

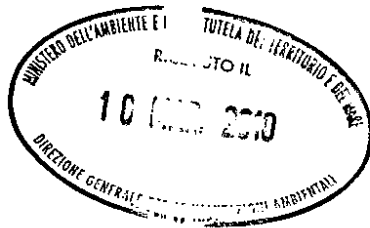


Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Direzione Generale Valutazioni Ambientali
E.prot DVA - 2010 - 0007181 del 15/03/2010

Prot. N. 047

Augusta li 01.03.2010

Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Direzione Generale per la Salvaguardia Ambientale
Divisione VI - Rischio Industriale - Prevenzione e Controllo Integrati dell'inquinamento.
Via Cristoforo Colombo, 44
00147 ROMA.



e p.c. Al Presidente della Commissione Istruttoria IPPC c/o ISPRA (ex APAT)
Via Vitaliano Brancati, 48
00144 ROMA

Oggetto: Procedimento per il rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale dello stabilimento Sasol Italy Spa di Augusta. Integrazione documentazione in seguito a sopralluogo effettuato dal GI presso lo Stabilimento di Augusta in data 20.10.2009.

Allegate alla presente si trasmettono le integrazioni (3 copie cartacee + 3 copie su supporto informatico) alla Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale (Domanda di AIA) dello Stabilimento di Augusta (Sr) della Sasol Italy S.p.A., richiesta dal Gruppo Istruttore (GI) della Commissione Istruttoria AIA-IPPC del Ministero Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare in data 28 ottobre 2009 durante il sopralluogo presso lo Stabilimento di Augusta.

Si resta a disposizione per eventuali ulteriori informazioni e chiarimenti.

Distinti saluti

Sasol Italy S.p.A.
Stabilimento di Augusta
Qualità, Sicurezza, Salute e Ambiente
Ing. S. A. Nestti

Sasol Italy S.p.A.

Stabilimento: Contrada Marcellino - Casella Postale 119 - 96011 Augusta SR - Italy
Tel.: +39 0931 988 111 - Fax: +39 0931 988 210
Direzione e Uffici: Via Medici del Vascello, 26 - 20138 Milano MI
Tel.: +39 02 58 453 1 - Fax: +39 02 58 453 205
www.sasol.com

Sede legale: Via Vittor Pisani, 20 - 20124 Milano MI
Cap. Soc. € 22.600.000 i.v. - P. IVA IT 04758570826
C.F. e N. Registro Imprese Milano 00805450152 - R.E.A. MI 1659800
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento di Sasol Olefins & Surfactants GmbH





Febbraio 2010

**SASOL ITALY S.P.A.
AUGUSTA (SR)**

**Stima delle emissioni diffuse
da serbatoi di processo e
vasche API e delle emissioni
fuggitive da impianti**

REPORT



**A world of
capabilities
delivered locally**

Report Number: 09508440640/8362

Distribution:

1 copia – Sasol Italy S.p.A., Augusta (SR)

1 copia – Golder Associates, Torino





Indice

1.0	INTRODUZIONE.....	2
1.1	Assunzioni dello Studio	2
1.2	Metodologia di lavoro	4
2.0	EMISSIONI DIFFUSE DI COVNM DA SERBATOI DI PROCESSO.....	5
2.1	Basi di calcolo	5
2.2	Stima delle emissioni diffuse dai serbatoi di processo	6
3.0	EMISSIONI DIFFUSE DI COVNM DA VASCHE API	7
3.1	Basi di calcolo	7
3.2	Stima delle emissioni diffuse dalle vasche API.....	8
4.0	EMISSIONI FUGGITIVE DI COVNM DA IMPIANTO.....	9
4.1	Basi di calcolo	10
4.2	Stima delle emissioni fuggitive dagli impianti costituenti lo Stabilimento.....	11

Tabelle

Tabella 1	Caratteristiche chimico fisiche sostanze
Tabella 2	Tensione di vapore sostanze chimiche (a 20°C)
Tabella 3	Elenco serbatoi di processo
Tabella 4	Emissioni diffuse serbatoi di processo
Tabella 5	Dati meteorologici del sito
Tabella 6	Fattori di conversione per unità di misura
Tabella 7	Fattori medi di emissione SOCM1
Tabella 8	Emissioni fuggitive da impianti (per tipo di elemento)
Tabella 9	Emissioni fuggitive da impianti (per tipologia di sostanza)



1.0 INTRODUZIONE

La presente relazione è stata redatta da Golder Associates (Golder), nell'ambito dell'incarico affidato da Sasol Italy S.p.A. (Sasol), a seguito della richiesta di integrazioni alla Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale (Domanda di AIA) dello Stabilimento di Augusta (SR) (Stabilimento) di proprietà Sasol, avanzata dal Gruppo Istruttore (GI) della Commissione Istruttoria AIA-IPPC del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare in data 2 luglio 2009 (Protocollo DSA – 2009 – 0016783).

In particolare, il GI ha richiesto di fornire i dati delle emissioni in atmosfera di tipo non convogliato nell'assetto di impianto corrispondente alla massima capacità produttiva dello Stabilimento (vedi richiesta al Punto 18 - A.26 b "Fonti di emissione in atmosfera di tipo non convogliato").

Il 5 novembre 2009 Sasol ha trasmesso al GI le integrazioni richieste (vedi rel. 09508460300/8273 int. 1), indicando le seguenti due fasi successive di consegna dei risultati riguardanti le emissioni non convogliate nell'assetto di massima capacità produttiva:

- stima delle emissioni diffuse di Composti Organici Volatili non metanici (COVNM) in atmosfera, entro la fine di Novembre 2009;
- stima delle emissioni fuggitive di COVNM in atmosfera, entro Febbraio 2010.

In data 11 dicembre 2009 Sasol ha trasmesso al GI il rapporto sulle emissioni diffuse dai serbatoi di stoccaggio (Rel Golder n.09508440640/8327).

La presente relazione integra i dati sulle emissioni diffuse dalle vasche API e dai serbatoi di processo e fornisce i dati sulle emissioni fuggitive dagli impianti dello Stabilimento.

Il presente documento, in particolare, descrive:

- le metodologie di calcolo utilizzate per la stima delle emissioni diffuse di COVNM dai serbatoi di processo e dalle vasche API e delle emissioni fuggitive dagli impianti dello Stabilimento;
- le operazioni svolte per il calcolo dei quantitativi di COVNM potenzialmente rilasciati, nella condizione di massima capacità produttiva del sistema.

1.1 Assunzioni dello Studio

La stima delle emissioni diffuse in atmosfera di COVNM dai serbatoi di processo è stata eseguita nell'assetto di impianto corrispondente alla massima capacità produttiva dello Stabilimento, definita in base alla capacità autorizzata degli impianti attualmente (febbraio 2010) presenti in Stabilimento.

Un'eccezione rispetto a quanto finora assunto è costituita dagli impianti dedicati alla produzione di n-paraffine che, allo stato attuale hanno una capacità tecnica non superiore a 420.000 t.

La seguente tabella riporta le capacità autorizzate di ciascun impianto.



PRODOTTO	Autorizzazioni Regione Sicilia			
	Produzioni Autorizzate (Anno 2005)	Produzioni Autorizzate (Anno 2009)	n.° Decr. Ass.	Data
PARAFFINE	650.000	650.000	639	30.09.1975
OLEFINE				
Pacol 2	50.000	50.000	699	25.10.1972
Pacol 4 Olex 3/4	170.000	170.000	236	27.03.2000
LAB (HF+ Detal)	253.000	360.000	236	27.03.2000
"			Presa Atto Prot. 47881	20.12.007
ALCOLI	130.000	130.000	254	31.03.2000
Alcoli Frazionati	20.000	20.000	141	14.02.1991

I valori di produzione sono riportati in tonnellate/anno.

Gli impianti di Stabilimento lavorano all'interno di un ciclo integrato (per una descrizione delle produzioni di Stabilimento si rimanda all'Allegato B18 "Relazione Tecnica" della Domanda di AIA), inteso come un ciclo di produzione nel quale i prodotti ottenuti all'interno di alcuni impianti costituiscono la materia prima per altri impianti dello Stabilimento, oppure possono essere messi in commercio, a seconda della tipologia di prodotti richiesti dal mercato.

La materia prima principale (in termini di quantitativo annuo) lavorata in Stabilimento è il kerosene, una miscela di idrocarburi ottenuti da distillazione primaria del greggio. Trattandosi di una miscela di idrocarburi, la composizione del kerosene non è costante: lo Stabilimento cerca di reperire sul mercato il tipo di kerosene idoneo al proprio ciclo di lavorazione.

Per il tipo di processo a cui viene sottoposto il kerosene all'interno degli impianti di Stabilimento, uno dei parametri principali da tenere in considerazione è costituito dal tenore di normal-paraffine (TNP).

Allo stato attuale (anno 2010), il TNP del kerosene in ingresso è compreso tra 30 e 32%; nel caso in cui l'assetto impiantistico corrisponda alla massima capacità produttiva (autorizzata), è stato assunto un TNP compreso tra 27 e 30%, in quanto risulterebbe difficile reperire sul mercato maggiori quantitativi di kerosene secondo la specifica attuale.

La stima delle emissioni diffuse dalle vasche API è stata eseguita stimando un flusso totale annuo di acque che transitano all'interno delle vasche API (comprese le acque meteoriche e le acque acide neutralizzate) pari a circa 1.500.000 m³/anno e utilizzando i fattori di emissione calcolati secondo il metodo di Litchfield adottati per le raffinerie petrolifere.

Per quanto concerne la stima delle emissioni fuggitive dagli impianti, il calcolo ha utilizzato i fattori di emissione di ciascun elemento (valvola, pompa, compressore, connessione, elemento a fine linea) rappresentativi della massima portata di fluido (gas, liquido leggero, liquido pesante) in grado di attraversare l'elemento di impianto.

Pertanto, in riferimento al ciclo integrato di produzione di Stabilimento citato in precedenza, tale assunzione di calcolo, sovrastima la quantità di COV emessa, in quanto presuppone che tutte le linee di tutti gli impianti siano attraversate dal



flusso massimo di fluido connesso alla capacità geometrica, con la conseguenza di stimare in eccesso l'entità delle emissioni fuggitive da impianto.

Ad ogni modo, al fine di utilizzare una metodologia connessa ad uno standard di calcolo internazionalmente riconosciuto (*"Average Emission Factor Approach"*, sviluppata dall'EPA), si è proceduti con le assunzioni sopra riportate.

1.2 Metodologia di lavoro

Le operazioni svolte nell'ambito di questo lavoro sono le seguenti:

- visita dello Stabilimento e raccolta dei dati necessari per il calcolo delle emissioni fuggitive: P&ID, schemi di processo, documentazione sulla classificazione delle aree pericolose dello Stabilimento (norme ATEX);
- riunioni con i responsabili di sito per definire la massima capacità produttiva;
- verifica interna Golder e rielaborazione dei dati a disposizione;
- calcolo delle emissioni diffuse dai serbatoi di processo e dalle due vasche API utilizzate nello Stabilimento;
- calcolo delle emissioni fuggitive dagli impianti dello Stabilimento, con distinzione per tipologia di fluido e per tipo di elemento.



2.0 EMISSIONI DIFFUSE DI COVNM DA SERBATOI DI PROCESSO

La stima delle emissioni diffuse dai serbatoi di processo e di stoccaggio è stata eseguita utilizzando il software "Tanks 4.0.9d", sviluppato e proposto dall'Environmental Protection Agency (EPA).

I dati richiesti per eseguire la valutazione delle emissioni diffuse sono i seguenti:

- Tipologia del serbatoio (verticale a tetto fisso, orizzontale a tetto fisso, con tetto galleggiante esterno, con tetto galleggiante interno, con tetto galleggiante esterno a cupola);
- Dati geometrici del serbatoio (altezza, diametro, livello massimo del liquido stoccato, livello medio del liquido, *turn-over*/anno, riscaldato o no);
- Caratteristiche dell'involucro (colore e condizione dell'involucro esterno, eventuale condizione dell'involucro interno);
- Caratteristiche del tetto (colore, condizione, tipo);
- Eventuale tipologia di costruzione e presenza di sigillatura primaria e secondaria;
- Tipo di sostanza stoccata;
- Caratteristiche chimico-fisiche dei prodotti (peso molecolare, pressione di vapore e densità);
- Dati meteorologici del sito in cui sono presenti i serbatoi (temperatura massima e minima media mensile, temperatura media annua, pressione atmosferica, velocità del vento media mensile, irradianza media mensile).

In *output* il *software* restituisce il valore di emissione diffusa in libbre/anno del singolo serbatoio considerato.

In Tabella 1 sono riportate le caratteristiche chimico fisiche di tutte le categorie di sostanze presenti nei serbatoi di processo ed in Tabella 2 le relative tensioni di vapore alla temperatura di 20°C.

In Tabella 3 è riportato invece l'elenco di tutti i serbatoi di processo considerati e la loro posizione nello Stabilimento (Impianto di riferimento), il tipo di tetto e il tipo di sostanza presente al suo interno.

Il presente calcolo delle emissioni diffuse ha riguardato tutti i serbatoi di processo elencati in Tabella 3.

Tutti i serbatoi di processo sono ubicati all'aperto. I dati relativi al sito e alle condizioni meteorologiche medie mensili sono stati in parte tratti dalla norma UNI 10349 ed in parte calcolati mediante l'utilizzo del processore AERMET fornito dalla società MAIND S.r.l.¹; i risultati sono evidenziati in Tabella 5.

2.1 Basi di calcolo

Le sostanze presenti nei serbatoi di processo dello Stabilimento sono state raggruppate in 7 categorie. Delle 15 categorie di sostanze considerate per i serbatoi di stoccaggio, l'eptano sostituisce l'esano e le altre 8 categorie non confluiscono nei serbatoi di processo. Per ciascuna categoria di sostanza è

¹ Società di sviluppo e applicazione di modelli matematici (es. studi meteorologici e fornitura di dati meteorologici)

stata ipotizzata, in accordo con i responsabili di processo Sasol, la composizione chimica sulla base della quale calcolare il peso molecolare e la tensione di vapore alle diverse temperature.

Il valore di densità di ogni sostanza è stato fornito direttamente da Sasol, così come i dati relativi alla tipologia e alle caratteristiche fisiche dei serbatoi.

Per ciascun serbatoio si è proceduto a calcolare il cosiddetto "Working Volume" sulla base del livello massimo di stoccaggio ed il valore medio annuo di turnover partendo dai valori di massima capacità produttiva forniti da Sasol e rielaborati da Golder.

2.2 Stima delle emissioni diffuse dai serbatoi di processo

La stima delle emissioni diffuse è stata calcolata per ciascun serbatoio di processo, facendo riferimento alla sostanza chimica stoccata. I risultati delle simulazioni effettuate sono riassunti in Tabella 4. Il calcolo delle emissioni diffuse dai serbatoi di processo è risultato pari a **30,9 t/anno**.

In Tabella 6 sono riportati i fattori di conversione utilizzati per il calcolo.

Modello di Impianto	Flusso di acque reflue [m ³ /h]	Superficie vasca API [m ²]	Emissione di COV [kg/h]
A	340,68	107	37,8
B	170,34	58	18,9
C	11,35	58	1,3

Figura 1 – Fattori di emissione calcolati utilizzando il metodo di Litchfield (fonte EPA)

Il metodo di Litchfield fa diretto riferimento alla seguente equazione:

$$V = -6,6339 + 0,0319 \cdot T_{\text{ambiente}} - 0,0286 \cdot 10\% P_{\text{ebollizione}} + 0,2145 \cdot T_{\text{flusso}}$$

dove:

V = perdita di volume percentuale dopo 24 ore

T_{ambiente} = temperatura media ambiente [°F]

10% P_{ebollizione} = 10% punto di ebollizione della sostanza in entrata [°F]

T_{flusso} = temperatura media del flusso in entrata [°F]

3.2 Stima delle emissioni diffuse dalle vasche API

Si ipotizzano una distribuzione equa del flusso totale di acque reflue fra le due vasche di identica geometria (85,6 m³/h per ciascuna delle due vasche) e la condizione risultante dai dati empirici più aderente ai dati di processo reali (temperatura media del flusso in entrata pari alla temperatura media ambiente: 20°C).

Applicando l'equazione di Litchfield si ottiene una stima del fattore di emissione pari a circa 2,8 kg/h per ciascuna vasca ed una conseguente emissione totale annuale di COVNM dalle due vasche API pari a circa **49 t/anno**.

3.0 EMISSIONI DIFFUSE DI COVNM DA VASCHE API

La stima delle emissioni diffuse generate dal sistema di disoleazione delle acque reflue è stata eseguita mediante la metodologia EPA, basata sull'utilizzo dei fattori di emissione e descritta nel documento "EPA-450/3-85-001a" - "VOC Emissions From Petroleum Refinery Wastewater Systems".

Il sistema di disoleazione dello Stabilimento di Augusta è composto da due vasche API, localizzate nel Settore Sud, i cui dati geometrici sono:

- sezione rettangolare della vasca;
- superficie (scoperta) singola vasca: 48 m²;
- altezza vasca: 2,2 m.

All'interno delle vasche API (dove gli oli vengono separati in superficie dall'acqua) confluiscono:

- le acque oleose di scarico provenienti dagli impianti dello Stabilimento;
- le acque meteoriche potenzialmente oleose provenienti dalle aree pavimentate degli impianti dello Stabilimento;
- le acque acide dopo opportuna neutralizzazione presso i servizi ausiliari 1.

Gli oli recuperati dopo filtrazione vengono recuperati come gasolio paraffinico. Le acque disoleate sono invece indirizzate all'impianto biologico consortile esterno, gestito dalla società I.A.S. (Industria Acqua Siracusana S.p.A.) attraverso il punto di scarico denominato SF2.

3.1 Basi di calcolo

Il flusso totale annuo di acque che transitano all'interno delle vasche API (comprese le acque meteoriche e le acque acide neutralizzate) risulta pari a circa 1.500.000 m³/anno.

Per procedere alla stima delle emissioni diffuse derivanti dalle vasche API si è fatto riferimento al documento "EPA-450/3-85-001a". Esso riporta, per tre quantitativi di portata (vedi Figura 1), alcuni fattori di emissione calcolati utilizzando il metodo di *Litchfield* sulla base delle seguenti ipotesi tipiche di una raffineria petrolifera (rif. *Table 3-5*, pag. 3-40):

- temperatura media ambiente: 65°F;
- temperatura media del flusso in entrata: 120°F;
- 10% punto di ebollizione: 300°F;
- composizione media di COV all'interno delle acque oleose: 880 mg/L;
- densità relativa: 0,88.

4.0 EMISSIONI FUGGITIVE DI COVNM DA IMPIANTO

Per il calcolo delle emissioni fuggitive da impianto è stata utilizzata la metodologia "Average Emission Factor Approach", sviluppata dall'EPA, descritta nel documento "Protocol for Equipment Leak Emission Estimates" (1995).

Tale metodologia definisce per ogni linea di produzione alcuni elementi di impianto, a cui, in accordo alle caratteristiche di processo, viene associato un determinato fattore di emissione. Gli elementi di impianto considerati sono:

- Valvole;
- Pompe;
- Compressori;
- Valvole di sicurezza;
- Connessioni;
- Elementi a fine linea.

Il calcolo prevede inoltre la definizione dei seguenti dati di processo:

1. per ciascuna linea di produzione il numero di elementi di impianto suddivisi per tipologia;
2. tipologia delle sostanze presenti nella linea;
3. ore di funzionamento per ciascun elemento;
4. concentrazione percentuale in peso di TOC (*Total Organic Carbon*) nella sostanza presente nella linea.

I dati ai punti 1 e 2 permettono di identificare i fattori di emissione ("average emission factors") per industrie produttrici di sostanze chimiche organiche sintetiche ("Synthetic Organic Chemical Manufacturing Industry, SOCM") da inserire nell'apposita correlazione in funzione del tipo di elemento e della tipologia di sostanza presente nella linea.

Come richiesto dalla metodologia EPA, a partire degli schemi di processo, dai P&ID e dalla documentazione di classificazione delle aree pericolose (norme ATEX), sono state identificate le sostanze in fase gassose (GAS), le sostanze in fase liquida leggera (LL) e le sostanze in fase liquida pesante (HL). Le definizioni delle diverse tipologie di sostanze sono le seguenti:

- Sostanze gassose (GAS): sostanze che nelle condizioni di processo sono in fase gas o vapore;
- Sostanze liquide leggere (LL): sostanze che nelle condizioni di processo sono in fase liquida e contengono una percentuale in cui la somma delle concentrazioni dei singoli componenti, con una tensione di vapore superiore a 0,3 kPa a 20°C è maggiore o uguale al 20% in peso;
- Sostanze liquide pesanti (HL): tutti i fluidi che non rientrano nelle precedenti definizioni.



La metodologia EPA "Average Emission Factor Approach" prevede il calcolo delle emissioni fuggitive per ogni tipologia di elemento costituente gli impianti dello Stabilimento, in accordo alla seguente espressione:

$$E_{TOC} = F_A \times WF_{TOC} \times N \times H$$

dove:

E_{TOC} = emissioni fuggitive di TOC del singolo elemento in kg/h;

F_A = fattore di emissione del singolo elemento in kg/h/elemento;

WF_{TOC} = percentuale in peso di TOC nella sostanza chimica;

N = numero di elementi;

H = ore di funzionamento elemento.

I fattori di emissione utilizzati sono quelli proposti dall'EPA per la valutazione di emissioni da SOCM. Tali valori sono riportati in Tabella 7.

E' stata effettuata, quindi, una suddivisione nelle principali zone di produzione, come riportato da dichiarazione AIA:

- Fase di processo F1 – Paraffine lineari (rif. A7, C3, C1)
- Fase di processo F2a – Olefine sud (rif. A1)
- Fase di processo F2b – Olefine nord (rif. C2)
- Fase di processo F3a – Alchilati Nord (rif. C5, C2)
- Fase di processo F3b – Alchilati Sud (rif. A1)
- Fase di processo F4 – Alcoli (rif. B1)

Le restanti zone dello Stabilimento sono state così raggruppate:

- Parco stoccaggi serbatoi sud: aree A2+A5;
- Area impianti pilota, officine, magazzino: area A6;
- Stazione di riduzione del metano, rampa di carico propilene: area A8;
- Area servizi ausiliari, *pipe way*, sottostazione, torcia, zona vasche API: aree B2+B9;
- Area stoccaggio intermedio: area C4;
- Parco serbatoi e pensiline di carico ATB: area D1;
- Parco serbatoi area nord: area E1, F1, G1, H1 e L1;
- Oleodotti di collegamento con Impianti Punta Cugno;
- Impianti Punta Cugno: aree M1 e M2.

4.1 Basi di calcolo

Gli elementi considerati dalla metodologia e costituenti l'impianto sono i seguenti:

- Valvola: conteggio delle valvole manuali e automatiche, ad eccezione delle valvole di sicurezza. Le valvole di aspirazione e mandata delle pompe sono



state considerate nel fattore di emissione delle pompe stesse. È stato ipotizzato un periodo di funzionamento di 8.000 ore/anno, in accordo al ciclo produttivo.

- **Pompa:** sono state assimilate a pompe anche gli air fin cooler e gli eiettori. Il periodo di funzionamento è stato assunto pari a 8.000 ore/anno, con opportuna distinzione tra le pompe operative e quelle di riserva. Nel caso di due pompe in parallelo, si è ipotizzato che una pompa funzionerà 6.000 ore/anno e la pompa di riserva 2.000 ore/anno. Nel caso di pompe in serie, il periodo di funzionamento è stato assunto pari a 8.000 ore/anno. Gli *air fin cooler* e gli eiettori sono sempre stati considerati in serie.
- **Compressore:** è stato utilizzato lo stesso criterio delle pompe.
- **Conessioni:** sono state assunte come connessioni le flange in genere ed anche le flangie di collegamento delle apparecchiature e della strumentazione di regolazione e controllo; sono stati, inoltre, assimilati a connessioni i bocchelli e i filtri in linea. Sono state ivi considerate anche le flange tarate in corrispondenza degli strumenti di misurazione della portata. È stato ipotizzato un periodo di funzionamento di tale strumentazione pari a 8000 ore/anno, in accordo al ciclo produttivo.
- **Elemento a fine linea:** sono stati considerati come elementi a fine linea le valvole manuali di sfiato e drenaggio e la raccorderia utilizzata a fine linea. È stato ipotizzato un periodo di funzionamento pari a 8000 ore/anno.
- **Preso campione:** sono state considerate come tali le prese campione valvolate con un periodo di funzionamento di 8000 ore/anno, in accordo al ciclo produttivo.

La stima finale delle emissioni fuggitive dell'intero Stabilimento comprende anche l'emissione derivante dagli oleodotti di collegamento con gli Impianti Punta Cugno. Essi annoverano 3 tubazioni di lunghezza totale pari a circa 2,2 km, che trasportano rispettivamente virgin nafta, kerosene e benzene. Per gli oleodotti è stato assunto un periodo di funzionamento pari a 2000 ore/anno.

Per quanto riguarda le valvole di sicurezza il gestore, in base alla conoscenza storica degli impianti, ha assunto un periodo di funzionamento non superiore a 40 min/anno, corrispondente a 4 eventi/anno di apertura delle valvole di sicurezza, per una durata di circa 10 minuti di ciascun evento. In conseguenza di tale assunzione e del fatto che le valvole di sicurezza sono provviste di un sistema di collettamento a *blow down*, l'emissione fuggitiva di COVNM dalle valvole di sicurezza è stata ritenuta trascurabile.

4.2 Stima delle emissioni fuggitive dagli impianti costituenti lo Stabilimento

La stima delle emissioni fuggitive è stata calcolata per ciascun elemento costituente gli impianti di Stabilimento: i risultati dei calcoli effettuati sono riassunti in Tabella 8, in relazione al tipo di elemento considerato, ed in Tabella 9, in relazione alla tipologia di sostanza.

Il calcolo delle emissioni fuggitive dagli elementi di impianto è risultato pari a circa **187 t/anno**.



Le sostanze chimiche per cui è stata effettuata la stima delle emissioni fuggitive si possono suddividere nelle seguenti categorie principali (la cui percentuale di apporto alle emissioni è rappresentata in Figura 2):

- Benzene;
- Desorbente;
- N-paraffine/Olefine/Teste Pacol;
- C8, C10, C9-C14, C12;
- Kerosene;
- Virgin Nafta/Benzine/Nafta leggere;
- Propilene,
- Alcoli/Alchilati/Aldeidi/Teste Lial;
- Gasolio Paraffinico;
- Altro (es. LAB, HB, Esano, Eptano, Ottene, Gasolio, Olio diatermico, etc.).

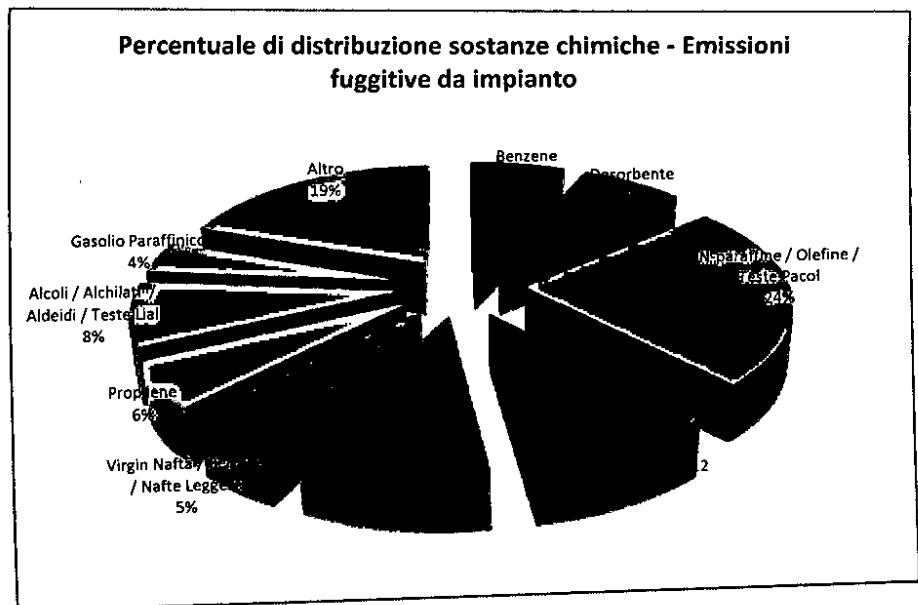


Figura 2 – Percentuale di apporto alle emissioni fuggitive da impianti per le categorie principali di sostanze chimiche

GOLDER ASSOCIATES s.r.l.

VAT No.: 3674811009
Registro Imprese
Torino

At Golder Associates we strive to be the most respected global group of companies specialising in ground engineering and environmental services. Employee owned since our formation in 1960, we have created a unique culture with pride in ownership, resulting in long-term organisational stability. Golder professionals take the time to build an understanding of client needs and of the specific environments in which they operate. We continue to expand our technical capabilities and have experienced steady growth with employees now operating from offices located throughout Africa, Asia, Australasia, Europe, North America and South America.

Africa • 27 11 254 4800
Asia • 852 2562 3658
Australasia • 61 3 8862 3500
Europe • 356 21 42 30 20
North America • 1 800 275 3281
South America • 55 21 3095 9500

solutions@golder.com
www.golder.com



Golder Associates S.r.l.
Banfo43 Centre
Via Antonio Banfo 43
10155 Torino
Italy
T: +39 011 23 44 211



Tabella 1
Caratteristiche fisico chimiche sostanze

SOSTANZA	Peso Molecolare (g/mole)	Densità media (15°C) (kg/m³) (*)	Densità (59°F) (lb/gal)
KEROSENE DEPARAFFINATO	142	800	6,676
VIRGIN NAFTA	100	720	6,009
GASOLIO PARAFFINICO	112	800	6,676
EPTANO	100	833	6,914
OLEFINE	154	750	6,259
LAB	232	860	7,177
ALCHILATI (HB+POLIM)	232	870	7,261

(*) Dato fornito dal Cliente

SASOL ITALY S.p.A.
Augusta (SR)

Ref. 09508440640/8362
Febbraio 2010

Tabella 2
Tensione di vapore sostanze chimiche (a 20°C)

SOSTANZA	Tensione di vapore a 20 °C (*)	
	(psi)	(kPa)
KEROSENE DEPARAFFINATO	0,05	0,33
VIRGIN NAFTA	1,13	7,79
GASOLIO PARAFFINICO	0,25	1,75
EPTANO	0,69	4,74
OLEFINE	0,01	0,04
LAB	1,26E-06	8,67E-06
ALCHILATI (HB+POLIM)	1,26E-06	8,67E-06

(*) Riferimento: Robert Perry; Don W. Green - *Perry's Chemical Engineers' Handbook*, 8a ed. - McGraw-Hill, 2007

Preparato da: ABI
Controllato da: ALO
Rev. 1 - 11/02/10

Golder Associates

Tabella 3
Elenco serbatoi di processo

Codice Serbatoio	Posizione	Tipo di tetto	Tipo di sostanza
7801/A	Detal	Fisso	LAB
7801/B	Detal	Fisso	LAB
7802/A	Detal	Fisso	Alchilati (HB + Polim)
7802/B	Detal	Fisso	Alchilati (HB + Polim)
381/A	Pacol HF-2	Fisso	LAB
381/B	Pacol HF-2	Fisso	LAB
382/A	Pacol HF-2	Fisso	Alchilati (HB + Polim)
382/B	Pacol HF-2	Fisso	LAB
383	Pacol HF-2	Fisso	Olefine
481/A	Pacol HF-2	Fisso	Olefine
481/B	Pacol HF-2	Fisso	Olefine
482/A	Pacol HF-2	Fisso	Olefine
482/B	Pacol HF-2	Fisso	Olefine
482/C	Pacol HF-2	Fisso	Olefine
483/B	Pacol HF-2	Fisso	Olefine
3001	Pacol 4-Olex3	Fisso	Olefine
3002	Pacol 4-Olex3	Fisso	Olefine
3003	Pacol 4-Olex3	Fisso	Olefine
3004	Pacol 4-Olex3	Fisso	Olefine
3005	Pacol 4-Olex3	Fisso	Olefine
5001	Olex-4	Fisso	Olefine
5002	Olex-4	Fisso	Eptano
5003	Olex-4	Fisso	Olefine
5004	Olex-4	Fisso	Olefine
5005	Olex-4	Fisso	Olefine
4001	Isosiv 4	Fisso	Olefine
4004/A	Isosiv 4	Fisso	Kerosene Deparaffinato
4004/B	Isosiv 4	Fisso	Kerosene Deparaffinato
4005/A	Isosiv 4	Fisso	Olefine
4005/B	Isosiv 4	Fisso	Olefine
4251/A	Isosiv 4	Fisso	Olefine
4251/B	Isosiv 4	Fisso	Olefine
12001/A	Isosiv 4	Fisso	Olefine
12001/B	Isosiv 4	Fisso	Olefine
2006	Isosiv 2	Fisso	Virgin Nafta

Tabella 3
Elenco serbatoi di processo

Codice Serbatoio	Posizione	Tipo di tetto	Tipo di sostanza
10000	Serv. Nord	Fisso	Gasolio Paraffinico
10601/A	Serv. Nord	Fisso	Gasolio Paraffinico
10601/B	Serv. Nord	Fisso	Gasolio Paraffinico
10604	Serv. Nord	Fisso	Gasolio Paraffinico
10605	Serv. Nord	Fisso	Gasolio Paraffinico
10606/A	Serv. Nord	Fisso	Gasolio Paraffinico
10606/B	Serv. Nord	Fisso	Gasolio Paraffinico
10607	Serv. Nord	Fisso	Gasolio Paraffinico
846	Serv. Sud	Fisso	Gasolio Paraffinico
854	Serv. Sud	Fisso	Gasolio Paraffinico

Tabella 4
Emissioni diffuse serbatoi di processo

Serbatoi di processo		
Sostanza	Emissioni diffuse (lb/anno)	Emissioni diffuse (t/anno)
KEROSENE DEPARAFFINATO	11766,82	5,34
VIRGIN NAFTA	49903,87	22,64
GASOLIO PARAFFINICO	1,87	0,00
EPTANO	3670	1,66
OLEFINE	2661,77	1,21
LAB	0,22	0,0001
ALCHILATI (HB+POLIM)	0,03	0,00001
TOTALE EMISSIONI DIFFUSE	68.004,58	30,85

Tabella 5
Dati meteorologici del sito

IRRADIAZIONE

Mese	Irradiazione		
	MJ/m ²	W/m ²	Btu/(ft ² *day)
gennaio	8,9	103,009	783,690
febbraio	12,1	140,046	1065,467
marzo	17	196,759	1496,936
aprile	21,8	252,315	1919,601
maggio	26	300,926	2289,432
giugno	27,7	320,602	2439,126
luglio	27,9	322,917	2456,737
agosto	25,7	297,454	2263,016
settembre	20,4	236,111	1796,324
ottobre	15	173,611	1320,826
novembre	10,6	122,685	933,384
dicembre	7,8	90,278	686,830

Irradianza media (*)	Btu/(ft ² *day)	1620,947
----------------------	----------------------------	----------

(*) Irradianza=Irradiazione*24 h

TEMPERATURA

Mese	Temperatura minima		Temperatura massima	
	°C	°F	°C	°F
gennaio	4,93	40,87	18,11	64,60
febbraio	1,43	34,57	19,55	67,19
marzo	4,62	40,32	21,74	71,13
aprile	7,26	45,07	25,89	78,60
maggio	10,14	50,25	31,13	88,03
giugno	13,51	56,32	36,83	98,29
luglio	16,30	61,34	42,43	108,37
agosto	18,56	65,41	42,67	108,81
settembre	15,66	60,19	38,83	101,89
ottobre	14,21	57,58	28,51	83,32
novembre	9,08	48,34	26,16	79,09
dicembre	7,46	45,43	21,69	71,04

Temperatura media (°F)	minima	massima	media annua
	50,47	85,03	67,75

VELOCITA' DEL VENTO

Mese	Velocità vento	
	m/s	mph
gennaio	4,8	10,75
febbraio	2	4,48
marzo	3,4	7,62
aprile	4,2	9,41
maggio	2,7	6,05
giugno	2,9	6,50
luglio	3,4	7,62
agosto	3	6,72
settembre	3	6,72
ottobre	2,4	5,38
novembre	2,4	5,38
dicembre	2,4	5,38

Velocità media	mph	6,83
----------------	-----	------

Tabella 6
Fattori di conversione per unità di misura

Dimensione	Unità di misura	Fattori di conversione	
Lunghezza	1 metro	mm	piede
		1.000	3,2808
Temperatura	1 °C	°F	
		$1,8 \cdot T(^{\circ}\text{C}) + 32$	
Velocità	1 m/s	km/h	mph
		3,60	2,24
Irradianza	1 W/m ²	Btu/ft ² day	
		7,61	
Pressione	1 Pa	atm	psi
		9,869E-06	0,000145
Volume	1 m ³	galloni USA	
		264,17	
Densità	1 kg/m ³	lb/gal	
		0,0083	
Massa	1 kg	lb	
		2,2046	

SASOL ITALY S.p.A.
Augusta (SR)

Rel. 09508440640/8362
Febbraio 2010

Tabella 7
Fattori medi di emissione SOCM1

ELEMENTO	FLUIDO	FATTORE DI EMISSIONE (kg/h/elemento)
Valvola	Gas	0,00597
	Liquido leggero	0,00403
	Liquido pesante	0,00023
Pompa	Liquido leggero	0,0199
	Liquido pesante	0,00862
Compressore	Gas	0,228
Valvola di sicurezza	Gas	0,104
Conessioni	Gas	0,00183
	Liquido leggero	
	Liquido pesante	
Elemento a fine linea	Gas	0,0017
	Liquido leggero	
	Liquido pesante	

Preparato da: ABI
Controllato da: ALO
Rev. 1 - 11/02/10

Golder Associates

Tabella 8
Emissioni fuggitive per tipo di elemento

ZONA DI IMPIANTO	MICRO-ZONE CONSIDERATE	Valvola	Pompa	Compressore	Connessioni	Elemento a fine linea	Presa campione	TOTALE
#	N.	[t/anno]	[t/anno]	[t/anno]	[t/anno]	[t/anno]	[t/anno]	[t/anno]
Fase di processo F1 - Paraffine lineari	A7, C1, C3	8,67	15,19	0,00	6,61	0,35	1,20	32,03
Fase di processo F2a - Olefine sud	A1	9,69	12,74	0,00	7,25	0,68	0,00	30,36
Fase di processo F3b - Alchilati sud								
Fase di processo F2b - Olefine nord	C2, C5	16,22	13,33	0,00	10,30	0,03	3,79	43,66
Fase di processo F3a - Alchilati nord								
Fase di processo F4 - Alcoli	B1	5,21	7,59	9,48	6,70	0,11	0,20	29,29
Parco stoccaggi serbatoi sud	A2÷A5	2,47	4,92	0,00	3,43	0,01	0,00	10,83
Area impianti pilota, officine, magazzino	A6	0,38	1,07	0,00	0,35	0,00	0,00	1,79
Stazione di riduzione metano, rampa di carico propilene	A8	1,37	0,00	0	0,18	0,03	0	1,58
Area servizi ausiliari, pipe way, sottostazione, torcia, impianto api separator	B2÷B9	7,82	2,20	0,00	1,40	0,00	0,00	11,42

Tabella 8
Emissioni fuggitive per tipo di elemento

ZONA DI IMPIANTO	MICRO-ZONE CONSIDERATE	Valvola	Pompa	Compressore	Connessioni	Elemento a fine linea	Presi campione	TOTALE
#	N.	[t/anno]	[t/anno]	[t/anno]	[t/anno]	[t/anno]	[t/anno]	[t/anno]
Area stoccaggio intermedio	C4	0,66	0,62	0,00	0,49	0,00	0,00	1,76
Parco serbatoi e pensiline di carico ATB	D1	0,58	1,51	0,00	1,36	0,01	0,00	3,47
Parco serbatoi area nord	E1, F1, G1, H1, L1	4,06	5,26	0,00	2,44	0,03	0,00	11,78
Oleodotti di collegamento con Impianti Punta Cugno	/	0,00	0	0,00	8,06	0	0	8,06
Impianti Punta Cugno	M1, M2	0,41	0,00	0,00	0,60	0,01	0,00	1,01
TOTALE	t/anno	57,54	64,42	9,48	49,17	1,26	5,20	187,06

Tabella 9
Sunto emissioni fuggitive per tipologia di sostanza

ZONA DI IMPIANTO	MICRO-ZONE CONSIDERATE	EMISSIONI GAS	EMISSIONI LIQUIDI LEGGERI	EMISSIONI LIQUIDI PESANTI	EMISSIONI FUGGITIVE TOTALI
#	N.	[t/anno]	[t/anno]	[t/anno]	[t/anno]
Fase di processo F1 - Paraffine lineari	A7, C1, C3	4,66	23,97	3,41	32,03
Fase di processo F2a - Olefine sud	A1	6,37	21,29	2,70	30,36
Fase di processo F3b - Alchilati sud					
Fase di processo F2b - Olefine nord	C2, C5	14,88	20,94	7,85	43,66
Fase di processo F3a - Alchilati nord					
Fase di processo F4 - Alcoli	B1	14,85	8,46	5,99	29,29
Parco stoccaggi serbatoi sud	A2÷A5	0,98	7,52	2,32	10,83
Area impianti pilota, officine, magazzino	A6	0,30	1,46	0,04	1,79
Stazione di riduzione metano, rampa di carico propilene	A8	1,58	0,00	0,00	1,58
Area servizi ausiliari, pipe way, sottostazione, torcia, impianto api separator	B2÷B9	1,17	9,89	0,37	11,42

Tabella 9
Sunto emissioni fuggitive per tipologia di sostanza

ZONA DI IMPIANTO	MICRO-ZONE CONSIDERATE	EMISSIONI GAS	EMISSIONI LIQUIDI LEGGERI	EMISSIONI LIQUIDI PESANTI	EMISSIONI FUGGITIVE TOTALI
#	N.	[t/anno]	[t/anno]	[t/anno]	[t/anno]
Area stoccaggio intermedio	C4	0,22	1,15	0,39	1,76
Parco serbatoi e pensiline di carico ATB	D1	0,58	1,32	1,57	3,47
Parco serbatoi area nord	E1, F1, G1, H1, L1	0,71	10,21	0,87	11,78
Oleodotti di collegamento con Impianti Punta Cugno	/	0,00	8,06	0,00	8,06
Impianti Punta Cugno	M1, M2	0,01	0,67	0,33	1,01
TOTALE	t/anno	46,30	114,94	25,82	187,06