	UNITA'	NOTE
161	4	ASSEMBLATO		
162	2	ASSEMBLATO		
163	2	ASSEMBLATO		
164	2	ASSEMBLATO		
165	1	ASSEMBLATO		
166	2	ASSEMBLATO		
167	2	ASSEMBLATO		
168	2	ASSEMBLATO		
169	2	ASSEMBLATO		
170	2	ASSEMBLATO		
171	2	ASSEMBLATO		
172	2	ASSEMBLATO		
173	2	ASSEMBLATO		
174	2	ASSEMBLATO		
175	2	ASSEMBLATO		
176	2	ASSEMBLATO		
177	2	ASSEMBLATO		
178	2	ASSEMBLATO		
179	2	ASSEMBLATO		
180	2	ASSEMBLATO		
181	2	ASSEMBLATO		
182	2	ASSEMBLATO		
183	2	ASSEMBLATO		
184	2	ASSEMBLATO		
185	2	ASSEMBLATO		
186	2	ASSEMBLATO		
187	2	ASSEMBLATO		
188	2	ASSEMBLATO		
189	2	ASSEMBLATO		
190	2	ASSEMBLATO		
191	2	ASSEMBLATO		
192	2	ASSEMBLATO		
193	2	ASSEMBLATO		
194	2	ASSEMBLATO		
195	2	ASSEMBLATO		
196	2	ASSEMBLATO		
197	2	ASSEMBLATO		
198	2	ASSEMBLATO		
199	2	ASSEMBLATO		
200	2	ASSEMBLATO		



POS.	QTY.	DESCRIZIONE	UNITA'	NOTE
161	4	ASSEMBLATO		
162	2	ASSEMBLATO		
163	2	ASSEMBLATO		
164	2	ASSEMBLATO		
165	1	ASSEMBLATO		
166	2	ASSEMBLATO		
167	2	ASSEMBLATO		
168	2	ASSEMBLATO		
169	2	ASSEMBLATO		
170	2	ASSEMBLATO		
171	2	ASSEMBLATO		
172	2	ASSEMBLATO		
173	2	ASSEMBLATO		
174	2	ASSEMBLATO		
175	2	ASSEMBLATO		
176	2	ASSEMBLATO		
177	2	ASSEMBLATO		
178	2	ASSEMBLATO		
179	2	ASSEMBLATO		
180	2	ASSEMBLATO		
181	2	ASSEMBLATO		
182	2	ASSEMBLATO		
183	2	ASSEMBLATO		
184	2	ASSEMBLATO		
185	2	ASSEMBLATO		
186	2	ASSEMBLATO		
187	2	ASSEMBLATO		
188	2	ASSEMBLATO		
189	2	ASSEMBLATO		
190	2	ASSEMBLATO		
191	2	ASSEMBLATO		
192	2	ASSEMBLATO		
193	2	ASSEMBLATO		
194	2	ASSEMBLATO		
195	2	ASSEMBLATO		
196	2	ASSEMBLATO		
197	2	ASSEMBLATO		
198	2	ASSEMBLATO		
199	2	ASSEMBLATO		
200	2	ASSEMBLATO		

QUESTO DISEGNO È STATO ESEGUITO CON TECNICO CAD - THIS DRAWING WAS MADE WITH CAD TECHNIQUES



REV	NO	DESCRIPTION - DESCRIPTION	MATERIALS	QUANTITY	UNIT
181	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
182	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
183	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
184	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
185	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
186	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
187	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
188	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
189	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
190	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
191	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
192	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
193	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
194	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
195	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
196	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
197	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
198	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
199	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
200	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
201	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
202	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
203	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
204	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
205	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
206	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
207	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
208	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
209	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
210	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
211	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
212	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
213	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
214	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
215	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
216	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
217	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
218	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
219	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
220	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
221	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
222	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
223	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
224	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA
225	1	ASME SPA 5.4	ASME SPA 5.4	1	EA

LISTA MATERIALI - MATERIAL LIST

POS.	DESCRIZIONE	UNITA'	QUANTITA'
251	...	...	...
252	...	...	...
253	...	...	...
254	...	...	...
255	...	...	...
256	...	...	...
257	...	...	...
258	...	...	...
259	...	...	...
260	...	...	...
261	...	...	...
262	...	...	...
263	...	...	...
264	...	...	...
265	...	...	...
266	...	...	...
267	...	...	...
268	...	...	...
269	...	...	...
270	...	...	...
271	...	...	...
272	...	...	...
273	...	...	...
274	...	...	...
275	...	...	...
276	...	...	...

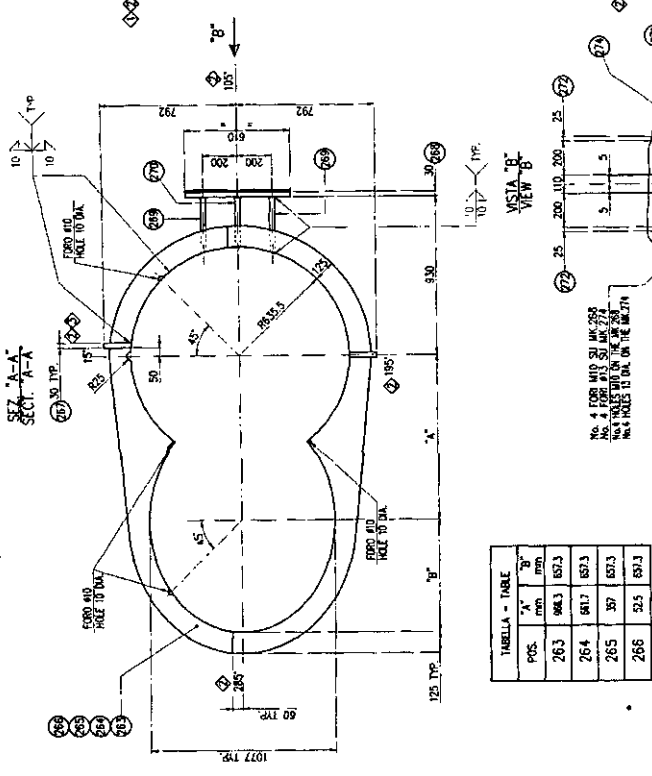
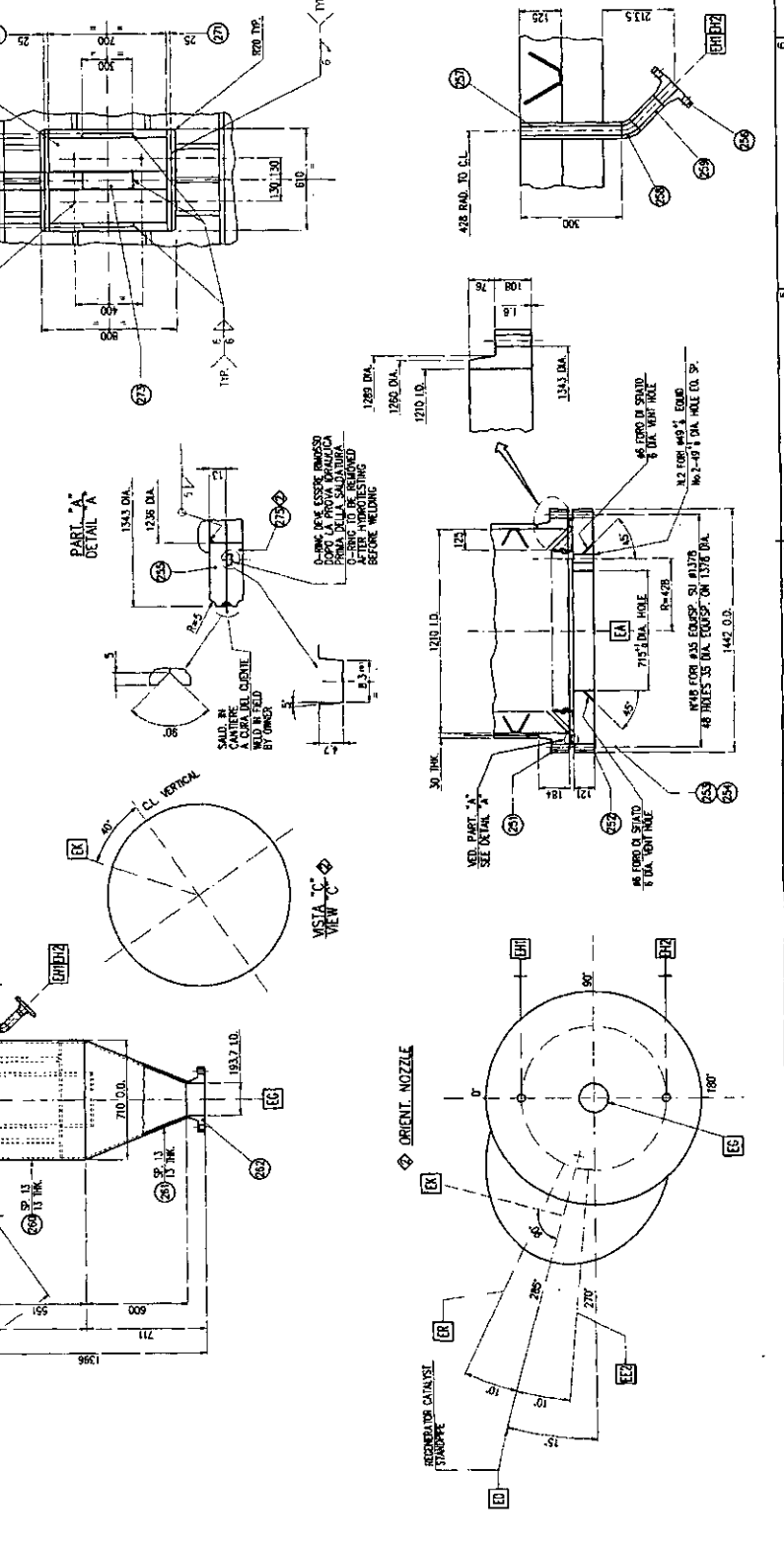


TABELLA - TABLE

POS.	A	B
263	983	657.3
264	917	657.3
265	359	657.3
266	325	657.3



AS BART No. 3

REV.	DESCRIZIONE - DESCRIPTION
3	MODIF. DOVE INDIC. - MODIF. WHERE INDIC. No. 6
2	MODIF. DOVE INDIC. - MODIF. WHERE INDIC. No. 13
1	MODIF. DOVE INDIC. - MODIF. WHERE INDIC. No. 1
0	ISSUED - EMESSE

REACTOR REGENERATOR AND SPENT CATALYST SHIPPER  
UOP FLUID CATALYTIC CRACKING PROCESS UNIT  
(REACTOR UPDATE) KEY SECTION  
AGIP PETROLI RAFFINERIA DI CELA - ITALY

331-R101  
N° SUO 0269019/1

SCALE - SCALA  
1:1  
1:4  
1:6  
1:8

3100242

## DGpostacertificata

---

**Da:** raffineriadigela [raffineriadigela@pec.eni.com]  
**Inviato:** giovedì 3 luglio 2014 11:48  
**A:** MATTM DGVA; ispra; roberta nigro  
**Cc:** carlo guarrata  
**Oggetto:** RAFFINERIA-CL-GELA; RISCONTRO PROT DVA-2014-0017226 del 04/06/2014;  
Richiesta integrazioni relative a prescriz N° 8 del PIC  
**Allegati:** 112\_Lettera RAGE\_AD\_DIGE\_416\_T del 03 07 2014\_rif prot MATTM  
DVA-2014-0017226 del 04 06 2014 (Integrazioni studio MTD su FCC-CO).pdf

Con riferimento alla Autorizzazione Integrata Ambientale della società Raffineria di Gela S.p.A. (pubblicata su G.U. del 10/01/2013) inviamo, in allegato alla presente, nota di riscontro in relazione alle richieste in oggetto emarginate.

Distinti Saluti