



raffineria di ancona

Falconara M.ma, 24 Maggio 2012
Prot. 531/12

Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Direzione Generale Valutazioni Ambientali
E.prot DVA - 2012 - 0013526 del 05/06/2012

ISPRA
protocollo.ispra@ispra.legalmail.it

REGIONE MARCHE
Servizio Ambiente e Paesaggio-
PF Valutazioni ed Autorizzazioni Ambientali
Att.ne Dott David Piccinini
via Tiziano, 44
60100 - Ancona

PROVINCIA DI ANCONA
Settore Tutela Ambientale
Att. Ing. M. Sbriscia
via Menicucci, 1
60100- Ancona

COMUNE DI FALCONARA M.MA
Area Promozione del Territorio
Settore Tutela Ambientale
P.zza Carducci,1
60015 - Falconara M.ma (AN)

p.c. MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA
TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE
Direzione generale per le valutazioni ambientali
Via Cristoforo Colombo, n. 44
00147 - Roma (Italia)

ARPAM
DIPARTIMENTO DI ANCONA
Att.ne del Referente IPPC
Via C. Colombo, 106
60127 - Ancona



RIFERIMENTO: AIA raffineria api di Falconara M.ma (AN), art.1 c.5-6 DVA-DEC-2010-0000167 del 19/04/2010.

OGGETTO: CONTROLLI AIA - API- AN - FALCONARA - RAFFINERIA - OTTEMPERANZA - Studio di fattibilità corredato da analisi costi-efficacia per l'istallazione di un sistema di trattamento dei vapori relativo al terminale carico navi cisterna.

Con la presente il Gestore intende fornire in allegato, lo studio di cui all'oggetto, unitamente alla quietanza di versamento prevista nel Decreto di AIA.

Distinti saluti.

All: c.s.

"api raffineria di ancona" S.p.A.
Il Direttore
(Ing. Pasquale Palumbo)

api Raffineria di Ancona S.p.A. con Socio Unico - Direzione e Coordinamento: api holding S.p.A. - Via Flaminia, 685 - 60015 Falconara Marittima (AN) tel. +39 (071) 91671 - fax +39 (071) 9167346 - sede secondaria: Via Salaria, 1322 - 00138 Roma - tel. +39 (06) 84931 - fax +39 (06) 8493-4758 - www.gruppoapi.com cap. soc. € 13.125.000,00 int. vers. - Cod. Fisc. e n° iscrizione R.I. Ancona 01837990587 - Part. IVA 02077340426 - C.C.I.A.A. Ancona R.E.A. n. 85226



GRUPPO api



raffineria di ancona

AIA RAFFINERIA API DI FALCONARA M.MA (AN)
(art.1 c.5 DVA-DEC-2010-0000167 del 19/04/2010)

STUDIO DI FATTIBILITÀ CORREDATO DA
ANALISI COSTI-EFFICACIA
PER L'ISTALLAZIONE DI UN SISTEMA DI
TRATTAMENTO VAPORI RELATIVO
AL TERMINALE DI CARICO NAVI CISTERNA

Maggio 2012

INDICE

1	PREMESSA	4
2	TERMINALI DI CARICO NAVI PRESENTI NEL SITO	4
3	BASI DI PROGETTO	5
3.1	TERMINALI MARITTIMI E PRODOTTI CARICATI	5
	<i>Isola</i>	5
	<i>Pontile</i>	5
3.2	CARATTERISTICHE CARICAMENTO	6
	<i>Isola</i>	6
	<i>Pontile</i>	6
3.3	VALUTAZIONE CARATTERISTICHE VAPORI	6
3.4	CARATTERISTICHE DELLE EMISSIONI IN USCITA DAI SISTEMI DI TRATTAMENTO VAPORI ...	7
3.5	SERVIZI DISPONIBILI PRESSO I TERMINALI DI CARICO NAVI	7
	<i>Isola</i>	7
	<i>Pontile</i>	7
3.6	CONDIZIONI AMBIENTALI DEL SITO	7
4	ANALISI DELLE ALTERNATIVE PER IL TRATTAMENTO DEI VAPORI	8
4.1	UNITA' DI COMBUSTIONE	9
4.2	RAFFREDDAMENTO	9
4.3	ASSORBIMENTO CON BENZINA	10
4.4	COMPRESSIONE E ASSORBIMENTO CON BENZINA	10
4.5	ASSORBIMENTO CON CARBONI ATTIVI	11
5	VALUTAZIONE TECNICA DELLE ALTERNATIVE	12
	<i>Isola</i>	12
	<i>Pontile</i>	13
6	STIMA DELLE EMISSIONI DIFFUSE PER OPERAZIONI DI CARICAMENTO	13
7	STATO QUALITATIVO DELL'ARIA	14
8	STIMA DEI COSTI	16

1 PREMESSA

Il presente documento è stato redatto al fine di assolvere a quanto prescritto all'art. 1 c. 5 del decreto DVA-DEC-2010-0000167 del 19/04/2010 (AIA raffineria api di Falconara M.ma (AN)) e al §8.2 del P.I. dello stesso, che prevede l'invio di uno studio di fattibilità corredato da analisi costi-efficacia per l'installazione di un sistema di trattamento vapori relativo al terminale di carico navi cisterna.

Allo scopo è stata affidata ad una società di ingegneria specializzata in progetti industriali internazionali (principalmente per l'industria Oil&Gas, delle Scienze della Vita e delle Tecnologie Verdi), la GST Engineering, la redazione di uno studio di fattibilità per la realizzazione di un impianto di trattamento vapori ai terminali di carico navi al fine di definire basi di progetto, alternative per il trattamento, progetto preliminare e stima dei costi di investimento e di esercizio/consumi correlati.

Sulla base di tali informazioni e dei dati relativi alla stima circa le emissioni di VOC derivanti dalla movimentazione presso i terminali di carico marittimi, il Gestore ha sviluppato la successiva analisi dei costi-efficacia, valutando la fattibilità e la sostenibilità economica dell'opera in relazione al quadro generale di riferimento della così detta Direttiva IPPC relativa alla prevenzione e riduzione integrate dall'inquinamento e delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili.

2 TERMINALI DI CARICO NAVI PRESENTI NEL SITO

Nel sito sono operanti i seguenti terminali marittimi:

- due terminali predisposti per navi (carico e scarico) di prodotti leggeri denominati: Isola e Pontile (si veda paragrafo 3.1 per un maggiore dettaglio);
- un terminale (SPM) dedicato alle navi di greggio.

Per quanto riguarda il carico/scarico dei prodotti leggeri si chiarisce che:

- le attività di scarico, che comportano emissioni di idrocarburi, sono gestite nell'ambito delle misure di controllo e contenimento afferenti alle movimentazioni interne. I serbatoi interessati sono a tetto galleggiante e dotati di doppie tenute;

8.1 COSTI D'INVESTIMENTO	16
<i>Isola</i>	<i>16</i>
<i>Pontile</i>	<i>16</i>
8.2 COSTI DI ESERCIZIO/CONSUMI	17
<i>Unità di Adsorbimento con Carboni Attivi da 800 m³/h</i>	<i>17</i>
9 ANALISI COSTI-EFFICACIA	17
<i>Isola</i>	<i>18</i>
<i>Pontile</i>	<i>18</i>
10 CONCLUSIONI	18

- il caricamento dei prodotti leggeri, Benzina e Virgin Nafta, sulle navi cisterna comporta una emissione di VOC in funzione delle caratteristiche delle navi e dei dispositivi di carico di cui sono dotate, aspetti che esulano dal diretto controllo del Gestore (i vettori sono scelti dalle società acquirenti i prodotti petroliferi).

3 BASI DI PROGETTO

Al fine di effettuare lo studio di fattibilità di un impianto di trattamento vapori derivanti dal caricamento delle navi, sono stati identificati: le caratteristiche dei terminali, la tipologia e il quantitativo di prodotti movimentati, le caratteristiche dei vapori, il quadro normativo esistente, le utilities disponibili in loco e le condizioni ambientali. Tali dati hanno fornito le basi di progetto per ipotizzare possibili alternative impiantistiche nell'ambito del trattamento dei vapori presso tali terminali.

3.1 TERMINALI MARITTIMI E PRODOTTI CARICATI

I due terminali interessati dal presente studio sono quelli denominati "Isola" e "Pontile". Il terminale SPM ne è escluso in quanto presso di esso non vengono effettuate movimentazioni di spedizione prodotti ma solo di ricezione.

Isola

L'Isola è collegata alla Raffineria da una serie di oleodotti sottomarini aventi una lunghezza di circa 3,5 km. E' dotata di due accosti, uno esterno e uno interno, predisposti per il carico dei prodotti. Per la Benzina e la Virgin Nafta viene utilizzato lo stesso oleodotto da 16"; non risulta quindi possibile il carico contemporaneo dei due prodotti o di due navi.

La rata di carico massimo è di 1.000 m³/h.

Pontile

Il Pontile è collegato alla raffineria mediante una serie di oleodotti aventi una lunghezza di circa 1,4 km. Il Pontile ha un solo accosto che permette un'operazione di carico alla volta. Il carico della Benzina avviene mediante un collettore dedicato di 12" mentre la Virgin Nafta non viene movimentata presso questo terminale.

La rata di carico massimo è di 800 m³/h.

Pertanto i prodotti caricati da considerare per definire le basi di progetto del sistema di trattamento vapori sono:

- Benzina;
- Virgin Nafta.

3.2 CARATTERISTICHE CARICAMENTO

Sulla base delle informazioni relative alle movimentazioni effettuate dal 2009 al 2011, sono stati identificati e di seguito riportati, rispettivamente per il terminale Isola e Pontile, i volumi delle navi, le capacità di pompaggio e i tempi di caricamento.

Isola

I prodotti leggeri imbarcati su navi presso questo terminale sono, come già detto, Benzina e Virgin Nafta.

Dai dati analizzati le massime capacità stimate per le navi risultano essere di 44.000 m³ per la Benzina e 28.000 m³ nel caso di Virgin Nafta.

La capacità massima di pompaggio dell'impianto di trasferimento è 1.000 m³/h per il caricamento della Benzina e 800 m³/h per la Virgin Nafta.

I tempi di carico vanno da 2 a 36 ore per la Benzina e 24-50 ore per la Virgin Nafta.

Pontile

Presso questo terminale è la Benzina il solo prodotto leggero caricato.

Dai dati analizzati le massime capacità stimate per le navi risultano essere di 8.000 m³.

La capacità di massima di pompaggio dell'impianto di trasferimento è di 800 m³/h, con tempi di carico che vanno da 2 a 16 ore.

3.3 VALUTAZIONE CARATTERISTICHE VAPORI

Per il dimensionamento dei sistemi di trattamento, la società GST Engineering, incaricata per una prima progettazione, ha identificato le caratteristiche dei vapori da trattare sulla base delle seguenti assunzioni:

- caratteristiche dei vapori alle condizioni di massima temperatura, assunta pari a 30°C.

- saturazione del 100% dell'aria emessa, (se pure i Protocolli AP 42, sezione 5.2 – tabella 5.2-1 per il calcolo delle emissioni di COV , indicano fattori di saturazione diversi dal 100%, ovvero 50%÷100% per caricamento autobotti e 20%÷50% per navi cisterne, a seconda delle dimensioni delle navi).

3.4 CARATTERISTICHE DELLE EMISSIONI IN USCITA DAI SISTEMI DI TRATTAMENTO VAPORI

Per la definizione delle specifiche emissive degli impianti oggetto di studio di fattibilità, si prende come riferimento il punto 2, parte II dell'Allegato VII alla Parte V del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..

Per gli effluenti gassosi emessi da sistemi di recupero dei vapori si assume il valore limite di emissione pari a 10 g/Nm³ espressi come media oraria.

Per i punti di emissione derivanti dalle nuove installazioni si considera anche un valore limite di progetto per il benzene (classe III) inferiore a 5 mg/Nm³ per soglie di rilevanza maggiori di 25 g/h, (rif. parte II, Allegato I alla Parte V del D.Lgs. 152/06).

3.5 SERVIZI DISPONIBILI PRESSO I TERMINALI DI CARICO NAVI

Per la verifica delle possibili soluzioni per il trattamento dei vapori ai terminali marittimi si considera che presso di essi sono disponibili i seguenti servizi:

Isola

- f.e.m.
- acqua antincendio

Pontile

- f.e.m.
- acqua antincendio
- azoto/aria

3.6 CONDIZIONI AMBIENTALI DEL SITO

Per lo studio sono stati inoltre presi in considerazione i seguenti dati ambientali:

- a) Dati metereologici:

Temperatura (min e max): -7,2 °C, 40 °C
Pioggia (max): 50 mm/h
Umidità: 80%

b) Dati sismici:

Legge 02.02.74 N° 64

Grado di sismicità: 9

D.M. 24.01.86

D.M. 24.01.81

Altre Leggi: 06.11.71 N° 1086

Dai dati statistici meteorologici per gli anni 2009, 2010 e 2011 raccolti risulta che la temperatura media-massima giornaliera raramente eccede i 30°C, per cui tale temperatura è stata assunta come temperatura di dimensionamento per gli impianti VRU.

Le temperature medie annue risultano essere le seguenti:

- 2009: 16,5°C

- 2010: 15,8°C

- 2011: 14,6°C

per cui è stata assunta una temperatura di 15°C per il calcolo delle emissioni annue di VOC.

4 ANALISI DELLE ALTERNATIVE PER IL TRATTAMENTO DEI VAPORI

Partendo dalle basi di progetto illustrate al precedente paragrafo, sono state studiate diverse alternative per il trattamento dei vapori derivanti dal caricamento delle navi presso i due terminali marittimi Isola e Pontile:

1. Unità di combustione;
2. Raffreddamento;
3. Assorbimento con benzina;
4. Compressione e assorbimento con benzina;
5. Assorbimento con carboni attivi.

4.1 UNITA' DI COMBUSTIONE

Lo schema prevede di inviare i vapori derivanti dal caricamento della nave ad un separatore degli eventuali condensati con relativa pompa di ripresa dei condensati stessi per invio al serbatoio di stoccaggio.

I vapori separati, passando per un arrestatore di detonazione, sono successivamente inviati ad una Unità di Combustione Vapori munita di stack con refrattari, bruciatori, piloti, ventilatori aria di combustione e controllori di temperatura.

Questo schema richiede l'alimentazione di fuel gas per i piloti, oltre ad energia elettrica e ad aria strumenti.

L'abbattimento di idrocarburi ottenibili con l'Unità di Combustione Vapori è superiore al 98% di quelli entranti. Gli idrocarburi totali emessi risulterebbero dell'ordine di $1,5 \text{ g/Nm}^3$ mentre il benzene di circa 8 mg/Nm^3 , quindi superiore al limite per le emissioni convogliate.

Il recupero degli idrocarburi presenti nei vapori è praticamente nullo.

4.2 RAFFREDDAMENTO

Lo schema prevede di inviare i vapori derivanti dal caricamento della nave ad un separatore degli eventuali condensati. I vapori sono quindi inviati ad un pre-condensatore nel quale comincia la condensazione utilizzando la benzina fredda recuperata, ed un condensatore. Il tutto è poi inviato al separatore condensati, dal quale la Benzina recuperata è inviata a stoccaggio mediante pompa, dopo riscaldamento.

Però, a pressione praticamente atmosferica, per poter condensare tutti gli idrocarburi fino a raggiungere le specifiche emissive, si dovrebbe raggiungere una temperatura di circa -110°C .

Dall'analisi effettuata in diverse condizioni di pressione e temperatura si vede che non c'è un vantaggio sostanziale nell'aggiungere un compressore dei vapori da trattare. Il problema principale di questo schema è relativo alle basse temperature da raggiungere per la condensazione quasi totale degli idrocarburi. Con l'acqua di raffreddamento disponibile in raffineria a 25°C non è possibile ottenere livelli di temperatura che permettano un abbattimento soddisfacente di idrocarburi. Altra opzione è l'uso del propano disponibile in Raffineria in un ciclo frigorifero, ma il propano bolle a pressione atmosferica a -42°C e quindi anche in questo caso l'abbattimento di idrocarburi sarebbe insufficiente. Si dovrebbero prevedere gruppi frigoriferi a compressione di

vapore molto complessi (cicli in cascata) di costo e complessità elevati per raggiungere livelli di -95÷-110°C. Ugualmente tali basse temperature non possono essere raggiunte con cicli ad adsorbimento. L'utilizzo di azoto liquido a perdere per condensare i vapori non è ugualmente proponibile per l'elevatissimo consumo dello stesso dovuto alla quantità elevata di idrocarburi da condensare ed il basso calore latente dell'azoto vaporizzato.

Altro problema legato alle bassissime temperature è quello dovuto alla presenza di umidità nei vapori da trattare. L'acqua tenderebbe a congelare negli scambiatori, richiedendo uno scambiatore di riserva con cicli di scongelamento delle superfici di scambio. Inoltre alle basse temperature a cui si deve arrivare per assicurare l'abbattimento degli idrocarburi, anche i componenti dal C6 ai più pesanti cominciano a congelare.

Quanto sopra rende estremamente costoso e complesso lo schema di Raffreddamento, seppure il recupero degli idrocarburi presenti nei vapori sarebbe praticamente completo.

4.3 ASSORBIMENTO CON BENZINA

Lo schema prevede di inviare i vapori derivanti dal caricamento della nave ad un separatore degli eventuali condensati. I vapori sono quindi inviati ad una colonna di assorbimento nella quale parte dei vapori di idrocarburi sono assorbiti da una corrente di benzina da stoccaggio. La benzina recuperata insieme con la benzina di lavaggio viene inviata a stoccaggio mediante pompa.

Lo schema è indubbiamente più semplice rispetto a quelli precedentemente illustrati, ma non consente un abbattimento soddisfacente degli idrocarburi presenti nei vapori, lasciandone praticamente inalterato il flusso.

Un miglioramento dello schema si potrebbe ottenere raffreddando la benzina usata per l'assorbimento ma, data la temperatura dell'acqua di raffreddamento disponibile, il salto termico non sarebbe sufficiente.

4.4 COMPRESSIONE E ASSORBIMENTO CON BENZINA

Tale schema rappresenta un'evoluzione rispetto a quello di cui al punto precedente. Prevede di inviare i vapori derivanti dal caricamento della nave ad un separatore degli eventuali condensati, con relativa pompa di ripresa dei condensati stessi.

I vapori sono quindi portati dal compressore ad una pressione di circa 3 barg, raffreddati dalla benzina uscente dalla colonna di assorbimento nello scambiatore e quindi inviati ad una colonna di

assorbimento nella quale parte dei vapori di idrocarburi sono assorbiti da una corrente di benzina da stoccaggio.

Lo schema, pur se più complesso ed efficiente di quello del semplice Assorbimento con Benzina, consente un abbattimento limitato degli idrocarburi presenti nei vapori, lasciando negli stessi una quantità dell'ordine dei 1.400 g/Nm^3 .

Pur permettendo quindi un recupero di idrocarburi significativo, questo schema non permette il raggiungimento delle specifiche richieste per le emissioni.

4.5 ASSORBIMENTO CON CARBONI ATTIVI

Tale sistema utilizza il processo di adsorbimento fisico con carbone attivo combinato con l'assorbimento in benzina di cui ai precedenti punti.

Lo schema prevede di inviare i vapori derivanti dal caricamento della nave ad un separatore degli eventuali condensati, con relativa pompa di ripresa dei condensati stessi.

L'Unità di recupero vapori è equipaggiata con due identici recipienti di adsorbimento riempiti di carbone attivo. Un recipiente è in operazione e riceve i vapori mentre l'altro è in fase di rigenerazione. Il passaggio dalla fase di adsorbimento a quella di rigenerazione è effettuata automaticamente, con ciclo temporale, in modo di avere un recipiente sempre in operazione e poter trattare con continuità i vapori.

La miscela entrante di aria-idrocarburi passa attraverso il recipiente in operazione, nel quale il carbone attivo adsorbe quasi completamente gli idrocarburi. La rigenerazione del letto di carbone è effettuata con una combinazione di vuoto e successiva aria di purga per rimuovere gli idrocarburi adsorbiti.

Una pompa da vuoto ad anello liquido è usata come fonte di vuoto per la rigenerazione del letto di carbone attivo. La pompa estrae vapori concentrati dal letto di carbone ed opera con un fluido di tenuta che è una miscela di acqua e glicol etilenico. Dalla pompa da vuoto i vapori non condensati, più gli idrocarburi condensati ed il fluido di tenuta, sono scaricati nel separatore trifasico nel quale si separano l'aria satura di vapori di idrocarburi e le due fasi liquide. Il calore di compressione viene eliminato mediante la circolazione del fluido di tenuta attraverso un refrigeratore che utilizza come fluido freddo una parte della benzina di assorbimento da stoccaggio. I vapori non condensati e gli idrocarburi condensati passano dal separatore trifasico alla colonna di assorbimento che recupera al massimo gli idrocarburi adsorbiti nel letto a carboni.

L'assorbimento viene fatto con benzina da stoccaggio, una parte della quale, come già detto, raffredda il fluido di tenuta. Gli idrocarburi recuperati insieme alla benzina di assorbimento sono rinviati a stoccaggio mediante pompa.

Lo schema assicura l'abbattimento del 95% dei vapori di idrocarburi, garantendo le specifiche emissive di progetto.

5 VALUTAZIONE TECNICA DELLE ALTERNATIVE

Dall'analisi delle alternative per il trattamento dei vapori derivanti dal caricamento delle navi illustrate nel precedente paragrafo risulta che l'Adsorbimento con Carboni Attivi rappresenta la soluzione tecnicamente ed ambientalmente preferibile in virtù dei livelli di efficienza di abbattimento raggiungibili e del rispetto delle specifiche progettuali sulle emissioni dei flussi convogliati.

La valutazione però deve necessariamente tener conto anche di considerazioni circa l'idoneità degli spazi disponibili per gli ingombri richiesti, della disponibilità in loco delle utilities necessarie, della distanza dei terminali dalla terraferma, come di seguito descritto.

Isola

La fattibilità di un impianto di trattamento presso l'Isola deve tenere conto della distanza dalla Raffineria, dalla disponibilità degli spazi e del fatto che sull'Isola è disponibile solo energia elettrica.

Stante le cose, ipotizzando di prevedere un'Unità di Adsorbimento con Carboni Attivi, l'impianto dovrebbe essere installato a terra in raffineria e si renderebbe così necessaria la realizzazione di un nuovo oleodotto sottomarino da 10" per una lunghezza di circa 3,5 km e ventilatore di aspirazione per il trasferimento a terra dei vapori. Per il vapore in arrivo, parzialmente condensato, sarà necessario prevedere, a monte del ventilatore, un recipiente di separazione liquido/vapore.

Nello studio della società GST, risulta comunque da verificare l'effettiva fattibilità della realizzazione di un sistema che preveda l'aspirazione dei vapori tramite un oleodotto sottomarino di tale lunghezza. Allo stesso tempo la stesura di una linea sottomarina pone anche ulteriori considerazioni a carattere ambientale non incluse nel suddetto studio, dovute principalmente al fatto che lo specchio di mare antistante la raffineria l'area ricade all'interno di un SIN.

L'impianto realizzato a terra dovrebbe inoltre essere completato con la realizzazione di un piping per il trasferimento del prodotto recuperato ai serbatoi di stoccaggio dedicati.

Pontile

Valutando la distanza della testata Pontile dalla raffineria, gli ingombri presso di essa, la mancanza di servizi, la difficoltà di operazione e manutenzione ed infine la lontananza dagli stoccaggi di benzina, la sola possibilità realistica, anche per questo terminale, sarebbe quella dell'installazione dell'Unità di Adsorbimento con Carboni Attivi a terra, in raffineria.

Si renderebbe quindi necessaria la realizzazione di un nuovo collettore dei vapori derivanti dal caricamento delle navi da 8" per una lunghezza di circa 1,4 km, con relativo ventilatore per l'aspirazione dei vapori stessi. Per il vapore in arrivo, parzialmente condensato, sarà necessario prevedere, a monte del ventilatore, un recipiente di separazione liquido/vapore.

Anche in questo caso l'impianto realizzato a terra dovrebbe inoltre essere completato con la realizzazione di un piping per l'invio del prodotto recuperato ai serbatoi di stoccaggio dedicati.

6 STIMA DELLE EMISSIONI DIFFUSE PER OPERAZIONI DI CARICAMENTO

I dati rimessi nella tabella di seguito sono ricavati da stime eseguite in accordo al protocollo AP 42 che, nella sezione 5.2, riporta le equazioni di calcolo per le emissioni diffuse generate dalla movimentazione idrocarburi:

anno	PRODOTTI CARICATI (ton)		
	ISOLA		PONTILE
	benzina	virgin nafta	benzina
2008	87.817	20.080	197.980
2009	47.112	38.818	214.858
2010	16.641	16.476	223.343
2011	76.800	46.771	142.250

anno	ISOLA		PONTILE
	benzina	virgin nafta	benzina
2008	21.622	7.256	48.748
2009	11.600	14.026	52.903
2010	1.097	5.953	54.993
2011	17.433	16.900	35.025

Si segnala che a partire dal 2009 al terminale di carico Isola si sono svolte una serie di attività strutturali, tra cui la sostituzione dei bracci di carico/scarico, realizzate al fine di ottimizzare e ampliare la flessibilità operativa del terminale, con la possibilità di poter operare la movimentazione di navi a maggiore capacità. Tale assetto comporta, di fatto, la riduzione delle movimentazioni al Pontile presso il quale possono accostare solo navi al di sotto di determinate dimensioni. Tale gestione operativa è evidente dai dati dell'anno 2011.

Sulla base delle considerazioni fatte e della programmazione circa le movimentazioni previste in accordo all'attuale sistema di gestione, si ritiene che le spedizioni e quindi le emissioni di VOC del 2011 siano individuate come quelle rappresentative del futuro assetto operativo dei terminali marittimi.

7 STATO QUALITATIVO DELL'ARIA

La Regione Marche, al fine di preservare la migliore qualità dell'aria ambiente, ha approvato in data 12/01/2010 il "PIANO DI RISANAMENTO E MANTENIMENTO DELLA QUALITÀ DELL'ARIA AMBIENTE AI SENSI DEL DECRETO LEGISLATIVO 4 AGOSTO 1999, N. 351, ARTICOLI 8 E 9".

Dagli studi effettuati per l'elaborazione del piano di risanamento risulta che nell'area limitrofa alla raffineria l'elemento principale di inquinamento atmosferico è il traffico veicolare. Ad esso si sommano gli apporti provenienti dagli impianti industriali e dalle fonti energetiche, tra cui il contributo della raffineria api, non trascurabile, ma che non deve essere ritenuto il più rilevante. Dallo stesso documento, elaborato basandosi su dati forniti da ENEA, Snam, Enel, attraverso i fattori di emissione EPA e ANPA, risultano le percentuali circa i vari contributi come da tabella sottostante:

Emissioni (%)	Scenario Estivo				Scenario Invernale			
	CO	NO _x	COV	PTS	CO	NO _x	COV	PTS
Traffico Veicolare	70-90	55-60	50-60	40-50	60-70	35-45	40-50	35-45
API Raffineria	<5	20-25	10-15	25-35	<5	15-20	8-12	20-30
Altre fonti	10-20	10-15	20-25	20-25	10-20	10-15	20-25	20-25
Riscaldamento	-	-	-	-	10	15-20	8-10	8-10

Analizzando la tabella si può osservare che per i principali parametri il contributo, in particolare per i VOC per la quota parte della raffineria, è contenuto rispetto a quello del traffico veicolare.

La qualità dell'aria limitrofa alla raffineria è controllata dalla rete di monitoraggio Provinciale attraverso diverse stazioni di monitoraggio. In particolare, nei pressi della raffineria sono presenti le centraline di osservazione: Falconara Acquedotto, Falconara Scuola e Falconara Alta.

Considerando che, come noto, i VOC assieme agli ossidi di azoto costituiscono i principali precursori dell'ozono troposferico, l'analisi dei dati raccolti dalle centraline al fine di valutare l'andamento delle concentrazioni medie di 8 ore di ozono rilevate dalle tre centraline di Falconara M.ma nel corso degli anni, evidenziano che il valore bersaglio di 120 µg/m³ da non superare più di 25 volte/anno (limite in vigore a partire dal 2010) è stato ampiamente rispettato.

La tabella seguente riporta i dati relativi agli anni 2006-2011:

NUMERO SUPERAMENTI VALORE BERSAGLIO - O ₃						
Stazione	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Falconara Scuola	2	15	1	10	16	1
Falconara Acquedotto	2	9	4	0	12	0
Falconara Alta	4	4	0	0	16	3
LIMITE (D.Lgs. 183/04) per l'anno 2010: Non più di 25 superamenti/anno del valore bersaglio di 120 µg/m³						

Alla luce di quanto sopra riportato si ritiene che nell'area circostante la raffineria non sono presenti problematiche relative alla qualità dell'aria derivanti dai composti organici volatili.

8 STIMA DEI COSTI

8.1 COSTI D'INVESTIMENTO

Nel presente capitolo vengono forniti i costi, stimati dalla società GST incaricata dello studio preliminare di fattibilità dei sistemi di trattamento vapori, relativi alle Unità di Adsorbimento con Carboni Attivi per i terminali marittimi. E' incluso nello stesso il riempimento di carbone attivo, il fluido di tenuta, la cabina di controllo e l'MCC, il ventilatore di aspirazione dei vapori. Sia per l'Isola che per il Pontile è stata prevista l'installazione dell'Unità, a terra, in raffineria. L'assunzione di costo fatta per i collettori vapore per il pontile è di 400.000,00 euro/km per tubazione da 8" e di 500.000,00 euro/km per tubazione da 10", mentre per l'isola è di 1.200.000,00 euro/km.

Isola

Il costo stimato per un VRU che tratti i vapori derivanti dal caricamento di Benzina e Virgin Nafta all'Isola, per una portata di 1000 m³/h prevede anche:

- realizzazione di un oleodotto sottomarino da 10" della lunghezza di 3,5 km fino alla linea di costa;
- collegamento per processo e servizi con i punti di caricamento navi e con le apparecchiature di raffineria ed i cablaggi elettro-strumentali;
- piping per il trasferimento dei prodotti recuperati ai serbatoi di stoccaggio.

Con le suddette qualifiche ed assunzioni il costo stimato per l'Unità di Adsorbimento con Carboni Attivi è il seguente: 5.550.000,00 €. Nello studio della società GST, risulta comunque da verificare l'effettiva fattibilità della realizzazione di un sistema che preveda l'aspirazione dei vapori tramite una tubazione di tale lunghezza.

Pontile

Il costo stimato per un VRU che tratti i vapori derivanti dal caricamento di Benzina al Pontile per una portata di 800 m³/h prevede anche:

- realizzazione di una linea da 8" della lunghezza di 1,4 km;
- collegamento per processo e servizi con i punti di caricamento navi e con le apparecchiature di raffineria ed i cablaggi elettro-strumentali ;
- piping per il trasferimento dei prodotti recuperati ai serbatoi di stoccaggio.

Con le suddette qualifiche ed assunzioni il costo stimato per l'Unità di Adsorbimento con Carboni Attivi è il seguente: 1.800.000,00 €.

La precisione della stima dei costi di investimento di cui sopra è stata considerata essere dell'ordine del $\pm 30\%$.

8.2 COSTI DI ESERCIZIO/CONSUMI

Sono descritte in questo capitolo le voci valutate dalla GST riguardanti le stime dei costi d'esercizio e le indicazioni sui consumi relative all'Unità di Adsorbimento con Carboni Attivi con portata di caricamento di 800 m³/h suggerita per il Pontile. I dati per un'Unità di Adsorbimento con Carboni Attivi con portata di caricamento di 1.000 m³/h indicata come alternativa per l'Isola sono ritenuti non troppo differenti da quelli forniti per l'unità da 800 m³/h.

Unità di Adsorbimento con Carboni Attivi da 800 m³/h

Si riassumono i dati di costo ed i consumi utilities:

- Potenza totale installata:	120 kW
- Potenza totale assorbita:	80 kW (media)
- Carbone (considerando 10÷15 anni di vita):	4.000÷5.000 €/anno
- Azoto:	60 Nm ³ (all'avviamento)
- Azoto:	60 Nm ³ (al cambio carbone)
- Aria Strumenti:	trascurabile (strumentazione)
- Glicol Etilenico:	900 lt/anno (2,5 €/lt)
- Parti di ricambio:	10.000 € per due anni
- Manutenzione:	6.000 €/anno

9 ANALISI COSTI-EFFICACIA

Analizzati gli aspetti tecnici, ambientali ed economici, si rende necessario verificare, attraverso un'analisi costi-efficacia anche la sostenibilità economica della scelta per ciascuno degli impianti di trattamento vapori per i due terminali di carico navi.

Per l'elaborazione della suddetta analisi si è scelto di fare riferimento a quanto delineato nel Decreto 1 Ottobre 2008 "Emanazione di linee guida in materia di analisi degli aspetti economici e degli effetti incrociati per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59". In particolare si è seguito il metodo della valutazione del costo-efficacia (CE) definito come costo annuale per unità di emissione abbattuta. Sempre nel medesimo Decreto al cap. 6, sono peraltro riportati i CE di riferimento per riduzione di parametro emissivo nei paesi dell'UE da cui risulta, per il parametro VOC, un valore medio di circa 5 euro anno per chilo ridotto, come soglia di accettabilità. Tale valore si ritiene appropriato al contesto italiano.

Isola

Viene determinato un costo annualizzato, considerando un fattore di ammortamento del 12% e vita economica dell'impianto 12 anni, di circa 695.500 €. Rapportato ai VOC ridotti pari a circa 32.600 kg (efficienza di abbattimento: 95%), si identifica un costo annuo di abbattimento (CE) di 21,3 €/ kg_{vocr}.

Pontile

Per quanto riguarda tale terminale di carico, la realizzazione dell'Unità di Recupero Vapori comporterebbe un costo annualizzato, calcolato secondo gli stessi criteri, di circa 248.400 €. Rapportato ai VOC ridotti pari a circa 32.200 kg, si identifica un CE uguale a 7,7 €/ kg_{vocr}.

Dall'analisi effettuata, per entrambi i terminali di carico marittimi, consegue un costo annuo di abbattimento per chilogrammo di VOC ridotto abbondantemente superiore al valore preso come riferimento e riconosciuto come soglia di accettabilità.

10 CONCLUSIONI

Nel presente documento sono state definite possibili soluzioni per il trattamento dei vapori derivanti dal carico navi cisterna, le quali hanno individuato nel Sistema ad Adsorbimento con Carboni Attivi quello rispondente alle specifiche tecniche ed emissive poste alla base dello studio preliminare.

Sono stati quantificati i valori emissivi di VOC derivanti dalle operazioni di caricamento di Benzina e Virgin Nafta dai terminali marittimi, per identificare il valore annuale dei VOC eventualmente

ridotti con l'installazione del sistema di trattamento, ed è stato inoltre valutato lo stato qualitativo dell'aria nell'area limitrofa alla raffineria. Dai dati riportati nel documento elaborato dalla Regione Marche "PIANO DI RISANAMENTO E MANTENIMENTO DELLA QUALITÀ DELL'ARIA AMBIENTE AI SENSI DEL DECRETO LEGISLATIVO 4 AGOSTO 1999, N. 351, ARTICOLI 8 E 9", non si evidenziano criticità circa le emissioni di composti organici volatili. Anche il parametro ozono, di cui i VOC insieme agli ossidi di azoto sono precursori, rientra nei limiti previsti dalla vigente normativa.

Sono stati stimati i costi necessari per la realizzazione e l'esercizio dell'impianto.

Tramite l'analisi costi-efficacia eseguita nell'ambito delle linee guida per l'individuazione e utilizzazione delle MTD, è stato determinato il CE (costo annuale per abbattimento unitario di VOC), ed è stato confrontato con i valori di riferimento utilizzati dai paesi dell'UE, per valutare la fattibilità dell'opera.

Dall'analisi effettuata, per entrambi i terminali di carico marittimi, ne consegue che il costo annuale di abbattimento per chilogrammo di VOC risulta eccessivamente oneroso e l'installazione dei sistemi di recupero vapori non economicamente sostenibile, ancor di più a fronte della crisi economica che ha coinvolto nell'ultimo periodo il settore petrolifero europeo ed italiano in particolare.