

## Allegato H

### *Modalità attuative di un programma LDAR per raffinerie e impianti chimici*

#### Prescrizioni di monitoraggio e controllo delle emissioni fuggitive (LDAR e/o SMART LDAR)

Il gestore deve sviluppare, entro 12 mesi dal rilascio del presente piano di monitoraggio e controllo, un programma documentato in forma scritta di LDAR ed un database che contengano almeno le seguenti informazioni:

- a) identificazione di tutti i componenti (valvole, connettori, terminali di tubazioni, flange, compressori, pompe, etc) che convogliano fluidi con le seguenti caratteristiche: la somma dei costituenti con tensione di vapore maggiore di 0,3 kPa a 20 °C sia superiore al 20% in peso del totale della corrente di processo; i componenti devono essere registrati ed univocamente identificati sia in impianto sia su P&ID;
- b) procedure per l'individuazione delle perdite dai componenti inclusi nel programma;
- c) procedure per la quantificazione, tramite stima, dei VOC totali emessi;
- d) procedure per includere nel programma nuovi componenti;
- e) standard costruttivi per nuovi componenti da installare in sostituzione degli elementi riconosciuti come "emettitori cronici";
- f) identificazione dei responsabili dell'applicazione del programma LDAR e del personale impegnato nel monitoraggio;
- g) procedure che, in caso di lavori di sostituzione/manutenzione di impianti, integrano nel programma i nuovi componenti installati;
- h) descrizione del programma di formazione del personale addetto al LDAR;
- i) impegno ad eseguire un corso di formazione per il personale non direttamente coinvolto nel programma ma che comunque opera sugli impianti;
- j) procedure di QA/QC;
- k) costruzione di un database elettronico (il software utilizzato deve essere comunicato all'Ente di controllo) che sia compatibile con uno dei seguenti *standard* "Open Office – MS Access". Il database deve essere predisposto per essere interpellabile almeno con i seguenti criteri di filtro:
  - Dati per singolo componente:
    - Data d'iscrizione del componente nel programma LDAR.
    - Identificazione della campagna di monitoraggio.
    - Nome dell'impianto o sezione d'impianto.
    - Numero linea.
    - Fluido convogliato.
    - Tipo di componente.
    - Riferimento in accordo al P&ID.
    - Quantificazione della perdita espressa in ppmv rilevata



- Date d'inizio/fine della riparazione o data di "slittamento" di X giorni e motivo.
- Dati complessivi di applicazione del programma:
  - Numero di monitoraggi realizzati nel periodo di riferimento (trimestre, bimestre o altro).
  - Numero di componenti monitorati al giorno da ogni tecnico coinvolto nel programma.
  - Calcolo dei tempi tra due successivi monitoraggi su ogni componente (intervallo di monitoraggio).
  - Numero di riparazioni fatte oltre i tempi consentiti.
- Qualunque altra informazione che il gestore ritiene utile per dimostrare la realizzazione del programma.

#### **Definizione di perdita con applicazione del Metodo 21**

Una perdita è definita, ai fini del presente programma, come l'individuazione di una fuoriuscita con una concentrazione di VOC (espressa in ppm<sub>volume</sub> di CH<sub>4</sub>) superiore a quanto indicato nella seguente tabella 1 e determinata con il Metodo 21.

**Tabella 1 - Definizione operativa di perdita**

<b>Componenti</b>	<b>Prima AIA</b>	<b>Rinnovi successivi</b>
Pompe	10.000	5.000
Compressori	10.000	5.000
Valvole	10.000	3.000
Flange	10.000	3.000

A complemento della definizione, è considerata perdita qualunque emissione che all'ispezione risulta visibile e/o udibile e/o odorabile (vapori visibili, perdite di liquidi, ecc), indipendentemente dalla concentrazione, o che possa essere individuata attraverso formazione di bolle utilizzando una soluzione di sapone.

#### **Definizione di emettitore cronico**

Si definisce "emettitore cronico" un componente - elemento del programma LDAR - in cui si è rilevata una perdita, pari o superiore a 10.000 ppmv come metano, per due volte su quattro consecutivi trimestri. Un tale componente deve essere, secondo procedura, sostituito con un elemento costruttivamente di qualità superiore durante la prima fermata utile per manutenzione programmata dell'unità.

#### **Monitoraggio e tempi d'intervento**

Per raggiungere gli obiettivi del programma LDAR, deve essere eseguito il monitoraggio con la frequenza indicata nella successiva tabella. I tempi d'intervento e la modalità di registrazione dei risultati, sia del monitoraggio sia dei tempi di riparazione, sono anche essi indicati nella tabella 2.

**Tabella 2 - Frequenze di monitoraggio, tempi di intervento e registrazioni da eseguire nel programma LDAR**

Componenti	Frequenza del monitoraggio	Tempi di intervento	Annotazione su registri
Valvole/Flange	Trimestrale (semestrale dopo due periodi consecutivi con numero di componenti in perdita inferiori al 2% del totale valutato e annuale dopo cinque periodi con numero di componenti in perdita inferiori al 2% del totale valutato) se si intercettano "stream" di sostanze cancerogene. <u>Annuale</u> se si intercettano "stream" con sostanze non cancerogene.	La riparazione dovrà iniziare nei 5 giorni lavorativi successivi all'individuazione della perdita e concludersi in 15 giorni lavorativi dall'inizio della riparazione. Nel caso di unità con fluidi cancerogeni l'intervento deve iniziare immediatamente dopo l'individuazione della perdita.	Annotazione della data, del codice identificativo del componente e delle concentrazioni rilevate; annotazione delle date di inizio e fine intervento.
Tenute delle pompe	Trimestrale se intercettano "stream" di sostanze cancerogene.		
Tenute dei compressori	Annuale se intercettano "stream" con sostanze non cancerogene.		
Valvole di sicurezza	Immediatamente dopo il ripristino della funzionalità della valvola		
Valvole di sicurezza dopo rilasci	Immediatamente	Immediatamente	
Componenti difficili da raggiungere*	Biennale		
Ogni componente con perdita visibile	Immediatamente	Immediatamente	
Ogni componente sottoposto a riparazione/manutenzione	Nel successivi 5 giorni lavorativi dalla data di fine lavoro		Annotazione della data e dall'apparecchiatura sottoposta a riparazione/manutenzione

\*) Con i sistemi di rilevamento delle perdite di tipo ottico, non esistono, normalmente, componenti difficili da raggiungere.

### Prescrizioni metodo SMART LDAR

#### Definizioni

- 1) **Componenti:** pompe, valvole, compressori, flange, connettori e terminali di linea.
- 2) **Immagine:** significa rendere visibile ciò che ad occhio nudo potrebbe non esserlo.



- 3) **Sistema ottico o videocamera:** strumento che rende visibile l'emissione che altrimenti potrebbe essere invisibile ad occhio nudo.
- 4) **Perdita:** ogni immagine di emissione individuata dal sistema ottico.

#### Prescrizioni

- a. Un gestore di impianto chimico o di raffineria che ha avuto la prescrizione in autorizzazione di eseguire un programma LDAR può scegliere se adempiere alla prescrizione utilizzando il Metodo US EPA 21 o, in alternativa, un sistema ottico per l'individuazione delle perdite nelle apparecchiature.
- b. Ogni perdita individuata sia con il metodo ottico sia con il Metodo 21 deve essere riparata nei tempi prescritti in tabella 2.
- c. Ogni riparazione di perdite individuate con qualsiasi altro metodo (es. perdite visibili ad occhio nudo o percettibili olfattivamente) deve sempre essere eseguita nei tempi stabiliti dalla tabella 2.
- d. Se si utilizza il metodo con sistema ottico per l'individuazione delle perdite, dopo l'esecuzione della riparazione, lo stesso metodo ottico o il Metodo 21 possono essere impiegati per verificare che il componente è stato riparato; nel caso si utilizzi un sistema ottico, devono essere seguite anche le indicazioni che seguono (punti e ÷ I).
- e. Le frequenze di monitoraggio devono essere quelle prescritte per tale sistema, come da successiva tabella 3, sul 100% dei componenti identificati nel programma LDAR. Le riduzioni di frequenza di monitoraggio indicate nella tabella 2 non sono applicabili per il monitoraggio con sistema ottico.
- f. Non è consentito saltare periodi di monitoraggio.
- g. Nel corso dell'anno deve essere eseguito con il Metodo 21 il monitoraggio di tutte le apparecchiature che possono determinare perdite significative (i componenti valvole e flange installati su una linea con un diametro superiore o uguale a 3 pollici, le pompe con potenza superiore o uguale a 4 kW e tutti i compressori) e di almeno il 50% dei restanti componenti del programma LDAR, al fine di poter correttamente eseguire il calcolo dei VOC o HAP emessi annualmente con i metodi riportati in appendice A.
- h. Il gestore può scegliere il periodo in cui eseguire il monitoraggio annuale con il Metodo 21 di cui al precedente punto g. Tutti i dati di monitoraggio devono essere conservati per un periodo di dieci anni.
- i. Il sistema ottico utilizzato per il monitoraggio deve rispondere ai seguenti requisiti minimi:
  - i. Fornire un'immagine per ciascun punto di potenziale emissione alle condizioni di sensibilità e distanza così come stabilite durante la prova giornaliera di verifica, specificata nel successivo punto j di questa sezione. La sensibilità di rilevamento è correlata alla frequenza con cui il monitoraggio deve essere fatto (si veda tabella 3).
  - ii. Fornire una stampa, con data e ora, per fotogrammi delle registrazioni video dei monitoraggi realizzati.
- j. Su base giornaliera, e prima di iniziare il monitoraggio estensivo su tutti i punti previsti nel giorno, deve essere eseguita la verifica del sistema ottico (*daily instrument check*) al valore del flusso di massa individuato con le procedure specificate nel successivo punto i di questa sezione, per ciascuna configurazione della videocamera usata durante il monitoraggio (esempio diverse lenti). I passi da seguire nella verifica giornaliera sono i seguenti:



i. Calcolare il flusso di massa che sarà utilizzato per la verifica giornaliera attraverso una delle due seguenti procedure:

1. Procedura 1:

- a. per una determinata popolazione di componenti che devono essere monitorati con il sistema ottico, individuare attraverso un'analisi ingegneristica lo stream con la più bassa frazione in massa di specie chimiche visibili, nell'intervallo di distanza di inquadratura della videocamera che sarà usato durante il monitoraggio secondo la procedura iv.(ii), al livello o sotto il livello del flusso di massa standard indicato in tabella 3;
- b. moltiplicare il livello standard di sensibilità corrispondente alla frequenza di monitoraggio selezionata (tabella 3) per la frazione in massa identificata al precedente punto a. di questa sezione. Determinare il flusso di massa, che sarà usato per la verifica giornaliera, utilizzando la seguente formula:

$$E_{dlc} = (E_{stds}) \sum_{i=1}^k x_i$$

dove:

*E<sub>dlc</sub>* è il flusso di massa che sarà usato per la verifica giornaliera, in grammi/ora.

*x<sub>i</sub>* è la frazione in massa della specie chimica *i* visibile dal sistema ottico nell'intervallo di distanza che sarà usato durante il monitoraggio, al livello o sotto il livello del flusso di massa standard indicato in tabella 3.

*E<sub>stds</sub>* è il flusso di massa standard indicato in tabella 3 in grammi/ora.

*k* è il numero totale di specie chimiche visibili con il sistema ottico.

2. Procedura 2: utilizzare il livello minimo di sensibilità della tabella 3 come flusso di massa che sarà utilizzato per la verifica giornaliera.

- ii. Accendere la videocamera e assicurarsi che sia regolata secondo le istruzioni del costruttore.
- iii. Selezionare una bombola di un gas di composizione visibile dalla videocamera con una purezza del gas minima del 98%.
- iv. Selezionare un flusso di massa in uscita dalla bombola secondo la seguente procedura:
  - i. Predisporre la sorgente di gas, la cui composizione dovrà essere visibile dallo strumento ottico, per l'inquadratura.
  - ii. Collocare lo strumento ottico ad una distanza (che dovrà essere registrata) dall'orifizio di rilascio del gas dal flussimetro, installato sulla sorgente, non superiore alla distanza di inquadratura utilizzata durante il monitoraggio.



**Tabella 3 (fonte US CFR – Title 40 Protection of Environment – Part 63 – Subpart A)**

<b>Frequenza di monitoraggio</b>	<b>Livelli di sensibilità di rilevamento in grammi per ora (g/h)</b>
Bimestrale	60
Semitrimestrale	85
Mensile	100

Bimestrale significa una volta ogni due mesi; semitrimetrale significa due volte a trimestre; mensile significa una volta al mese.

## **Appendice A - METODO DI STIMA DEI VOC**

### **Premessa**

La quantità di VOC emessa dall'impianto deve essere valutata considerando tutte le sorgenti rilevanti di emissione quali:

- Perdite da connessioni, terminali, valvole, pompe e compressori
- Perdite dai serbatoi
- Emissioni fuggitive dalle operazioni di carico e scarico greggio e prodotti petroliferi
- Emissioni fuggitive dal sistema di trattamento acque reflue e dalle torri di raffreddamento acque
- Emissioni dai camini dei forni, sistemi di blowdown e torce.

Il metodo di stima deve essere necessariamente calibrato sull'impianto specifico, in quanto le variabili, che possono influenzare l'attendibilità della stima, possono essere molteplici e condizionate dalle pratiche operative attuate e dalle strutture impiantistiche presenti.

### **Perdite da connessioni, valvole, pompe e compressori**

Nella quantificazione delle emissioni fuggitive, per tutti i componenti ispezionati con il Metodo 21, sono disponibili in particolare i seguenti metodi: Screening Ranges Approach (anche detto *Leak/no leak*) e il metodo "EPA Correlation Approach".

Utilizzando i fattori di emissione della procedura "*Leak/no Leak*" (protocollo EPA-453/R-95-017), la stima è realizzata attraverso le seguenti azioni:

1. Determinare se il componente testato perde; un componente è considerato perdere se al test con il metodo US EPA 21 viene misurato un valore superiore o uguale a 10.000 ppmv di VOC (espressi come metano).
2. Per ognuno dei componenti riportati in tabella **1-appA** valgono le formule seguenti :

$$(E_i \times \Phi_i) + (E_s \times \Phi_s) = \text{VOC}_{\text{fuggitive}}$$

dove  $\Phi_i$ = fattore di emissione per componente con concentrazione inferiore a 10000 ppmv (in kg/h/sorgente)

dove  $E_i$ = numero di sorgenti, per componente, con concentrazione inferiore a 10000 ppmv

dove  $\Phi_s$ = fattore di emissione, per componente, con concentrazione superiore o uguale a 10000 ppmv (in kg/h/sorgente)

dove  $E_s$  = numero di sorgenti, per componente, con concentrazione superiore o uguale a 10000 ppmv

La sommatoria è estesa a tutti i componenti presenti sull'impianto e facenti parte del programma LDAR

3. Per ognuno dei componenti testati debbono essere specificate le ore anno di utilizzo

Per un esempio di applicazione della formula si veda USEPA 453/R-95-017 appendice-E rinvenibile dal sito internet <http://www.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch05/index.html>.

4. Le tonnellate emesse saranno valutate dal prodotto delle emissioni calcolate al punto 2 per le ore di funzionamento anno diviso 1000.

### Tabella 1-appA (EPA 453/R-95-017) per raffinerie

TABLE 2-6. REFINERY SCREENING RANGES EMISSION FACTORS<sup>a</sup>

Equipment type	Service	≥10,000 ppmv Emission factor (kg/hr/source) <sup>b</sup>	<10,000 ppmv Emission factor (kg/hr/source) <sup>b</sup>
Valves	Gas	0.2626	0.0006
	Light liquid	0.0852	0.0017
	Heavy liquid	0.00023	0.00023
Pump seals <sup>c</sup>	Light liquid	0.437	0.0120
	Heavy liquid	0.3885	0.0135
Compressor seals	Gas	1.608	0.0894
Pressure relief valves	Gas	1.691	0.0447
Connectors	All	0.0375	0.00006
Open-ended lines	All	0.01195	0.00150

<sup>a</sup>Source: Reference 6.

<sup>b</sup>These factors are for non-methane organic compound emission rates.

<sup>c</sup>The light liquid pump seal factors can be applied to estimate the leak rate from agitator seals.

### Tabella 1-appA (EPA 453/R-95-017) per industria chimica



TABLE 2-5. SOCOMI SCREENING RANGES EMISSION FACTORS

Equipment type	Service	≥10,000 ppmv Emission factor (kg/hr/source) <sup>a</sup>	<10,000 ppmv Emission factor (kg/hr/source) <sup>a</sup>
Valves	Gas	0.0782	0.000131
	Light liquid	0.0892	0.000165
	Heavy liquid	0.00023	0.00023
Pump seals <sup>b</sup>	Light liquid	0.243	0.00187
	Heavy liquid	0.216	0.00210
Compressor seals	Gas	1.608	0.0894
Pressure relief valves	Gas	1.691	0.0447
Connectors	All	0.113	0.0000810
Open-ended lines	All	0.01195	0.00150

<sup>a</sup>These factors are for total organic compound emission rates.

<sup>b</sup>The light liquid pump seal factors can be applied to estimate the leak rate from agitator seals.

Utilizzando il metodo "EPA Correlation Approach" sviluppato all'interno del protocollo EPA-453/R-95-017, a cui si rimanda per i dettagli, la stima è realizzata attraverso l'uso di equazioni di correlazione tra i valori misurati (anche detti *screening value*) e i flussi di emissione, come da tabella 2-appA.

#### Tabella 2-appA (EPA 453/R-95-017) per raffinerie

TABLE 2-10. PETROLEUM INDUSTRY LEAK RATE/SCREENING VALUE CORRELATIONS<sup>a</sup>

Equipment type/service	Correlation <sup>b,c</sup>
Valves/all	Leak rate (kg/hr) = $2.29E-06 \times (SV)^{0.746}$
Pump seals/all	Leak rate (kg/hr) = $5.03E-05 \times (SV)^{0.610}$
Others <sup>d</sup>	Leak rate (kg/hr) = $1.36E-05 \times (SV)^{0.589}$
Connectors/all	Leak rate (kg/hr) = $1.53E-06 \times (SV)^{0.735}$
Flanges/all	Leak rate (kg/hr) = $4.61E-06 \times (SV)^{0.703}$
Open-ended lines/all	Leak rate (kg/hr) = $2.20E-06 \times (SV)^{0.704}$

<sup>a</sup>The correlations presented in this table are revised petroleum industry correlations.

<sup>b</sup>SV = Screening value in ppmv.

<sup>c</sup>These correlations predict total organic compound emission rates (including non-VOC's such as methane and ethane).

<sup>d</sup>The "other" equipment type was derived from instruments, loading arms, pressure relief valves, stuffing boxes, and vents. This "other" equipment type should be applied to any equipment type other than connectors, flanges, open-ended lines, pumps, or valves.

**Tabella 2-appA (EPA 453/R-95-017) per industria chimica**

TABLE 2-9. SOCMI LEAK RATE/SCREENING VALUE CORRELATIONS

Equipment type	Correlation <sup>a, b</sup>
Gas valves	Leak rate (kg/hr) = $1.87E-06 \times (SV)^{0.873}$
Light liquid valves	Leak rate (kg/hr) = $6.41E-06 \times (SV)^{0.797}$
Light liquid pumps <sup>c</sup>	Leak rate (kg/hr) = $1.90E-05 \times (SV)^{0.824}$
Connectors	Leak rate (kg/hr) = $3.05E-06 \times (SV)^{0.885}$

<sup>a</sup>SV = Screening value in ppmv.

<sup>b</sup>These correlations predict total organic compound emission rates.

<sup>c</sup>The correlation for light liquid pumps can be applied to compressor seals, pressure relief valves, agitator seals, and heavy liquid pumps.

Per il primo anno di screening LDAR, sui componenti non ispezionati con il Metodo 21, la stima delle emissioni dovrà essere effettuata utilizzando i fattori di emissione del metodo "Average Emission Factor Method" del protocollo EPA-453/R-95-017, come da tabella 3-appA.

**Tabella 3-appA (EPA 453/R-95-017) per raffinerie**

TABLE 2-2. REFINERY AVERAGE EMISSION FACTORS<sup>a</sup>

Equipment type	Service	Emission factor (kg/hr/source) <sup>b</sup>
Valves	Gas	0.0268
	Light liquid	0.0109
	Heavy liquid	0.00023
Pump seals <sup>c</sup>	Light liquid	0.114
	Heavy liquid	0.021
Compressor seals	Gas	0.636
Pressure relief valves	Gas	0.16
Connectors	All	0.00025
Open-ended lines	All	0.0023
Sampling connections	All	0.0150

<sup>a</sup>Source: Reference 2.

<sup>b</sup>These factors are for non-methane organic compound emission rates.

<sup>c</sup>The light liquid pump seal factor can be used to estimate the leak rate from agitator seals.

**Tabella 3-appA (EPA 453/R-95-017) per industria chimica**

TABLE 2-1. SOCMI AVERAGE EMISSION FACTORS

Equipment type	Service	Emission factor <sup>a</sup> (kg/hr/source)
Valves	Gas	0.00597
	Light liquid	0.00403
	Heavy liquid	0.00023
Pump seals <sup>b</sup>	Light liquid	0.0199
	Heavy liquid	0.00862
Compressor seals	Gas	0.228
Pressure relief valves	Gas	0.104
Connectors	All	0.00183
Open-ended lines	All	0.0017
Sampling connections	All	0.0150

<sup>a</sup>These factors are for total organic compound emission rates.

<sup>b</sup>The light liquid pump seal factor can be used to estimate the leak rate from agitator seals.