



Roma, Febbraio 2010

Allegato 5

Nota Integrativa –Allegato D. 15 “Confronto con le BAT” (rif. Nota prot. DSA/2009/33503 del 11 Dicembre 2009)

Richiesta DSA/2009/12643 Allegato D. 15 “Confronto con le BAT”

In riferimento alla pagina 7 si chiede un documento riassuntivo recante l’esito della valutazione per l’eventuale adozione di un programma di rilevamento e riparazione delle perdite (LDAR), e la specifica di eventuali interventi realizzati.



CARRARA®



**Piano di monitoraggio delle emissioni fuggitive e diffuse della
Raffineria di Roma - Italia**

Gennaio2010



CARRARA®



INDICE GENERALE

1. Oggetto	Pag 03
2. Riferimenti Legislativi e Normativi	Pag 03
3. Qualificazione delle emissioni per l'orientamento degli interventi	Pag 04
4. Emissioni fuggitive	Pag 04
4.1 Selezione della MTD per l'attuazione del piano di monitoraggio e contenimento delle emissioni fuggitive	Pag 04
4.2 Descrizione della MTD – LDAR EPA 453/95 – EN15446	Pag 05
4.3 Il PdM LDAR previsto dal Gestore	Pag 12
5. Il PdM delle emissioni diffuse da serbatoi di stoccaggio idrocarburi	Pag 16
6. Il PdM delle emissioni diffuse da sistema di trattamento delle acque reflue	Pag 16
7. Il PdM delle emissioni diffuse da attività di carico idrocarburi	Pag 17
8. Conclusione	Pag 18



CARRARA®



1. Oggetto

La Raffineria di Roma Spa di seguito nominata il “GESTORE”, ha commissionato a Carrara S.p.a. Divisione FERP, di seguito nominata FERP, per il ciclo 210 - 2013 la definizione di un piano di monitoraggio PdM per quantificazione e riduzione delle emissioni diffuse e fuggitive generate durante l’esercizio della Raffineria di Roma.

Per il piano di monitoraggio, sono stati selezionati dei protocolli ispettivi e di computo più utilizzati in ambito Internazionale e largamente rappresentati nella specifica letteratura. I protocolli adottati sono rispondenti al criterio di Migliore Tecnica Disponibile (MTD) nello specifico ambito.

All’interno del presente documento verranno illustrati i principali riferimenti normativi, saranno illustrate nel dettaglio le procedure e la modalità di implementazione, verrà formulato il piano di monitoraggio che il Gestore intende adottare per incontrare linee guida del parere istruttorio conclusivo e per perseguire il contenimento delle emissioni diffuse e fuggitive del proprio impianto.

2. Riferimenti Legislativi e Normativi

Per lo la definizione e stesura del Piano di Monitoraggio sono stati consultati ed utilizzati i seguenti riferimenti legislativi e/o normativi.

- IPPC 96/61/CE, D.Lgs 372/1999; D.M. 23/11/2001 “Dati, formato e modalità della comunicazione di cui all’art. 10, comma 1, del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372” pubblicato in G.U. n.37 del 13 febbraio 2002 ed allegato “Linee guida per la dichiarazione delle emissioni”; D.Lgs 152/2006, D.M. 29/01/2007 – “Emanazione di linee guida per l’individuazione e l’utilizzazione delle MTD categoria IPPC 1.2”
- LG MTD Sistemi di Monitoraggio – 8 maggio 2004 – commissione GRT (Gruppo Tecnico Ristretto) istituito il 4 giugno 2003 – pubblicato in G.U. n.° 135 13/06/2005 quale allegato II D.M. 31/01/2005
- DOCUMENTO DI RIFERIMENTO SUI PRINCIPI GENERALI DI MONITORAGGIO” giugno 2003 – traduzione Italiana a cura di APAT Emilia Romagna, Lazio e Lombardia di BREF monitoring redatto dalla commissione TWG IPPC di Siviglia <http://eippcb.jrc.es>
- BREF – REFERENCE DOCUMENT ON BEST AVAILABLE TECHNIQUES FOR MINERAL OIL AND GAS REFINERIES – Febbraio 2003 – Commissione di Siviglia – <http://eippcb.jrc.es>
- Protocollo EPA 453/95 www.epa.gov
- UNI EN 15446 “Misurazione delle emissioni da fughe di composti gassosi provenienti da attrezzature e tubazioni”.
- EPA, Alternative Work Practice to detect leak from equipment “Environmental Protection Agency 40CFR parts 60,63, and 65 [EPA-HQ-OAR-2003-199; FRL-8754-5] RIN 2060-AL98 22/12/2008 Final Rule.
- US EPA AP42, TANK4.09 and WATER 9
- BREF - Emissions from storage



CARRARA®



3. Qualificazione delle emissioni per l'orientamento degli interventi

Il manuale *“Elementi per l’emanazione delle linee guida per l’identificazione delle migliori tecniche disponibili – sistemi di monitoraggio (8 giugno 2004) - curato dalla commissione GRT (Gruppo Tecnico Ristretto) istituito il 4 giugno 2003 – pubblicato in G.U. n.° 135 13/06/2005 quale allegato II D.M. 31/01/2005”* riporta la seguente definizione di emissioni diffuse, al fine di qualificarle nel dettaglio:

“Nell’ambito delle emissioni in atmosfera, le emissioni diffuse hanno acquisito dignità tecnica e di rilevanza pari ed equivalente a quelle delle emissioni convogliate. Ogni impianto che per l’esercizio della propria attività deve inoltrare domanda alla Autorità competente per l’ottenimento della AIA non potrà esimersi nella propria gestione ambientale integrata dal tenere in considerazione il rilevante contributo delle emissioni diffuse, pianificando per esse l’impegno di risorse adeguate per identificarle, monitorarle, quantificarle e ridurle.

Appartengono alle emissioni diffuse anche le cosiddette emissioni fuggitive.

Le emissioni diffuse e le emissioni fuggitive sono definite come segue:

Emissioni fuggitive – Le emissioni fuggitive sono le emissioni che si hanno nell’ambiente in seguito ad una graduale perdita di tenuta di un componente progettato per contenere un fluido (liquido o gassoso) Esempi di emissioni fuggitive includono perdite da flange, pompe, compressori ect.

Emissioni diffuse – Emissioni derivanti da un contatto diretto di sostanze volatili o polveri leggere con l’ambiente, in condizioni operative normali di funzionamento.

Le fonti di emissioni diffuse possono avere origine puntuale, lineare, di superficie o di volume.

Per tutte e due le categorie la caratteristica fondamentale è che esse solitamente non sono oggetto di limiti specifici (non essendo canalizzate e dunque misurabili direttamente) ma piuttosto di prescrizioni tecniche finalizzate alla loro prevenzione e minimizzazione.”

4. Emissioni fuggitive

4.1 Selezione della MTD per l’attuazione del piano di monitoraggio e contenimento delle emissioni fuggitive

In relazione al piano di controllo e contenimento delle emissioni fuggitive, emissioni appartenenti al gruppo delle emissioni diffuse, la procedura LDAR – Leak Detection And Repair (in Italiano LPER Localizzazione Perdite e Riparazione) – è stata qualificata come MTD nel BREF (Best Available Technique Reference Documents) e successivamente nel documento *“Linee Guida per l’identificazione delle migliori tecniche disponibili, categoria IPPC 1.2 – Raffinerie di Petrolio e Gas”*, D.M. 29/01/07 pubblicato in G.U. nel maggio 2007. La procedura LDAR è esplicitamente citata nel documento *“Guida alla compilazione della domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale”* (Sezione E.2 piano di monitoraggio, E.3 emissioni in atmosfera di tipo non convogliato). La quantificazione



CARRARA®



delle emissioni fuggitive è ottenuta implementando le procedure di calcolo della UNI EN15446 derivate dal manuale EPA 453/R-95-017 - Protocol for Equipment Leak Emission Estimates – che descrive anche nel dettaglio la procedura LDAR ed il metodo di tecnica ispettiva per l’accumulazione dei dati denominata “Tecnica EPA Method 21”.

Questa tecnica ispettiva può essere integrata con la tecnica OGI – Optical Gas Imaging – altrimenti nota come SMART LDAR. Tale tecnica denominata AWP – Alternative Work Practice – è stata formalmente riconosciuta da EPA come tecnica integrativa di EPA Method 21 nel dicembre 2008 con il documento “Alternative Work Practice to detect leak from equipment “Environmental Protection Agency 40CFR parts 60,63, and 65 [EPA-HQ-OAR-2003-199; FRL-8754-5] RIN 2060-AL98 22/12/2008 Final Rule.

La tecnica OGI è finalizzata esclusivamente alla valutazione di status emissivo delle sorgenti non monitorabili con tecnica EPA Method 21 ed alla ricerca dei big leakers nel transitorio tra due campagne ispettive condotte con tecnica EPA Method 21 o CWP – Current Work Practice.

L’ispezione è condotta in modalità remota con una telecamera ad infrarossi sensibile alla lunghezza d’onda degli idrocarburi. La sorgente individuata, se raggiungibile ed annoverata nell’inventario soggetto ad LDAR, viene successivamente monitorata con tecnica EPA Method 21 per la determinazione dell’emissione quantitativa. Se la sorgente non è annoverata nell’inventario soggetto a LDAR (per esempio un Vent) essa sarà assoggettata al routine DI&M – Direct Inspection & Maintenance – senza una quantificazione emissiva.

Il Piano di Monitoraggio che il Gestore intende adottare per il contenimento delle emissioni fuggitive utilizzerà in modo sinergico entrambe le tecniche ispettive.

4.2 Descrizione della MTD – LDAR EPA 453/95 – EN15446

Al fine di completezza, riprendiamo dal manuale:

“Documento di riferimento sui principi generali di monitoraggio”

(traduzione Italiana a cura di APAT Emilia Romagna, Lazio e Lombardia di BREF monitoring redatto dalla commissione TWG IPPC di Siviglia) la descrizione della tecnica di valutazione delle perdite dalle apparecchiature:

La procedura di stima delle perdite dalle apparecchiature definita dall’US EPA fornisce dettagli su diversi tipi di approcci, di seguito elencati, che possono essere utilizzati per stimare queste emissioni:

- *fattore di emissione medio*
- *intervalli di osservazione/fattori cumulativi*
- *correlazioni EPA*
- *approccio correlato all’unità specifica.*



CARRARA®



Tutti gli approcci richiedono dati di screening tranne quello del fattore di emissione medio. Un valore di screening è un parametro correlabile ad una concentrazione di sostanza dispersa nell'ambiente in prossimità delle apparecchiature che la emettono. Fornisce un'indicazione del tasso di perdita da una parte delle apparecchiature. Le misure possono essere ottenute usando uno strumento di monitoraggio portatile, campionando l'aria di alcuni punti di potenziale perdita di singole parti delle apparecchiature. L'approccio correlato all'unità specifica utilizza anche valori di perdite associate a valori di selezione. In questo approccio il tasso di perdita viene misurato chiudendo in una sacca una parte delle apparecchiature per determinare la percentuale in massa di perdita effettiva della sostanza. I valori di selezione e i tassi di perdita misurata in diverse parti delle apparecchiature vengono usati per determinare la correlazione riferita all'unità specifica. La correlazione risultante tra il tasso di perdita e il valore di selezione indica il valore di massa di emissione come funzione del valore di selezione stesso. L'obiettivo principale dei metodi di stima delle emissioni fuggitive dell'US EPA (United States Environment Protection Agency) è di coadiuvare il programma "Leak Detection And Repair" (LDAR) di Localizzazione Perdite E Riparazione (LPER). Un programma LPER consiste nel monitorare selezionando quei componenti che possono dare origine a perdite di prodotti (prevalentemente dalle tenute) e poi riparare tutti quelli per cui sono state individuate perdite. Il monitoraggio delle perdite è effettuato conformemente secondo al metodo di riferimento dell'US EPA EPA 21, con una frequenza predefinita di campionamento. Nella pratica i componenti inaccessibili non vengono monitorati (es. per ragioni di isolamento, altezza).

LDAR è l'acronimo di Leak Detection And Repair, "CERCA LA FUGA E RIPARALA". **L'azione di riparazione del componente in divergenza emissiva è l'elemento fondante della strategia di riduzione delle emissioni.** Per innescare l'azione correttiva il componente deve essere rilevato oltre una soglia di rispetto, identificata in 10.000 ppmv. Al termine dell'ispezione, eseguita secondo procedura EPA Method 21 (protocollo EPA 453/95) con un FID (Flame Ionisation Detector), le sorgenti ispezionate sono perciò divise in due gruppi: 1) quelle da riparare; 2) quelle che non sono da riparare. La percentuale delle sorgenti appartenenti al gruppo 1 (sorgenti da riparare) rispetto al campione monitorato è la variabile di controllo della procedura LDAR: se tale valore è convergente allo 1,00% del campione allora il sistema è sostanzialmente in equilibrio ed il risultato è accettabile. Se il valore della variabile è superiore allo 1,00% il Gestore, attraverso l'azione di riparazione o con attività più radicali (es.: sostituzione del componente) si pone l'obiettivo di far convergere la variabile al valore obiettivo, riducendo di conseguenza le emissioni fuggitive complessive.

Modello matematico per formalizzare la funzione obiettivo e quantificare analiticamente i progressi raggiunti dall'implementazione di LDAR
(Estratto da EPA453/95 pag 5-54)

The initial leak frequency is the fraction of sources defined as leaking before the LDAR program is implemented. The initial leak frequency is point X on figure 5-35. The lower the leak definition, the higher the initial leak frequency. At a process unit, the initial leak frequency can be determined based on collected screening data. If no screening data are available, the initial leak frequency can be assumed to be equivalent to the leak frequency associated with the applicable average emission factor. However, if a process unit already has some type of LDAR



program in place, the average emission factor may overestimate emissions. On figures 5-1 through 5-34, the average emission factor for each equipment type is plotted as a horizontal line. From this line, an initial leak frequency can be determined for any of the leak definitions. For example, on figure 5-1, which is for gas valves, the SOCOMI average emission factor equals 0.00597 kilograms per hour (kg/hr). For a leak definition of 500 ppmv, this average emission factor corresponds to a fraction leaking of approximately 0.136. Similarly, for a leak definition of 10,000 ppmv, the average emission factor corresponds to a fraction leaking of 0.075. These points are determined by finding the intersection of the SOCOMI average emission factor line and the applicable leak definition line and reading off the corresponding fraction leaking. Alternatively the fraction leaking associated with the average factor can be calculated using the equations in tables 5-4, 5-5, 5-6, and 5-7. The leak frequency immediately after a monitoring cycle is Point Y on figure 5-35. After an LDAR program is implemented for a given time period, point Y will reach a "steady-state" value. As presented in figure 5-35, point Y depends on two key factors: (1) the percentage of equipment successfully repaired after being identified as leaking, and (2) the percentage of equipment that was repaired for which leaks recurred. Two simplifying assumptions when calculating point Y are: (1) that leaking equipment is instantaneously repaired, and (2) that the recurring leaks will occur instantaneously after the equipment is repaired.

Based on these assumptions the value for point Y is calculated using the following equation:

$$Y_i = Z_i - (FR \times Z_i) + (FR \times Z_i \times R)$$

where:

Y_i = Leak fraction immediately after monitoring cycle i ;

Z_i = Leak fraction immediately preceding monitoring cycle

i (note that Z_1 equals point X.);

R = Fraction of repaired sources for which a leak immediately recurs; and

FR = Fraction of leaking sources successfully repaired.

Point Z on figure 5-35 is the leak frequency immediately preceding equipment monitoring. After an LDAR program is implemented for a given time period, point Z will reach a "steady-state" value. To go from point Y to point Z on figure 5-35, the occurrence rate is added to point Y. The occurrence rate equals the percentage of initially nonleaking equipment that starts to leak between monitoring cycles. Use the following equation to go from point Y to point Z:

$$Z_{i+1} = O_c \times (1 - Y_i) + Y_i$$

where:

Z_{i+1} = Leak fraction immediately preceding monitoring cycle $i + 1$;

O_c = Fraction of non leaking sources which will leak in the time period between monitoring cycles (i.e., occurrence rate); and Y_i = Leak fraction immediately after monitoring cycle i .

After several monitoring cycles, the leak frequency will be found to approximately oscillate between points Y and Z. The average value of these two "steady-state" values is the final leak frequency. This is point F on figure 5-35. The final leak frequency is the average percent of sources that are still leaking after an LDAR program has been implemented. Once the initial and final leak frequencies are determined, they can be entered into the applicable equation from table 5-4

5-56 or table 5-5 to calculate the associated average leak rates at these leak frequencies. Based on the initial leak rate and the final leak rate, the control effectiveness for an LDAR program can be calculated. The control effectiveness is calculated as:

$$Eff = (ILR - FLR) / ILR \times 100$$

where:

Eff = Control effectiveness (percent);

ILR = Initial leak rate (kg/hr/source); and

FLR = Final leak rate (kg/hr/source).

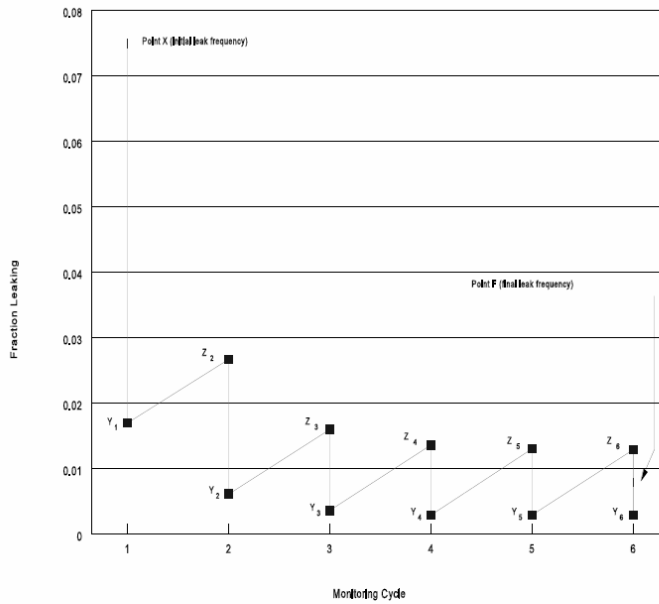


Figure 5-35. Simplified Graphical Presentation of Changes in Leak Frequency After Implementation of an LDAR Program

Come riportato dal protocollo, l'efficienza del piano è misurabile analiticamente dall'equazione:

$$Eff = [(ILR - FLR)/ILR] \times 100$$

ILR: emissione COV Kg/h iniziale; FLR: emission COV Kg/h finale

Per una misura di efficienza è necessario che sia compiuto il secondo monitoraggio o che sia stato effettuato il monitoraggio dopo la riparazione delle sorgenti divergenti all'interno di uno stesso lotto.

Un altro parametro importante all'interno della routine il fattore di Occorrenza che individua la percentuale attesa di sorgenti che andranno in divergenza tra due differenti cicli ispettivi. Tale indice varia significativamente da raffineria a raffineria ed all'interno degli impianti. Per calcolare tale fattore, è necessario ripetere il monitoraggio estensivo di un lotto significativo di sorgenti.

La quantità di sorgenti attese come divergenti rispetto alla soglia di rispetto nel ciclo successivo, al netto di quelle rilevate allo step precedente e non riparabili per motivi tecnici, è calcolata con la seguente equazione:

$$Z_{i+1} = Oc \times (1 - Y_i) + Y_i$$

Z_{i+1}: n.ro sorgenti divergenti attese al ciclo i+1-esimo; Oc: fattore di occorrenza; Y_i: sorgenti divergenti e non riparate al ciclo i

Il fattore di occorrenza si correla alla frequenza ispettiva (più è dilazionata e più l'indice sale) ed



CARRARA®



influenza il fattore di efficienza all'interno di un piano ispettivo. Se all'interno di una specifica frequenza ispettiva, ad esempio trimestrale, l'indice è basso allora il recupero di efficienza (risparmio emissivo) sarà modesto e viceversa.

Normalmente ogni impianto (Topping, Isomerizzazione, ect) ha un proprio set di indici (divergenza ed occorrenza) ed ugualmente tra i componenti (valvole, pompe, ect) ciascun gruppo ha un proprio set di indici.

Brevemente la routine:

1. Classificare per tipo di componente e per fase dello stream, gassosa o liquida le sorgenti.
Questa attività quantifica e classifica la popolazione soggetta al controllo
2. Fissare una soglia di rispetto in ppmv oltre la quale il componente deve essere oggetto di azione correttiva (Leak Definition).
La soglia di rispetto è la discriminante che innesca l'azione correttiva sul componente; essa è stata fissata a 10.000 ppm per il primo cilo.
3. Eseguire l'ispezione con il FID ed individuare le sorgenti con emissione oltre la soglia di rispetto.
Il monitoraggio è effettuato su tutti i componenti accessibili secondo la tecnica EPA Method 21.
4. Contare le sorgenti oltre soglia e misurarne la percentuale sull'inventario per ottenere il valore della variabile obiettivo.
es: se il monitoraggio di 1.000 sorgenti ne ha individuate 40 oltre la soglia prestabilita, allora si afferma che la performance del sistema si attesta sul valore 4%; tale valore è l'indicatore della prestazione delle sorgenti; l'obiettivo della routine è quello di far convergere la variabile ad un valore obiettivo (convenzionalmente è lo 1,00%: se solo l'1% delle sorgenti monitorate, in termini aggregati, è oltre soglia allora il sistema ha raggiunto il suo equilibrio emissivo rispetto alla soglia prefissata).
5. Utilizzare le letture volumetriche (ppmv) dell'ispezione ed implementarle nelle equazioni di correlazione per ottenere la stima quantitativa Kg/ora addebitabile all'inventario.
Le equazioni EN15446 (protocollo EPA 453/95) permettono di ottenere la stima quantitativa delle emissioni fuggitive da addebitare all'inventario monitorato. E' possibile già con l'ispezione del primo lotto formulare delle stime emissive dell'insieme. Le successive implementazioni, che aumenteranno il numero delle sorgenti ispezionate fino alla chiusura dell'inventario, permetteranno di affinare sempre più la stima emissiva.
6. Attivare un'azione correttiva sulle sorgenti
Le sorgenti individuate oltre soglia devono essere 'riparate' dal Gestore^(si veda nota 1)
7. Monitorare nuovamente le sorgenti riparate per validare l'azione correttiva
Dopo la riparazione viene nuovamente verificato lo status emissivo della sorgente. L'insieme delle azioni correttive portate a termine con successo introduce l'indice di successo di riparazione.
8. Utilizzare le letture volumetriche (ppm) del re-monitoraggio, implementarle nelle equazioni di correlazione per rettificare la stima quantitativa Kg/ora addebitabile all'inventario coinvolto nella riparazione. Ricavare gli indici di successo di riparazione e calcolare il risparmio emissivo ottenuto dalla azione correttiva eseguita (efficienza del piano).
9. Ripetere il monitoraggio sulle sorgenti dopo un tempo prestabilito in funzione dell'esito del



CARRARA®



primo monitoraggio

I passaggi da 3 a 8 sono iterati tal quale nei cicli ispettivi successivi; il Gestore definisce il timing tra l'ispezione n-esima e la n+1-esima pianificando il timing di monitoraggio impianto per impianto, in funzione dell'esito della visite ispettive precedenti.

Questo tipo di programma rappresenta nel contempo una procedura formalizzata per il controllo, la contabilizzazione e la definizione della strategia di riduzione delle emissioni fuggitive. L'implementazione a cicli successivi permette di sottoporre a completa sorveglianza la popolazione di sorgenti ottenendo la riduzione delle emissioni attraverso la riparazione / sostituzione dei componenti. LDAR ha i connotati di MTD perché permette: 1) di introdurre un modello governato da una variabile di controllo efficace ed di semplice computo: la quantità delle sorgenti oltre soglia di rispetto; la sua minimizzazione conduce alla verificata riduzione delle emissioni fuggitive; 2) individuare i componenti inefficienti; 3) di verificare l'idoneità delle azioni correttive apportate; 4) di indirizzare la scelta della migliore azione correttiva all'interno di un piano di miglioramento formalizzato; 5) di calcolare le emissioni fuggitive di processo in modo formalizzato ed internazionalmente riconosciuto. L'implementazione di questo programma incontra le prescrizioni delle linee guida per l'applicazione del D.Lgs 152/2006 (porre in essere programmi formalizzati ed il cui risultato sia misurabile per la riduzione delle emissioni).

La tecnologia OGI permette di individuare da posizione remota le emissioni in atmosfera di idrocarburi e derivati esaminando lo spettro di infrarosso di dette emissioni altrimenti invisibili. La telecamera portatile permette di raggiungere agevolmente differenti punti dello stabilimento per sottoporre ad ispezione remota tutte le sezioni interessate. L'impiego della telecamera è possibile anche in condizioni di scarsa illuminazione.

Durante l'analisi la telecamera potrà essere brandeggiata a mano o posizionata su apposito cavalletto, in modo da predisporre le migliori condizioni di rilievo puntuale o diffuso. L'operatore analizzerà le aree indicate con movimenti lenti e da una distanza approssimativa di 6 metri (con ottica standard) o 25 metri (con ottica zoom). L'operatore sarà in grado di migliorare ed ottimizzare la visione utilizzando le regolazioni di messa a fuoco e zoom integrate nello strumento.

Nota 1: in relazione alla attività di riparazione

La EN 15446 non prescrive entro quanto effettuare la riparazione, ma ne consiglia l'effettuazione entro le due settimane. La validazione della riparazione deve essere effettuata dopo un tempo sufficiente a far stabilizzare il sistema alle condizioni operative (6.5.8.)



CARRARA®



8) After a repair is executed sufficient time should be allowed for stabilisation under operating conditions before a valid screening value can be measured⁵⁾.

⁵⁾ No defined timing should be imposed to ease planning of the repair and re-measurement activities. A period of 2 weeks is often recommended.

L'indeterminazione evincibile dalla EN15446 ha una giustificazione di natura tecnica.

A riguardo delle sorgenti divergenti da sottoporre ad azione correttiva, non sempre questa è attuabile con impianto in ordine di marcia o la riparazione può risultare inefficiente (non condotta a buon fine). Questa condizione è peraltro prevista dal protocollo EPA 453/95 alla sezione 5 „Estimation of control efficiencies for equipments leak control techniques“ pagina 5-52, ove viene introdotto il fattore „Fr = fraction of leaking sources successful repaired“.

In primo luogo, tutte le condizioni operative in cui la sorgente non è tecnicamente passabile dalla linea, non permettono di implementare azioni correttive radicali limitandosi sostanzialmente ad una azione di riserraggio. In secondo luogo la natura della divergenza può non essere legata al sistema di tenuta ma essere meccanica (ad esempio la corrosione dello stelo della valvola, lo stiramento di un tirante od il suo grippaggio: queste situazioni, che sono le più ricorrenti in caso di insuccesso di riparazione, sono in generali tali da non pregiudicare la sicurezza (in caso contrario si provvederebbe alla loro sigillazione) e richiedono azioni più radicali da effettuarsi con impianto fermo.

In ultima analisi, anche se la sorgente fosse isolabile dal contesto, azioni correttive che vadano oltre il riserraggio della tiranteria potrebbero richiedere per l'intervento attività di bonifica e messa in sicurezza della sezione.

Per tali ragioni la prassi operativa più consueta adottata è, durante le attività di monitoraggio, descrivibile nei seguenti termini:

- La sorgente rilevata in divergenza viene segnalata non oltre il fine turno ispettivo giornaliero. Se l'operatore preposto al monitoraggio valuta la necessità di un intervento più rapido, l'ispezione è interrotta e la notifica è immediata.
- Operatori preposti dal Gestore valutano la gravità della situazione escludendo o richiedendo la sigillazione del componente. A questo stadio l'operatore del Gestore valuta se l'intervento è fattibile con impianto in marcia. Se ciò non è possibile, l'item non può essere riparato subito e l'intervento è procrastinato alla prima fermata di impianto.
- Nel caso che l'intervento sia praticabile implementata l'azione correttiva di primo livello (riserraggio dei tiranti) o se praticabile di livello superiore.



CARRARA®



- Possibilmente all'interno della stessa campagna ispettiva si verifica il buon fine dell'azione correttiva (re-monitoring e validazione). Questa attività può essere procrastinata e svolta cumulativamente in tempi successivi ma comunque pianificati.
- Sia che la riparazione abbia avuto esito positivo o negativo, la sorgente viene iscritta in apposito registro del Gestore affinché alla prima manutenzione programmata venga eseguita un'indagine più approfondita o sia sostituita la guarnizione o la tiranteria o se del caso il componente.

L'approccio descritto è stato peraltro già ripreso all'interno del parere istruttorio rilasciato per un altro impianto.

Sulla base dei risultati del programma d'ispezione e della percentuale di componenti fuori soglia il Gestore dovrà annualmente prevedere ed attuare entro l'anno successivo un programma di riparazione e sostituzione dei componenti fuori soglia al fine di **mantenere o rientrare nei parametri di performance**. Il programma di riparazione e sostituzione dei componenti fuori soglia farà parte del report periodico che il Gestore invierà all'Autorità di controllo secondo le frequenze e le modalità specificate nel Piano di Monitoraggio e Controllo allegato all'AIA.

Estratto da „Parere Istruttorio Impianto Ineos Italia S.p.a. Porto Marghera“

4.3 Il PdM LDAR previsto dal Gestore

Il Gestore formalizza la propria proposta di piano di monitoraggio LDAR per il rilievo ed il contenimento delle emissioni fuggitive nei termini che seguono:

- **Inventario soggetto ad ispezione.**

Saranno assoggettati a controllo Valvole manuali ed automatiche, flange di accoppiamento o terminale, pompe, compressori, valvole di sicurezza, prese campione, qualsiasi collegamento non saldato fra componenti o punti di apertura dei circuiti (fitting, valvole di drenaggio, etc) che convogliano idrocarburi appartenenti ad Impianti di processo, Interconnection Units e Sezioni Ausiliarie.

- **Tecniche ispettive adottate**

EPA Method 21 e Camera OGI secondo modalità descritte oltre.

- **Soglia di rispetto per innesco azione correttiva**

10.000 ppm

- **Fase di monitoraggio estensivo**

L'attività di censimento, catalogazione ed almeno un monitoraggio per componente accessibile con tecnica EPA Method 21 sarà compiuta nel ciclo 2010 - 2013 secondo calendario allegato ad un



CARRARA®



ritmo di 1/4 annuo dell'inventario stimato. In ogni ciclo si procederà alla ispezione OGI dei restanti 3/4 dell'inventario non monitorato con tecnica EPA Method 21 nello specifico esercizio.

progr.	Impianto	Unità
1	Visbreaker	U120
2	Vacuum	U121
3	Unifining	U122
4	Reforming	U123
5	Desolforazione Gasoli	U124
6	Gas LPG	U125
7	Fuel Gas	U106
8	Topping	U127
9	Merox	U128
10	TIP e Bensat	U129
11	Fuel Gas DEA	U130
12	Recupero Zolfo	U131
13	Miscellanea impianti in zona movimentazione off-site	

- **Attività di monitoraggio successive alla fase di monitoraggio estensivo (ciclo da 2014 ed oltre)**

Al termine della fase di monitoraggio estensivo (primo ciclo) si procederà per ogni esercizio al monitoraggio con frequenza annuale del 25% dell'inventario con tecnica EPA Method 21 e della restante parte con tecnica remota OGI, secondo le modalità che saranno esposte successivamente.

- **Attività di riparazione**

L'attività di riparazione seguirà la procedura estensivamente descritta in Nota 1 della precedente sezione 4.2. Tutte le attività relative alla riparazione e re-monitoraggio saranno registrate nel database. Come specificato precedentemente è probabile che l'indice di successo di riparazione sia inferiore ad 1 ossia è atteso che parte delle sorgenti divergenti non potranno essere riparate con impianto in marcia. Tali componenti potranno persistere nello stato di divergenza anche nei successivi monitoraggi, se la fermata impianto avverrà in tempi successivi a quello dei monitoraggi schedulati. Tali sorgenti assumeranno lo status di emettitori cronici e di esse si terrà formale traccia nel database.

- **Data Management**

La catalogazione dell'inventario e la gestione di tutti i dati accumulati sarà realizzata con l'ausilio di supporto informatico. Si provvederà alla catalogazione fotografica di tutti i componenti con l'attribuzione di un TAG virtuale (numero seriale identificante il componente, la sua linea ed impianto di appartenenza). Ogni componente sarà caratterizzato nel database da una classificazione tipologica (valvola, flangia, ect) e da una attribuzione di fase del fluido (Gas, Light Liquid, Heavy Liquid). Tale metodo di classificazione è funzionale alla associazione della corretta equazione di correlazione per il computo della stima emissiva. Ogni lettura accumulata sarà associata al TAG di pertinenza con



l'iscrizione della data del rilevamento. Le sorgenti divergenti rispetto a soglia 10.000 ppm saranno etichettate in campo con label per una semplice identificazione. Tutte le attività di riparazione e re-monitoring di validazione saranno registrate per data nel database in associazione al TAG di pertinenza. Il set dati sarà disponibile in formato excel e/o access per la redazione dei documenti e dei rapporti. Il report conterrà tutti gli indicatori sistemici propri della procedura (indice di divergenza globale e per gruppo componenti, analisi di distribuzione rispetto ai range emissivi intermedi, indici di occorrenza e di successo di riparazione) e quelli richiesti dalla Commissione. L'elaborazione della stima emissiva sarà realizzata in conformità alla UNI EN15446 e quando disponibile i dati e le letture saranno riversati nel software CEN indicato dalla norma.

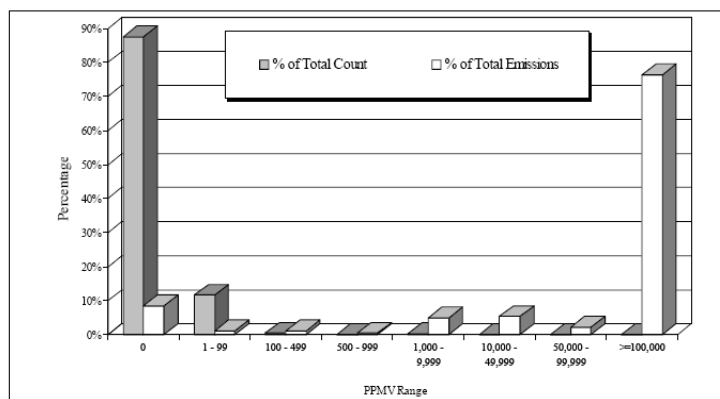
Dettaglio della modalità ispettiva

Nel corso del primo ciclo 2010-2013, si procederà ad una attività ispettiva EPA Method 21, presso gli impianti schedulati, combinata ad una attività OGI presso i restanti. Il piano intende pertanto adottare entrambe le tecniche ispettive per il monitoraggio.

In termini generali il Gestore intende tenere sotto controllo l'indice di efficienza del piano LDAR, sia in termini sistemici che per singolo Impianto, misurando analiticamente il vantaggio maturato ed orientando la frequenza di monitoraggio sulla base dei risultati. Una frequente ispezione, su base trimestrale, in presenza di indici di Occorrenza modesti, avrebbe infatti moderati effetti sulla efficienza di LDAR.

$$Eff = [(ILR - FLR)/ILR] \times 100$$

ILR: emissione COV Kg/h iniziale; FLR: emission COV Kg/h finale





CARRARA®



Come riportato nel rapporto “**Analysis of Refinery Screening Data**” – pubblicazione America Petroleum Institute 310 Novembre 1997 (citata anche nel BREF Refinery e dal Concawe: Optical method for remote measurement of diffused VOCs) la contribuzione all’emissione complessiva deriva da un limitato gruppo di sorgenti (generalmente nell’intorno dello 1,00% dell’inventario) che maturano quote vicine al 90,00% dell’emissione complessiva.

Con il monitoraggio EPA Method 21 di metà dell’inventario, delle sorgenti appartenenti alla seconda metà dell’inventario rilevate al precedentemente monitoraggio oltre la soglia 1.000 ppm e l’integrazione del monitoraggio OGI mirato a rilevare gli status $10.000 < \text{ppm} < 100.000$, il Gestore confida di poter massimizzare l’efficienza del piano rispetto alla leak definition 10.000 ppm e mantenere dati aggiornati per una corretta contabilità emissiva senza assumere frequenze ispettive diverse da quelle annuali anche per il ciclo da 2014 ed oltre.

Si riepiloga il piano di monitoraggio per il ciclo 2010 – 2014.

n.ro	Attività ispettiva	2010	2011	2012	2013	2014
1	EPA Method 21 con attività estensiva: censimento, catalogazione e monitoraggio	impianti: U125, U123, U122	impianti: U127, U124 U129,	impianti: U121, U120 U106, U128,	impianti: U131, U130 Miscellanea Movimentazione	impianti: 25% dell’inventario classificato
2	Ispezione remota OGI	impianti: U127, U120, U128, U124, U130, U106, U121, U131, U129 Miscellanea Movimentazione	impianti: U125, U128, U120, U123, U122, U130, U106, U121, U131, Miscellanea Movimentazione	impianti: U129, U125, U123, U122, U127, U124, U131, U130 Miscellanea Movimentazione	impianti: U129, U125, U123, U122, U127, U120, U128, U124, U106, U121,	impianti: 75% dell’inventario classificato
3	EPA Method 21 con attività mirata	remonitoring after repair e sulle sorgenti individuate con OGI	remonitoring after repair e sulle sorgenti individuate con OGI	remonitoring after repair e sulle sorgenti individuate con OGI	remonitoring after repair e sulle sorgenti individuate con OGI	remonitoring after repair e sulle sorgenti individuate con OGI

5. Il PdM delle emissioni diffuse da serbatoi di stoccaggio idrocarburi

La stima emissiva di questo gruppo di sorgenti sarà calcolata con l’ausilio del software Tank 4.09 EPA che implementa le procedure di calcolo dei protocolli “Evaporative loss measurement, section 1 – Evaporative loss from fixed Roof Tanks. Section 2 – Evaporative loss from Floating Roof Tanks dell’American Petroleum Institute. L’autorizzazione all’utilizzo di tale supporto per il calcolo dei COV è stato formalmente introdotto dal DECRETO 23 novembre 2001 “Dati, formato e modalità della comunicazione di cui all’art. 10, comma 1, del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372” pubblicato in G.U. 13 febbraio 2002, n.37 - S.O. n.29 di cui si riporta parte del paragrafo 1.2.16.



CARRARA®



1.2.16 Calcolo e stima delle emissioni in aria
E' imminente

..... of Air Pollutant Emission Factors AP-42, Fifth Edition, Volume I: Stationary Point and Area Sources. <http://www.epa.gov/ttn/chief/ap42.html>

- Factor Information REtrieval (FIRE) Data System <http://www.epa.gov/ttn/chief/fire.html>

- **TANKS 4.07 for Windows(r)** <http://www.epa.gov/ttn/chief/tanks.html>

- Fattori di emissioni elaborati

Sempre con l'ausilio del software si provvederà alla realizzazione di “simulazioni” condotte per modifica virtuale del setup del tank. Tale attività ha lo scopo di verificare contabilmente il vantaggio emissivo maturabile per modifiche di hardware del tank, ciò per indirizzare il piano di miglioramento. Infine si procederà semestralmente alla ispezione OGI dei serbatoi per individuare eventuali punti di emissione e provvedere alla riparazione, ciò secondo un'ottica DI&M – direct inspection & maintenance – come indicato da una guideline della Texas Commission of Environment Quality che raccomanda questa pratica ispettiva

- **Inspections and Passive Optical Gas Imaging:** All floating roof tanks and seals should be visually inspected twice per year. Passive Optical Gas Imaging should be used to search for leaks in all fixed and floating roof tanks quarterly and after any repairs. Results should be documented. If leaks are found, inspections should be conducted to determine their source and repairs made.

Questa pratica ispettiva è una best practice non ha effetti sulla contabilità emissiva ma concorre concretamente alla riduzione delle emissioni COV in atmosfera.

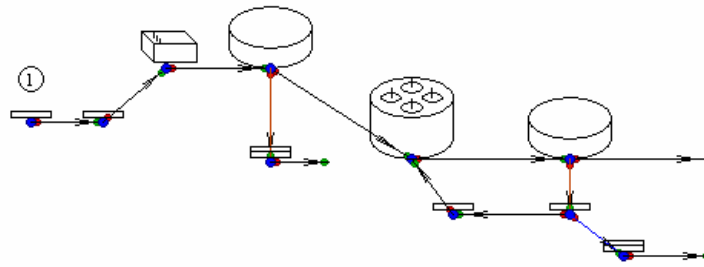
Il PdM del Gestore per il parco serbatoi prevede delle attività riguardante l'equipaggiamento dei serbatoi, descritte nel PdA.

6. Il PdM delle emissioni diffuse da sistema di trattamento delle acque reflue

La stima emissiva di questo gruppo emissivo sarà calcolata con l'ausilio del software Water 9 EPA che implementa le equazioni ed i modelli del manuale Air Emissions Models from Waste and Wastewater – EPA 453/R94-080A. Per ogni elemento del sistema WWTS, Separatori, Flottatori ect, è disponibile nel software una configurazione di default che può essere modificata dall'utente per customizzarla. Il sistema modellato è infine alimentato da dei flussi di acqua che sono chimicamente caratterizzati. Per ogni componente è possibile calcolare l'emissione in funzione della configurazione e dei reflui che lo interessano. Il parametro di controllo di qualità è la verifica della composizione delle acque in uscita dal componente: se è convergente con i rilievi dei campionamenti eseguiti a valle del componente allora la stima emissiva addebitata alla specifica sezione del WWTS è affidabile.



CARRARA®



Esempio di configurazione di un sistema di trattamento acque reflue

Il software oltre che a fornire una stima emissiva complessiva e per sezione consente di effettuare delle simulazioni (modifiche virtuali di configurazione del sistema o di settaggio di un componente hardware). Il PdM del gestore prevede delle attività rivolte alla riduzione dell'inquinamento delle acque ed interventi sugli API, descritti nel PdA.

7. Emissioni diffuse da attività di carico idrocarburi

Le emissioni diffuse generate dal caricamento autobotti o treni cisterna saranno calcolate con il modello AP42 Chapter 7. Le emissioni diffuse generate dalla movimentazione di idrocarburi, sono influenzate tanto da parametri relativi agli idrocarburi medesimi (densità, tensione di vapore e peso molecolare del vapore) quanto da fattori climatici (temperatura e pressione media annuale, giorni di insolazione), dalla modalità di carico. L'unico driver di contenimento è l'efficienza del sistema di recupero vapori. Il PdM del gestore prevede l'attività di controllo dell'efficienza del sistema di recupero vapori, descritto nel PdA.

8. Conclusioni

Le strategie di contenimento delle emissioni diffuse e fuggitive che si intendono adottare sono mirate ed efficienti e tutti i protocolli adottati rientrano tra le MTD e/o sistemi di contabilizzazione emissiva riconosciuti.



CARRARA®



Carrara S.p.a.

Divisione FERP

[Handwritten signature]
CARRARA S.p.A.
Via Provinciale, 1e)
25030 ADRO (Brescia)



CARRARA®



**Piano di Attuazione (PdA) del Piano di riduzione delle emissioni diffuse
Raffineria di Roma**

Gennaio 2010



CARRARA®



1. Introduzione

In merito al Piano di Monitoraggio per il contenimento delle emissioni fuggitive di composti organici volatili con il presente documento il Gestore inoltra alla Commissione Istruttoria il „Piano di attuazione“ (PdA) per il contenimento delle emissioni diffuse COV.

Detto PdA è finalizzato alla riduzione delle emissioni diffuse COV, per cui il Gestore si prefigge di limitarle per quanto tecnicamente possibile rispetto ai valori attuali.

Il PdA perseguirà l'obiettivo sia attraverso l'integrazione dell'hardware del sistema con elementi a maggiore efficienza sia attraverso l'implementazione di strategie ispettive e/o pratiche manutentive di riparazione e/o di carattere preventivo di seguito descritte.

Le emissioni diffuse COV di Raffineria sono generate da 4 fondamentali gruppi di sorgenti:

1. Componenti o sorgenti appartenenti alle Unità di Processo, Interconnecting Unit e Servizi Ausiliari
2. Serbatoi di stoccaggio
3. Sistema di Trattamento acque reflue
4. Sistema di Carico idrocarburi

Per ciascuno dei gruppi emissivi indicati il Gestore nel presente piano provvederà ad illustrare le strategie del PdA che saranno implementate per ottemperare in termini quantitativi alle prescrizioni.



CARRARA®



2. Emissioni fuggitive da componenti di processo

Le emissioni fuggitive sono generate da una riduzione di efficienza del sistema di tenuta dei componenti delle linee delle Unità di Processo, Interconnecting Unit e Servizi Ausiliari. Tali componenti sono aggregati nelle famiglie: Valvole, Flange, Pompe, Fine Linea, Valvole di Sicurezza, Punti di Campionamento (si riporta oltre la tabella estratta dalla UNI EN15446).

La deviazione dalla performance virtuosa occorre sui componenti generalmente senza preavviso all'interno dell'Inventario e la loro individuazione è possibile solo implementando la procedura formalizzata comunemente nota come LDAR – Leak Detection And Repair (Protocollo EPA 453/95 e UNI EN 15446).

Il programma LDAR utilizza due Drivers per perseguire la riduzione delle emissioni:

1. La riparazione delle sorgenti divergenti rispetto alla leak definition 10.000 ppm
2. L'introduzione di hardware a maggiore efficienza emissiva e/o a maggiore affidabilità emissiva

Come esposto nel documento „Piano di Monitoraggio“ (PdM) a cui si rimanda per i dettagli, LDAR sarà estensivamente implementato nel ciclo 2010-2013, e gestito nei cicli successivi, presso tutte le Unità di Raffineria con l'obiettivo di:

- Censire e catalogare tutte le sorgenti di emissioni fuggitive di Raffineria per definire un Inventario certo e classificato
- Monitorare tutte le sorgenti di emissioni fuggitive di Raffineria sia con tecnica EPA Method 21 che con tecnica OGI – Optical Gas Imaging - SMART LDAR per migliorare l'efficienza di individuazione delle sorgenti divergenti (attività inserita nelle procedure standard per il primo ciclo e successivi).

Le sorgenti rilevate in divergenza emissiva saranno etichettate in campo, iscritte in un'apposito registro ed assoggettate ad una specifica procedura manutentiva finalizzata a:

- Verificare la possibilità di una riparazione con impianto in ordine di marcia
- In caso positivo, effettuare la riparazione
- In caso di avvenuta riparazione, verificare la ripristinata efficienza emissiva
- In caso di impossibilità di intervento con impianto in ordine di marcia o di azione di ripristino inefficace, pianificare la riparazione alla prima fermata utile.



I dati, che saranno accumulati durante il monitoraggio e completati alla conclusione del primo biennio di implementazione estensiva, permetteranno di indirizzare eventuali interventi rivolti all'hardware. Eventuali interventi hardware saranno funzionali ai punteggi* maturati da ciascun gruppo di componenti. In ogni caso, in presenza di punteggi specifici elevati, per migliorare la prestazione di sistema, saranno presi in esame prioritariamente gli interventi di natura manutentiva, come è nella filosofia di LDAR, rispetto a quelli hardware**.

*Si intende per punteggio il valore percentuale di divergenza maturato da ciascun gruppo, in relazione allo specifico inventario di sorgenti. Se ad esempio le flange sono 1.000 e quelle in divergenza rispetto alla leak definition 10.000 ppm sono 5, il punteggio maturato dal gruppo „Flange“ è 0,50%.

**Si intende per intervento hardware in questo ambito l'introduzione, a seguito di analisi della funzione Tecnologia, di componenti o parti di componenti differenti da quelli in uso che contribuiscono a migliorare l'affidabilità e l'efficienza emissiva.

Gli indicatori di performance della routine LDAR che saranno monitorati sono tre.

1. Il primo è il valore percentuale di sorgenti in divergenza rispetto alla leak definition 10.000 ppm in termini assoluti e di gruppo
2. Il secondo è il valore percentuale di sorgenti in divergenza rispetto alla leak definition 100.000 ppm, denominato pegged value
3. Il terzo, come riportato dal protocollo, è la misura analitica dell'efficienza del piano misurata analiticamente dall'equazione: $Eff = [(ILR - FLR)/ILR] \times 100$
(ILR: emissione COV Kg/h iniziale; FLR: emissione COV Kg/h finale)

Table C.2 – US EPA Petroleum Industry correlation parameters and factors

Source	Service	A	B	Pegged value at 10.000 ppm (kg/h)	Pegged value at 100.000 ppm (kg/h)	Average factor (kg/h)	Average factor for Marketing Terminal Equipment (kg/h)
Valve	Gas	$2,29 \times 10^{-5}$	0,746	0,064	0,140	0,0268	0,000013
Valve	Light liquid	$2,29 \times 10^{-5}$	0,746	0,064	0,140	0,0109	0,000043
Pump seal	All	$5,03 \times 10^{-5}$	0,610	0,074	0,160	0,114	0,00054
Connector	All	$1,53 \times 10^{-5}$	0,735	0,028	0,030	0,00025	0,000042
Flange	All	$4,61 \times 10^{-5}$	0,703	0,085	0,084	0,00025	0,000042
Open end	All	$2,20 \times 10^{-5}$	0,704	0,030	0,079	0,0023	0,00013
Other ⁷⁾	All	$1,36 \times 10^{-5}$	0,589	0,073	0,110	see below	0,00013

Coefficienti delle equazioni di correlazione e fattori emissivi. La tabella evidenzia il rilevante contributo dei componenti in stato pegged value 100.000 ppm.

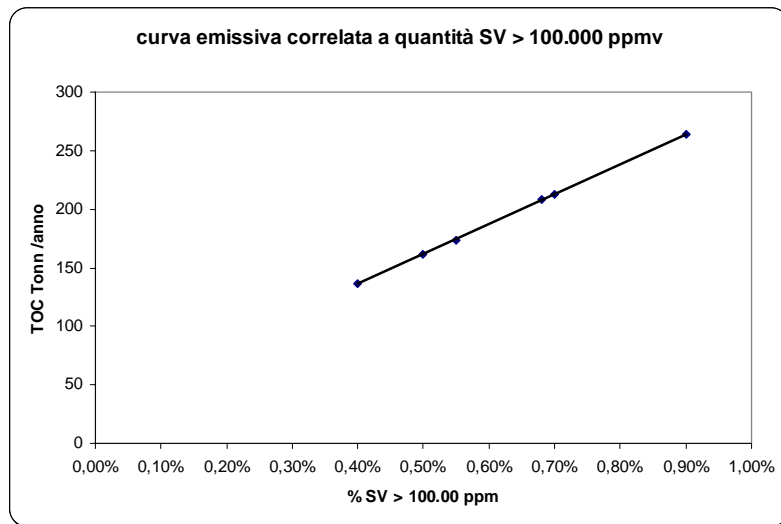
Attraverso il monitoraggio di questi tre indicatori si potrà verificare il progresso dell'implementazione del piano LDAR, attraverso la loro analisi combinata.



CARRARA®



Per la modalità di attribuzione emissiva della UNI EN15446, la contabilità emissiva sarà gestita utilizzando le equazioni di correlazione che calcolano in Kg/h di COV l'emissione rilevata in ppm ($\text{Kg/h} = A \times (\text{ppm})^B$) per ppm fino a 100.000 e a fattori costanti per gli over 100.000 ppm, è infatti necessario che sia contemporaneamente perseguita la minimizzazione dei due indici percentuali (indice di divergenza rispetto alla soglia 10.000 ppm ed indice di divergenza rispetto alla soglia 100.000 ppm). Il PdM approntato si orienta proprio in questa direzione. La riduzione congiunta dei due indici, avrà evidente riflesso sull'indice di efficienza del piano ($\text{Eff} = [(\text{ILR} - \text{FLR})/\text{ILR}] \times 100$).



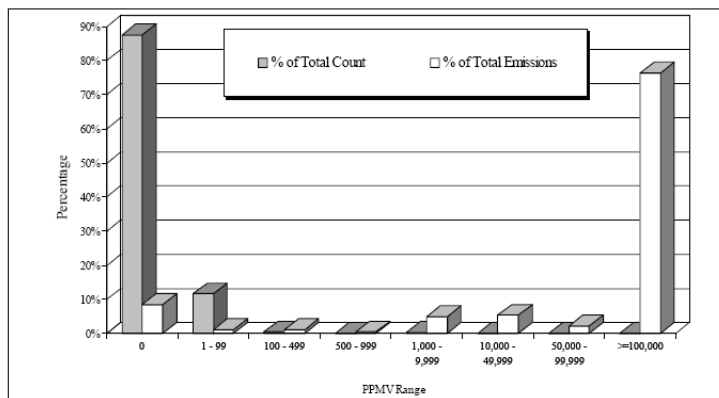
Il diagramma evidenzia la sensibilità dell'emissione aggregata di un inventario di sorgenti di una Raffineria Standard Size al variare del punteggio di divergenza rispetto a soglia 100.000 ppm per un valore di divergenza rispetto a soglia 10.000 ppm costante e pari a 1,50%.

L'ispezione estensiva con tecnica EPA Method 21 compiuta in ogni ciclo sulla metà dell'inventario, rintraccerà le sorgenti in qualsiasi stato esse siano; l'ispezione OGI compiuta in ogni ciclo sulla restante metà dell'inventario rintraccerà i big leakers (over 100.000 ppm); l'attività di re-monitoring sulle sorgenti divergenti rispetto a soglia 1.000 ppm cercherà di intercettare le sorgenti che più probabilmente andranno in divergenza 10.000 ppm ed alcune verso il pegged value.

Da benchmark di settore il valore di divergenza rispetto alla leak definition di 10.000 ppm è atteso al termine del primo ciclo estensivo nel range 1,50 ÷ 2,00 % (rif: “**Analysis of Refinery Screening Data**” – pubblicazione American Petroleum Institute 310 Novembre 1997). Come mostrato, il modello è molto sensibile alla quantità di over 100.000 ppm e dunque l'emissione



aggregata si collocherà in una forchetta piuttosto ampia e sconosciuta prima di effettuare i monitoraggi.



L'istogramma evidenzia il contributo emissivo in Kg/h dei componenti in funzione del range di emissione in ppm. La maggiorparte dei componenti (evidenziati in grigio) si colloca nel range 0÷100 ppm contribuendo in minima parte alla emissione aggregata di COV. Viceversa pochi componenti (pegged value) contribuiscono per la maggior quota di emissioni.

L'efficienza del piano deriverà in massima parte dalla capacità di individuare le sorgenti divergenti e dall'indice di successo di riparazione, che dovrà essere il più alto possibile.

Il piano di contenimento delle emissioni fuggitive non potrà maturare una progressione continua. È atteso che grazie all'implementazione del piano già alla fine del secondo ciclo di monitoraggio l'emissione aggregata si attesterà ad un livello che sarà da ritenersi fisiologico nell'esercizio di raffineria.

Si riepiloga il PdA del Piano di Monitoraggio per il ciclo 2010 – 2014.

n.ro	Attività ispettiva	2010	2011	2012	2013	2014
1	EPA Method 21 con attività estensiva: censimento, catalogazione e monitoraggio	impianti: U125, U123, U122	impianti: U127, U124 U129,	impianti: U121, U120 U106, U128,	impianti: U131, U130 Miscellanea Movimentazione	impianti: 25% dell'inventario classificato
2	Ispezione remota OGI	impianti: U127, U120, U128, U124, U130, U106, U121, U131, U129 Miscellanea Movimentazione	impianti: U125, U128, U120, U123, U122, U130, U106, U121, U131, Miscellanea Movimentazione	impianti: U129, U125, U123, U122, U127, U124, U131, U130 Miscellanea Movimentazione	impianti: U129, U125, U123, U122, U127, U120, U128, U124, , U106, U121,	impianti: 75% dell'inventario classificato
3	EPA Method 21 con attività mirata	remonitoring after repair e sulle sorgenti individuate con OGI	remonitoring after repair e sulle sorgenti individuate con OGI	remonitoring after repair e sulle sorgenti individuate con OGI	remonitoring after repair e sulle sorgenti individuate con OGI	remonitoring after repair e sulle sorgenti individuate con OGI



CARRARA®



3. Emissioni diffuse da Stoccaggio idrocarburi

Presso la Raffineria del Gestore sono operativi per lo stoccaggio e movimentazione degli idrocarburi 41 EFRT - External Floating Roof Tank.

Idrocarburi	Tenuta singola	Tenuta doppia	Totale
Altri (fuels)	1	2	3
Benzine finite e semilavorate		20	20
SLOP		2	2
Grezzo		7	7
Kerosene	1	6	7
MTBE		2	2
Totale complessivo	2	39	41

Il PdM dei serbatoi non prevede l'assunzione di campioni o misurazioni in campo finalizzate al computo emissivo poiché non esistono protocolli in tal senso.

Perciò la stima emissiva di COV ed il recupero emissivo maturato per modifica hardware dei tanks saranno calcolati implementando le procedure di calcolo dei protocolli "Evaporative loss measurement, section 1 – Evaporative loss from fixed roof tanks. Section 2 – Evaporative loss from floating roof tanks, tramite l'ausilio del software tanks 4.09d. L'autorizzazione all'utilizzo di tale supporto per il calcolo dei COV è stato introdotto dal DECRETO 23 novembre 2001 "Dati, formato e modalità della comunicazione di cui all'art. 10, comma 1, del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372" pubblicato in G.U. 13 febbraio 2002, n.37 - S.O. n.29

I drivers del PdM per ridurre ulteriormente l'emissione generata dal parco serbatoi sono identificati dal Gestore nell'aver adottato uno standard che prevede:

1. Impiego di specifica colorazione del tank per ridurre il contributo dell'irraggiamento solare presso gli EFRTs pianificati (solo benzine)
2. Specifici sistemi di tenuta del tetto e degli accessori presso gli EFRTs pianificati
3. Attività DI&M (Direct Inspection & Maintenance): ISECO
4. Ispezione OGI delle tenute e degli sfiati dei tanks per individuare le fughe ed attuare le azioni correttive (il recupero emissivo derivante dalla riparazione di anomalie meccaniche non è decurtabile perché non è inizialmente contabilizzato).
5. Attività LDAR sui componenti dei tanks assoggettabili a tale routine



In relazione ai drivers identificati, il Gestore notifica alla Commissione il seguente PdA:

1. E' concluso il piano di verniciatura di colore Bianco dei serbatoi che contengono benzine.
2. E' concluso il piano introduzione della tenuta secondaria sugli EFRT che contengono benzine od altri prodotti leggeri.
3. L'ispezione OGI delle tenute e degli sfiati dei tanks per individuare le fughe ed attuare le azioni correttive viene introdotta come pratica annuale in supporto alle pratiche ispettive già in essere per l'ispezione dei sistemi di tenuta dei tanks

- **Inspections and Passive Optical Gas Imaging:** All floating roof tanks and seals should be visually inspected twice per year. Passive Optical Gas Imaging should be used to search for leaks in all fixed and floating roof tanks quarterly and after any repairs. Results should be documented. If leaks are found, inspections should be conducted to determine their source and repairs made.

4. Per i componenti dei tanks assoggettabili, sarà implementata la routine LDAR secondo le modalità già descritte precedentemente.

Il PdA del piano di monitoraggio predisposto conta di ridurre l'emissioni diffuse generate dal parco serbatoi attraverso l'utilizzo di una strategia combinata ispezioni e modifiche hardware, concentrandosi sui tanks che maggiormente contribuiscono all'emissione aggregata ossia gli EFRT che gestiscono idrocarburi di Categoria A. L'efficienza del piano sarà monitorata con il software tank 4.09d che, oltre a fornire la contabilità emissiva, sarà utilizzata come „simulatore“. Ogni modifica hardware, che non sia stata già pianificata, sarà dapprima simulata con il software per ottenere un riscontro oggettivo della riduzione di emissioni a fronte delle variazioni di equipaggiamento. Al termine del primo ciclo, quando il software sarà operativo, potrà essere fornita una completa analisi che compari lo status quo con i risultati ottenuti con l'avanzamento del piano.

4. Emissioni diffuse da sistema di Collettamento e Trattamento acque

Il piano di Monitoraggio del sistema di collettamento e trattamento delle acque reflue ha identificato i seguenti drivers per la riduzione dell'emissione diffusa:

1. Riduzione dei contributi inquinanti delle acque che collettano verso il trattamento
2. Riduzione dell'impatto inquinante ed odorigeno dei separatori API



CARRARA®



Le direttrici di inquinamento delle acque che collettano al trattamento sono identificate dal BREF Refineries come segue:

Sorgente	Contributo medio alla contaminazione di idrocarburi
Desalters	40%
Other Processes	25%
Storage Tanks	20%
Slope System	15%

Il PdA del Gestore intende perseguire il risultato attraverso le seguenti attività già in parte operative o comunque pianificate:

Il PdA del Gestore intende perseguire il risultato attraverso le seguenti attività già in parte operative o comunque pianificate:

1. Attività di decantazione dell'acqua Desalter prima dell'invio al trattamento: è posto in esercizio un sistema che prevede la ricezione primaria dell'acqua Desalter al serb 154 al fine di sedimentare gli eventuali fanghi, l'acqua tracima per gravità verso i serbatoi 153 o 157 che in alternanza ricevono e scaricano in fogna l'acqua dopo che la stessa ha subito un'ulteriore separazione dell'eventuale olio che ponendosi in superficie viene poi scremato ed inviato al recupero.
2. Attività di strippaggio acque acide prima dell'invio al Desalter o al trattamento: le acque provenienti HDS, VBK e BD acido vengono inviate all'unità Sour Water Stripper prima di essere inviate al Desalter
3. Attività di trattamento acque sodiche: viene effettuato un trattamento di acidificazione e trattamento di estrazione liquido – liquido prima dello scarico in fogna.
4. Attività di analisi delle acque: esiste una procedura per la gestione giornaliera delle acque in ingresso ed in uscita dagli API per la determinazione dei contenuti oleosi e di idrocarburi. La finalità è quella di ottenere dati di inquinamento medio delle acque in ingresso al trattamento. Infatti il potenziale inquinante del sistema è proporzionale tanto al flusso medio quanto al suo carico di idrocarburi. Il monitoraggio dello stato delle acque potrà rilevare lo stato della situazione ed i progressi ottenuti dal PdA.)
5. Implementazione del software WATER 9.1 EPA: In relazione all'impatto diffusivo del sistema



CARRARA®



WWTS, gli elementi fondamentali che concorrono all'impostazione del modello di computo delle emissioni sono:

- La configurazione in termini di inventario e morfologia del sistema WWTS
- Il flusso di acque che interessa il WWTS sia nella sezione di collettamento che in quella di trattamento
- Il carico inquinante di idrocarburi da attribuire alle acque per ogni sezione del sistema di collettamento ed in ingresso al trattamento
- La temperatura delle acque

Nel manuale **“Preferred and Alternative method for estimating air emissions from wastewater collection and treatment”**, redatto all'interno del Emission Inventory Improvement Program (EIIP), alla sezione 4 – Preferred method for estimating emissions, è consigliato che il calcolo della stima delle emissioni utilizzi un software, perché la complessità di calcolo per elaborare l'ingente mole di dati e per poter verificare la sensibilità della stima emissiva in funzione di rettifiche di configurazione degli apparati e per la variazione delle composizioni chimiche delle acque è molto rilevante.

WATER 9, edito da EPA ed il cui download è disponibile presso www.epa.gov, è un software che utilizza le equazioni ed i modelli del manuale Air Emissions Models from Waste and Wastewater – EPA 453/R94-080A. Per ogni elemento del sistema WWTS, Drains, Manholes, Separatori ect, è disponibile nel software una configurazione di default che può essere modificata dall'utente per customizzarla. Il sistema modellato è infine alimentato da dei flussi di acqua che sono chimicamente caratterizzati. Per ogni componente è possibile calcolare l'emissione in funzione della configurazione e dei reflui che lo interessano. Il parametro di controllo di qualità è la verifica della composizione delle acque in uscita dal componente: se è convergente con i rilievi dei campionamenti eseguiti a valle del componente allora la stima emissiva addebitata alla specifica sezione del WWTS è affidabile.

L'intento dello studio è quello di quantificare la stima emissiva del sistema in termini più dettagliati ed associati alle reali condizioni di inquinamento delle acque da depurare.

Il software inoltre si presta per la realizzazione di simulazioni tanto dell'hardware quanto dei parametri dinamici, permettendo di analizzare in ogni singola parte la prestazione complessiva e indirizzando le azioni correttive.



CARRARA®



5. Emissioni diffuse da carico idrocarburi (Marketing terminals)

Il PdA per questa sorgente emissiva identifica come unico driver il mantenimento e/o miglioramento dell'efficienza del sistema di recupero vapori. Tale sistema è peraltro già assoggettato a controllo formalizzato in procedura per il monitoraggio del parametro di efficienza di recupero.

6. Conclusione

Sulla base del piano di Monitoraggio esposto e del suo piano di Attuazione, il Gestore ritiene di poter raggiungere una riduzione di emissioni diffuse complessive.

Il Gestore si attende di ottenere importanti riduzioni di emissioni fuggitive dai componenti di processo e di emissioni diffuse dal parco serbatoio. Per quest'ultimo gruppo la riduzione emissiva seguirà un percorso a „scalino“ e cadenzato dagli interventi hardware che saranno realizzati secondo il calendario all'interno del ciclo. Viceversa, nell'ambito delle emissioni fuggitive, i progressi saranno presumibilmente più rapidi perché il principale drivers di riduzione è l'attività di riparazione, ossia un'attività manutentiva.

A riguardo dei margini di miglioramento presso i gruppi emissivi ,sistema di collettamento e trattamento acque reflue' e ,terminali di carico idrocarburi', per questi gruppi è atteso un miglioramento ragionevole per il primo e marginale per il secondo, ove sono di fatto già pienamente operativi i sistemi di recupero dei vapori.

Restando a disposizione per ulteriori integrazioni colgo per porgere distinti saluti.

Cordialmente

Carrara S.p.a.

Divisione FERP


CARRARA S.p.A.
Via Provinciale, 15
25030 ADRO (Brescia)