



*Ministero dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio
e del Mare.*

DIREZIONE GENERALE PER LE VALUTAZIONI AMBIENTALI

IL DIRETTORE GENERALE



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

U.prot DVA – 2014 – 0022014 del 04/07/2014

Pratica N.

Prof. Mittente:

ENI S.p.A. Raffineria Di Venezia
Via De Petroli 4
30175 Porto Marghera (VE)
rm_ref_raffineriavenezia@pec.eni.com

e p.c. Alla Commissione Istruttoria IPPC c/o ISPRA
Via Vitaliano Brancati, 48
00144 Roma
cotana@crbnet.it
roberta.nigro@isprambiente.it

All'ISPRA
Via Vitaliano Brancati, 48
00144 Roma (RM)
protocollo.ispra@ispra.legalmail.it

OGGETTO: Trasmissione parere istruttorio conclusivo della domanda di modifica del decreto di AIA presentata da ENI S.p.A. Raffineria di Venezia - Procedimento di modifica ID 6/480.

In merito alla documentazione trasmessa in data 12/12/2012 con nota prot. n. DIR 144 (acquisita agli atti con prot. DVA-2012-30747 del 17/12/12) dalla società ENI S.p.A. Raffineria di Venezia, di richiesta di modifica non sostanziale del decreto di AIA del 30/10/2010, n. DSA-DEC-2010-0000898, inerente l'introduzione nello schema di raffinazione di un ciclo "green" al fine di produrre "green fuels" da biomasse oleose a basso costo, si trasmette la copia conforme del Parere Istruttorio reso dalla Commissione IPPC n. CIPPC-00-2014-0001057 del 06/06/2014 ed il Piano di Monitoraggio e controllo trasmesso da ISPRA con nota prot. n. 23465 del 05/06/2014.

Al riguardo si invita codesta Società a prendere atto di quanto accolto e richiesto dalla Commissione IPPC nel sopracitato Parere Istruttorio.

Il parere viene trasmesso anche ad ISPRA perché ne tenga debito conto nello svolgimento delle attività di controllo.

IL DIRETTORE GENERALE
(Dott. Mariano Grillo)

All.:c.s.

Ufficio Mittente: MATT-DVA-4RI-AIA-00
Funzionario responsabile: mililla.antoniodomenico@minambiente.it tel. 06/57225924
DVA-4RI-AIA-11_2014-0022014 DOC



*Ministero dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*
Commissione istruttoria per l'autorizzazione
integrata ambientale - IPPC



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

E.prot DVA-2014-0017961 del 10/06/2014

IPPC-00-2014-0001057

del 06/06/2014

Ministero dell'Ambiente e della Tutela
del Territorio e del Mare
Direzione Generale Valutazioni Ambientali
c.a. dott. Giuseppe Lo Presti
Via C. Colombo, 44
00147 Roma

Pratica N:

Ref. Mittendo:

OGGETTO: Trasmissione parere istruttorio conclusivo della domanda di rinnovo di AIA presentata da ENI S.p.A. - Raffineria di Venezia - procedimento di modifica ID 6/480
Rif: U.prot DVA-2014-0007059 del 14/03/2014

Facendo seguito alla nota in oggetto, si rappresenta che il Referente del Gruppo Istruttore incaricato ha provveduto a formale verifica di concerto con il supporto tecnico ISPRA.

Con la presente si trasmette, quindi, il Parere Istruttorio Conclusivo aggiornato e si rimane a disposizione per ogni ulteriore chiarimento.



Il Presidente f.f. della Commissione IPPC
Prof. Franco Cotana

All. c.s.



Autorizzazione Integrata Ambientale

Raffineria di Venezia

ENI SPA

PARERE ISTRUTTORIO

Richiesta di Modifica Non Sostanziale

(D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i., Art. 29-nonies - comma 1)

Introduzione nello schema di raffinazione di un ciclo "green" al fine di produrre "green fuels" da biomasse oleose a basso costo

DECRETO AIA: prot. DSA-DEC-2010-0000898 del 30/11/2010 - G.U.: 5/1/2011; Durata: 8 anni

Comun. alla Comm. da DVA: U.prot DVA-2012-0031249 del 20/12/2012 (ID 480)

Richiesta del Gestore: DIR 144 del 12.12.2012 (E.prot DVA-2012-0030747 del 17/12/2012)

Gruppo Istruttore - Commissione IPPC	
Referente	Prof. Antonio Mantovani
Componente	Prof. Paolo Bevilacqua
Componente	Ing. Salvatore Tafaro
Componente	Ing. Antonio Voza

Regione Veneto	Ing. Roberto Morandi
Provincia Venezia	Ing. Francesco Chiosi
Comune Venezia	Prof.ssa Andreina Zitelli



1. INTRODUZIONE

1.1. Atti presupposti

Vista	l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata dal MATTM con protocollo DVA - DEC - 2010 - 0000898 del 30 Novembre 2010 e pubblicata sulla G. U. n. 3 del 05/01/2011
visto	il Decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. GAB/DEC/033/2012 del 17/02/12, registrato alla Corte dei Conti il 20/03/2012 di nomina della Commissione istruttoria IPPC
vista	la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00-2012-000256 del 23/04/2012 (E.prot DVA-2012-00-000256 del 23/04/2012), che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale al Gruppo Istruttore così costituito: - Prof. Antonio Mantovani - Referente Gruppo istruttore - Prof. Paolo Bevilacqua - Ing. Salvatore Tafaro - Ing. Antonio Voza
preso atto	che sono stati nominati i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali: - Ing. Roberto Morandi - Regione Veneto - Ing. Francesco Chiosi - Provincia di Venezia - Prof.ssa Andreina Zitelli - Comune di Venezia
preso atto	che ai lavori del Gruppo istruttore della Commissione IPPC sono stati designati, nell'ambito del supporto tecnico alla Commissione IPPC, i seguenti funzionari e collaboratori dell'ISPRA: - Dott. Luca Funari - Dott.ssa Sabrina Iacopini

1.2. Atti normativi

Visto	il DLgs n. 152/2006 " <i>Norme in materia ambientale</i> " G.U. It. 14 Aprile 2006, n. 88, S.O e s.m.i.;
vista	la Circolare Ministeriale 13 Luglio 2004 " <i>Circolare interpretativa in materia di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento, di cui al decreto legislativo 4 Agosto 1999, n. 372, con particolare riferimento all'allegato F</i> ";
vista	la definizione ex-art. 5, comma 1, lettera l-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.: " <i>modifica sostanziale di un progetto, opera o di un impianto: la variazione delle caratteristiche o del funzionamento ovvero un potenziamento dell'impianto, dell'opera o dell'infrastruttura o del progetto che, secondo l'autorità competente, producano effetti negativi e significativi sull'ambiente. In particolare, con riferimento alla disciplina dell'autorizzazione integrata ambientale, per ciascuna attività per la quale l'allegato VIII indica valori di soglia, è sostanziale una modifica che dia luogo ad un incremento del valore di una delle grandezze, oggetto della soglia, pari o superiore al valore della soglia stessa.</i> "
visto	l'articolo 6 comma 16 del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., che prevede che l'autorità competente rilasci l'autorizzazione integrata ambientale tenendo conto dei seguenti principi: - devono essere prese le opportune misure di prevenzione dell'inquinamento, applicando in particolare le migliori tecniche disponibili; - non si devono verificare fenomeni di inquinamento significativi; - deve essere evitata la produzione di rifiuti, a norma della Parte quarta del Decreto Legislativo 152/2006 e s.m.i., e successive modificazioni; in caso contrario i rifiuti sono recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono eliminati evitandone e riducendone l'impatto sull'ambiente, secondo le disposizioni della medesima Parte quarta del decreto citato; - l'energia deve essere utilizzata in modo efficace; - devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze; - deve essere evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività e il sito stesso deve essere ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale;
visto	l'articolo 29- <i>sexies</i> , comma 3 del D.Lgs. n. 152/2006, a norma del quale "i valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate non possono comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla vigente normativa nazionale o regionale";



visto	l'articolo 29-septies del D.Lgs. n. 152/2006, che prevede che l'autorità competente possa prescrivere l'adozione di misure più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili qualora ciò risulti necessario per il rispetto delle norme di qualità ambientale;
visto	le linee guida generali o di settore adottate a livello nazionale per l'attuazione della Direttiva 2008/1/CE di cui il decreto legislativo n. 152 del 2006 rappresenta recepimento integrale, che hanno recepito anche le linee guida a livello comunitario, e precisamente: - il Decreto Ministeriale 31 Gennaio 2005 "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372", pubbl. sulla G.U. N. 135 del 13 Giugno 2005
esaminati	i documenti comunitari adottati dalla Unione Europea per l'attuazione della Direttiva 96/61/CE di cui il decreto legislativo n. 152 del 2006 rappresenta recepimento integrale, e precisamente il BRef: - "Mineral Oil and Gas Refineries" – Febbraio 2003

1.3. Attività istruttorie

Esaminata	l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata dal MATTM con protocollo DVA – DEC – 2010 – 0000898 del 30 Novembre 2010 e pubblicata su G. U. n. 3 del 05/01/2011
esaminata	la documentazione trasmessa dal Gestore con prot. DIR 144 del 12.12.2012 (E.prot DVA-2012-0030747 del 17/12/2012) relativa alla modifica non sostanziale per l'introduzione di un ciclo "green" nella raffineria esistente
esaminata	la documentazione integrativa trasmessa dal Gestore con prot. DIR 129 del 31.07.2013 (E.prot DVA-2013-0018430 del 02/08/2013)
esaminata	la comunicazione della DVA alla Commissione IPPC di avvio del procedimento ai sensi degli art. 7 e 8 della legge 241/90, ai sensi del D.Lgs. 152/06 come modificato dal D.Lgs. 128/10, relativamente alla modifica AIA (U.prot DVA-2012-0031249 del 20/12/2012)
esaminate	le dichiarazioni rese dal Gestore che costituiscono, ai sensi e per gli effetti dell'articolo 3 della Legge 7 agosto 1990, n. 241 e successive modifiche ed integrazioni, presupposto di fatto essenziale per il rilascio del presente parere istruttorio conclusivo e le condizioni e prescrizioni ivi contenute, restando inteso che la non veridicità, falsa rappresentazione o l'incompletezza delle informazioni fornite nelle dichiarazioni rese dal Gestore possono comportare, a giudizio dell'Autorità Competente, un riesame dell'autorizzazione rilasciata, fatta salva l'adozione delle misure cautelari ricorrendone i presupposti
esaminati	- il Provvedimento del Direttore Generale della DVA del MATTM di esclusione, con prescrizioni, dall'assoggettamento alla procedura di VIA (U.prot DVA-2013-0017661 del 29.07.2013) del "Progetto di avvio della produzione di bio-carburanti presso la Raffineria di Venezia" (Progetto Green Refinery) - il Parere n. 1284 CTVA del 5 luglio 2013 della Commissione CTVA positivo alla non assoggettabilità a VIA del progetto di cui trattasi (U.prot CTVA-2013-0002573 del 17.07.2013); - la Nota tecnica integrativa del gestore (Rif. URS 46320156 del maggio 2013) e l'Allegato 1 alla documentazione integrativa: Sistema di Recupero H ₂ S (http://www.va.minambiente.it)
vista	la Relazione Istruttoria di ISPRA del 26.03.2013 redatta dal Dr. Luca Funari e Dr.ssa Sabrina Iacopini (CIPPC-00-2013-0000577 del 27/03/2013)
visto	Il Piano di Monitoraggio e Controllo di ISPRA del 30/01/2014 (CIPPC-00-2014-258 del 30/01/2014)

2. IMPIANTO OGGETTO DELL'AUTORIZZAZIONE

Ragione sociale	ENI S.p.A.
Sede legale	Piazzale Enrico Mattei, 1 – 00144 Roma
Sede operativa	Via Dei Petroli 4 30175 VENEZIA (VE)
Tipo di impianto	Esistente
Codice e attività IPPC	Codice: 1.2 Raffinerie di Petrolio, 1.1 Impianti di combustione con potenza termica >50 MW



Gestore	ENI S.p.a.
Referente IPPC	Russo Luigi

3. DESCRIZIONE DELLA MODIFICA RICHIESTA

3.1. Premessa

Il presente Parere riassume i contenuti e le valutazioni del GI in merito al documento inviato dalla Società ENI S.p.A. per lo Stabilimento ENI Raffineria di Venezia con prot. DIR 144 del 12.12.2012 12/12/2012 (E.prot DVA-2012-0030747 del 17/12/2012) e al successivo documento di aggiornamento trasmesso con prot. DIR 129 del 31.07.2013 (E.prot DVA-2013-0018430 del 02/08/2013).

Il gestore ha avanzato richiesta di modifica non sostanziale del Decreto A.I.A. (DVA-DEC-2010-0000898 del 30 Novembre 2010, G.U. It. n.3 del 05/01/2011), ai sensi e per gli effetti dell'articolo 29 - nonies, comma 1 del Decreto Legislativo 03 aprile 2006, numero 152 e s.m.i. riguardante:

l'introduzione nello schema di raffinazione di un ciclo "green" al fine di produrre "green fuels" da biomasse oleose a basso costo.

La Raffineria intende integrare il tradizionale schema di raffinazione mediante la realizzazione del progetto Green Refinery, che consentirebbe la produzione di bio-carburanti innovativi e di elevata qualità (Green Diesel, Green GPL, Green Nafta e Benzina Euro 5) da biomasse oleose a basso costo (oli vegetali, ad es. esempio olio di palma).

Negli intenti del Gestore, l'assetto "green" della Raffineria rappresenta una modalità operativa alternativa allo schema tradizionale di raffinazione e costituisce una fase sperimentale per il sistema Raffineria, implementando, secondo quanto scrive il Gestore, per la prima volta su scala industriale una tecnologia innovativa inventata da ENI.

Il Gestore descrive gli interventi di modifica proposti in una Relazione Tecnica allegata alla Nota di richiesta di modifica non sostanziale (Prot. DIR 144/2012).

Facendo seguito a tale nota, con Prot. DIR 129/2013, il gestore ha trasmesso un aggiornamento della configurazione impiantistica "green refinery", introducendo alcune modifiche che consentiranno di ottenere una ancor migliore performance ambientale in assetto "green".

La miglioria proposta consiste nella realizzazione di un innovativo sistema (detto AGE, Acid Gas Enrichment) per la concentrazione ed il recupero del H₂S contenuto nei gas acidi, derivante da un lato dal contenuto di zolfo della Virgin Nafta in ingresso, dall'altro dall'additivazione in continuo dell'agente sulfidante (DMDS) necessario a mantenere attivo il catalizzatore della sezione di deossigenazione dell'unità ECOFINING.

Nell'aggiornamento della richiesta di modifica non sostanziale si prevede inoltre di modificare la destinazione d'uso di alcuni serbatoi esistenti (denominati 151, 164 e 165) per esigenze operative propedeutiche alla movimentazione di prodotti petroliferi durante la configurazione "green".

3.2. Stato attuale

La Raffineria ha una capacità autorizzata di lavorazione del greggio pari a 4,55 milioni t/a ed è in grado di produrre:

- propano e miscela GPL per autotrazione e riscaldamento;
- benzine per autotrazione;
- gasolio per autotrazione e riscaldamento;
- petrolio per combustibile avio e per riscaldamento;
- bitume per impiego stradale e industriale;
- olio combustibile;
- zolfo liquido.

Il ciclo produttivo tradizionale si realizza in due unità di Distillazione Primaria (DP2, attualmente fermo, e DP3) nelle quali, attraverso il processo di distillazione, il petrolio greggio viene separato nelle diverse frazioni.



I semilavorati prodotti dalle unità di distillazione rappresentano le cariche per le unità di conversione della Raffineria, in particolare i distillati pesanti vanno in carica all'unità Visbreaking - thermal cracking, la benzina pesante e la nafta sono inviate all'impianto di Reforming Catalitico RC3, la benzina leggera è inviata nell'impianto di isomerizzazione ISO.

A queste unità si affianca l'unità di Desolfurazione HF1 e HF2 dei distillati intermedi provenienti dalle unità primarie e dall'impianto di cracking termico e due impianti di Recupero Zolfo, in cui viene rigenerata la soluzione amminica in cui è stato assorbito l'H₂S, al fine di rimuoverlo dalle correnti gassose che ne sono ricche.

Uno schema semplificato del ciclo di lavorazione tradizionale è il seguente descritto in Fig.1:

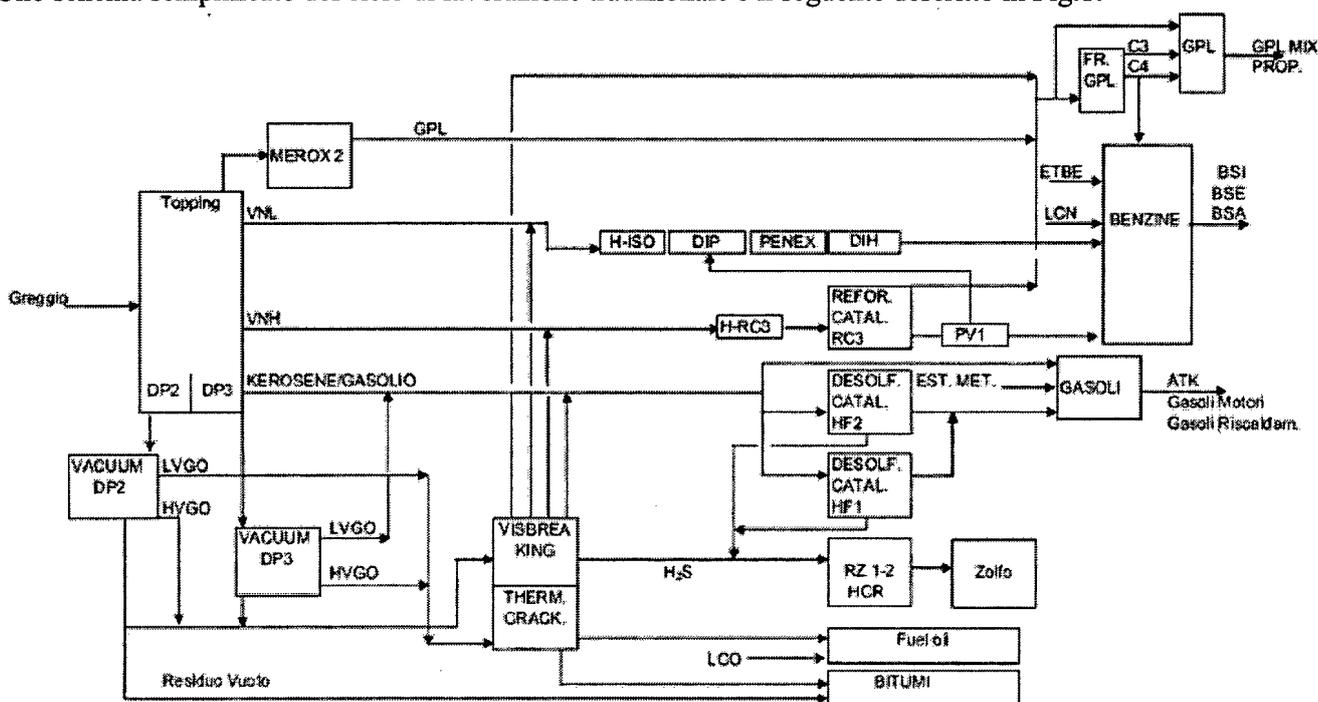


Fig.1

3.3. Descrizione della modifiche proposte

3.3.1. Unità operative modificate

La Raffineria prevede che durante la normale attività del ciclo green manterrà operative le seguenti unità di processo esistenti, per le quali si riporta la descrizione degli interventi di modifica previsti.

Splitter VN dell'unità di distillazione primaria DP3

Le colonne C3N e C4N operanti in parallelo all'impianto Splitter VN saranno entrambe dotate di un nuovo ribollitore a vapore di media pressione in sostituzione di quello esistente e che non sarà in marcia durante il ciclo green.

Nel ciclo green si prevede l'alimentazione di Nafta full-range all'impianto Splitter VN; in tale impianto la carica di nafta è frazionata al fine di separare nafta leggera, destinata all'impianto di isomerizzazione e nafta pesante per alimentare l'impianto di reforming catalitico al fine di produrre l'idrogeno necessario agli impianti HF1 e HF2.

Unità di isomerizzazione ISO

La nafta leggera separata nello Splitter VN sarà alimentata all'unità di isomerizzazione per migliorare le proprie caratteristiche ottaniche.

Non è prevista alcuna modifica impiantistica rispetto alla configurazione autorizzata attuale.

Unità di reforming catalitico RC3

La nafta pesante separata nello Splitter VN verrà alimentata all'unità di reforming catalitico al fine di produrre l'idrogeno necessario agli impianti HF1 e HF2.



Non sono previste modifiche impiantistiche rispetto alla configurazione autorizzata attuale.

Splitter nafta PV1

La benzina riformata prodotta nella sezione di reforming catalitico, sarà inviata allo Splitter PV1 per ottimizzare le proprietà ottaniche.

Non sono previste modifiche impiantistiche rispetto alla configurazione autorizzata attuale.

Splitter GPL SGPL

Il Gestore prevede modifiche minori rispetto alla configurazione autorizzata attuale.

Unità di desolfurazione gasoli/kerosene HF1 e HF2 - Ecofining

Il Gestore prevede di modificare le 2 unità di idrodesolfurazione in un'unità "Ecofining".

Gli oli vegetali raffinati andranno in carica all'unità Ecofining.

Il processo Ecofining, sviluppato in collaborazione tra Eni e UOP, consente di produrre bio-carburanti di elevata qualità a partire da oli vegetali raffinati ed è caratterizzato dai 2 stadi di reazione seguenti:

1. Deossigenazione, che rompe le strutture dei trigliceridi in catene paraffiniche lineari, propano, acqua e CO₂.
2. Isomerizzazione, dove si ha la ramificazione delle catene paraffiniche lineari.

Il Gestore prevede l'adeguamento delle 2 unità HF1 e HF2 per la sezione di reazione dell'impianto Ecofining, definendo che l'unità HF1 sarà utilizzata come sezione di deossigenazione, data la compatibilità delle condizioni di design delle apparecchiature con le condizioni operative del nuovo processo, mentre l'unità HF2 sarà utilizzata come sezione di isomerizzazione.

L'adeguamento è stato studiato in modo da minimizzare le modifiche agli impianti prevedendo i seguenti interventi:

- realizzazione di una linea di collegamento tra la sezione di deossigenazione (HF1) e quella di isomerizzazione (HF2) e stoccaggio intermedio tra le due unità;
- installazione di una nuova pompa di carica dell'unità HF1, in sostituzione di quelle esistenti che rimarranno come spare;
- sostituzione e adeguamento scambiatori di calore;
- interventi minori di adeguamento delle pompe di servizio degli impianti esistenti;
- modifica serpentine forni;
- realizzazione di una linea di riciclo fondo vacuum dryer HF1-carica Ecofining;
- realizzazione di una linea di riciclo fondo vacuum dryer HF2-carica sezione di isomerizzazione.

Dall'unità Ecofining, si ottengono come prodotti il Green Diesel e come sottoprodotti Green Nafta ed una corrente di Green GPL ricca in propano.

Nel reattore si produce anche una corrente gas acida, prevalentemente costituita da CO₂ e povera in H₂S in ragione del fatto che la nafta (Virgin nafta) di alimentazione allo Splitter VN è caratterizzata da un basso contenuto di zolfo e dall'aggiunta di DMDS - dimetildisolfuro quale agente sulfidante necessario a supportare l'attività catalitica nel processo Ecofining.

Unità di rigenerazione ammine

Il nuovo "ciclo green" modificherà il quadro degli stream gassosi prodotti; l'impianto di Ecofining, nella sezione di deossigenazione produrrà, infatti, un gas acido ricco in CO₂ e con concentrazioni minori in H₂S.

Il Gestore prevede di utilizzare nel "ciclo green" per la rimozione per H₂S e CO₂ il prodotto amminico commerciale Ucarsol. Il suo impiego comporta alcune modifiche all'attuale assetto del circuito ammine, in quanto le colonne di assorbimento dei gas acidi di alta e di bassa pressione delle unità HF1, HF2 ed il trattamento gas di coda (TGT) sono collegate ad una rigeneratrice comune, mentre nella configurazione post modifica la colonna di assorbimento del TGT verrà separata dal circuito ammine dell'unità Ecofining, risultando dunque nelle configurazioni indicate:

- assorbitore ammine dedicato al gas di riciclo dell'Ecofining;
- assorbitore ammine dedicato al lavaggio del gas ricco in propano prodotto dalla sezione di deossigenazione dell'Ecofining, destinato ad essere recuperato come GPL;
- assorbitore ammine dedicato ai gas da V-125 e da rete a bassa pressione della raffineria (E-203N);
- rigeneratrice C1.

Unità di recupero zolfo RZ1

La quantità di H₂S contenuta negli stream gassosi prodotti nell'assetto green è molto bassa.



La portata totale di tali stream, pari a circa 2.100 kg/h (costituiti per circa 2.000 kg/h da CO₂). Nella documentazione integrativa (Prot. DIR 129/2013), il gestore ha proposto una miglioria che consiste nella realizzazione di un innovativo sistema per la concentrazione ed il recupero del H₂S (sistema denominato AGE, Acid Gas Enrichment). Tale sistema è stato concepito per recuperare l'H₂S contenuto nei gas acidi, derivante da un lato dal contenuto di zolfo della Virgin Nafta in ingresso, dall'altro dall'additivazione in continuo dell'agente sulfidante (DMDS) necessario a mantenere attivo il catalizzatore della sezione di deossigenazione dell'unità ECOFINING.

Il gestore precisa che tale H₂S era inizialmente destinato alla sezione terminale dell'unità di recupero zolfo RZ1 per la conversione in SO₂, poiché la sua portata ridotta, notevolmente inferiore al minimo tecnico degli impianti di recupero zolfo esistenti in Raffineria, non ne avrebbe consentito il recupero.

Con tale sistema gran parte del H₂S prodotto dal ciclo operativo "green" sarà recuperato per essere riciclato come agente sulfidante al primo stadio di reazione dell'ECOFINING, così portando ad una significativa riduzione delle emissioni in atmosfera di SO₂ e della portata di DMDS da additivare in continuo, che sarà costituita dal solo make-up necessario a reintegrare quanto assorbito dal catalizzatore.

Unità di strippaggio acque acide SWS3

Le acque acide prodotte dalle varie unità utilizzate nel ciclo green vengono pretrattate all'unità SWS3 per la rimozione di H₂S, NH₃ e idrocarburi prima del loro invio al trattamento di acque reflue TE.

Non sono previste modifiche impiantistiche rispetto alla configurazione autorizzata attuale.

Unità di trattamento di acque reflue TE

Le acque di processo, unitamente a quelle meteoriche e a quelle civili, vengono inviate all'unità TE prima del loro conferimento all'impianto di trattamento Consortile Fusina.

Movimentazione e stoccaggio

Sono previste modifiche per adattare la movimentazione e lo stoccaggio della Raffineria alle nuove cariche ed ai nuovi prodotti del "ciclo green":

- Coibentazione e tracciatura linee di collegamento darsena-serbatoi di stoccaggio e serbatoi di stoccaggio-unità di processo, per gli oli vegetali raffinati e gli intermedi di reazione della deossigenazione Ecofining;
- installazione di un nuovo serbatoio da 12 m³ per lo stoccaggio di DMDS;
- linea di collegamento del GPL da Ecofining a Splitter GPL;
- linea di collegamento della Green Nafta da Ecofining a Splitter VN o a stoccaggio;
- cambio di destinazione di alcuni serbatoi.

3.3.2. Altre unità operative

Gli impianti ausiliari di Raffineria non subiranno alcuna modifica rispetto alla configurazione tradizionale.

Durante l'attività del nuovo "ciclo green" si prevede, invece, il non utilizzo e la messa in conservazione delle altre unità di processo, ovvero:

- unità di distillazione primaria DP2, che verrà mantenuta nel suo stato di conservazione e di inattività temporanea delle apparecchiature in pressione già denunciata agli enti competenti;
- unità di distillazione primaria DP3 (fatta eccezione per lo splitter VN) e Vacuum annesso;
- unità di desolforazione GPL - Merox 2;
- unità di visbreaking/thermal cracking;
- unità di recupero zolfo RZ1 (fatta eccezione per la sezione terminale, RZ2 e HCR);
- unità di strippaggio acque acide SWS1 ed SWS2.

Durante il nuovo ciclo green, la Raffineria di approvvigionerà delle seguenti materie prime principali:

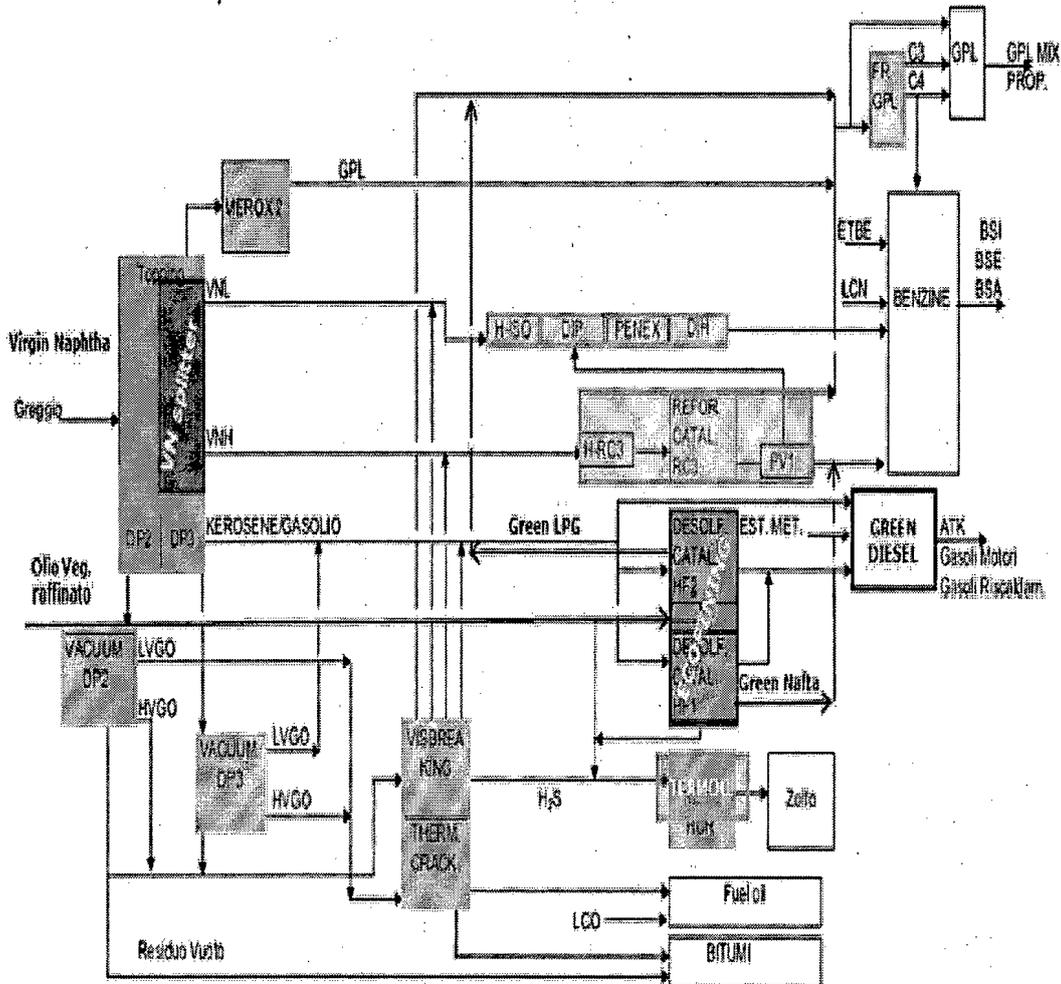
- Oli vegetali raffinati, in carica all'unità Ecofining;
- Nafta full-range destinata rispettivamente alle unità di isomerizzazione e di reforming catalitico.

I prodotti saranno:

- Green Diesel;
- GPL;
- Benzina Eur o 5.



Di seguito in Fig.2 lo schema a blocchi rappresentante l'integrazione del ciclo sperimentale green con quello già autorizzato:



Legenda:

-  : Unità non utilizzata nel ciclo "green";
-  : Unità utilizzata nel ciclo "green" a valle di modifiche impiantistiche
-  : Unità utilizzata nel ciclo "green" senza modifiche impiantistiche

Fig.2

3.4. Cronoprogramma delle attività

Il Gestore intende realizzare le modifiche in modo da rendere operativo l'assetto "green" a partire dal Gennaio 2014.



Si riportano di seguito e nei successivi paragrafi, le schede C (riformulate con dicitura C bis dal Gestore) di domanda di AIA presentate.

Tabella 2: Sintesi delle variazioni

C bis.2-rev.1 Sintesi delle variazioni	
Temi ambientali	Variazioni
Consumo di materie prime	SI
Consumo di risorse idriche	SI
Produzione di energia	SI
Consumo di energia	SI
Combustibili utilizzati	SI
Fonti di emissioni in atmosfera di tipo convogliato	NO
Emissioni in atmosfera di tipo convogliato	SI
Fonti di emissioni in atmosfera di tipo non convogliato	SI
Scarichi idrici	SI
Emissioni in acqua	SI
Produzione di rifiuti	SI
Aree di stoccaggio di rifiuti	NO
Aree di stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi	SI
Rumore	NO
Odori	NO
Altre tipologie di inquinamento	NO

Tabella 3: Breve descrizione delle variazioni

C bis.3-rev.1 Consumi ed emissioni (alla capacità produttiva) dell'impianto da autorizzare		
Riferimento a Schede B rev.1	Variazioni	Descrizione delle variazioni
B.1.2	SI	L'operatività del ciclo "green" comporta variazioni rispetto al ciclo tradizionale autorizzato dal Decreto AIA. Nell'Addendum Cbis.1 vengono riportate le materie prime principali utilizzate nel ciclo "green".
B.2.2	SI	L'operatività del ciclo "green" comporta una riduzione dei consumi di risorsa idrica rispetto al ciclo tradizionale autorizzato dal Decreto AIA. Nell'Addendum Cbis.2 vengono riportati i consumi idrici relativi al ciclo "green".
B.3.2	SI	L'operatività del ciclo "green" comporta una riduzione della produzione di energia elettrica e termica rispetto al ciclo tradizionale autorizzato dal Decreto AIA. Nell'Addendum Cbis.3 vengono riportate le produzioni relative al ciclo "green".
B.4.2	SI	L'operatività del ciclo "green" comporta una riduzione dei consumi di energia elettrica e termica rispetto al ciclo tradizionale autorizzato dal Decreto AIA. Nell'Addendum Cbis.4 vengono riportati i consumi relativi al ciclo "green".
B.5.2	SI	L'operatività del ciclo "green" comporta una variazione dei combustibili utilizzati rispetto al ciclo tradizionale autorizzato dal Decreto AIA. Nell'Addendum Cbis.5 vengono riportati i combustibili relativi al ciclo "green".
B.6.2	NO	Il ciclo "green" non comporta alcuna variazione rispetto al ciclo tradizionale autorizzato dal Decreto AIA.
B.7.2	SI	L'operatività del ciclo "green" comporta una riduzione delle emissioni convogliate in atmosfera rispetto al ciclo tradizionale autorizzato dal Decreto AIA. Nell'Addendum Cbis.7 vengono riportate le emissioni convogliate in atmosfera relative al ciclo "green".
B.8.2	SI	L'operatività del ciclo "green" comporta una riduzione delle emissioni fuggitive e



		diffuse rispetto al ciclo tradizionale autorizzato dal Decreto AIA. Tale riduzione tuttavia non risulta stimabile.
B.9.2	SI	L'operatività del ciclo "green" comporta una riduzione degli scarichi idrici rispetto al ciclo tradizionale autorizzato dal Decreto AIA. Nell'Addendum Cbis.9 vengono riportati i reflui relativi al ciclo "green".
B.10.2	SI	L'operatività del ciclo "green" comporta una riduzione degli scarichi idrici rispetto al ciclo tradizionale autorizzato dal Decreto AIA. Nell'Addendum Cbis.10 vengono riportati i reflui relativi al ciclo "green".
B.11.2	SI	L'operatività del ciclo "green" comporta una riduzione della produzione di rifiuti rispetto al ciclo tradizionale autorizzato dal Decreto AIA. Nell'Addendum Cbis.11 vengono riportati i rifiuti relativi al ciclo "green".
B.12	NO	Il ciclo "green" non comporta alcuna variazione rispetto al ciclo tradizionale autorizzato dal Decreto AIA.
B.13	SI	L'operatività del ciclo "green" comporta variazioni rispetto al ciclo tradizionale autorizzato dal Decreto AIA. Nell'Addendum Cbis.13 vengono riportate le aree di stoccaggio relative al ciclo "green".
B.14	NO	Il ciclo "green" non comporta alcuna variazione rispetto al ciclo tradizionale autorizzato dal Decreto AIA.
B.15	NO	Il ciclo "green" non comporta alcuna variazione rispetto al ciclo tradizionale autorizzato dal Decreto AIA.
B.16	NO	Il ciclo "green" non comporta alcuna variazione rispetto al ciclo tradizionale autorizzato dal Decreto AIA.

4.1. Consumo di materie prime e ausiliarie

Il Gestore individua le materie prime principali relative al ciclo tradizionale e al "ciclo green".
I valori indicati si riferiscono alla Massima Capacità Produttiva.

Tabella 4: Consumo di materie prime principali

Descrizione	U.d.M	Ciclo tradizionale 1° e 2° fase	Ciclo "green"
Olio vegetale raffinato	t/a	-	400.000
Nafta full-range	t/a	865.000	873.100
Gasolio	t/a		-
Olio combustibile	t/a		-
Petrolio Grezzo	t/a	4.550.000	-

Le principali materie ausiliarie utilizzate nel "ciclo green" sono indicate nella seguente tabella 5, in particolare si riscontra un aumento dell'utilizzo del DMDS (dimetil di solfuro) rispetto al ciclo tradizionale.

Tabella 5: Consumo di materie ausiliarie principali



Descrizione	U.d.M	Ciclo "green"
Stoccaggio e movimentazione		
MTBE	t/a	65
Solvente unità ammine		
Ucarsol	t/a	40
Unità Ecofining		
CATTRAP 10	m ³ /a	1,3
CATTRAP 30	m ³ /a	3,4
CATTRAP 50	m ³ /a	3,8
CATTRAP 65	m ³ /a	3,0
BGB-200 guard bed	t/a	43,5
BGB-100 guard bed	t/a	0,3
DI-100	t/a	18,5
BDO-200	t/a	28,0
DMDS	t/a	880

Tabella 6: Elenco completo delle materie prime utilizzate nel "ciclo green" riportato come da scheda addendum Cbis1 presentata dal Gestore:

Addendum Cbis.1-rev.1 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)												
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Fasi R	Fasi S	Classe di pericolosità	Etichettatura	Consumo annuo (t)
					N° CAS	Denominazione	% in peso					
Petrolio Grezzo		Materia Prima	Movimentazione	Liquido		Petrolio grezzo - miscela complessa di idrocarburi costituita prevalentemente da idrocarburi alifatici, aliciclici e aromatici		12, 45, 52, 53	S16 S33 S53 S61	F+ T		4.550.000
Semilavorati	Nafta	Materia Prima	Movimentazione	Liquido		Miscela di idrocarburi		12, 38, 45, 46, 51/53, 65, 67	S16 S53 S61 S62	F+ T N		665.000
	Gasoli	Materia Prima	Movimentazione	Liquido		Miscela di idrocarburi		45, 51/53, 65, 66	S45 S53 S61 S62	T N		
	Oli Combustibili	Materia Prima	Movimentazione	Liquido		Miscela di idrocarburi		45, 52/53, 66	S45 S53 S66	T		
Olio vegetale raffinato		Materia Prima		Liquido								400.000
Nafta full-range	Nafta	Materia Prima		Liquido		Miscela di idrocarburi		12, 38, 45, 46, 51/53, 65, 67	S16 S53 S61 S62	F+ T N		873.100
MTBE		Materia ausiliaria	Additivo	Liquido	1834-04-4	Metil-1,1-dimetil etere	100%	R11-38	S16 S17			65



Addendum Cbis.1-rev.1 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)												
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Fasi R	Fasi S	Classe di pericolosità	Etichettatura	Consumo annuo (t)
					N° CAS	Denominazione	% in peso					
Azoto	Sapio	Materia Ausiliaria	Bonifica Impianti	Liquido					S23	-		5,032
Idrogeno	Sapio	Materia Ausiliaria	Avviamento Impianti	Gassoso	1333-74-0	Idrogeno	100%	12	S9 S15 S33	F+		2,85
Acido solforico	Chimitec	Materia Ausiliaria	Rigenerazione resine	Liquido	7664-83-9	Acido solforico	98%	35	S26 S30 S45	C		770,789
Ammoniac	Cristalapo	Materia Ausiliaria	Passivante serbatoio ITA	Liquido	1336-21-6	Ammoniac	25%	34,37, 50	S26 S29 S36/37/39 S45 S81	C N		0,637
Idrossido di sodio	Syndial	Materia Ausiliaria	Rigenerazione resine, trattamenti di processo	Liquido	1310-73-2	Idrossido di sodio	50%	35	S26 S37/38 S45	C		906,8
Dimetil disolfuro (DMDS)	ELF Atochem	Materia Ausiliaria	Attivazione catalizzatori	Liquido	624-82-0	Dimetil disolfuro	100%	11-20/22-36-51/53	S16 S26 S28 S61	F Xn N		880
Percloroetilene	Certo Erba	Materia Ausiliaria	Attivazione catalizzatore di reforming e isomerizzazione	Liquido	127-18-4	Percloroetilene	100%	40-51/53	S23 S36/37 S81	Xn N		79,8
CR201	Axens	Catalizzatore	Reforming benzine	Solido								4,25
SAS 857	Axens	Catalizzatore	Guardia cloro	Solido								4,8

Addendum Cbis.1-rev.1 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)												
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Fasi R	Fasi S	Classe di pericolosità	Etichettatura	Consumo annuo (t)
					N° CAS	Denominazione	% in peso					
KG 55	Axens	Catalizzatore	Bed Grading	Solido					S22	-		4,00
CATTRAP 10	UOP	Catalizzatore	Impianto Ecofinig	Solido					S26 S28 S37/38 S45			1,3 m ³
CATTRAP 30	UOP	Catalizzatore	Impianto Ecofinig	Solido					S26 S28 S37/38 S45			3,40 m ³
CATTRAP 50	UOP	Catalizzatore	Impianto Ecofinig	Solido					S26 S28 S37/38 S45			3,80 m ³
CATTRAP 65	UOP	Catalizzatore	Impianto Ecofinig	Solido					S26 S28 S37/38 S45			3,0 m ³
BGB-200	UOP	Guard bed	Impianto Ecofinig	Solido								43,5
BGB-100	UOP	Guard bed	Impianto Ecofinig	Solido								0,3



Addendum Cbis.1-rev.1 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)												
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Frase R	Frase S	Classe di pericolosità	Etichettatura	Consumo annuo (t)
					N° CAS	Denominazione	% in peso					
DI-100	UOP	Catalizzatore	Impianto Ecofinig	Solido					S18 S24/25 S26 S33 S62			18,5
BDO-200	UOP	Catalizzatore	Impianto Ecofinig	Solido	1313-89-1 1313-27-5	Ossido di nichel Ossido di molibdeno	6% 30%	49-43-53 S6737-48/20/22	S22 S45 S53	T		28
UOP R56	UOP	Catalizzatore	Catalizzatore di reforming	Solido	7647-01-0	Acido cloridrico	<2%	20-35	-	-		9,4
UOP I82	UOP	Catalizzatore	Catalizzatore di isomerizzazione	Solido	7446-70-0	Cloruro di Alluminio	3-7%	36	S26 S36/37/39	XI		13
Ucansol	Dow	Materia ausiliaria	Lavaggio gas	Liquido								40
Ucansol Antischiuma GT8715	Dow	Materia Ausiliaria	Lavaggio gas	Liquido								0,2

Addendum Cbis.1-rev.1 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)												
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Frase R	Frase S	Classe di pericolosità	Etichettatura	Consumo annuo (t)
					N° CAS	Denominazione	% in peso					
THERMOFLO 7R30	GE Betz	Materia Ausiliaria	Disperdente Antifouling	Liquido	65-63-6 98-82-8 108-67-6 64742-04-5 81-20-3	1,2,4- Trimetilbenzene Cumene 1,3,5- Trimetilbenzene Nafta solvente Pesante Naftalene	< 2,5% < 2,5% < 2,5% 30-60% 2,5-10%	10-20-36/37/38-51/53 10-37-51/53-65 10-37-7739 51/53-65-37/38-67-51/53 22-40-50/53	S26 S28 S36/37/39 S60 S61	Xn N		13,5



Addendum Cbis.1-rev.1 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)												
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Fasi R	Fasi S	Classe di pericolosità	Etichettatura	Consumo annuo (t)
					N° CAS	Denominazione	% in peso					
PHILMPLUS SK32	GE Betz	Materia Ausiliaria	Inibitore di corrosione	Liquido	98-82-8 108-67-8 95-63-6 64742-84-6 68153-60-6 91-20-3 112-05-0 68400-71-5	Cumene 1,3,5- Trimetilbenzene 1,2,4- Trimetilbenzene Nafta solvente pesante Acidi grassi acetati Naftalene Acido Nonanoico Glicolstere pottossilchilato	< 2,5% < 2,5% < 2,5% > 25% 2,5-25% 1-5% 1-5%	10-37-51/53-65 10-37-51/53 10-20-36/37/ 38- 51/53 65- 37/38-67- 51/53 38/38-50/53 22-40-50/53 34 36	S28 S28 S36/3 7/39 S60 S61	Xn N		8,75
PETROMEEN 4H605	GE Betz	Materia Ausiliaria	Inibitore di corrosione	Liquido	141-43-5 108-01-0 111-42-2	Etanolammina Dimetilaminoetano Dietilammina	> 25% 1-5% 0,1-1%	20/21/ 22-34 10- 20/21/ 22-34 22-38-41-48/22	S28 S28 S36/3 7/39 S45	C		31,25
OPTISPERSE HP5495	GE Betz	Materia Ausiliaria	Trattamento acque calda	Liquido	1310-73-2	Sodio idrossido	> 5%	35	S28 S28 S36/3 7/39 S45	C		7,5

Addendum Cbis.1-rev.1 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)												
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Fasi R	Fasi S	Classe di pericolosità	Etichettatura	Consumo annuo (t)
					N° CAS	Denominazione	% in peso					
FUELSOLV PEP990	GE Betz	Materia Ausiliaria	Combustione	Liquido	2673-22-5 N/A 68919-76-6 9016-45-9	Sodio disotridecilsolfosuccinato Gasolio Tattolio Nonilfenolo etossilato	<20% 30-60% > 20% 20-25%	38-41 48-65-66- 51/53 36/38 7/39 22-41-53	S28 S28 S36/3 7/39 S61	Xn N		4,0
EMBREAK ZW655	GE Betz	Materia Ausiliaria	Disemulsione	Liquido	107-41-5 98-82-8 108-67-8 95-63-6 64742-84-6 30646-35-6 91-20-3	Glicol esileno Cumene 1,3,5- Trimetilbenzene 1,2,4- Trimetilbenzene Nafta solvente pesante Resina fenolica ossalchilata Naftalene	<20% <2,5% <2,5% <2,5% >25% >20% 2,5-25%	36/38 10-37-51/53-65 10-37-51/53 10-20-36/37/ 38- 51/53 65- 37/38-67- 51/53 36 20-40-50/53	S28 S28 S36/3 7/39 S60 S61	Xn N		31,25



Addendum Cbis.1-rev.1 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)												
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Fasi R	Fasi S	Classe di pericolosità	Etichettatura	Consumo annuo (t)
					N° CAS	Denominazione	% in peso					
STEAMATE PAS4440	GE Betz	Materia Ausiliaria	Inibitore di corrosione	Liquido	3710-84-7 100-37-8 108-91-8 110-91-8	N,N-Dietilidrossilammina 2-Dietilaminoetano Cicloesilammina Morfolina	<20% <5% 2-10% 1-10%	10-20/21-36/37/38 10-20/21/22-34 10/21/22-34 10-20/21/22-34	S26 S28 S36/37/39	Xi		6,5
PHILMPLUS SK7	GE Betz	Materia Ausiliaria	Inibitore di corrosione	Liquido	68811-83-1 64742-94-5 95-63-6 98-82-8 108-67-8 91-20-3	Tetraidropirimidina grassa Nafta solvente pesante 1,2,4-Trimetilbenzene Cumene 1,3,5-Trimetilbenzene Naftalene	<25% 60-100% <2,5% <2,5% 2,5-25%	20-36-51/53 65-37/38-67-51/53 10-20-36/37/38-51/53 10-37-51/53 22-40-50/53	S23 S28 S28 S36/37/38-7/39 S61 S62	Xn N		0,375

Addendum Cbis.1-rev.1 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)												
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Fasi R	Fasi S	Classe di pericolosità	Etichettatura	Consumo annuo (t)
					N° CAS	Denominazione	% in peso					
PETROMEEN 3F27	GE Betz	Materia Ausiliaria	Antifouling	Liquido	64742-94-5 95-63-6 91-20-3 98-82-8 108-67-8	Nafta solvente pesante 1,2,4-Trimetilbenzene Naftalene Cumene 1,3,5-Trimetilbenzene	>25% <2,5% 2,5-25% 0,1-1% 0,1-1%	65-37/38-67-51/53 10-20-36/37/38-51/53 10-37-51/53 22-40-50/53 10-37-51/53	S26 S28 S36/37/39 S61	Xn N		0,72
FUELSOLV OMG3919	GE Betz	Materia Ausiliaria	Antifouling di combustione	Liquido	91-20-3 67701-23-9 64742-94-5 8052-42-4 95-63-6	Naftalene Carbocilati di magnesio Nafta solvente pesante Astallo 1,2,4-Trimetilbenzene	<0,9% 50-100% 10-25% 2,5-10% 0-2,5%	22-40-50/53 36/38 65-37/38-67-51/53 37/38-51/53 10-20-36/37/38-51/53	S26 S28 S36/37/39 S61	Xi		1,4



Addendum Cbis.1-rev.1 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)												
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Frai R	Frai S	Classe di pericolosità	Etichettatura	Consumo annuo (t)
					N° CAS	Denominazione	% in peso					
CUSTOMFLO 8H21	GE Betz	Materia Ausiliaria	Anti-fouling	Liquido	68911-83-1 64742-94-6 95-63-6 91-20-3 88-82-8 108-07-8	Tetraidropirimidina grassa Nafte solvente pesante 1,2,4-Trimetilbenzene Nafalene Cumene 1,3,5-Trimetilbenzene	<20% 30-60% <2,5% 2,5-25% <2,5% <2,5%	20-38-51/53 65-37/38-67-51/53 10-20-38/37 38-51/53 10-37-51/53-65 10-37-51/53	S23 S28 S36/3 7/39 S61 S62	Xn N		2,75
Turbo K 1:4	Turbo K	Materia Ausiliaria	Detergente turbine	Liquido				38-38	S24/25	Xi		1
Trasar 23201	Nalco	Materia Ausiliaria	Trattamento acque di raffreddamento	Liquido	7646-85-7 7664-38-2 67-66-1 83573-20-7	Cloruro di zinco Acido fosforico Alcool metilico Glicerina Idrossietil estere fosfato acido	15-24% <5% <0,5% 1-10%	34-50/53 34 11-23/24 25-39 34	S24/25 S26 S28 S36/3 7/39 S45 S80 S61	C N		6

Addendum Cbis.1-rev.1 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)												
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Frai R	Frai S	Classe di pericolosità	Etichettatura	Consumo annuo (t)
					N° CAS	Denominazione	% in peso					
Trasar 23218	Nalco	Materia Ausiliaria	Trattamento acque di raffreddamento	Liquido	29329-71-3 6418-19-8 80584-88-9	Sodio idrossietilidene -1,1-difosfonato Acido nitrotrifosforico (metilfosforico) Toliltriazolo-N-solfato	1-10% 1-10% 1-3%	38/38 38/38 22-41-43-52/53	S24/25 S26 S36/3 7/39 S45	Xi		10
Z4-01	Grace	Materia Ausiliaria	Solaccio molecolare	Solido								3,4
Amberlite IRC86RF	Rohm & Haas	Resina scambio ionico	Deminerizzazione acqua	Solido								4
Amberjet 1200H	Rohm & Haas	Resina scambio ionico	Deminerizzazione acqua	Solido								4,13
Amberlite IRA96SB	Rohm & Haas	Resina scambio ionico	Deminerizzazione acqua	Solido								1,63
Amberjet 4200CL	Rohm & Haas	Resina scambio ionico	Deminerizzazione acqua	Solido								3,8
Dowex Marathon WBA	Dow Chemical	Resina scambio ionico	Deminerizzazione acqua	Solido								0,83
Dowex Marathon SBR-P	Dow Chemical	Resina scambio ionico	Deminerizzazione acqua	Solido								1
Resine oleofile	ELF	Materia Ausiliaria	Disoleazione acqua	Solido								1



Addendum Cbis.1-rev.1 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)												
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Fasi R	Fasi S	Classe di pericolosità	Etichettatura	Consumo annuo (t)
					N° CAS	Denominazione	% in peso					
Carboni attivi	Chemviron	Materia Ausiliaria	Disolezione acque	Solido					-	-		3,74
Sfere ceramica 1°	Verenichte	Materia Ausiliaria	Inerti reattori	Solido					-	-		1,67
Sfere ceramica 1/2°	Verenichte	Materia Ausiliaria	Inerti reattori	Solido					-	-		7,9
Sfere ceramica 3/4°	Verenichte	Materia Ausiliaria	Inerti reattori	Solido					-	-		9,17
Sfere ceramica 2°	Verenichte	Materia Ausiliaria	Inerti reattori	Solido					-	-		14,23

4.2. Bilancio energetico

I consumi e le produzioni annue di energia del ciclo tradizionale autorizzato e del ciclo green proposto, riferiti alla Massima Capacità Produttiva, sono riportati nella tabella seguente.

Tabella 7: Consumi e produzioni energetiche

Parametro	U.d.M	Ciclo tradizionale		Ciclo "green"	Variazione %	
		1° fase	2° fase		1° fase	2° fase
Produzione di energia						
Energia termica	MWh	3.026.731	3.026.726	1.919.810	- 37%	- 36%
Energia elettrica	MWh	306.590		263.676	-14%	
Consumo di energia						
Energia termica da combustibili	MWh	3.560.861	3.560.854	2.258.600	- 37%	- 36%
Consumo vapore MP	t/a	813.099		199.300	- 27.9%	
Consumo vapore LP	t/a	153.421		496.900		
Energia elettrica	MWh	217.248		95.099	- 56%	
Consumo di combustibili						
Olio combustibile	t/a	140.289	116.330	-	- 100%	- 100%
Fuel gas	t/a	149.299	149.299	54.711	- 63%	- 63%
Metano	t/a	-	20.000	112.202	+ 100%	+ 82%

Tabella 8: Consumo di energia

Addendum Cbis.4-rev.1 Consumo di energia (alla capacità produttiva)					
Fase o gruppi di fasi	Energia termica consumata (MWh) ¹	Energia elettrica consumata (MWh)	Prodotto principale	Consumo termico specifico (kWh/unità)	Consumo elettrico specifico (kWh/unità)
Ciclo "green"	2.822.074	95.099	1.273.100 ² t/a	2.217	75
TOTALE	2.822.074	95.099	-	2.217	75



Tabella 9: Variazione della produzione di energia TERMICA ed ELETTRICA alla Massima Capacità Produttiva:

Fase	Impianto	Potenza termica di combustione (kW)	Variazione	Descrizione della variazione di energia prodotta dal "ciclo green"	
				Ciclo trad.	Ciclo green
1	Impianto DP2 Forno H1	23.400	SI	204.984 MWh	0 MWh
	Impianto DP2 Forno H2				
	Impianto DP2 Forno H3				
1	Impianto VB/TC Forno B 1 A/B	67.800	SI	593.928 MWh	0 MWh
	Impianto VB/TC Forno B 1 A/B				
	Impianto VB/TC Forno IB F1				
1	Impianto ISO Forno A10 1	30.800	SI	269.808 MWh	208.783 MWh
	Impianto ISO Forno B10 1				
1	Impianto RC3 Forno F1	21.271	SI	104.462 MWh	707.972 MWh
	Impianto RC3 Forno F2	33.890			
	Impianto RC3 Forno F3AN/CN				
	Impianto RC3 Forno F3A				
	Impianto RC3 Forno F3B				
	Impianto RC3 Caldaia B1				
1	Impianto HF1 Forno F101	12.195	SI	106.828 MWh	24.798 MWh
	Impianto HF1 Forno F102				
1	Impianto HF2 Forno B101N	16.462	SI	144.207 MWh	60.506 MWh
1	Impianto Claus RZ1 Postcombustore termico B301				
1	Impianto Claus RZ2 Postcombustore termico MS1				
1	Impianto DP3 Forno F1	224.000	SI	1.962.240 MWh	917.751 MWh
2	Impianto COGE Caldaia B1				
	Impianto COGE Caldaia B2				
2	Impianto COGE Turbina TG01	Potenza elettrica nominale (kVA) 35.000	SI	306.590 MWh _{el}	263.676 MWh _{el}
2	Impianto COGE Turboalternatore TGV	Potenza elettrica nominale (kVA) 11.500			
TOTALE ENERGIA TERMICA PRODOTTA			SI	4.197.082 MWh _{el}	1.919.810 MWh _{el}
TOTALE ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA			SI	306.590 MWh	263.676 MWh



4.3. Consumi idrici

4.3.1. Approvvigionamento idrico

I consumi idrici relativi al ciclo tradizionale e al ciclo green riferiti alla Massima Capacità Produttiva sono indicati nelle seguenti tabelle.

Tabella 10: Consumi idrici

Fonti di approvvigionamento	U.d.M	Ciclo tradizionale 1° e 2° fase	Ciclo "green"	Variazione %
Acque di processo - Acquedotto industriale	m ³ /a	2.628.000	1.800.000	- 43%
Acque igienico-sanitarie - Acquedotto comunale	m ³ /a	140.000	140.000	0%
Acque di raffreddamento - Acqua mare	m ³ /a	70.080.000	44.244.000	- 46%
Acque da impianto di depurazione TE	m ³ /a	0	0	0%

Tabella 11: Variazione del consumo di risorse idriche alla Massima Capacità Produttiva (Volume totale annuo)

N.	Approvvigionamento	Utilizzo	Variazione	Descrizione della variazione introdotta dal "ciclo green"	
				Ciclo tradiz.	Ciclo green
1	AQ11 Acque superficiali (acquedotto industriale CUA1)	Processo	SI	2.628.000 m ³	1.800.000 m ³
2	AQC1, AQC2 Acqua da acquedotto comunale VESTA	Igienico sanitario	INVARIATO		
3	AL1 Acqua mare	Raffreddamento	SI	70.080.000 m ³	44.244.000 m ³

4.3.2. Scarichi idrici

Nella configurazione tradizionale e in quella "green", l'acqua di mare di raffreddamento è scaricata in Laguna attraverso il punto di scarico SM1.

I reflui di processo, quelli domestici e le acque meteoriche sono conferite al Consorzio Fusina per il trattamento adeguato; la qualità delle acque conferite al Consorzio rispetterà gli standard stabiliti dal Regolamento stipulato con il Consorzio stesso.

I quantitativi di acque reflue relativi a entrambi i cicli e riferiti alla Massima Capacità Produttiva sono riportati nella tabella 12.

Tabella 12: Scarichi idrici

Scarico	U.d.M	Ciclo tradizionale 1° e 2° fase	Ciclo "green"	Variazione %
Acqua di raffreddamento da mare	m ³ /a	70.080.000	44.244.000	- 46%
Acque reflue a Consorzio Fusina	m ³ /a	3.836.286	3.150.000	- 18%



4.4. Emissioni in atmosfera

4.4.1. Emissioni convogliate

Non sono previsti nuovi camini, né variazioni sostanziali nella composizione emissiva, ma una riduzione nelle emissioni degli inquinanti SO₂, NO_x, CO e polveri rispetto al ciclo tradizionale.

Le emissioni massiche riferite a entrambi i cicli, tradizionale e "green", alla Massima Capacità Produttiva sono indicate nella seguente tabella.

Tabella 13: Emissioni convogliate complessive (bolla), autorizzate dall'AIA - Fase 1 (fino al 31/12/2014) e Fase 2 (a partire dal 01/01/2015)

Parametro	Ciclo tradizionale		Ciclo "green"	Variazione %	
	AIA 1 ^a fase	AIA 2 ^a fase	AIA 1 ^a e 2 ^a fase	Rispetto ad AIA 1 ^a fase	Rispetto ad AIA 2 ^a fase
	(t/a)	(t/a)	(t/a)	%	%
SO ₂	2.821	2.275	270 ³	- 90%	- 88%
NO _x	1.820	1.365	1.154	- 37%	- 15%
Polveri	182	137	44	- 76%	- 68%
CO	205	205	151	- 26%	- 26%

³ Riferite a 8760 ore di funzionamento, come da AIA.

Tabella 14: Emissioni relative alla sola Centrale di cogenerazione COGE (AIA Fase 1 e 2)

Parametro	Ciclo tradizionale ⁴		Ciclo "green"		Variazione %	
	(mg/Nm ³)	(kg/h)	(mg/Nm ³)	(kg/h)	(mg/Nm ³)	(kg/h)
SO ₂	450	180	3,84	1,7 ⁵	- 99%	- 99%
NO _x	180	80	179,3	80	- 0,4%	0%
Polveri	10	5	9	4	- 10%	- 20%
CO	100	100	18,9	8,4	- 81%	- 92%

Riferite a 8760 ore di funzionamento, come da AIA.

⁴ I valori indicati si riferiscono ai limiti autorizzativi del Decreto MICA del 15/11/1991.

⁵ L'assenza di SO₂ è legata all'assunzione teorica di assenza di composti solforati nel Metano.

Tabella 15: Variazioni delle emissioni ai camini, con riferimento alla Massima Capacità Produttiva.

Camino	Variazione	Descrizione della variazione introdotta dal ciclo green	Descrizione di ulteriore eventuale variazione introdotta dal ciclo green
3 DP2	SI	Portata Nm ³ /h uguale a 0 (zero)	-
18 COGE DP-3	SI	Riduzione della portata da 560.524 Nm ³ /h a 446.249 Nm ³ /h	Riduzione del flusso di massa (kg/anno) di tutti gli inquinanti monitorati e azzeramento del flusso di massa di SO ₂
8 RC3 A	SI	Riduzione della portata da 35.850 Nm ³ /h a 34.276 Nm ³ /h	Riduzione del flusso di massa (kg/anno) di tutti gli inquinanti monitorati eccetto un aumento di CO da 17.520 kg/anno a 17.775 kg/anno
12 RC3B	SI	Riduzione della portata da 22.502 Nm ³ /h a 21.543 Nm ³ /h	Riduzione del flusso di massa (kg/anno) di tutti gli inquinanti monitorati
14 RC3 C	SI	Riduzione della portata da 52.151 Nm ³ /h a 49.862 Nm ³ /h	Riduzione del flusso di massa (kg/anno) di tutti gli inquinanti monitorati
16 HF1	SI	Riduzione della portata da 12.906	Riduzione del flusso di massa (kg/anno) di tutti gli inquinanti monitorati e



		Nm ³ /h a 3.702 Nm ³ /h	azzeramento del flusso di massa delle polveri.
17 HF2-RZ1	SI	Riduzione della portata da 22.079 Nm ³ /h a 10.024 Nm ³ /h	Riduzione del flusso di massa (kg/anno) di tutti gli inquinanti monitorati eccetto un aumento di SO ₂ da 534.360 kg/anno a 1.551.572 kg/anno
15 ISO	SI	Riduzione della portata da 32.578 Nm ³ /h a 31.165 Nm ³ /h	Riduzione del flusso di massa (kg/anno) di tutti gli inquinanti monitorati
20 VB/TC	SI	Portata Nm ³ /h uguale a 0 (zero)	-
21 SERB 601	SI	Assente nella Scheda C Addendum	-
22 SERB 602	INVARIATO		
23 SERB 603	INVARIATO		
24 SERB 604	INVARIATO		
25 SERB 605	INVARIATO		
26 SERB 606	INVARIATO		
27 SERB 607	INVARIATO		
28 SERB 608	INVARIATO		
29 URV CAR BENZ	INVARIATO		
30 URV CAR BIT	INVARIATO		
31 URV SERB BIT	INVARIATO		
32 RC3 RIG SR	INVARIATO		
33 RC3 RIG CCR	INVARIATO		
35 CAPPE LABO	INVARIATO		
36 CAPPE LAB SOI CARB	INVARIATO		
37 CAPPE LAB DP2	INVARIATO		
38 CAPPE LAB SOI MOVSPED	SI	Assente nella scheda C addendum	
39) TORCIA	INVARIATO		

4.4.2. Emissioni diffuse e fuggitive

Durante l'operatività del "ciclo green", parte degli impianti di processo esistenti saranno fermi. Il Gestore prevede pertanto che le emissioni fuggitive subiscano una riduzione rispetto al ciclo tradizionale di raffinazione.

Il Gestore non prevede, invece, variazioni sostanziali tra i due schemi produttivi per quanto concerne le emissioni diffuse dovute a stoccaggio e movimentazione e all'impianto di trattamento acque reflue TE.

4.5. Rifiuti

I principali rifiuti prodotti dalla Raffineria durante il "ciclo green" saranno costituiti dai catalizzatori esausti dell'unità Ecofining, in sostituzione dei catalizzatori esausti prodotti dalle unità di desolfurazione gasoli HF1 e HF2 nel ciclo tradizionale di raffinazione.

La tipologia, le quantità stimate e i corrispondenti codici CER sono indicati nelle tabelle seguenti.

Si evidenzia che gli altri rifiuti prodotti durante il "ciclo green" da un punto di vista qualitativo saranno del tutto simili a quelli prodotti durante il ciclo tradizionale.

Poiché durante l'operatività del ciclo green parte degli impianti di processo esistente risulterà ferma, il Gestore prevede che il quantitativo totale di rifiuti prodotti subisca una riduzione.

Tabella 16: Tipologia e quantità dei nuovi catalizzatori



Tipologia catalizzatore	U.d.M.	Quantità stimate
CATTRAP 10	m ³ /a	1,3
CATTRAP 30	m ³ /a	3,4
CATTRAP 50	m ³ /a	3,6
CATTRAP 60	m ³ /a	3,0
BGB-200 guard bed	t/a	43,5
BGB-100 guard bed	t/a	0,3
DI-100	t/a	18,5
BDO-200	t/a	28,0

Tabella 17: Variazione dei rifiuti prodotti alla Massima Capacità Produttiva

Codice CER	Descrizione rifiuto	Variazione	Descrizione della variazione introdotta dal ciclo green
050103*	Morchie depositate sul fondo dei serbatoi	INVARIATO	
050106*	fanghi oleosi prodotti dalla manutenzione di impianti e apparecchiature	INVARIATO	
050108*	Altri catrami	INVARIATO	
050109*	fanghi da trattamento sul posto degli effluenti, contenenti sostanze pericolose	INVARIATO	
050116	rifiuti contenenti zolfo prodotti dalla desolforizzazione del petrolio	INVARIATO	
050117	Bitumi	INVARIATO	
100101	ceneri pesanti, scorie e polveri di caldaia (tranne la polvere di caldaia di cui alla voce 100104)	INVARIATO	
120117	materiale abrasivo di scarto, diverso da quello di cui alla voce 120116	INVARIATO	
130208*	altri oli per motori, ingranaggi e lubrificazione	INVARIATO	
150102	imballaggi in plastica	INVARIATO	
150103	Imballaggio in legno	INVARIATO	
150110*	Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze	INVARIATO	
150202*	assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose	INVARIATO	
150203	assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui alla voce 150202	INVARIATO	
160214	Apparecchiature fuori uso, diverse da quelle di cui alle voci da 160209 a 160213	INVARIATO	
160601*	batterie al piombo	INVARIATO	
160605	altre batterie ed accumulatori	INVARIATO	
160801	Catalizzatori esauriti contenenti oro, argento, renio, rodio, palladio, iridio o platino (tranne 160807)	INVARIATO	
160802*	Catalizzatori esauriti contenenti metalli di transizione pericolosi o composti di metalli di transizione pericolosi	SI	Quantità annua prodotta da 550 t a 5 t
160807*	Catalizzatori esauriti contaminati da sostanze pericolose	SI	Quantità annua prodotta da 50 t a 90 t
161105*	rivestimenti e materiali refrattari provenienti da lavorazioni non metallurgiche, contenenti sostanze pericolose	INVARIATO	
161106	rivestimenti e materiali refrattari provenienti da lavorazioni non metallurgiche, diversi da quelli di cui alla voce 161105	INVARIATO	
170405	Ferro e acciaio	INVARIATO	
170411	cavi, diversi da quelli di cui alla voce 170410	INVARIATO	



170503*	terra e rocce, contenenti sostanze pericolose	INVARIATO	
170504	terra e rocce, diverse da quelle di cui alla voce 170503	INVARIATO	
170603*	altri materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose	INVARIATO	
170903*	altri rifiuti dell'attività di costruzione e demolizione (compresi rifiuti misti) contenenti sostanze pericolose	INVARIATO	
170904	rifiuti misti dell'attività di costruzione e demolizione, diversi da quelli di cui alle voci 170901, 170902 e 170903	INVARIATO	
190901	rifiuti solidi prodotti dai processi di filtrazione e vaglio primari	INVARIATO	
191308	rifiuti liquidi acquosi e concentrati acquosi prodotti dalle operazioni di risanamento delle acque di falda, diversi da quelli di cui alla voce 191307	INVARIATO	
200101	carta e cartone	INVARIATO	
200102	vetro	INVARIATO	
200121*	Tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio	INVARIATO	
200301	rifiuti urbani non differenziati	INVARIATO	

4.6. Stoccaggio materie prime, prodotti e intermedi

Sono previste modifiche per adattare la movimentazione e lo stoccaggio della Raffineria alle nuove cariche ed ai nuovi prodotti del "ciclo green".

Tabella 18: Stoccaggio materie prime, prodotti ed intermedi come da scheda addendum Cbis13 presentata dal Gestore:



Addendum Cbis 13 Stoccaggio materie prime, prodotti ed intermedi						
N° area	Identificazione area	Capacità di stoccaggio	Superficie	Caratteristiche		
				Modalità	Capacità	Materiale stoccato
1	RAFFINERIA	37300 mc	5600,8 mq	102	37300 mc	Olio combustibile
2	RAFFINERIA	120420 mc	31496 mq	112	28000 mc	Olio di palma raffinato
				113	37000 mc	Gasolio Semi-lavorato
				103	17900 mc	Gasolio Semi-lavorato
				104	12500 mc	Olio di palma raffinato
				105	11900 mc	Olio di palma raffinato
				202	1660 mc	Gasolio Semi-lavorato
				203	1660 mc	Gasolio Semi-lavorato
				208	9800 mc	Gasolio Semi-lavorato
3	RAFFINERIA	139480 mc	37967,6 mq	106	19400 mc	Benzina semi-lavorata
				107	18400 mc	Benzina semi-lavorata
				108	18100 mc	Carica VN
				109	18100 mc	Benzina semi-lavorata
				110	19400 mc	Benzina semi-lavorata
				226	1690 mc	Benzina semi-lavorata
				227	1690 mc	Benzina semi-lavorata
				308	10500 mc	Benzina semi-lavorata
				309	10500 mc	Benzina semi-lavorata
				516	9100 mc	Sem. da C4N a RC3
				517	9000 mc	Green Nafta
				519	1800 mc	Sem. da C4N a ISO
520	1800 mc	Sem. da C4N a ISO				
4	ISOLA PETROLI	512900 mc	121919,2 mq	151	26300 mc	Greggio
				152	28200 mc	Greggio
				153	26600 mc	Greggio
				155	26400 mc	Greggio
				156	26400 mc	Greggio
				158	26200 mc	Greggio
				159	50200 mc	Greggio
				160	50000 mc	Greggio
				161	50400 mc	Greggio
				162	50300 mc	Greggio
				163	49900 mc	Greggio
				164	51000 mc	Greggio
				165	51000 mc	Greggio



5	ISOLA PETROLI	26500 mc	6688,8 mq	154	26500 mc	Greggio di slop
6	ISOLA PETROLI	26400 mc	6414,4 mq	157	26400 mc	Greggio
7	RAFFINERIA	21100 mc	6230,4 mq	111	17900 mc	Green Diesel
				228	1600 mc	Sem. da HF1
				229	1600 mc	
8	RAFFINERIA	860 mc	502 mq	205	860 mc	Greggio
9	RAFFINERIA	18600 mc	4661,2 mq	209	9600 mc	Gasolio semilav.
				518	9000 mc	Sem. da C4N a RC3
10	RAFFINERIA	29100 mc	4167,2 mq	310	29100 mc	O.C. carica VB
11	RAFFINERIA	9650 mc	4106,4 mq	307	1200 mc	Kero
				319	1000 mc	
				320	1000 mc	
				325	1100 mc	
12	RAFFINERIA	2425 mc	1360 mq	505	5350 mc	Sem. da C4N a ISO
				207	1125 mc	Slop HC pesanti
				401	300 mc	
				402	400 mc	
				408	300 mc	
409	300 mc					
13	RAFFINERIA	3300 mc	1402,8 mq	404	900 mc	Olio combustibile
				405	950 mc	
				410	1450 mc	
14	RAFFINERIA	21600 mc	4639,6 mq	502	5400 mc	Oli combustibili
				503	5400 mc	
				504	5400 mc	
				512	1350 mc	
				513	1350 mc	
				514	1350 mc	
15	RAFFINERIA	10700 mc	3458 mq	515	1350 mc	Benzina semilav.
				506	5350 mc	
16	RAFFINERIA	28600 mc	8324,8 mq	507	5350 mc	Benzina finita
				508	5400 mc	
				509	5400 mc	
				510	5300 mc	
17	RAFFINERIA	19360 mc	3488,8 mq	511	12500 mc	Bitume
				600	4260 mc	
				601	2100 mc	
				602	2100 mc	
				603	2100 mc	
				604	500 mc	
				605	2200 mc	
				606	2200 mc	
607	1950 mc					
608	1950 mc					



18	RAFFINERIA	890 mc	244,4 mq	629	420 mc	HOT OIL
				633	470 mc	
19	RAFFINERIA	470 mc	128,8 mq	636	470 mc	Acqua
20	ZONA NORD EST	415 mc	267,6 mq	708	415 mc	Slop HC pesanti
21	ZONA NORD EST	2560 mc	780,4 mq	710	2000 mc	Olio combustibile
				712	560 mc	
22	ZONA NORD EST	2470 mc	802,4 mq	711	2000 mc	BIODIESEL
				717	470 mc	
23	ZONA NORD EST	7170 mc	950,8 mq	713	560 mc	Kero
				714	560 mc	
				715	560 mc	
				716	470 mc	
				800	1680 mc	
				802	1670 mc	
24	ZONA NORD EST	3300 mc	1018,4 mq	719	1650 mc	Benzina finita
				721	1650 mc	
25	ZONA NORD EST	1650 mc	526 mq	722	1650 mc	Benzina semilav.
26	ZONA NORD EST	112950 mc	20231,2 mq	720	5700 mc	Gasolio finito
				723	14400 mc	
				726	14400 mc	
				728	14000 mc	Olio combustibile
				729	14350 mc	Gasolio finito
				731	14400 mc	
				732	14000 mc	
				733	14350 mc	
				801	1650 mc	
				805	5700 mc	
27	ZONA NORD EST	71600 mc	11712 mq	724	14400 mc	Olio combustibile
				725	14400 mc	
				727	14000 mc	
				730	14400 mc	
				734	14400 mc	
28	ZONA NORD EST	13600 mc	3410,8 mq	804	5700 mc	Acque
29	RAFFINERIA	36000 mc	9592,8 mq	TK4	7900 mc	Acque
				501	5400 mc	
				TK1	11900 mc	
				TK2	2800 mc	
				TK5	3700 mc	
TK6	12200 mc					



30	RAFFINERIA	244 mc	165,6 mq	DP1	70 mc	Additivi
				DP2	70 mc	
				V14	34 mc	
				D2	70 mc	
31	RAFFINERIA	170 mc	97,2 mq	F305	100 mc	Zolfo
				S2	70 mc	
32	RAFFINERIA	1200 mc	434,4 mq	324	1100 mc	Acqua demi
				DM	100 mc	
33	RAFFINERIA	460 mc	145,6 mq	DS	248 mc	Condensa
				DDS	212 mc	
34	ZONA NORD EST	5640 mc	3991,6 mq	TK 71	232 mc	GPL
				TK 72	232 mc	
				TK 73	386 mc	
				TK 74	386 mc	
				TK 75	386 mc	
				TK 76	386 mc	
				TK 77	386 mc	
				TK 78	386 mc	
				TK 79	386 mc	
				TK 80	386 mc	
				TK 81	348 mc	
				TK 82	348 mc	
				TK 83	348 mc	
				TK 84	348 mc	
TK 85	348 mc					
TK 86	348 mc					
35	RAFFINERIA	99 mc	321,2 mq	V6	99 mc	Butano
38	RAFFINERIA	5,07 mc	97,6 mq	1	5,07 mc	Gasolio finito
	RAFFINERIA	3,185 mc		2	3,185 mc	Benzina
39	PORTO S. LEONARDO	60 mc	72,4	S1	30	Gasolio finito
				S2	30	
40	RAFFINERIA	12 mc	-	-	12	DMDS

Il cambio di destinazione d'uso di alcuni serbatoi è illustrato nella tabella seguente:



Tabella 19: Variazione destinazione serbatoi

Sigla	Servizio ciclo tradizionale	Servizio ciclo green
112	Gasolio semilavorato	Olio di palma raffinato
105	Gasolio semilavorato	Olio di palma raffinato
104	Gasolio semilavorato	Olio di palma raffinato
228	HVGO (Gasolio semilavorato)	Sem. da HF1
229	HVGO (Gasolio semilavorato)	Sem. da HF1
517	Benzina semilavorata	Green Nafta
111	HVGO (Gasolio semilavorato)	Green Diesel
SIGARI	GPL	Green GPL
505	ATK (Kero)	Sem. da C4N a ISO
519	Benzina semilavorata	Sem. da C4N a ISO
520	Benzina semilavorata	Sem. da C4N a ISO
518	Biodiesel ²	Sem. da C4N a RC3
516	Benzina semilavorata	Sem. da C4N a RC3

² Come da scheda AIA B13 revisionata ad Aprile 2010 (ex Kero).

Tabella 20: Capacità dei serbatoi in uso nel "ciclo green"

Sigla	Capacità	Numero area e identificazione
112	28000 mc	2 - Raffineria
105	11900 mc	
104	12500 mc	
228	1600 mc	7 - Raffineria
229	1600 mc	
517	9000 mc	3 - Raffineria
111	17900 mc	7 - Raffineria
SIGARI ¹		34- Zona Nord Est
505	5350 mc	11 - Raffineria
519	1800 mc	3 - Raffineria
520	1800 mc	
518	9000 mc	9 - Raffineria
516	9100 mc	3 - Raffineria

¹ Sigari si intende il gruppo di serbatoi di stoccaggio GPL finito che corrispondono ai TK 71-86.

Nella documentazione di aggiornamento Prot. DIR 129/2013 è stata inserita anche la modifica della destinazione d'uso di tre serbatoi di stoccaggio della Raffineria, attività legata ad esigenze operative propedeutiche alla movimentazione di prodotti petroliferi durante la configurazione "green". I suddetti serbatoi, ubicati presso l'Isola dei Petroli della Raffineria, sono attualmente adibiti allo stoccaggio di grezzo.

Sigla	Ciclo tradizionale		Ciclo "green"	
	Prodotto	Capacità (m ³)	Prodotto	Capacità (m ³)
151	Grezzo	27.869	Benzina Finita	27.869
164	Grezzo	51.717	Gasolio	51.717
165	Grezzo	51.342	Gasolio	51.342

4.7.Sorgenti sonore

Il Gestore evidenzia che tutte le apparecchiature nuove installate per l'operatività del "ciclo green" saranno caratterizzate da un livello continuo di pressione sonora inferiore a 80 dB(A) a una distanza di un metro dall'apparecchiatura.

In considerazione della riduzione del numero di sorgenti sonore in esercizio durante il "ciclo green", il Gestore non prevede alcun aggravio dell'impatto acustico lungo tutto il perimetro della Raffineria.



4.8. Sorgenti odorigene

Per operare il ciclo green richiede uno stoccaggio di DMDS - dimetildisolfuro - da 12 m³. Tale sistema di stoccaggio sarà dotato di un dispositivo per il confinamento delle fasi di movimentazione al fine di evitare la diffusione degli odori. Il Gestore non prevede sostanziali variazioni.

4.9. Non sostanzialità della modifica

Il Gestore afferma che le variazioni prodotte dall'operatività della Raffineria nel "ciclo green" possono essere considerate come non sostanziali ai sensi dell'art.5 comma 1 lettera l-bis) del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. Il Gestore afferma, infatti, che l'assetto "green" non introduce alcuna variazione con effetti significativi e negativi sull'ambiente rispetto all'assetto di raffinazione tradizionale della Raffineria. Al contrario, l'operatività nel "ciclo green" comporta una riduzione di:

- consumo di risorsa idrica;
- consumi di energia termica ed elettrica;
- emissioni in atmosfera convogliate e fuggitive;
- produzione di acque reflue;
- produzione di rifiuti;

e inoltre non comporta variazione di:

- capacità di lavorazione complessiva della Raffineria;
- emissioni in atmosfera di tipo diffuso;
- impatto acustico al perimetro della Raffineria;
- impatto odorigeno della Raffineria.

Per quanto riguarda il D.Lgs. 334/99 e s.m.i., il Gestore sottolinea che le modifiche non comporteranno prevedibilmente un aggravio dell'attuale livello di rischio della Raffineria.

A tale proposito sarà eseguito lo studio di sicurezza e verrà predisposta la relativa documentazione per la trasmissione alle autorità competenti.

4.10. Assoggettabilità alla Procedura di VIA

Il gestore ha sottoposto, con nota Prot. DIR n.016 del 22/01/2013, al Ministero dell'Ambiente il Progetto alla Verifica di Esclusione / Assoggettabilità a VIA statale, ai sensi dell'art. 20 del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i.

La DVA del MATTM ha emanato un Provvedimento dirigenziale di esclusione dall'assoggettamento alla procedura di VIA (U.prot DVA-2013-0017661 del 29.07.2013), con le seguenti prescrizioni:

"Sostenibilità dei biocombustibili

1. *Le cariche in ingresso all'impianto dovranno essere costituite da materie prime vegetali, quali l'olio di palma, forniti esclusivamente da fornitori che siano in grado di produrre i certificati di sostenibilità emessi nell'ambito del sistema di certificazione italiano oppure di sistemi di certificazione volontari approvati dalla Commissione Europea che coprano l'intera catena di produzione delle materie prime vegetali.*
2. *Vista la natura sperimentale delle attività condotte dall'impianto, il Proponente dovrà produrre una relazione che evidenzii i risultati del monitoraggio ai camini delle emissioni convogliate di raffineria. Il monitoraggio dovrà effettuarsi sulla base delle procedure e modalità individuate dal PMC di cui al decreto AIA DVA-DEC-2010-0000898 a partire dall'entrata a regime dell'impianto e per la durata di dodici mesi o, comunque, entro diciotto mesi dall'avvio fine di verificare che i flussi di massa e le concentrazioni effettivamente emesse dall'impianto siano coerenti con l'assetto emissivo previsto della Raffineria in ciclo green. La relazione dovrà essere inviata al MATTM per verifica di ottemperanza. Nel caso di scostamenti superiori al 10% rispetto al quadro emissivo previsto il progetto oggetto del presente. parere dovrà essere ripresentato al MATTM per le opportune valutazioni e determinazioni, ferme le eventuali ulteriori prescrizioni che emergeranno nel procedimento AIA (modifica non sostanziale) in corso."*



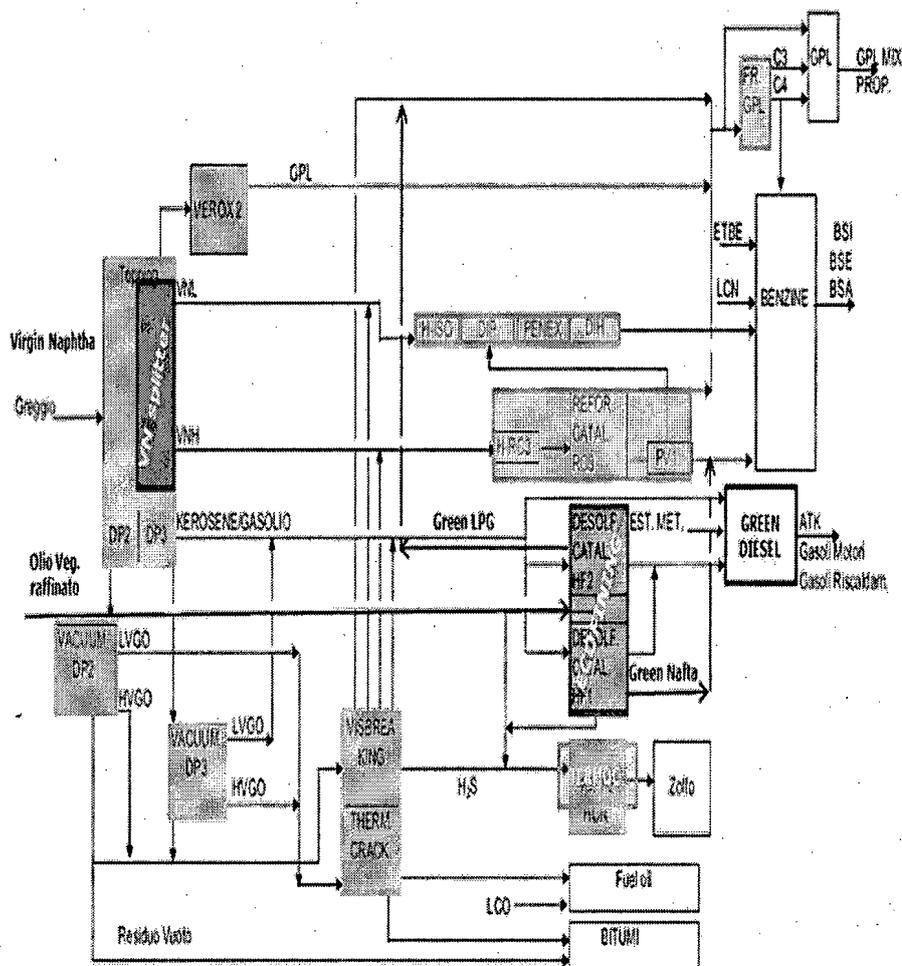
5. QUADRO RIASSUNTIVO DELLE MODIFICHE

Il Bref di riferimento: Mineral Oil and Gas Refineries – Febbraio 2003, non comprende nessuna fattispecie impiantistica del tipo di cui trattasi (Raffineria a "ciclo green" o *bio-Refinery*)¹.

Nel seguito sono richiamati gli elementi tecnici forniti dal Gestore che implicano una variazione allo schema e alle emissioni della Raffineria, allo scopo di riassumere le conclusioni sulla base dell'analisi effettuata.

Assetto produttivo introdotto con il "Ciclo Green":

In Fig.3 e Tabella 26 e sulle modifiche impiantistiche introdotte con il "Ciclo Green":



Legenda:

- : Unità non utilizzata nel ciclo "green"
- : Unità utilizzata nel ciclo "green" a valle di modifiche impiantistiche
- : Unità utilizzata nel ciclo "green" senza modifiche impiantistiche

Fig. 3

Tabella 26: Quadro impiantistico modificato

Impianti di Raffinazione	Descrizione
Splitter VN dell'unità di distillazione primaria DP3	Processo che separa la nafta frazionata al fine di separare la nafta leggera dalla nafta pesante
Unità di isomerizzazione - ISO	Processo che migliora le caratteristiche ottaniche della nafta leggera

¹ Tali riferimenti sono presenti nel Final Draft del Bref "Refining of Mineral Oil and Gas", (FD_REF_July_2013).



Reforming Catalitico 3 - RC3	Processo che ha lo scopo di migliorare le caratteristiche ottaniche della nafta pesante
Splitter nafta - PV1	Splittaggio di benzina riformata per ottimizzare le proprietà ottaniche
Splitter GPL - SGPL	Separazione del Propano C3 dal Butano C4.
Desolforazione Gasolio/Kerosene 1 e 2 - HF1 e HF2	Le due unità di idrodesolforazione diventano unità "Ecofining" il processo sviluppato da Eni e UOP che consente di produrre bio-carburanti.
Lavaggio gas acidi e rigenerazione ammine	Processo assorbitore delle ammine dedicato al circuito Ecofining: gas di riciclo dell'Ecofining, dalla sezione di ossigenazione dell'Ecofining e dalla sezione rigeneratrice
Sezione terminale dell'unità di recupero zolfo RZ1	
Unità di strippaggio acque acide SWS3	Fase di pretrattamento all'unità SWS3 per la rimozione di H ₂ S, NH ₃ ed idrocarburi prima dell'invio all'unità di depurazione delle acque reflue TE
Trattamento acque reflue TE	Unità di trattamento a monte del conferimento al depuratore consortile Fusina

Consumi, movimentazione e stoccaggio di materie prime e combustibili

Nel "Ciclo green" come materie prime saranno introdotti olio raffinato vegetale (olio di palma) e nafta full-range.

Tabella 26 (già tabella 4): Consumo di materie prime principali

Descrizione	U.d.M.	Ciclo tradizionale 1° e 2° fase	Ciclo "green"
Olio vegetale raffinato	t/a	-	400.000
Nafta full-range	t/a		873.100
Gasolio	t/a	865.000	-
Olio combustibile	t/a		-
Petrolio Grezzo	t/a	4.550.000	-

Con il "Ciclo Green" sono apportate dal Gestore variazioni nella destinazione d'uso di alcuni serbatoi, come indicato nella tabella n.27 che segue.

Tabella 27: Nuove destinazioni serbatoi

Sigla	Servizio Ciclo Tradizionale	Servizio Ciclo Green	Capacità	Numero area e identificazione
112	Gasolio semilavorato	Olio di palma raffinato	28000 mc	2 - Raffineria
105	Gasolio semilavorato	Olio di palma raffinato	11900 mc	
104	Gasolio semilavorato	Olio di palma raffinato	12500 mc	
228	HVGO (Gasolio semilavorato)	Sem. da HF1	1600 mc	7 - Raffineria
229	HVGO (Gasolio semilavorato)	Sem. da HF1	1600 mc	
517	Benzina semilavorata	Green Nafta	9000 mc	3 - Raffineria
111	HVGO (Gasolio semilavorato)	Green diesel	17900 mc	7 - Raffineria
SIGARI ¹	GPL	Green Gpl	5640 mc	34 - Zona Nord Est
505	ATK (Kero)	Sem. da C4N a ISO	5350 mc	11 - Raffineria
519	Benzina semilavorata	Sem. da C4N a ISO	1800 mc	
520	Benzina semilavorata	Sem. da C4N a ISO	1800 mc	3 - Raffineria
518	Biodisel	Sem. da C4N a RC3	9000 mc	9 - Raffineria
516	Benzina semilavorata	Sem. da C4N a RC3	9100 mc	3 - Raffineria

¹ Sigari: si intende il gruppo di serbatoi di stoccaggio GPL finito che corrispondono ai TK 71-86.

Nella Nota del Gestore si legge che è prevista l'installazione di un nuovo serbatoio da 12 m³ per lo stoccaggio di DMDS. Per questo nuovo serbatoio sono valide le relative prescrizioni indicate al paragrafo 9.3 dell'AIA e resta da comunicare - a cura del Gestore - la sigla, la tipologia e l'area di deposito dello stesso.

Il G.I. concorda che, in conseguenza delle nuove destinazioni d'uso dei serbatoi con il "Ciclo Green", dovrà essere attuato per gli stessi l'adeguamento attraverso la dotazione di doppio fondo dei serbatoi di categoria A, B e C, secondo la programmazione indicata nel Parere Istruttorio Conclusivo di cui all'autorizzazione del MATTM DVA-DEC-2010 -0000898 del 30/11/2010.



Consumi idrici

L'assetto idrico rimane invariato. La variazione attesa dei consumi con il nuovo "Ciclo green" è:

Tabella 28 (già tabella 10): Consumi Idrici

Fonti di approvvigionamento	U.d.M.	Ciclo tradizionale 1° e 2° fase	Ciclo "green"	Variazione %
Acque di processo - Acquedotto industriale	m ³ /a	2.628.000	1.800.000	-43%
Acque igienico-sanitarie - Acquedotto comunale	m ³ /a	140.000	140.000	0%
Acque di raffreddamento - Acqua mare	m ³ /a	70.080.000	44.244.000	-46%
Acque da impianto di depurazione TE	m ³ /a	0	0	0%

Scarichi idrici ed emissioni in acqua

Non sono previste variazioni degli scarichi idrici rispetto all'assetto descritto nell'AIA a seguito dell'introduzione del "Ciclo green".

Emissioni in atmosfera

Non sono previsti nuovi camini, né una variazione delle sostanze emesse. Le portate rimangono invariate, o diminuiscono, come descritto precedentemente.

Tabella 29 (già tab. 12): Confronto tra le emissioni del ciclo tradizionale e del "ciclo green" - Emissioni convogliate complessive (bolla), autorizzate dall'AIA - Fase 1 (fino al 31/12/2014) e Fase 2 (a partire dal 01/01/2015)

Parametro	Ciclo tradizionale		Ciclo "green"	Variazione %	
	AIA 1° fase	AIA 2° fase	AIA 1° e 2° fase	Rispetto ad AIA 1° fase	Rispetto ad AIA 2° fase
	(t/a)	(t/a)	(t/a)	%	%
SO ₂	2.821	2.275	270 ³	-90%	-88%
NO _x	1.820	1.365	1.154	-37%	-15%
Polveri	182	137	44	-76%	-68%
CO	205	205	151	-26%	-26%

³ Riferite a 8760 ore di funzionamento, come da AIA.

L'applicazione del "Ciclo green" genera una riduzione nelle emissioni degli inquinanti SO₂, NO_x, CO e Polveri rispetto al ciclo tradizionale.

Il Gestore deve prevedere l'integrazione nel Programma LDAR della Raffineria secondo le modalità descritte nel paragrafo 9.2.3 dell'AIA, per tutte le unità operative di cui al paragrafo 4.1.3.

Rifiuti

I rifiuti prodotti dal "Ciclo green" sono principalmente catalizzatori esausti (rifiuti pericolosi).

I codici per i quali si avrà un aumento della quantità prodotta rispetto al ciclo tradizionale sono i seguenti:

Tabella 30 - Variazione della quantità di rifiuti prodotti.

Codice CER	Descrizione	Variazione	Quantità annua prodotta	
			Ciclo trad.	Ciclo green
160802*	Catalizzatori esauriti contenenti metalli di transizione pericolosi o composti di metalli di transizione pericolosi	SI	550 t	5 t
160807*	Catalizzatori esauriti contaminati da sostanze pericolose	SI	50 t	90 t



6. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE DEL G.I.

Sulla base della descrizione dettagliata del Gestore sulla modifica proposta e riguardanti l'inserimento di un assetto produttivo "green" della Raffineria, il GI ritiene che la modifica:

- non comporta incrementi di potenzialità della Raffineria;
- non introduce variazioni con effetti significativi e negativi sull'ambiente;
- comporta una riduzione nei consumi di risorse idriche, energia termica ed elettrica, e una riduzione delle emissioni in atmosfera convogliate e fuggitive, della produzione di acque reflue e della produzione di rifiuti.

La modifica proposta, pertanto, si configura come **modifica non sostanziale** ai sensi dell'articolo 29-nonies del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.

Il G.I. prende atto che, come da comunicazione di Arpa, con verbale n. 1245 della seduta del 10/09/2013, il Comitato Tecnico Regionale dei Vigili del Fuoco ha espresso, nell'ambito dell'attività di istruttoria ai sensi del D.lgs.334/99 e s.m.i., parere favorevole con prescrizioni alla dichiarazione di Non Aggravio del Rischio presentata dal Gestore ENI per il progetto Green Refinery.

6.1. Modifiche al PIC

Per quanto riguarda la parte prescrittiva, le modifiche proposte dal Gestore **non comportano l'aggiornamento delle prescrizioni del PIC** allegato al Decreto di AIA protocollo DVA-DEC-2010-0000898 del 30 Novembre 2010.

Il gestore deve, tuttavia, aggiornare il **Piano Serbatoi e Pipe-way** (par. 9.3 - "Gestione serbatoi e pipe-way" del PIC allegato al Decreto di AIA), per tener conto delle nuove destinazioni d'uso di alcuni serbatoi esistenti con il "Ciclo Green", come indicato nella tabella n.27, Paragrafo 5 di questo Parere e dell'installazione di **un nuovo serbatoio da 12 m³ per lo stoccaggio di DMDS**; per questo nuovo serbatoio devono essere individuati la sigla, la tipologia e l'area di deposito dello stesso.

Dovrà in particolare essere attuato per gli stessi l'adeguamento previsto per i serbatoi di categoria A, B e C, secondo la programmazione indicata nel Parere Istruttorio Conclusivo di cui all'autorizzazione del MATTM DVA-DEC-2010-0000898 del 30/11/2010.

- Il Piano aggiornato andrà trasmesso **entro tre mesi** dal ricevimento del presente parere all'Autorità competente, alla Commissione IPPC e a ISPRA.

6.2. Modifiche al PMC

Le modifiche proposte dal Gestore **comportano l'aggiornamento del PMC** allegato al Decreto di AIA protocollo DVA-DEC-2010-0000898 del 30 Novembre 2010 nelle seguenti parti:

- Approvvigionamento e Gestione Materie Prime (PMC capitolo 1)

Consumi /Utilizzi di materie prime (paragrafo 1.1)

Alla Tabella 1, Consumi di materie prime e combustibili vanno aggiunti:

Tipologia	Metodo misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Olio vegetale raffinato	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonnellate	Giornaliera	Database in formato elettronico e registro d'impianto
Nafta full-range	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonnellate	Giornaliera	

- Il Gestore deve prevedere l'integrazione nel Programma LDAR della Raffineria secondo le modalità descritte nel paragrafo 9.2.3 dell'AIA, per tutte le unità operative di cui alle modifiche previste.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



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

Ep.rot.DVA-2014-0017960 del 10/06/2014

023465

15 GIU. 2014

Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Direzione Generale Valutazioni Ambientali
c.a. dott. Giuseppe Lo Presti
Via C. Colombo, 44
00147 Roma



OGGETTO: Trasmissione Piano di Monitoraggio e Controllo della domanda AIA presentata da ENI S.p.A. – Raffineria di Venezia – Procedimento di modifica ID 6/480

In allegato alla presente, ai sensi dell'articolo 29 quater, comma 6 del Decreto Legislativo 152/2006, come modificato dall'articolo 7, comma e) del Decreto Legislativo n. 46 del 4 marzo 2014, si trasmette il Piano di Monitoraggio e Controllo.

Il Responsabile dell'accordo di collaborazione
ISPRA/MATTM sull'attività IPPC *ad interim*
Dott. Claudio Campobasso

All. c.s.



Decreto legislativo del 18 febbraio 2005, n. 59

**ACCORDO TRA IL MINISTERO DELL'AMBIENTE E
DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE E
L'ISPRA (già APAT) IN MATERIA DI SUPPORTO ALLA
COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC**

**PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO
(articolo 6)**

**GESTORE
LOCALITÀ**

**ENI SPA
PORTO MARGHERA (VE)**

**DATA DI EMISSIONE
NUMERO TOTALE DI PAGINE**

**30 gennaio 2014
46**



INDICE

PREMESSA.....	3
1. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME	3
1.1 Consumi/Utilizzi di materie prime	3
1.2 Caratteristiche dei combustibili	4
1.3 Consumi idrici	5
1.4 Consumi energetici	6
1.5 Bilancio dello zolfo.....	6
2. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA	6
2.1 Emissioni convogliate.....	6
2.2 Valutazione emissioni fuggitive (LDAR) e prescrizioni relative	10
2.3 Monitoraggio dei transitori della CTE (COGE)	12
2.4 Emissioni da sorgenti ritenute non significative dal Gestore	13
2.5 Metodi di misura.....	14
2.6 Campionamento del gas (automatico o manuale).....	14
2.7 Metodi di analisi	15
3. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA.....	15
3.1 Scarichi e prelievi idrici e relative prescrizioni	15
4. MONITORAGGIO ACQUE SOTTERRANEE.....	17
5. MONITORAGGIO SERBATOI e pipe-way	18
6. MONITORAGGIO FOGNATURA OLEOSA.....	19
7. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI	19
8. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI	20
9. MONITORAGGIO ODORI	21
10. IMPIANTO STAP.....	25
10.1 APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME.....	25
10.2 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA	26
10.3 MONITORAGGIO DELLE Emissioni in acqua	27
10.4 MONITORAGGIO ACQUE SOTTERRANEE	27
10.5 MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI	27
10.6 MONITORAGGIO DEI RIFIUTI	27
11. Metodi analitici chimici/predittivi/fisici.....	27
12. Attività di QA/QC	35
13. RESPONSABILITA' NELL'ESECUZIONE DEL PIANO.....	38
14. Comunicazione dei risultati del Piano di Monitoraggio e Controllo	39



PREMESSA

La presente formulazione del Piano di monitoraggio e controllo (PMC), redatta da ISPRA, aggiorna il Piano di monitoraggio e controllo allegato al Decreto AIA prot. DSA-DEC-2010-0000898 del 30/11/2010 e pubblicato G.U. il 5/1/2011, in esito alla procedura avviata dal MATTM con U.prot DVA-2012-0031249 del 20/12/2012 (ID 480) per l'Aggiornamento dell'AIA, Richiesta di Modifica Non Sostanziale (D.Lgs. 3 aprile 2006. n.152 e s.m.i., Art 29 -nonies- comma 1), -Introduzione nello schema di raffinazione di un ciclo "green" al fine di produrre "green fuels" da biomasse oleose a basso costo-.

Il Gestore deve attuare il presente Piano di monitoraggio e controllo (PMC) quale parte fondamentale della autorizzazione integrata ambientale (AIA), rispettando frequenza, tipologia e modalità dei diversi parametri da controllare. Potranno, su proposta motivata di ISPRA e/o del Gestore, essere valutate eventuali proposte di revisione del presente Piano di monitoraggio e controllo, o di parte di esso, qualora l'esercizio effettivo dell'impianto lo rendesse necessario.

I sistemi di accesso degli operatori ai punti di prelievo e misura devono garantire il rispetto delle norme previste in materia di sicurezza ed igiene del lavoro (DPR 547/55, DPR 303/56, DPR 164/56, DLgs 626/94 e successive modifiche).

Per quanto non specificato nel presente Piano di monitoraggio e controllo resta valido quanto indicato dal Gestore nel documento "Allegato E4 Rev. 1 - Piano di Monitoraggio e Controllo", 30 Giugno 2008 rev. 1.

1. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME

1.1 Consumi/Utilizzi di materie prime

Devono essere registrati almeno i consumi di greggio, semilavorati, idrogeno, additivi di blending, chemicals, metano, fuel gas e fuel oil secondo le modalità riportate nella seguente tabella 1.

Il Gestore dovrà compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Tabella 1 Consumi di materie prime e combustibili:

Tipologia	Metodo misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Greggio	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	database in formato elettronico e registro d'impianto
Semilavorati	Pesatura all'ingresso o volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	
Idrogeno	Contatore e flange di misura	Tonn	Giornaliera	
Additivi blending	Pesatura all'ingresso o bolla di consegna al magazzino	Tonn	Giornaliera	
Chemicals impianti	Bolla di consegna al magazzino	Tonn	Giornaliera	
Metano	Contatori su singoli forni di processo e CTE	Tonn	Giornaliera	
Fuel gas	Contatori su singoli forni di processo e CTE	Tonn	Giornaliera	
Fuel gas AP	Contatori su singoli forni di processo e CTE	Tonn	Giornaliera	



Gasolio	Contatori su singole utenze	Tonn	Giornaliera
Fuel oil	Contatori su singoli forni di processo e CTE	Tonn	Giornaliera
Olio vegetale raffinato	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera
Nafta full-range	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera

Per le altre materie prime e ausiliarie dell'impianto, il Gestore dovrà effettuare gli opportuni controlli alla ricezione e successivamente compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

In assenza di un sistema di contatori del consumo di combustibili sulle singole utenze il Gestore può prevedere, in prima applicazione, la misura dei singoli flussi di combustibile aggregati per sorgenti, come da piano di monitoraggio per le emissioni di CO₂, effettuando invece un calcolo o una stima dei consumi dei diversi combustibili sulle singole utenze. In ogni caso il Gestore deve presentare entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA un idoneo piano di fattibilità delle misure sulle singole utenze da attuare entro i termini di validità dell'AIA.

1.2 Caratteristiche dei combustibili

Mensilmente deve essere effettuata l'analisi elementare (evidenziandone in particolare la percentuale di zolfo) del greggio e dei combustibili (metano, fuel gas, gasolio, fuel oil) indicati in tabella 1. Il Gestore deve inoltre indicare nel rapporto analitico la provenienza (unità di processo) del campione analizzato e le ragioni della sua rappresentatività.

Metano

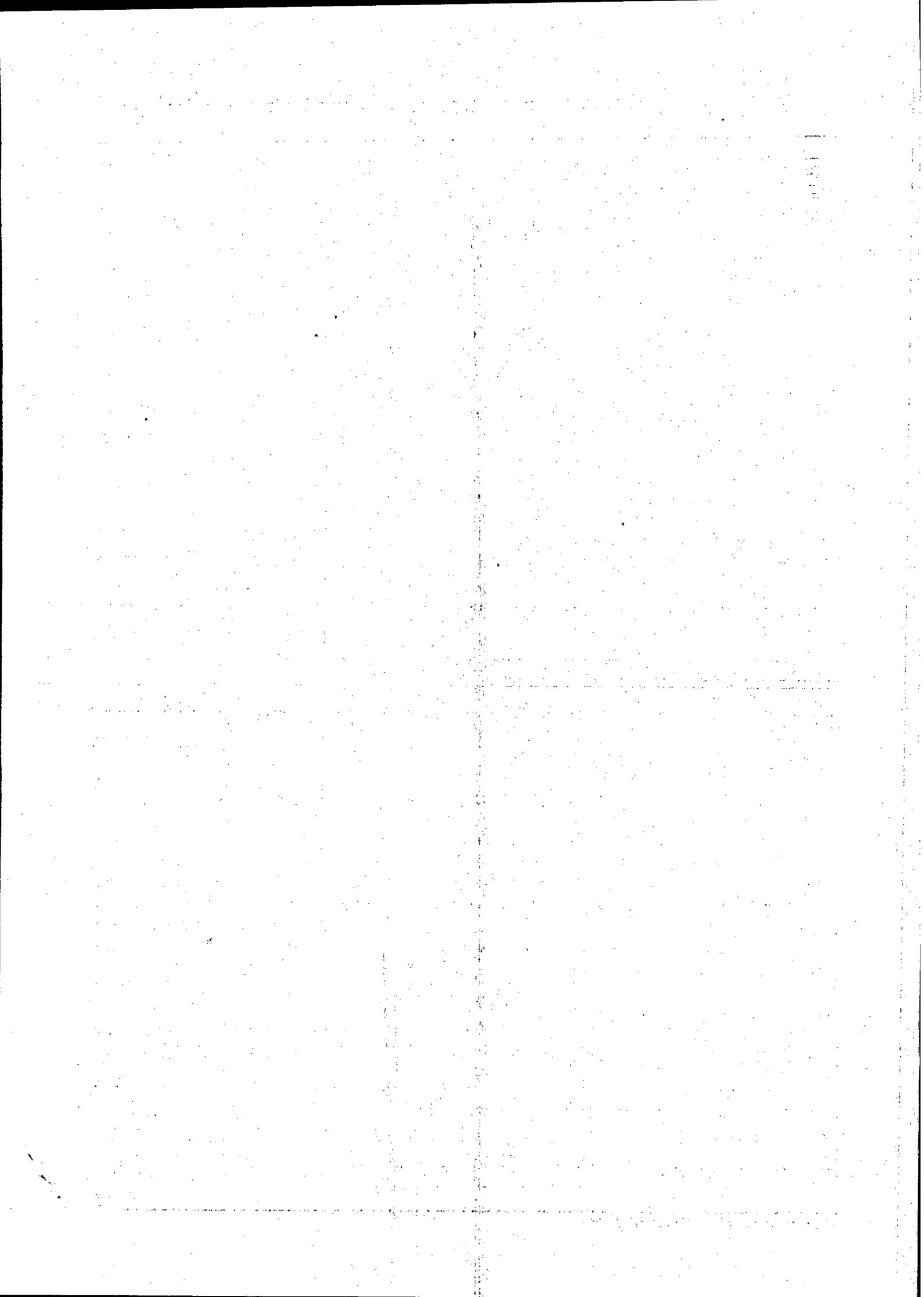
Il Gestore dovrà provvedere a fornire, con cadenza annuale, copia dei verbali di misura giornalieri relativi al gas naturale riportanti i quantitativi prelevati durante l'anno con le relative caratteristiche.

Fuel oil

Per l'olio combustibile (fuel oil) deve essere prodotta una scheda tecnica (prodotta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) contenente le informazioni riportate nella tabella seguente. In particolare i metodi di misura indicati con l'asterisco (*) sono quelli previsti dall'Allegato X alla Parte V del D.Lgs.152/2006 e s.m.i.; tutti gli altri metodi senza asterisco sono indicativi. Su richiesta e previa autorizzazione dell'Autorità Competente, acquisito il parere di ISPRA, il Gestore può adottare metodi di analisi ritenuti equivalenti.

Il Gestore dovrà compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Parametro	Unità di misura	Frequenza	Metodo di misura
Acqua e sedimenti	%v	mensile	UNI 20058*
Viscosità a 50°C	°E	mensile	UNI EN ISO 3104*
Potere calorifico inf.	kcal/kg	mensile	ASTM D 240
Densità a 15°C	kg/m ³	mensile	UNI EN ISO 3675/12185
Punto di scorr. sup.	°C	mensile	ISOP 3016
Asfalteni	%p	mensile	IP143
Ceneri	%p	mensile	EN ISO 6245*
HFT	%	mensile	IP375





PCB/PCT	mg/kg	mensile	EN 12766*
Residuo Carbonioso	%p	mensile	ISO 6615*
Nickel + Vanadio	mg/kg	mensile	UNI EN ISO 13131*
Sodio	mg/kg	mensile	UNI EN ISO 13131 IP288
Zolfo	%p	mensile	UNI EN ISO 8754* e UNI EN ISO 14596*

Gasolio

Per il gasolio deve essere prodotta una scheda tecnica (fornita dal fornitore o prodotta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) contenente le informazioni riportate nella tabella seguente. In particolare i metodi di misura indicati con l'asterisco (*) sono quelli previsti dall'Allegato X alla Parte V del D.Lgs.152/2006 e s.m.i.; tutti gli altri metodi senza asterisco sono indicativi. Su richiesta e previa autorizzazione dell'Autorità Competente, acquisito il parere di ISPRA, il Gestore può adottare metodi di analisi ritenuti equivalenti.

Il Gestore dovrà compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

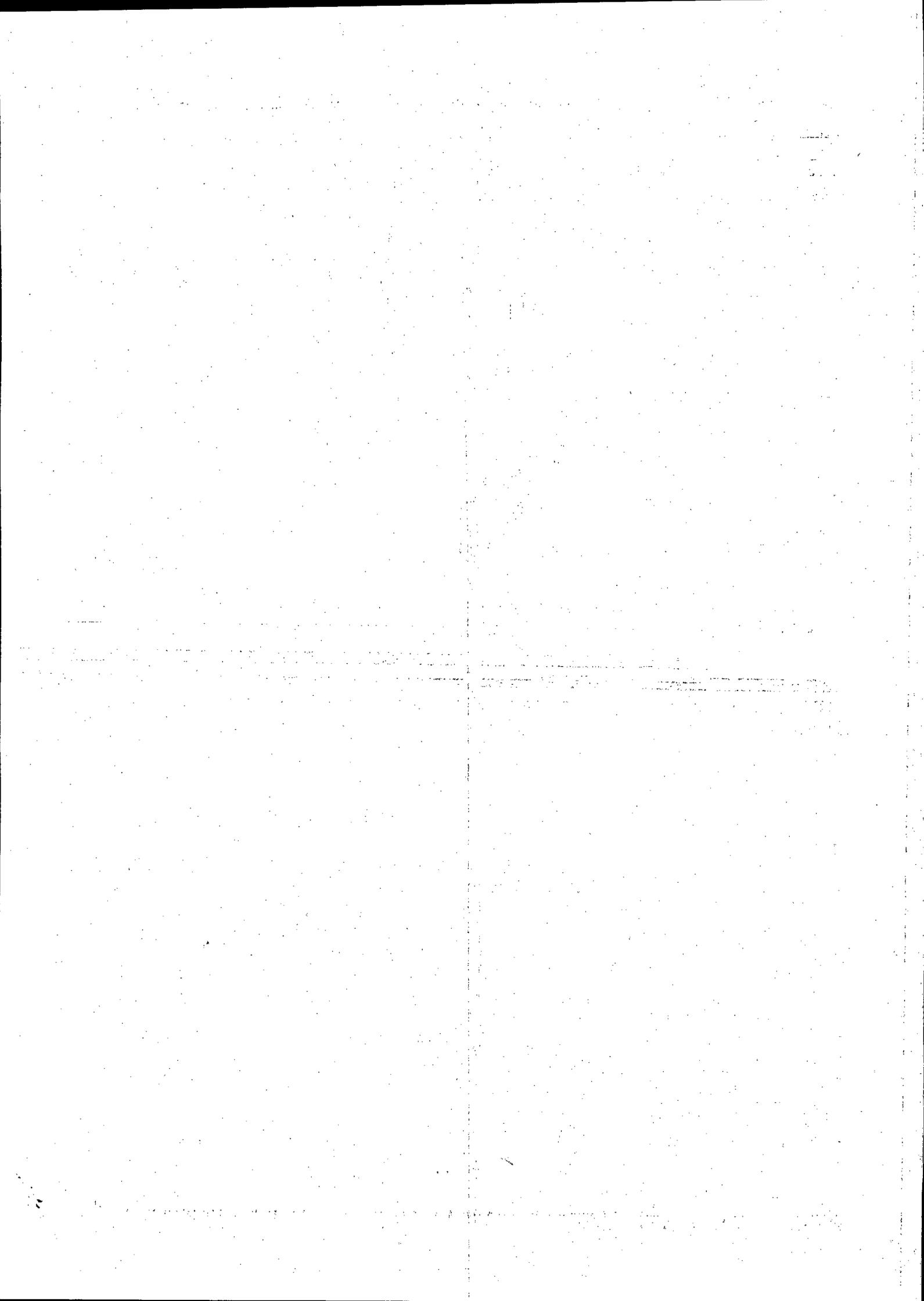
Parametro	Unità di misura	Frequenza	Metodo di misura
Zolfo	%p	annuale	UNI EN ISO 8754* e UNI EN ISO 14596*
Acqua e sedimenti	%v	annuale	UNI 20058*
Viscosità a 40°C	°E	annuale	UNI EN ISO 3104*
Potere calorifico inf.	kcal/kg	annuale	ASTM D 240
Densità a 15°C	kg/m ³	annuale	UNI EN ISO 3675/12185
PCB/PCT	mg/kg	annuale	EN 12766*
Nickel + Vanadio	mg/kg	annuale	UNI EN ISO 13131*

1.3 Consumi idrici

In relazione al prelievo di acqua, deve essere tenuto sotto controllo il consumo distinguendolo nelle diverse tipologie (acqua mare, acqua demi, acqua potabile, acqua industriale, acqua da recupero, ecc.). Le registrazioni dei consumi dovranno essere fatte con cadenza mensile, specificando anche la destinazione dell'acqua prelevata (uso domestico, industriale, ecc.) e le fasi di utilizzo secondo le modalità di massima riportate nella seguente tabella 2; deve essere altresì compilato il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Tabella 2 Consumi idrici:

Tipologia di approvvigionamento	Metodo misura	Fase di utilizzo	Quantità utilizzata m ³ /mese	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Acqua mare	Contatore			Mensile	database in formato elettronico e registro d'impianto
Acque Superficiali (da acquedotto CUAL)	Contatore				
Acqua potabile	Contatore/				





(da acquedotto VESTA)	Misuratore di portata				
Acqua da impianto di depurazione	Contatore/ Misuratore di portata				

1.4 Consumi energetici

Si devono registrare, con cadenza giornaliera, i consumi di energia elettrica ricevuta (assorbita) da rete di trasmissione nazionale e i consumi di energia elettrica e termica autoprodotta e quella ceduta a terzi secondo le modalità di massima riportate nella seguente tabella 3.

Il Gestore dovrà altresì compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Tabella 3 Consumi di energia elettrica e termica:

Descrizione	Metodo misura	Quantità MWh	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Energia importata	Contatore		Giornaliera	database in formato elettronico e registro d'impianto
Energia autoprod.	Contatore		Giornaliera	
Energia ceduta a terzi	Contatore		Giornaliera	

1.5 Bilancio dello zolfo

Sulla base dei monitoraggi effettuati si deve registrare, con cadenza mensile, il bilancio di massa (input vs output) dello zolfo nel quale dovrà essere chiaramente indicato se il singolo dato riportato è derivante da una misura/stima/calcolo e il corrispondente sistema di misura o stima/calcolo.

2. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA

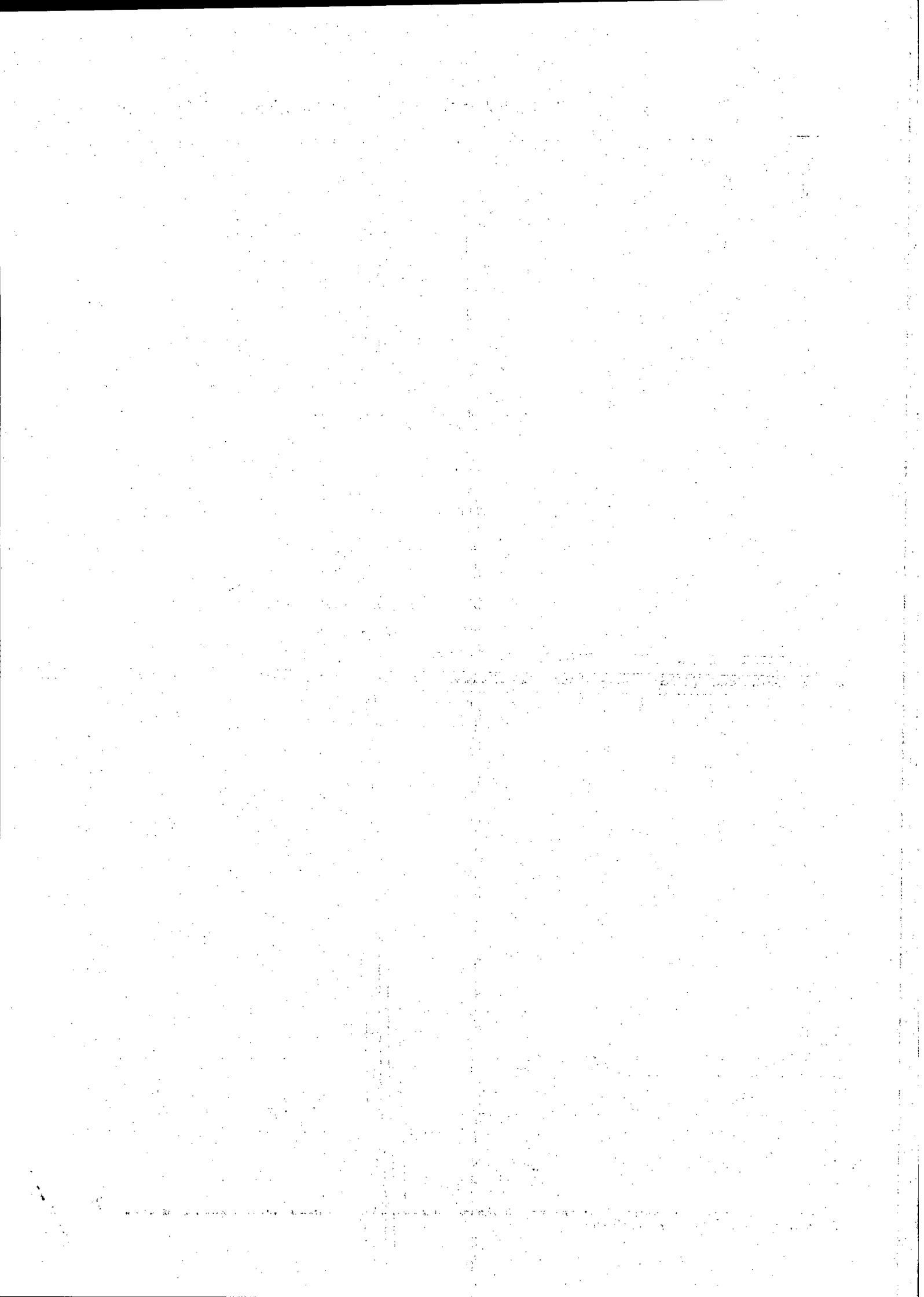
2.1 Emissioni convogliate

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione indicati di seguito con la frequenze stabilite nelle successive tabelle n°4, n°5 con un Report annuale.

A) Camini con emissioni autorizzate rientranti nel calcolo di bolla e relative prescrizioni di monitoraggio.

Emissioni continue (24 h/giorno):

- Camino E3 dall'Unità di distillazione primaria DP2 e dal riscaldatore hot-oil H-610;
- Camino E8;
- Camino E12, dall'Unità reforming catalitico RC3 B;
- Camino E14 dall'Unità reforming catalitico RC3 C;
- Camino E15 dall'Unità di isomerizzazione;
- Camino E16 dall'Unità desolforazione HF1;
- Camino E17 dall'Unità desolforazione HF2 e dall'Unità recupero zolfo RZ1 e RZ2;
- Camino E18 dal COGE e dall'Unità di distillazione primaria DP3;
- Camino E20 dall'Unità Visbreaking/Termal cracking.





Il Gestore deve sottoporre per approvazione all'Autorità competente e all'Ente di controllo, entro 3 mesi dal rilascio dell'AIA, la procedura che intende adottare per il calcolo della bolla di raffineria (mensile e giornaliera) e delle emissioni in massa annue.

Tabella 4 Parametri inquinanti da misurare per le emissioni in atmosfera dai camini di raffineria che rientrano nel calcolo della bolla.

Inquinante/ Parametro	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio	Metodi e std riferimento
SO ₂ [mg/Nm ³] NO _x (come NO ₂) [mg/Nm ³] CO [mg/Nm ³] PTS [mg/Nm ³] Ossigeno Vapore acqueo (*) Temperatura Portata	E18 ¹ , E20, E17 ²	Continuo	NDIR Opacimetro Paramagnetico Termocoppia Pressione differenziale
SO ₂ [mg/Nm ³] NO _x (come NO ₂) [mg/Nm ³] CO [mg/Nm ³] PTS [mg/Nm ³] Ossigeno Vapore acqueo Temperatura Portata	E18 (**) E03, E08, E12, E14, E15, E16, E17 ² (***)	Semestrale	NDIR Opacimetro Paramagnetico Termocoppia Pressione differenziale
H ₂ S ³ NH ₃ Benzene COV Efficienza rimozione	E03, E08, E12, E14, E15, E16, E17, E18, E20	Semestrale	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate
CO ₂	E03, E08, E12, E14, E15, E16, E17, E18, E20	Calcolato	EPA 3C/96
Arsenico Cadmio Cloro COV Cromo VI Rame Fluoro Mercurio Nichel Piombo	E03, E08, E12, E14, E15, E16, E17, E18, E20	Periodico (annuale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate

¹ In aggiunta ai sistemi esistenti di monitoraggio in continuo delle emissioni dalla caldaia B02 e dal turbogas/caldaia recupero TG01+B01(flussi che verranno convogliati in futuro al camino denominato **E18_COGE**), **entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA** il Gestore deve completare la realizzazione del monitoraggio in continuo del contributo dell'unità DP3 alle emissioni del camino E18 (che verrà in futuro denominato **E18_DP3**).

² **Entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA** il Gestore deve installare uno SME sul Camino E17

³ Per il camino E17 misure di H₂S e della Resa di conversione in ingresso ed in uscita da RZ1 e RZ2.



Selenio Zinco Vanadio PM ₁₀ IPA			
CH ₄ [Ton] N ₂ O [Ton] SO _x [mg/Nm ³] CFC HCF PFC PCB	Camino E18	Periodico (annuale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate

(*) *Il tenore di vapore acqueo potrà essere verificato mensilmente, se non misurato in continuo.*

(**) *Entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA il Gestore deve completare la realizzazione del monitoraggio in continuo del contributo dell'unità DP3 alle emissioni del camino E18.*

(***) *Entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA il Gestore deve installare gli SME sui restanti camini rientranti nel calcolo della bolla (camini: E03, E08, E12, E14, E15, E16).*

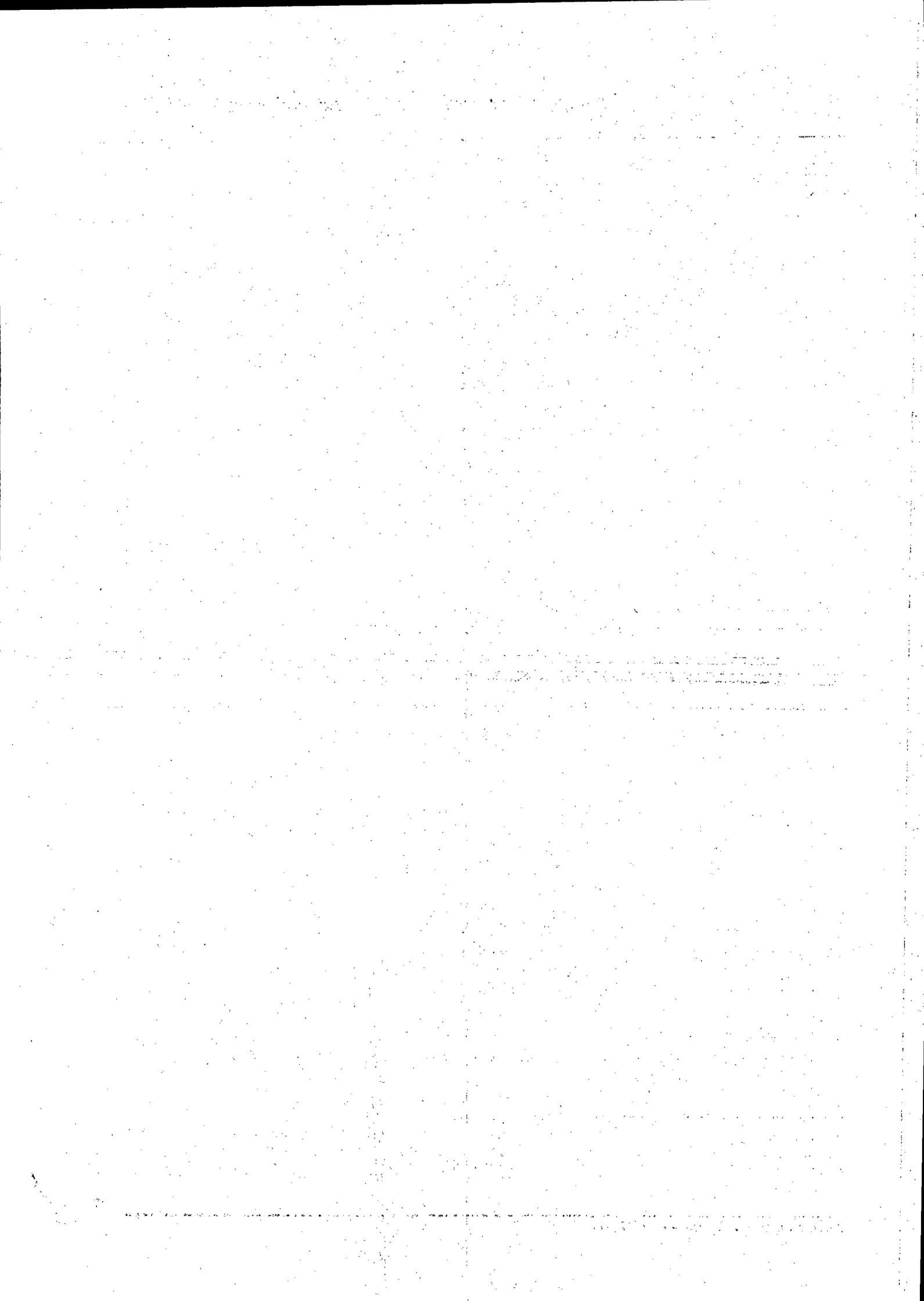
Flussi di massa

Con riferimento al § 9.2.1 del PIC, per la verifica della conformità dei valori misurati ai valori limite di emissione (bolla) il Gestore dovrà fornire i valori calcolati su base annuale dei flussi di massa della Raffineria riferiti agli effluenti SO₂, NO_x, Polveri e CO.

A) Camini con emissioni autorizzate non rientranti nel calcolo di bolla e relative prescrizioni di monitoraggio.

Sono presenti le seguenti sorgenti di emissioni discontinue:

- Camino E21 da riscaldamento serbatoio bitume 601
- Camino E22 da riscaldamento serbatoio bitume 602
- Camino E23 da riscaldamento serbatoio bitume 603
- Camino E24 da riscaldamento serbatoio bitume 604
- Camino E25 da riscaldamento serbatoio bitume 605
- Camino E26 da riscaldamento serbatoio bitume 606
- Camino E27 da riscaldamento serbatoio bitume 607
- Camino E28 da riscaldamento serbatoio bitume 608
- Camino n° S 29 da URV caricamento benzine ZNE
- Camino n° S 31 da URV serbatoi bitume
- Camino n° S 30 da URV caricamento bitume
- Camino n° S 32 da RC3 – CCR
- Camino n° S 33 da RC3
- Camino n° S 35/1.../26 da Cappe laboratorio
- Camino n° S 37 da Cappe laboratorio DP2
- Camino n° S 38 da Cappe laboratorio SOIMOVSPED (Dogane)
- Camino n° S 36 da Cappe laboratorio SOI CARB
- Camino n° S39 da Torcia
- Camino n°S42 da URV caricamento benzine NAVI





Inoltre si ha la seguente emissione continua:

- Camino n°S43 da Copertura vasche API

Tabella 5 Parametri inquinanti da misurare per le emissioni in atmosfera dai camini di raffineria non rientranti nel calcolo di bolla.

Inquinante/ Parametro	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio	Metodi e std riferimento
SO ₂ NO _x (come NO ₂) CO PTS Ossigeno Tempertaura Portata	E21, E22, E23, E24, E25, E26, E27,E28	Periodico (semestrale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate
Benzene COV Efficienza rimozione	Unità Recupero Vapori: S29, S30, S31, S32, S33, n° S35/1.../26, S37, S38, S36, S39, S42	Periodico (semestrale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate
Benzene COV	S43 ⁴	Mensile/ (Semestrale) ⁵	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate.

Inoltre, durante la rigenerazione del catalizzatore dell'impianto di reforming catalitico si prescrive il controllo della presenza di diossine (PCDD/PCDF) attraverso il campionamento e analisi del gas di rigenerazione nel punto di prelievo idoneo.

Altre indicazioni:

- Parametri operativi (1): Misura e annotazione sul registro d'impianto e database su formato elettronico delle tipologie e delle quantità processate (cariche, soluzioni, etc.) nelle singole unità di processo.
- Parametri operativi (2): Misura e annotazione sul registro d'impianto e database su formato elettronico delle tipologia e quantità di combustibile impiegato nei processi di combustione.
- Parametri operativi (3): Annotazione su registro d'impianto e database elettronico delle medie orarie superiori ai valori soglia di bolla.
- Modalità di registrazione dei controlli: Registrazione su sistema informativo per i controlli in continuo; bollettini analitici e database su formato elettronico per i controlli periodici.
- Reporting del Gestore: Annuale.
- Controllo Ente preposto: Controllo reporting e sopralluogo programmato annuale.

⁴ Le misure di COV devono essere effettuate a monte e a valle del sistema di abbattimento del punto di emissione S43.

⁵ Nei primi sei mesi di funzionamento dovranno essere effettuate misure mensili per determinare l'efficienza (durante il quale non si applica il limite); successivamente ogni sei mesi (il rendimento minimo del sistema di abbattimento delle COV al camino S43 è dell'80%).



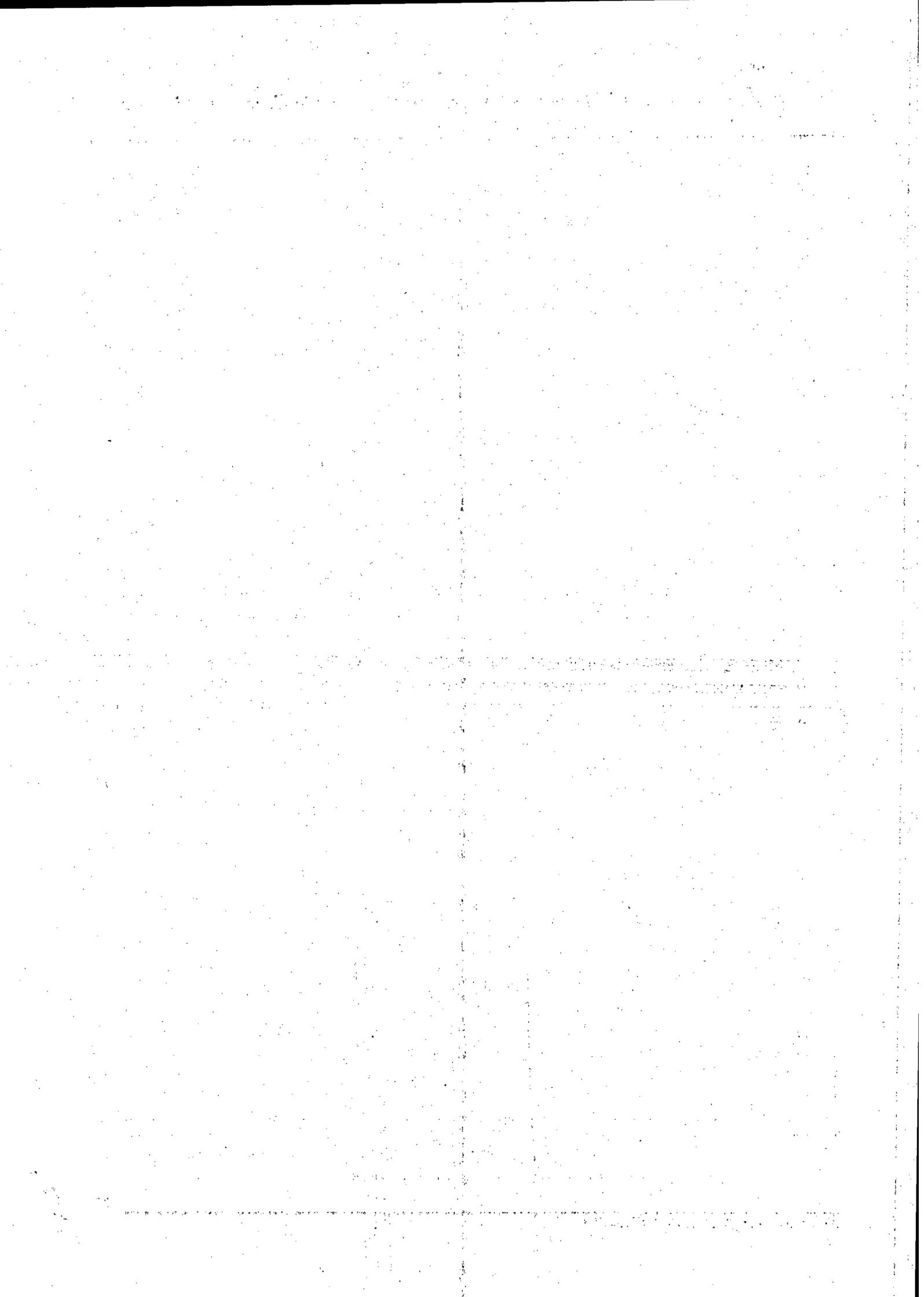
2.2 Valutazione emissioni fuggitive (LDAR) e prescrizioni relative

Il Gestore deve presentare, entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA, un programma scritto di LDAR ed un database che contengano:

- a) identificazione di tutte le valvole, flange, compressori e pompe che convogliano fluidi con tensione di vapore superiore a 13,0 millibar a 20 °C, sigla del componente rintracciabile sull'impianto, caratteristica della corrente intercettata (contenente cancerogeni / non contenente cancerogeni);
- b) costruzione di un database elettronico (il software utilizzato deve essere comunicato all'Ente di controllo) che sia compatibile con lo standard "Open Office – MS Access". Il database deve essere predisposto per essere interpellabile con query di verifica dei seguenti argomenti:
 - data di inserimento del componente nel programma LDAR,
 - date di inizio/fine della riparazione o data di "slittamento" della riparazione e motivo,
 - numero di monitoraggi realizzati nel trimestre,
 - numero di componenti monitorati al giorno da ogni tecnico coinvolto nel programma,
 - calcolo dei tempi tra due successivi monitoraggi su ogni componente,
 - numero di riparazioni fatte oltre i tempi consentiti,
 - qualunque altra informazione che il gestore ritiene utile per dimostrare la realizzazione del programma;
- c) procedure per includere nel programma nuovi componenti;
- d) standard costruttivi per nuovi componenti che potrebbero essere installati al fine di diminuire le perdite dagli elementi riconosciuti come "*emettitori cronici*";
- e) identificazione dei responsabili del programma LDAR e del personale impegnato nel monitoraggio;
- f) procedure che, in caso di lavori di sostituzioni/manutenzioni di impianti, integrano nel programma i nuovi componenti installati;
- g) la descrizione del programma di formazione del personale addetto al LDAR;
- h) l'impegno ad eseguire un corso di informazione per il personale non direttamente coinvolto nel programma ma che comunque opera sugli impianti;
- i) le procedure di QA/QC.

I risultati del programma dovranno essere registrati su database in formato elettronico e su formato cartaceo e saranno allegati al Reporting annuale che il Gestore invierà all'Autorità competente e all'Ente di controllo. Una sintesi dei risultati del programma riportata nel Reporting dovrà indicare:

- il numero di linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. indagate rispetto al totale di linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. presenti;
- la tipologia e le caratteristiche delle linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. oggetto di indagine;
- le apparecchiature utilizzate;
- i periodi nei quali sono state effettuate le indagini;
- le condizioni climatiche presenti;
- il rumore di fondo riscontrato;
- la percentuale di componenti fuori soglia rispetto al totale ispezionato considerando i tre range di rispetto: >10000 ppmv, 10000-1001 ppmv e 1000-0 ppmv;





- gli interventi effettuati di sostituzione, riparazione, manutenzione e le date di effettuazione. Una perdita è definita ai fini del presente programma come la individuazione di una fuoriuscita con una concentrazione di VOC (espressa in ppm_{volume} espressi come CH₄) superiore a quanto indicato nella seguente tabella e determinata con il metodo US EPA 21:

Componenti	Rilascio prima licenza	Rinnovi successivi
Pompe	10.000	5.000
Compressori	10.000	5.000
Valvole	10.000	3.000
Flange	10.000	3.000

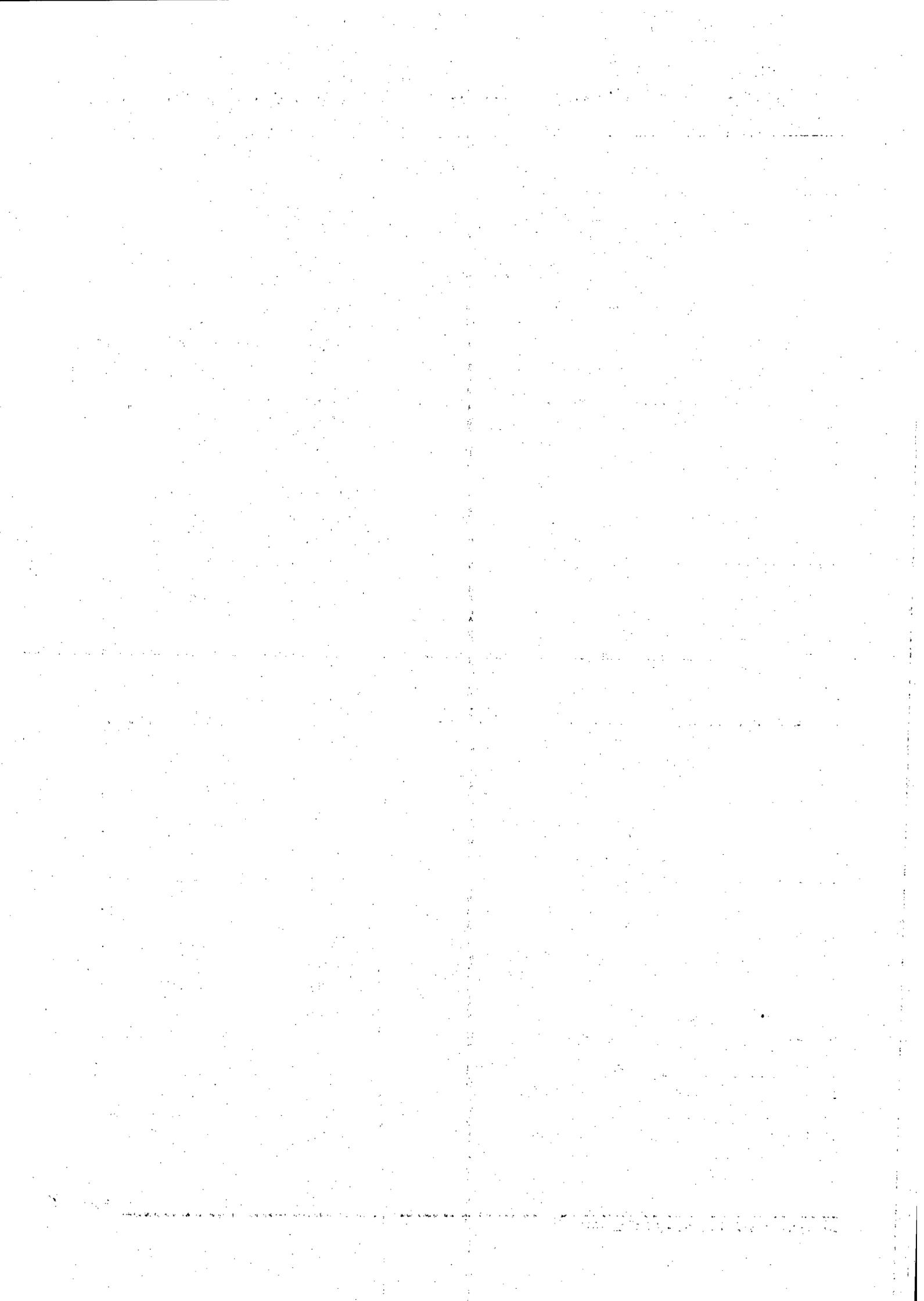
A complemento della definizione è considerata perdita, qualunque emissione che risulta all'ispezione visibile e/o udibile e/o odorabile (vapori visibili, perdite di liquidi ecc), indipendentemente dalla concentrazione, o che possa essere individuata attraverso formazione di bolle utilizzando una soluzione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

Si definisce emettitore cronico l'elemento del programma LDAR per cui la perdita è 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.

Per raggiungere gli obiettivi del programma LDAR deve essere eseguito il monitoraggio con la frequenza indicata nella successiva tabella. I tempi di intervento e la modalità di registrazione dei risultati sia del monitoraggio sia dei tempi di riparazione sono anche essi indicati nella tabella 6.

Tabella 6 - Frequenze di monitoraggio, tempi di intervento e registrazioni da eseguire nel programma LDAR (dopo la prima fase di monitoraggio estensivo)

Componenti	Frequenza del monitoraggio	Tempi di intervento	Annotazione su registri
Valvole/Flange	Trimestrale (semestrale dopo due periodi consecutivi di perdite inferiori al 2% ed annuale dopo 5 periodi di perdite inferiori al 2%). Annuale se intercettano correnti con sostanze non cancerogene.	La riparazione dovrà iniziare nei 5 giorni lavorativi successivi all'individuazione della perdita e concludersi in 15 giorni dall'inizio della riparazione. Nel caso di unità con fluidi contenenti alte concentrazioni di benzene l'intervento deve iniziare immediatamente dopo l'individuazione della perdita	Annotazione della data, dell'apparecchiatura e delle concentrazioni rilevate; annotazione delle date di inizio e fine intervento
Tenute delle pompe	Trimestrale		
Tenute dei compressori	Annuale se intercettano "stream" con sostanze non cancerogene.		
Valvole di sicurezza	Immediatamente		
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	Nei successivi 5 giorni lavorativi dalla data di fine lavoro		Annotazione della data e dall'apparecchiatura sottoposta a riparazione /





manutenzione

Il Gestore può proporre all'Ente di controllo un programma e procedure equivalenti purché questi ultimi siano di pari efficacia. In ogni caso il Gestore deve comunque argomentare le eventuali scelte diverse dal programma e dalle procedure proposte.

2.3 Monitoraggio dei transitori della CTE (COGE)

Oltre a quanto già espressamente indicato nella tabella relativa alle emissioni dai camini della centrale termoelettrica, Il Gestore dovrà predisporre un piano di monitoraggio delle emissioni durante i transitori (avviamento, arresto, guasti) nel quale indicare i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti emessi, i volumi dei fumi, i rispettivi flussi di massa, il numero e tipo degli avviamenti, i relativi tempi di durata, il tipo e consumo dei combustibili utilizzati. Tale piano dovrà essere trasmesso all'Ente di controllo entro 6 mesi dalla data di rilascio dell'AIA.

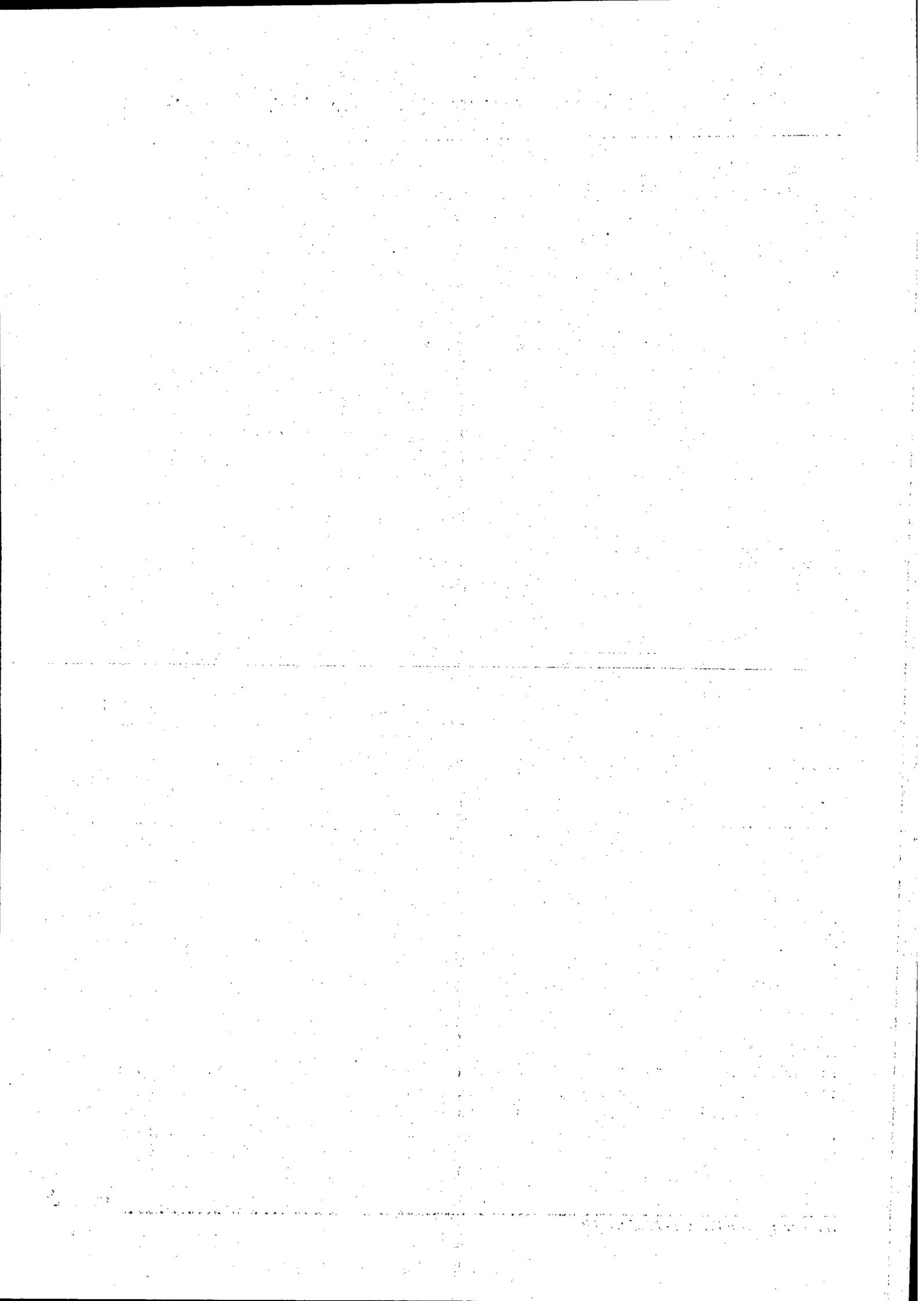
Tali informazioni dovranno essere inserite nel Rapporto annuale.

Per quanto sopra nel dettaglio, il Gestore deve compilare la tabella seguente.

Tabella 7: Prescrizioni sui Transitori

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Numero e Tempo di avviamento a freddo	Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore ad un numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando l'avviamento a freddo	Misura dei tempi di avviamento con stima e misura delle emissioni annue	Registrazione su file dei risultati
Numero e Tempo di avviamento a tiepido	Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore a numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando l'avviamento a tiepido	Misura dei tempi di avviamento con stima e misura delle emissioni annue	Registrazione su file dei risultati
Numero e Tempo di avviamento a caldo	Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore a numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando l'avviamento a caldo	Misura dei tempi di avviamento con stima e misura delle emissioni annue	Registrazione su file dei risultati

La stima delle emissioni per ciascuna unità produttiva deve essere avvalorata da una sintesi dei dati misurati dallo SME o da una misura mensile discontinua nelle singole condizioni di avviamento; tale informazione non viene utilizzata ai fini della verifica di conformità ai limiti emissivi autorizzati.





Nel caso di misura discontinua mensile i campionamenti dovranno essere effettuati in modo tale da consentire di ricostruire il profilo di concentrazione dell'inquinante durante l'operazione di avviamento; ai dati di concentrazione dovranno essere associati anche quelli di portata dell'effluente gassoso.

Il gestore dovrà fornire l'algoritmo di calcolo con il quale stima il contributo in massa degli inquinanti per ciascuna condizione (freddo, tiepido, caldo e di integrazione), dedotto dai dati di portata e di concentrazione dell'inquinante per il numero complessivo di ore necessarie alla specifica condizione di avviamento.

2.4 Emissioni da sorgenti ritenute non significative dal Gestore

Per i punti di emissione convogliata relativi a eventuali gruppi termici ritenuti non significativi dal Gestore (gruppi di emergenza, motopompe antincendio, ecc.) si richiede un Rapporto tecnico con cadenza annuale che, per ciascun punto di emissione individuato con coordinate geografiche WGS 84, riporti le informazioni indicate nella seguente Tabella 8.

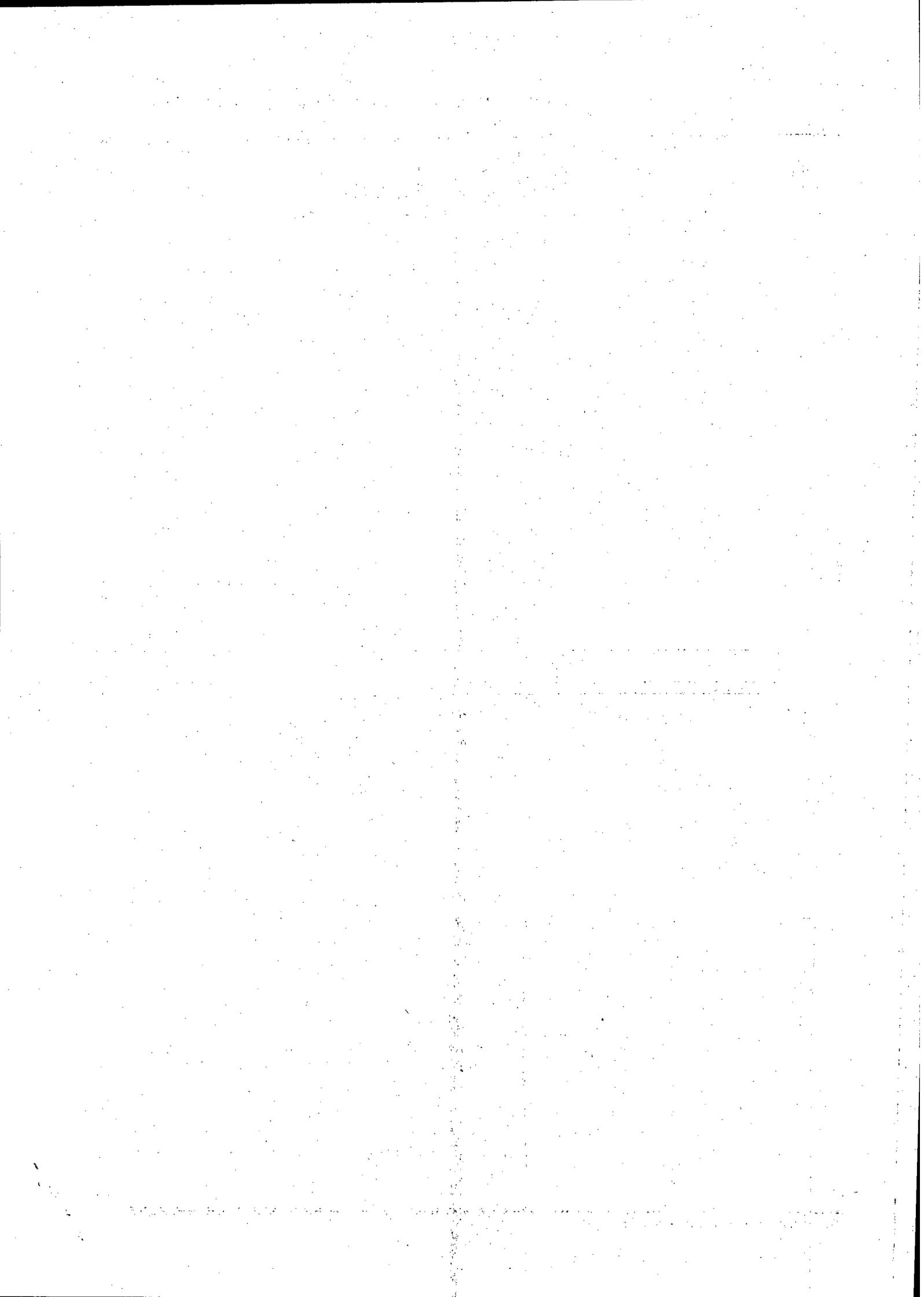
Tabella 8: Informazioni relative ai punti di emissione convogliata non significativi

Parametro	Limite/Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Alimentazione a gasolio	Utilizzo di gasolio	Misura continua del flusso	Annotazione, ad accensione, su file della quantità di combustibile impiegato
Tempo di utilizzo	Durata del tempo di esercizio	Misura del tempo tra l'avvio della alimentazione e l'interruzione dell'immissione di gasolio e misura del tempo di utilizzo dei motori	Annotazione su file dei tempi di esercizio
Emissioni di inquinanti rilevanti	Registrazione delle emissioni di SO _x , NO _x , CO e Polveri	Misura/stima annuale	Annotazione su file degli inquinanti rilevati

Sistema torcia

Il sistema "Torcia" è parte integrante del sistema di sicurezza della Raffineria ed è normalmente progettato per trattare un largo spettro di flussi di gas e composizioni corrispondenti ai diversi casi dimensionanti. L'attivazione del sistema di Torcia può essere dovuto alla apertura di una o più valvole di sicurezza su un singolo vessel in pressione, ad un gruppo di valvole di una unità, o una perdita di pressione generalizzata a tutta la raffineria per mancanza di elettricità o per altre cause e comunque ad una sovrappressione che si instaura nel sistema di blow-down ad essa collegato. Questo fa sì che la composizione ed il flusso del gas in torcia siano ampiamente non prevedibili.

La valutazione del flusso di massa che viene avviato alla torcia non può quindi essere valutato dalla semplice determinazione della velocità di flusso, ma risulta necessario determinarne anche la composizione. Inoltre, poiché il sistema di torcia è integrale al sistema di sicurezza da sovrappressioni, il metodo di misura del flusso deve essere tale da determinare il minimo di perdite di carico nel collettore di torcia al fine di non incrementare la contropressione nel collettore stesso. Quindi i dispositivi di misura debbono essere adeguati non solo in termini di accuratezza di misura ma anche in termini di minime perdite di carico.





A tal fine i dispositivi di misura devono avere: un largo intervallo di velocità misurabili, la simultanea misura della massa molecolare del gas e minime perdite di carico.

La composizione del gas avviato alla torcia può essere determinata campionando sia manualmente sia strumentalmente. La composizione del gas è estremamente variabile ed il campione deve essere preso nel momento in cui il flusso di gas inviato alla torcia si incrementa sensibilmente dal valore nullo. Un incremento del flusso sopra una certa "soglia" può essere utilizzato come avvio dell'operazione manuale o strumentale di campionamento. Se l'evento di sfiaccolamento dura per un periodo esteso (oltre i 15 minuti) è opportuno che il campionamento venga ripetuto. Per evitare che ci siano campionamenti inopportuni si propone di stabilire una "soglia" di flusso sotto cui si è esentati dal campionamento. **La soglia è stabilita in 1100 kg/h.** Il valore è stato determinato considerando che su una tubazione di adduzione dei gas alla torcia di 40" ($\cong 1$ m di diametro), realizzando la misura di flusso con un flussimetro di tipo ad ultrasuoni con le caratteristiche specificate nel successivo paragrafo "metodi di misura", tale valore corrisponde a circa 10 volte il minimo flusso determinabile al più basso valore del range (nell'intervallo di $\pm 5\%$ di accuratezza) di misura dello strumento. Se la tubazione è ovviamente di diametro minore la soglia di 1100 kg/h sarà superiore a 10 volte il minimo dello strumento, favorendo quindi l'accuratezza della misura. Se il valore di "soglia" fosse superato ripetutamente potrebbe essere dovuto a perdite nelle valvole di sicurezza (la cosa dovrebbe essere corretta) o la "soglia" deve essere modificata.

Il Gestore deve operare l'installazione della strumentazione entro e non oltre 12 mesi dal rilascio dell'AIA. Il Gestore deve altresì garantire che, successivamente a tale data, durante ogni evento di sfiaccolamento il sistema di misura implementato sia in grado di determinare con la frequenza minima di campionamento di 15 minuti (manuale o automatico) la composizione ed il flusso di gas inviato alla torcia.

2.5 Metodi di misura

Flussimetro

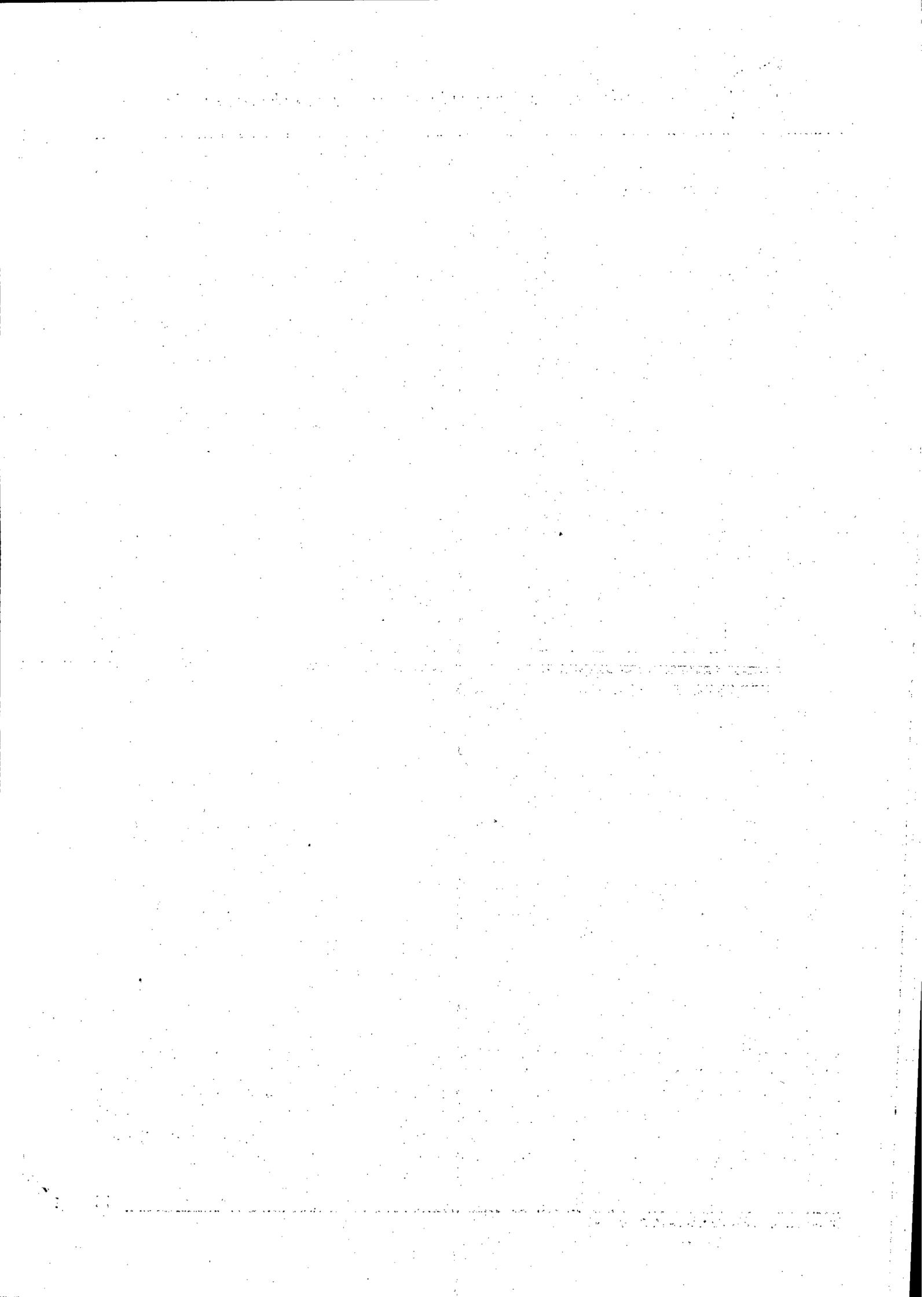
Il flusso di gas mandato alla torcia deve essere monitorato continuamente con l'utilizzo di un flussimetro che risponda ai seguenti requisiti minimi:

1. Limite di rilevabilità 0,03 metri al secondo
2. Intervallo di misura corrispondente a velocità tra 0,3 e 84 metri al secondo nel punto in cui lo strumento è installato
3. Lo strumento deve essere certificato dal costruttore con un'accuratezza, nell'intervallo di misura specificato al precedente punto 2, di $\pm 5\%$
4. Lo strumento deve essere installato in un punto della tubazione d'adduzione alla torcia tale da essere rappresentativo del flusso di gas bruciato in fiaccola
5. Il gestore deve garantire, mantenendo una frequenza di taratura non inferiore a una volta al mese, una accuratezza di misura di $\pm 20\%$.

2.6 Campionamento del gas (automatico o manuale)

Il gestore deve installare un sistema di campionamento del gas mandato alla torcia che risponda ai seguenti requisiti minimi:

1. il punto di campionamento del gas, sia esso realizzato manualmente sia strumentalmente, deve essere rappresentativo della reale composizione del gas;
2. il sistema di campionamento deve essere uno dei seguenti due proposti:
 - a. Campionamento manuale:
 - Se la velocità di flusso di massa in ogni intervallo di 15 minuti è superiore alla "soglia" di 1100 kg/h, un campione manuale deve essere preso ad intervalli di 15 minuti;





- I campioni devono essere analizzati in accordo ai metodi specificati nel successivo paragrafo “Metodi di analisi”..
- b. Campionamento automatico
 - Se la velocità di flusso di massa in ogni intervallo di 15 minuti è superiore alla “soglia” di 1100 kg/h, un campione automatico deve essere preso ad intervalli di 15 minuti ed il campionamento deve continuare fino a che il flusso del gas inviato alla torcia, per ogni successivo intervallo di 15 minuti, non sia inferiore a 1100 kg/h.
 - Se è scelta la modalità di ottenimento di un campione integrato su tutto l’intervallo di superamento della soglia di 1100 kg/h deve essere preso un campione ogni 15 minuti fino al riempimento del contenitore del campionatore automatico. Se, in relazione alla necessità di campionare ulteriormente dovuta al prolungarsi dell’evento di sfiaccolamento, il contenitore deve essere sostituito con uno vuoto ciò deve avvenire nell’intervallo di tempo non superiore all’ora. Il contenitore del campione deve comunque essere sostituito per eventi superiori alle 24 ore.
 - I campioni devono essere analizzati in accordo ai metodi specificati nel successivo paragrafo “Metodi di analisi”.

E’ possibile eseguire l’analisi con strumentazione automatica (il campionamento deve essere anch’esso automatico e rispondente alla caratteristiche del punto b) in accordo ai metodi specificati nel successivo paragrafo “Metodi di analisi”.

2.7 Metodi di analisi

Campionamento automatico e campionamento manuale

- Idrocarburi totali e metano ASTM D1945-96, ASTM UOP 539-97 o US EPA Method 18 (o versioni più aggiornate)
- Solfuro d’idrogeno ASTM D1945-96 (o versioni più aggiornate)

Analizzatori automatici

- Idrocarburi totali e metano USEPA Method 25 A o 25 B
- Zolfo ridotto totale ASTM D4468-85 (o versioni più aggiornate)
- Solfuro d’idrogeno ASTM D4084-94 o ASTM UOP 539-97 (o versioni più aggiornate)

Il Gestore può proporre all’Ente di controllo metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa. Nel caso si accerti che nei metodi indicati dall’Ente di controllo sia intervenuta un’inesattezza nell’indicazione dei metodi stessi sarà cura del gestore far rilevare la circostanza ad all’Ente di controllo che provvederà alla verifica e alla eventualmente proposta di modifica.

3. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA

3.1 Scarichi e prelievi idrici e relative prescrizioni

Per lo scarico finale SM1, per gli scarichi parziali SM2 e SM3 e per le opere di presa AL1 (acqua mare di raffreddamento) e AQ1 (acquedotto CUI) viene fissata una frequenza degli autocontrolli trimestrale su tutti i parametri del DM 30/07/99 (Tabella A, Sezioni 1, 2 e 3, ad eccezione di: argento, berillio, selenio, tensioattivi anionici, tensioattivi non ionici, pesticidi organo fosforici, erbicidi e assimilabili, solfuri, solfiti, cromo VI, clorito, bromato, Tributilstagno, fenoli totali. I parametri IPA, diossine e PCB dovranno essere determinati mediante tecnica HRGC/HRMS). Sullo scarico finale SM1 è richiesto inoltre un monitoraggio come indicato in tabella 9. Il Gestore dovrà altresì compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale.



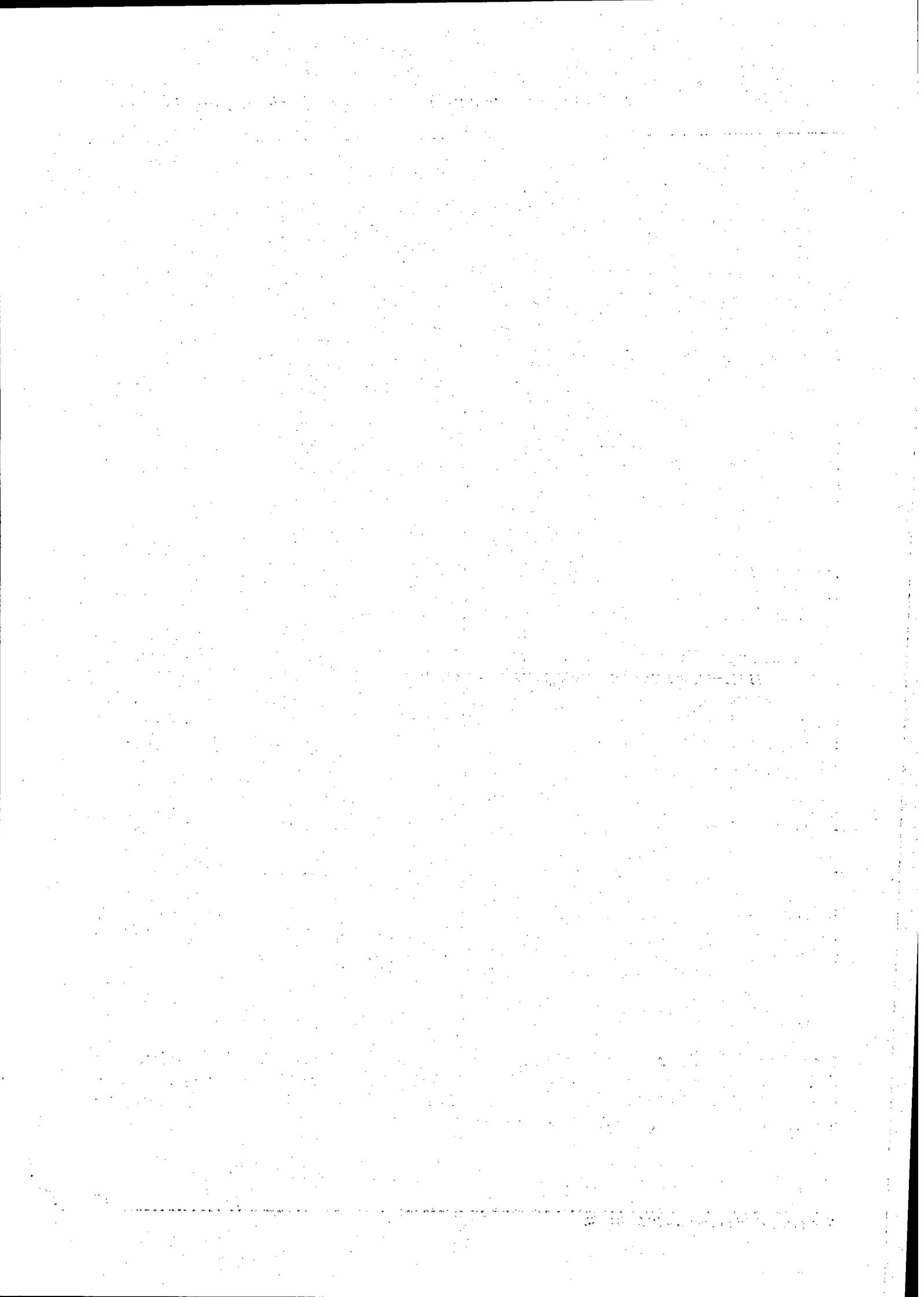
Tabella 9 - Monitoraggio dello scarico SM1

Inquinante/ Parametro	Tipo di verifica/ frequenza	Tipo di campione
Flusso	Mediante calcolo indiretto	
Solidi sospesi totali	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
BOD ₅	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
COD	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Cromo IV	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Cianuri totali (come CN)	Verifica settimanale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Solfuri	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Azoto ammoniacale (espresso come NH ₄)	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Azoto nitroso (come N) Azoto nitrico (come N)	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Oli e grassi	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Idrocarburi totali	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Fenoli	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Solventi organici aromatici (come BTEX)	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
MTBE / ETBE	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Azoto totale	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Vanadio	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Benzene	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Toluene	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Xilene	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
AOX	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
TOC	Misura Trimestrale	

Il controllo dell'innalzamento termico indotto allo scarico lagunare dall'acqua mare di raffreddamento impianti è eseguito, con frequenza annuale (nel periodo luglio-agosto), per ottemperare alla normativa.

E' prescritto inoltre il monitoraggio in continuo (*):

Punto di verifica	Parametri da analizzare
Opera di presa AL1 - Acqua mare di raffreddamento	Flusso
Opera di presa AQ1 acquedotto CUA1	Flusso
Pozzetto terminale dello scarico SM1	Flusso ⁶





Pozzetto terminale dello scarico SM2	Flusso ⁶ Temperatura, pH, conducibilità elettrica
Pozzetto terminale dello scarico SM3	Flusso ⁶ Temperatura, pH, conducibilità elettrica

(*) La Raffineria dovrà installare i misuratori in continuo di temperatura, pH e conducibilità elettrica agli scarichi SM2 e SM3 entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA.

Con cadenza trimestrale, dovrà essere trasmesso anche al Magistrato alle Acque quanto segue:

- a) i risultati di tutti i controlli periodici;
- b) ogni variazione riguardante, il ciclo produttivo, di depurazione delle acque, della rete di prelievo e scarico.

I rapporti di prova relativi ai risultati delle analisi dovranno riportare i valori analitici ottenuti nelle singole determinazioni accompagnati dall'incertezza di misura e dal limite di rilevabilità associati ad ogni metodo analitico applicato. L'AC si riserva comunque, di prelevare in qualsiasi momento campioni di reflui dei punti di controllo e sulle opere di presa previste.

Il rispetto dei valori limite non potrà in alcun caso essere conseguito mediante diluizione.

Qualora si dovessero verificare temporanee anomalie nel funzionamento degli impianti di depurazione o incidenti di lavorazione con spandimenti di sostanze inquinanti e/o pericolose nelle acque lagunari la Ditta intestataria della presente autorizzazione è tenuta a darne tempestiva comunicazione anche al Magistrato alle Acque.

La ditta intestataria della presente autorizzazione dovrà dichiarare all'Ente di controllo e al Magistrato alle Acque, nell'ambito del reporting annuale che deve essere trasmesso entro il 30 aprile di ogni anno, come prescritto nel presente piano di Monitoraggio e Controllo, il quantitativo complessivo di reflui scaricati dagli scarichi oggetto della presente autorizzazione e dei consumi idrici (distinti in acqua lagunare, acqua industriale, acqua potabile, acqua per prove antincendio) espresso in m³/anno.

Altre indicazioni relative al monitoraggio delle emissioni in acqua:

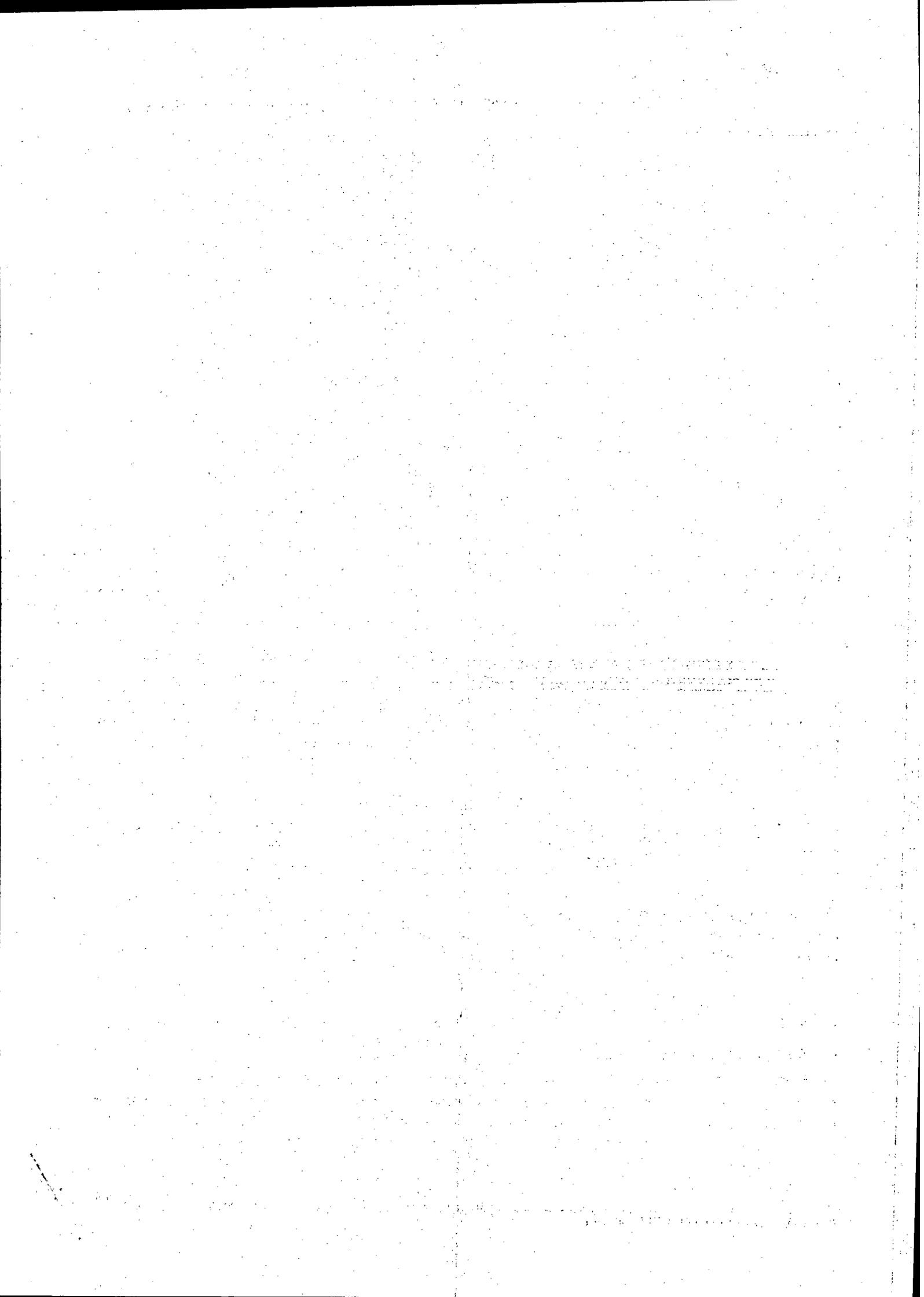
- Modalità di registrazione dei controlli: Bollettini analitici e database su formato elettronico.
- Reporting del Gestore: Annuale.
- Controllo Ente preposto: Controllo reporting e sopralluogo programmato annuale.

Durante la rigenerazione del catalizzatore dell'impianto di reforming catalitico (cadenza biennale) si prescrive di procedere al controllo per eventuale presenza di PCDD e PCDF sul refluo chimico (soluzione di lavaggio di NaOH) nel punto di prelievo adatto.

4. MONITORAGGIO ACQUE SOTTERRANEE

Il monitoraggio delle acque sotterranee è già posto in essere dal Gestore nell'ambito degli interventi derivanti dagli adempimenti di legge ex DM 471/99. Le indicazioni relative al monitoraggio delle acque sotterranee sono indicati nel Piano di monitoraggio e controllo proposto dal Gestore rispetto al quale non vengono poste indicazioni diverse.

⁶ I flusso ai punti di scarico SM1, SM2, SM3 verranno misurati mediante monitoraggio indiretto





In un documento allegato al Reporting che il Gestore dovrà inviare all'Autorità competente e all'Ente di controllo, devono essere indicati i risultati del monitoraggio delle acque sotterranee.

5. MONITORAGGIO SERBATOI E PIPE-WAY

In sede di reporting periodico annuale, così come regolamentato dal presente PMC, il Gestore dovrà inviare all'Autorità competente e all'Ente di controllo l'indicazione dei serbatoi che, alla data di trasmissione del report:

- sono già dotati di doppio fondo e dei serbatoi che ne saranno oggetto di installazione nei successivi 2 semestri;
- sono già dotati di guaina sui tubi di sonda e guida e dei serbatoi che ne saranno oggetto di installazione nei successivi 2 semestri.
- sono dotati di vernice termo riflettente e dei serbatoi di stoccaggio di benzina finita per i quali è prevista l'applicazione della vernice termoriflettente (D.Lgs 152 parte V – Titolo I – Allegato VII); Deve essere previsto un programma di manutenzione al fine di assicurare un valore di riflessione non inferiore al 45%. Il programma delle manutenzioni deve essere conservato dal responsabile del terminale e reso disponibile a richiesta delle amministrazioni competenti.
- all'interno dei bacini di contenimento, sono già dotati della canaletta perimetrale di raccolta e convogliamento di eventuali trafile di prodotto e dei serbatoi che ne saranno oggetto di installazione nei successivi 2 semestri;

Il suddetto elenco dovrà essere regolarmente aggiornato anche su eventuali planimetrie.

Sempre in sede di reporting periodico, devono inoltre essere indicate in elenco e in planimetria le *pipe-way* con accoppiamenti flangiati critici (in relazione alla tipologia di flusso e alle condizioni di esercizio) e i dispositivi di contenimento adottati e quelli che dovranno essere adottati nei successivi 2 semestri.

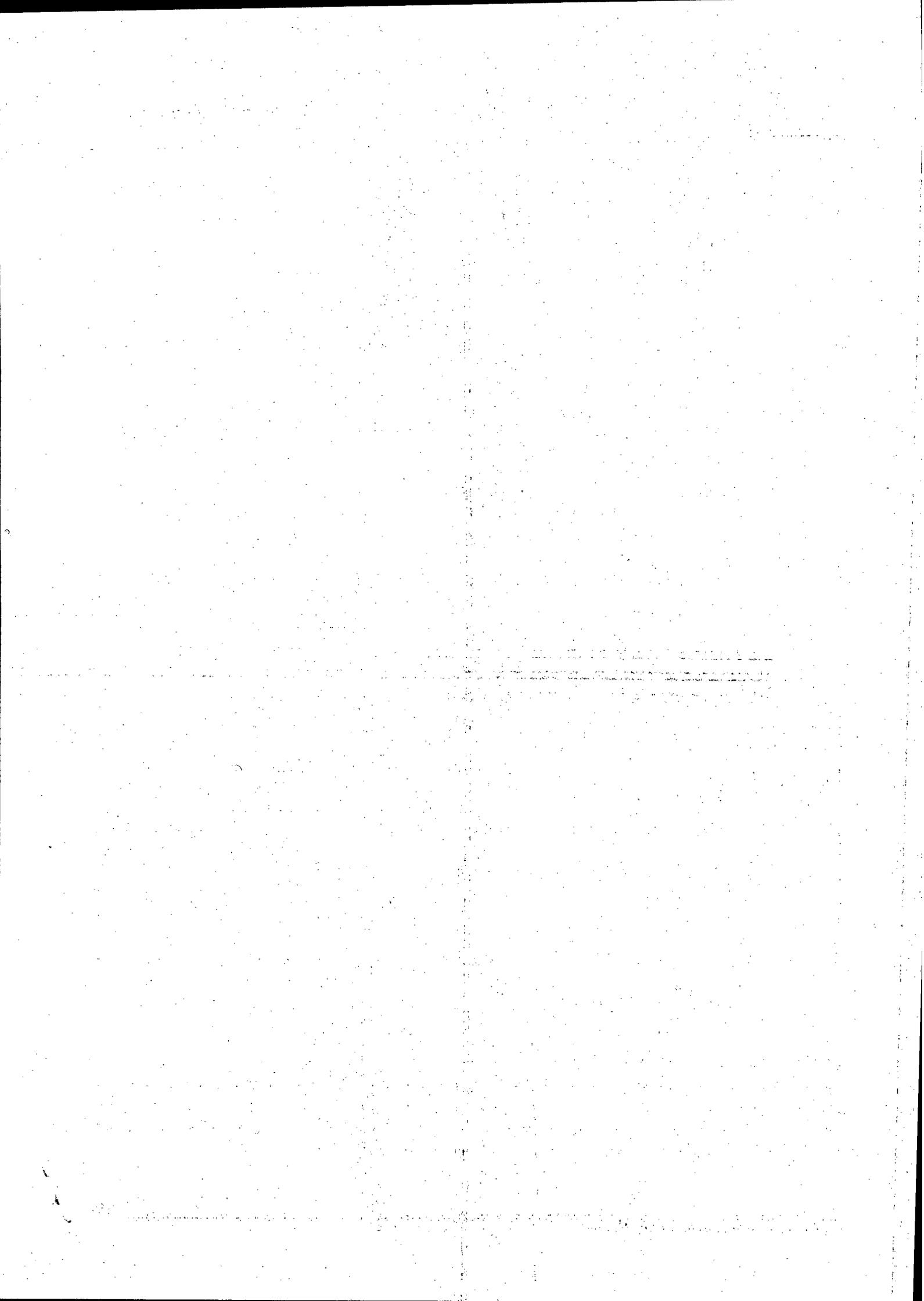
Il Gestore nel report annuale fornisca gli stati di avanzamento delle attività di cui sopra dai quali emergano gli interventi completati e quelli da realizzare/completare.

Inoltre, il Gestore deve predisporre, entro sei mesi dal rilascio dell'AIA, un programma di controllo e verifica a rotazione del fondo del parco serbatoi di stoccaggio dei liquidi idrocarburici di impianto e del deposito nazionale. Suddetto piano deve prevedere che in ogni semestre sia stata effettuata:

- una verifica e misura dello spessore del fondo di ogni singolo serbatoio che non sia datata più di cinque anni;
- o in alternativa
- un monitoraggio mediante emissioni acustiche e/o altra tecnologia equivalente dell'attività di corrosione del fondo di ogni singolo serbatoio che non sia datata più delle possibilità di ulteriore esercizio risultante dal monitoraggio e comunque che non sia datata più di cinque anni.

Laddove esistessero serbatoi che non sono mai stati oggetto di verifica, tale verifica dovrà essere effettuata entro sei mesi dall'AIA.

Qualsiasi perdita di integrità e qualsivoglia sospetto di possibile perdita di integrità, derivante dall'esecuzione del programma di controllo o da qualsiasi altra osservazione d'impianto, devono essere immediatamente comunicate all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo, assieme ad un piano di azione immediata e a un programma di intervento per riparazione.





Laddove esistessero serbatoi che non sono mai stati oggetto di verifica, tale verifica dovrà essere effettuata entro sei mesi dall'AIA.

Ai fini della predisposizione e aggiornamento del programma di controllo e verifica a rotazione, restano valide le verifiche e le misure eventualmente effettuate antecedentemente al rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale, secondo le regole di validità temporale indicate ai punti precedenti.

In sede di prima autorizzazione, è richiesta la trasmissione del programma e del protocollo di ispezione all'Autorità competente e all'Ente di controllo in occasione del primo reporting periodico. Successivamente, dovranno essere trasmessi eventuali aggiornamenti in funzione di modifiche impiantistiche e/o gestionali.

E' richiesta infine la registrazione dei risultati del programma su database in formato elettronico nonché la comunicazione dei risultati all'Autorità competente e all'Ente di controllo in sede di reporting periodico.

6. MONITORAGGIO FOGNATURA OLEOSA

Il gestore, al fine di mantenere sotto controllo la rete di convogliamento delle acque oleose di raffineria deve presentare un piano di verifica pluriennale dei tratti di fognatura "oleosa". A tal fine il Gestore presenterà all'Autorità competente e all'Ente di controllo entro 180 giorni dal rilascio del presente piano di monitoraggio e controllo un piano di ispezione della rete fognaria che deve svilupparsi nel corso dei sei anni di validità del presente piano di monitoraggio e controllo.

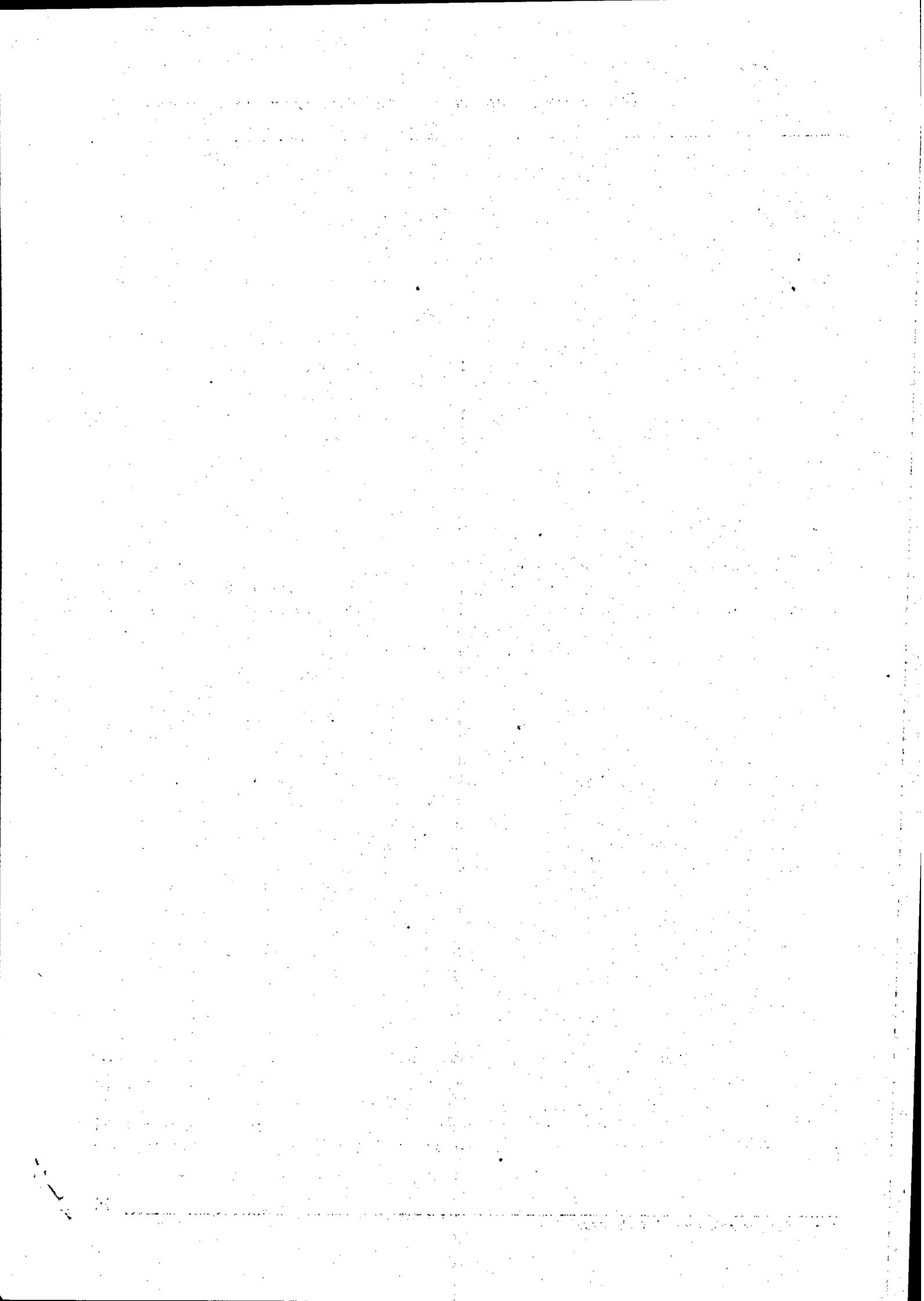
La verifica della tenuta dei collettori e degli allacciamenti fognari deve essere realizzata in accordo alla norma **UNI EN 1610 o equivalente**.

L'eventuale esito negativo delle prove idrauliche deve portare, come conseguenza, all'accertamento dei motivi di tale risultato attraverso, per esempio, l'ispezione televisiva delle condotte, anche al fine di rilevare utili informazioni per i successivi interventi di risanamento.

Nel caso di necessità di intervento il Gestore deve attuare i necessari lavori di ripristino delle tubazioni nel più breve tempo tecnicamente possibile. Il Gestore deve realizzare un data base elettronico con indicati i tratti di fognatura da collaudare, la data di collaudo presunta, le date di inizio e fine della prova di collaudo, l'indicazione del nome della Ditta o il nominativo del personale interno incaricato della prova ed il relativo esito, le date di inizio e fine della ispezione televisiva (eventuale) ed il relativo esito, i lavori nell'evenienza realizzati e/o pianificati (in quest'ultimo caso con le date presunte di inizio e fine dei lavori) di ripristino funzionale del tratto di fognatura. Il database deve essere conservato dal Gestore per il periodo di validità del presente piano di monitoraggio e controllo ed aggiornato con una cadenza temporale minima di sei mesi, anche al fine di dimostrare all'Ente di controllo la realizzazione del piano di ispezione.

7. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

Si richiede di effettuare nei casi di modificazioni impiantistiche che possono comportare una variazione dell'impatto acustico della raffineria nei confronti dell'esterno, una valutazione preventiva dell'impatto acustico. Tuttavia, occorrerà effettuare un aggiornamento della valutazione di impatto acustico nei confronti dell'esterno entro un anno dal rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale e successivamente ogni 2 anni dall'ultima campagna acustica effettuata.





Le misure dovranno essere fatte nel corso di una giornata tipo, con tutte le unità di processo e le sorgenti sonore normalmente in funzione.

Dovrà essere fornita una relazione di impatto acustico in cui si riporteranno le misure di Leq riferite a tutto il periodo diurno e notturno, i valori di Leq orari, una descrizione delle modalità di funzionamento delle sorgenti durante la campagna delle misure e la georeferenziazione dei punti di misura.

La campagna di rilievi acustici dovrà essere effettuata nel rispetto del DM 16/3/1998 da parte di un tecnico competente in acustica per il controllo del mantenimento dei livelli di rumore ambientale, in rispetto dei valori stabiliti dalle norme prescritte. Sarà cura del tecnico competente in acustica rivalutare, eventualmente, i punti di misura già presi in considerazione per avere la migliore rappresentazione dell'impatto emissivo della sorgente.

Il Gestore deve, quindici giorni prima dell'effettuazione della campagna di misura, comunicare all'Ente di controllo gli eventuali nuovi punti di misura selezionati dal tecnico competente in acustica.

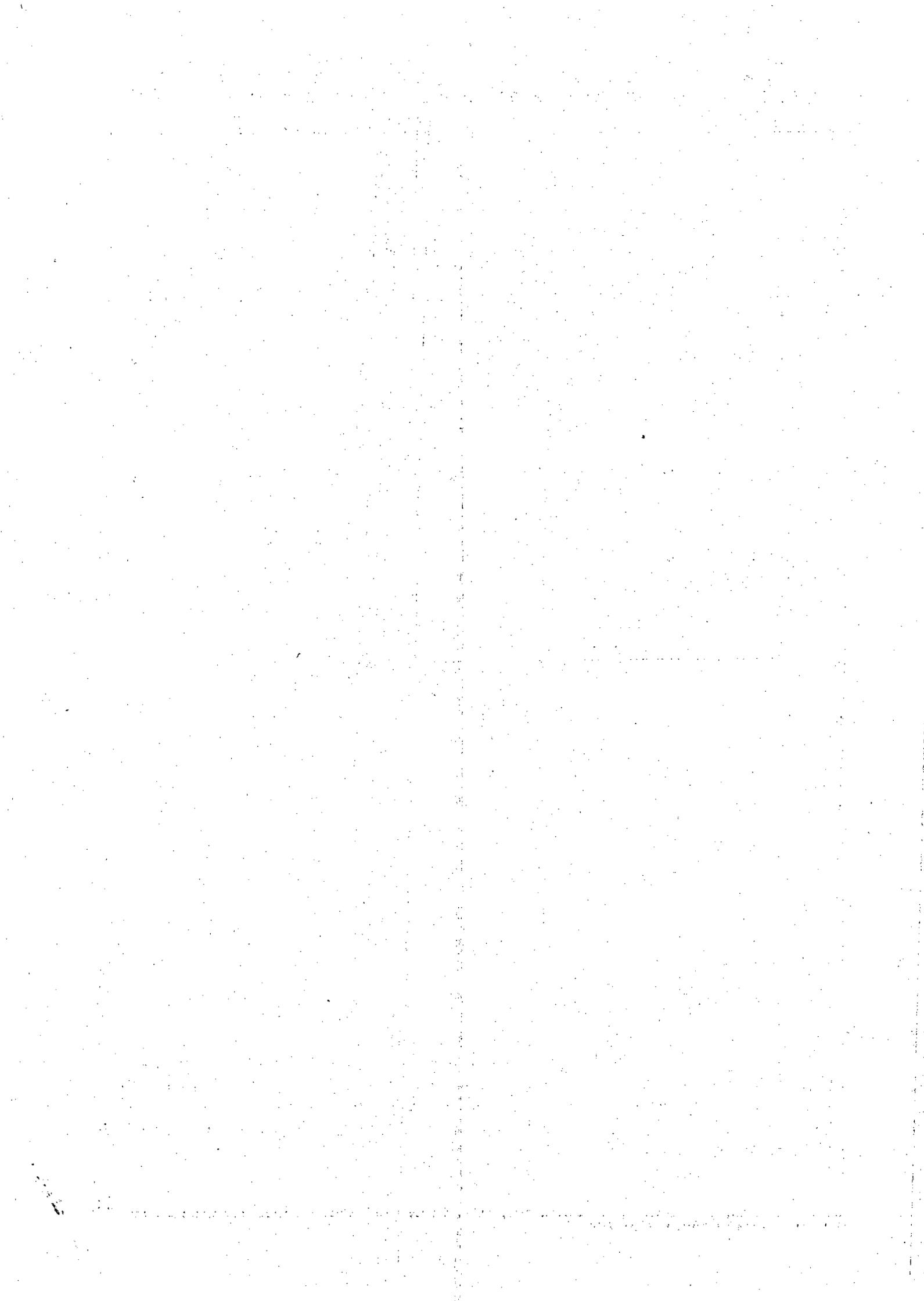
I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere contenuti nel Rapporto annuale.

Tabella 10 - Metodi di valutazione emissioni sonore

Parametro	Tipo di determinazione	UM	Metodi e standard di riferimento/riferimento legislativo	Punti di monitoraggio	Frequenza	Controllo ente preposto
Livello di emissione			allegato b del D.M. 16/03/1998	Al confine aziendale e presso i ricettori, in corrispondenza di una serie di punti ritenuti idonei e comprendenti quelli già considerati, nonché presso ulteriori punti dove si presentino criticità acustiche	Biennale od ogniqualvolta intervengano modifiche che possano influire sulle emissioni acustiche	Controllo reporting annuale
Livello di immissione	Misure dirette discontinue	dB(A)	Stima			

8. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI

Il Gestore deve effettuare le opportune analisi sui rifiuti prodotti al fine di una corretta caratterizzazione chimico-fisica e corretta classificazione in riferimento al catalogo CER. Il gestore deve altresì gestire correttamente tutti i flussi di rifiuti generati a livello tecnico e amministrativo attraverso il registro di carico/scarico, FIR (Formulario di Identificazione Rifiuti) e rientro della 4^a copia firmata dal destinatario per accettazione. Inoltre si deve garantire la corretta applicazione del deposito temporaneo dei rifiuti in conformità alle norme tecniche di progettazione e realizzazione e a quanto prescritto dall'AIA.





Il Gestore deve verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, ogni mese lo stato di giacenza dei depositi temporanei ai fini della verifica del rispetto del criterio temporaneo (periodo massimo di stoccaggio: 3 mesi), sia come somma delle quantità dei rifiuti pericolosi e somma delle quantità di rifiuti non pericolosi sia in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi secondo le modalità indicate in tabella 11. Devono altresì essere controllate le etichettature.

Tabella 11: monitoraggio depositi dei rifiuti

Codice CER	Stoccaggio (coordinate georeferenziazione)	Data del controllo	Stato depositi	Quantità presente (in m ³)	Quantità presente (t)	Modalità di registrazione:
						Su formato cartaceo (registri d'impianto) e su database in formato elettronico
Totale						

Inoltre, il gestore deve comunicare all'Autorità Competente per il controllo entro il mese di maggio di ogni anno la quantità di rifiuti prodotti e le percentuali di recupero degli stessi, relativi all'anno precedente (reporting annuale).

I rifiuti prodotti in aggiunta a quelli indicati dal gestore nella domanda di AIA devono essere comunicati all'autorità competente preposta per il controllo nel reporting annuale.

Tutte le prescrizioni di comunicazione e registrazione che derivano da leggi settoriali devono essere adempiute.

I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati.

I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere contenuti nel Rapporto annuale.

9. MONITORAGGIO ODORI

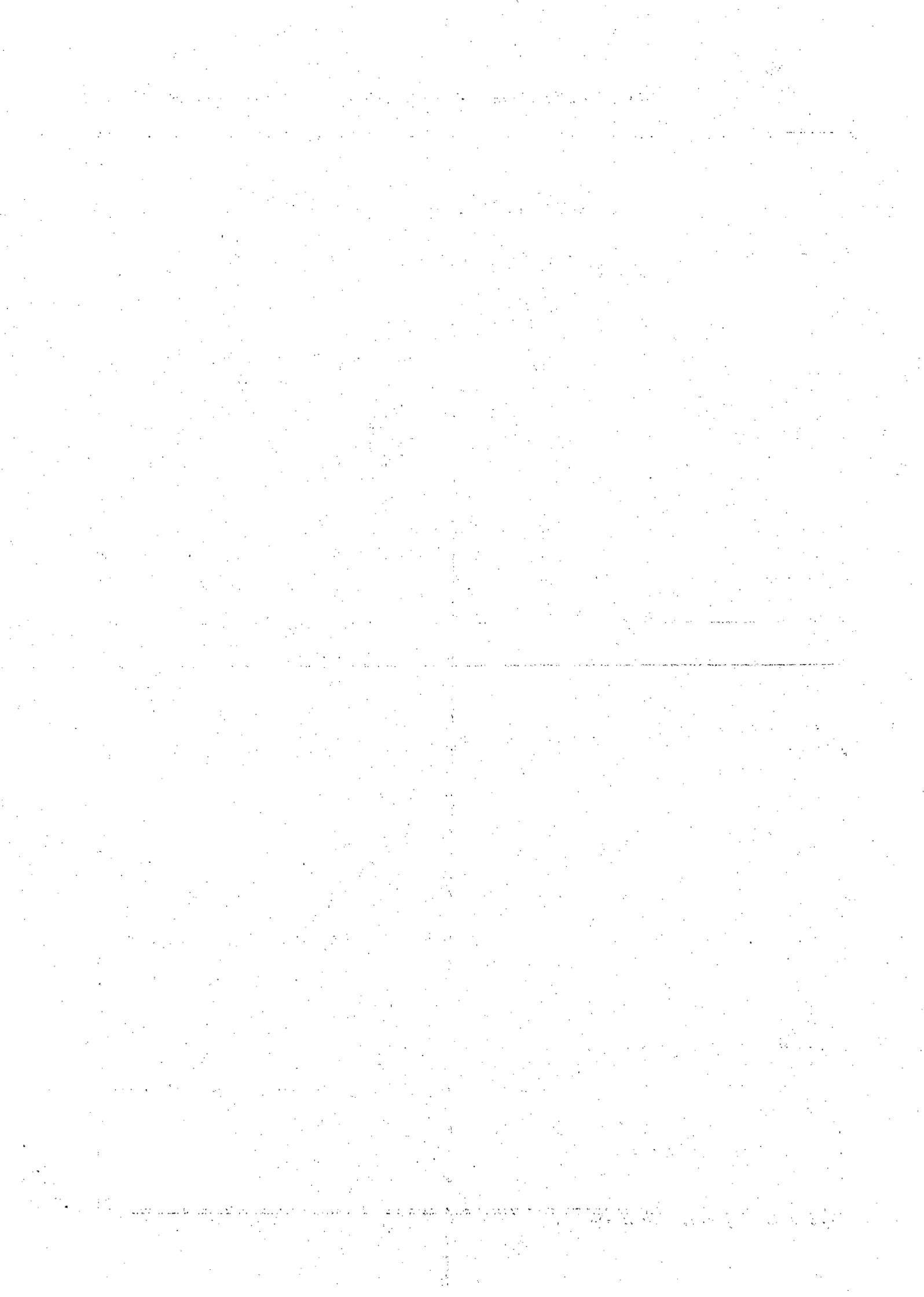
Il Gestore deve organizzare un sistema di audit interno volto alla individuazione, in particolare durante i mesi di maggio, giugno, luglio, agosto e settembre, di sorgente di emissione di sostanze odorogene all'interno della raffineria. Un rapporto in cui siano indicate le sorgenti individuate di sostanze odorogene e le contromisure implementate per il contenimento degli odori deve essere trasmesso annualmente all'Ente di controllo. Il Gestore per l'espletamento dell'audit può utilizzare un protocollo di monitoraggio sviluppato internamente e inserito all'interno del sistema di gestione ambientale. Si raccomanda di seguire, per quanto possibile, il protocollo qui suggerito e derivato dalla VDI 3940 "Determination of odorants in ambient air by field inspection".

Protocollo Odore "sniff-testing"

Questo protocollo è suggerito come metodo "interno" per la determinazione degli odori per assicurare, pur con un approccio semplificato alla problematica, coerenza tecnica alla valutazione.

Questa procedura è un test rapido di valutazione soggettiva istantanea della presenza, intensità e caratteristiche dell'odore rilevabile sia internamente all'installazione industriale, sia ai confini, sia in zone circostanti l'impianto.

La valutazione è finalizzata a:





- costruire un quadro di riferimento sulle sorgenti principali, attraverso una analisi ripetuta nel tempo;
- costituire un elemento di supporto alla dimostrazione di conformità rispetto all'impatto odorigeno dell'impianto;
- come mezzo di investigazione nel caso di reclami della popolazione.

Un archivio delle condizioni meteorologiche che si hanno durante le prove insieme con la registrazione delle attività costituiranno parte del report di audit.

Condizioni generali

Il Gestore nella stesura della procedura del sistema di gestione ambientale deve avere considerato i seguenti punti:

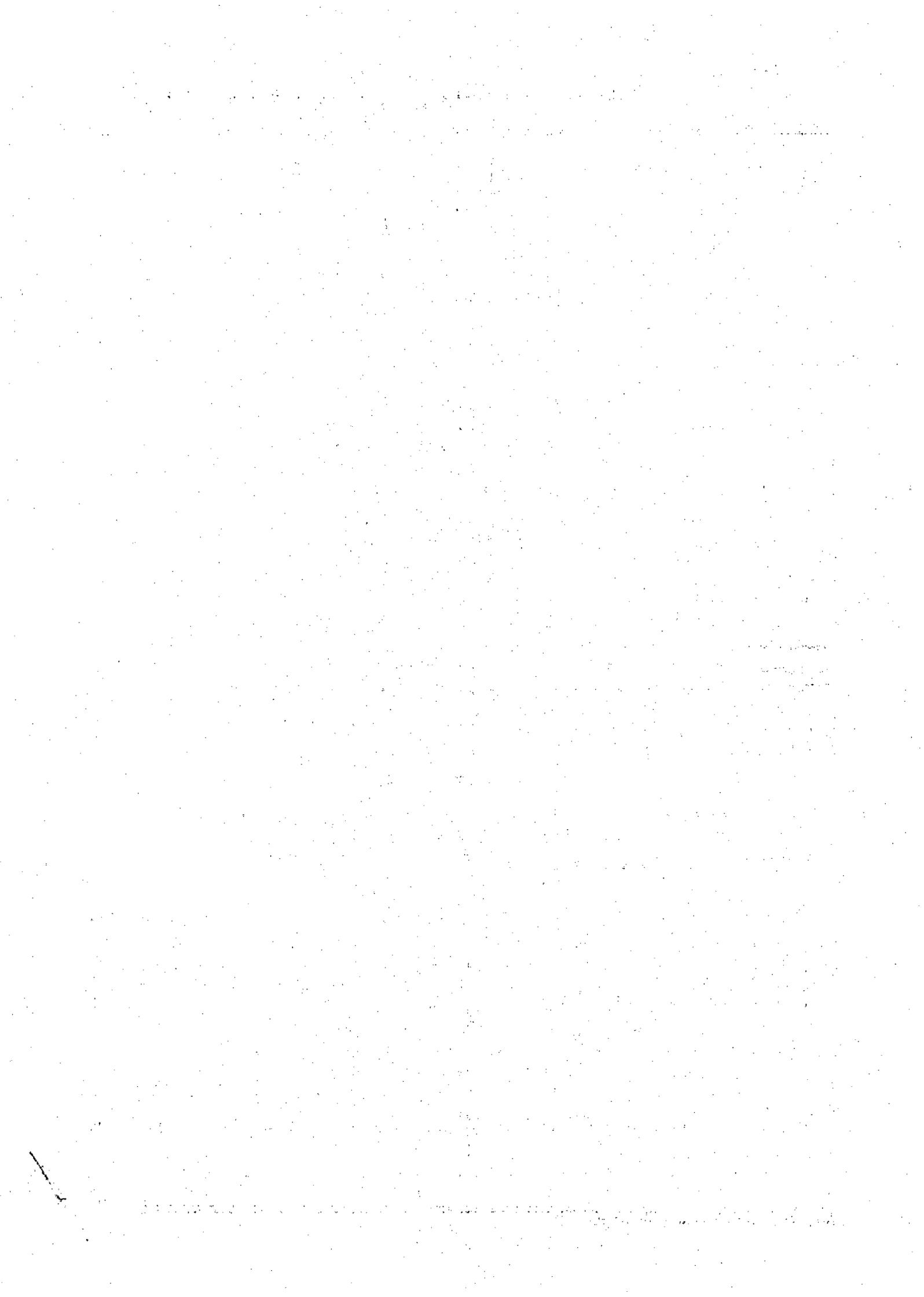
- La frequenza della valutazione deve essere stabilita in base al potenziale di emissione delle sorgenti presenti nell'impianto, degli eventuali obblighi stabiliti nell'AIA e del numero di reclami.
- Deve essere considerata la sensibilità olfattiva delle persone coinvolte nella misura in campo. Se ritenuto necessario si può riferirsi alle tecniche dell'olfattometria dinamica per la selezione del personale coinvolto. Ovviamente, persone con senso dell'olfatto poco sviluppato non possono essere utilizzate al fine del presente protocollo. E', altresì, importante che persone sottoposte a continuo contatto con sostanze odorose non siano utilizzate, in quanto, gravate da fatica olfattiva. E' infine necessario che chi realizza le valutazioni non sia sottoposto anche esso ad uno sforzo olfattivo prolungato.
- Per migliorare la qualità dei risultati è opportuno che i test siano eseguiti da minimo due persone che devono svolgere l'attività in modo indipendente.
- Le persone coinvolte nei test dovrebbero, nei giorni di misura, evitare l'uso di cibi con intensi odori (esempio: caffè), da almeno un'ora prima di iniziare la procedura; non dovrebbero essere utilizzati, anche, profumi personali e/o deodoranti per automobili (se gli spostamenti sono realizzati in macchina) intensi.
- Personale con raffreddore, sinusite, mal di gola dovrebbero astenersi da eseguire il test. In tali casi deve essere ripianificata l'attività di audit giornaliera.
- La salute e la sicurezza delle persone coinvolte deve essere sempre garantita. Serbatoi o container di cui non si conosce il contenuto o il cui contenuto può essere pericoloso perché possono rilasciare sostanze tossiche per inalazione non dovrebbero mai essere sottoposti a valutazione. In tutti i casi dubbi si deve valutare la scheda tecnica di sicurezza delle sostanze di cui si sospetta la presenza.

Punto di valutazione

Dove possibile è sempre opportuno muoversi da zone a bassa intensità odorigena verso zone ad alta intensità. Il punto preciso in cui eseguire il test deve essere selezionato considerando gli scopi dell'audit. In particolare per le eventuali valutazioni esterne al sito di raffineria si deve considerare che l'odore è ben percepibile sotto vento e si propaga verso l'impianto. Dovrebbe, altresì, essere considerato che le caratteristiche e l'intensità dell'odore possono cambiare con la distanza dalla sorgente; ciò è dovuto a diluizione e/o reazione delle sostanze responsabili dell'odore.

Per la scelta del punto di "analisi" si devono considerare i seguenti fattori:

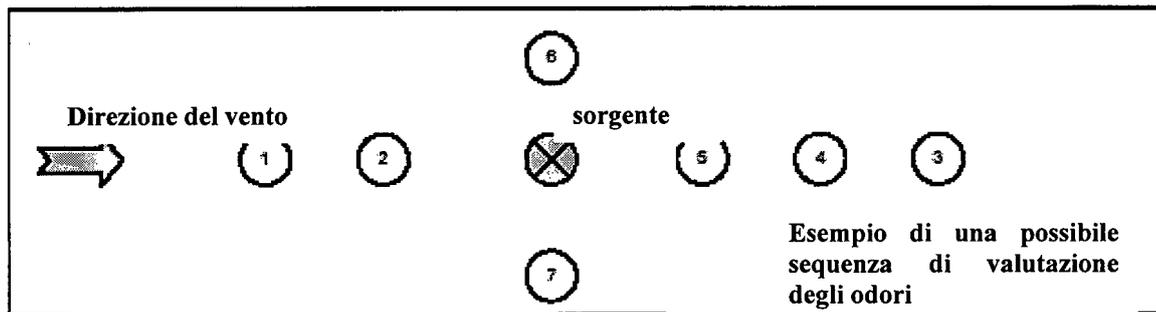
- condizioni imposte dall'autorizzazione relative ai confini e alla presenza di recettori sensibili (popolazione),
- reclami,
- prossimità ad edifici di civile abitazione,
- direzione del vento e condizioni meteo in cui si realizza il test.





Una valutazione può essere realizzata anche camminando lungo un percorso che è stabilito considerando sia i quattro punti su esposti sia, se non è possibile, seguendo i confini di un percorso obbligato (si veda esempio in figura 1). Come ulteriore alternativa i punti di analisi possono essere fissati per valutare il cambiamento nel tempo della sorgente o l'influenza delle condizioni meteorologiche locali. In quest'ultimo caso si possono individuare le cosiddette condizioni di "caso peggiore".

Fig. 1 - Esempio di selezione dei punti di analisi



Dati da valutare e registrare

I parametri che costituiscono gli elementi della valutazione dell'odore sono:

- rilevabilità /intensità
- estensione e persistenza
- sensibilità del luogo dove è stata fatta la valutazione in relazione alla presenza di recettori
- fastidio.

Insieme ai parametri suddetti deve essere cercata, eventualmente, la presenza di attività esterne che possono influenzare la valutazione (esempio attività agricole).

Le categorie di intensità sono:

- odore non percepibile
- odore debole (a malapena percepibile, necessita di rimanere in modo prolungato sul posto e di compiere una intensa inalazione con la faccia rivolta nella direzione del vento)
- odore moderato (odore percepibile facilmente mentre si cammina e respira normalmente)
- odore forte
- molto forte (odore che può causare nausea).

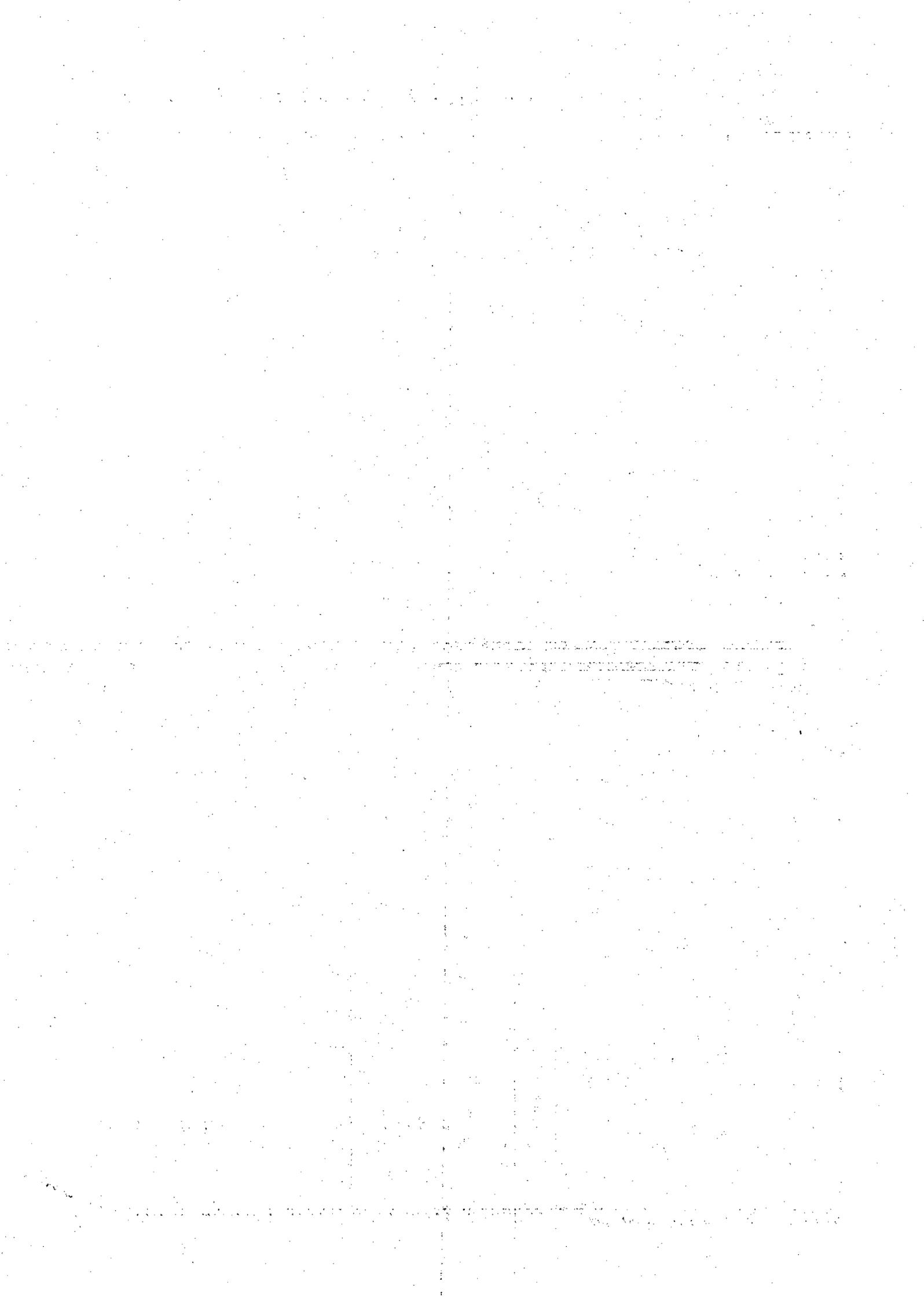
Le categorie di estensione e persistenza sono:

- locale e temporaneo (percepibile solo nell'impianto o ai suoi confini, durante brevi periodi di tempo in cui si hanno calme o folate di vento)
- temporaneo come al punto precedente, ma percepibile anche al di fuori dell'impianto
- persistente ma localizzato
- persistente e pervadente fino ad una distanza di 50 metri dall'impianto
- persistente e diffuso a distanza superiore a 50 metri dall'impianto.

Le categorie di sensibilità del luogo dove l'odore è individuato (ovviamente l'intensità deve essere almeno rilevabile, altrimenti il valore è zero):

- remoto (assenza di abitazioni civili, insediamenti commerciali/industriali o aree pubbliche all'interno di un'area di 500 metri da dove si percepisce l'odore);







- bassa sensibilità (assenza di abitazioni civili all'interno di un'area di 100 metri da dove si percepisce l'odore)
- sensibilità moderata (presenza di abitazioni civili all'interno di un'area di 100 metri da dove si percepisce l'odore)
- sensibilità alta (presenza di abitazioni civili all'interno dell'area dove si percepisce l'odore)
- extra sensibilità (reclami dei residenti all'interno dell'area dove si percepisce l'odore)

Fastidio

La valutazione del fastidio dell'odore è necessariamente basata sulla risposta olfattiva soggettiva dell'osservatore. La determinazione del fastidio, oltre che dall'intensità dell'odore dipende anche da: tipo, frequenza, esposizione e persistenza.

La determinazione se l'odore è caratterizzato da fastidio dovrebbe essere fatta solo se l'episodio di esposizione all'odore nel luogo è stato valutato come frequente e persistente. Il personale preposto ad esprimere il giudizio di fastidio sarà sottoposto all'odore per il solo tempo della determinazione, mentre i recettori locali possono essere esposti al fastidio in modo prolungato, questa eventualità deve essere considerata dal valutatore. Chiaramente alcuni odori sono più fastidiosi di altri, ma deve essere comunque ricordato che ogni odore è potenzialmente fastidioso, dipendendo da fattori come: concentrazione, durata e frequenza dell'esposizione, il contesto in cui l'esposizione si verifica ed altri fattori unici come la soggettiva predisposizione degli individui. L'istantanea impressione di inoffensività dell'odore può, se l'individuo è esposto in modo prolungato ad alte concentrazioni, condurre al cambio della percezione.

Quindi, quando si determina il fastidio devono essere considerati i seguenti argomenti:

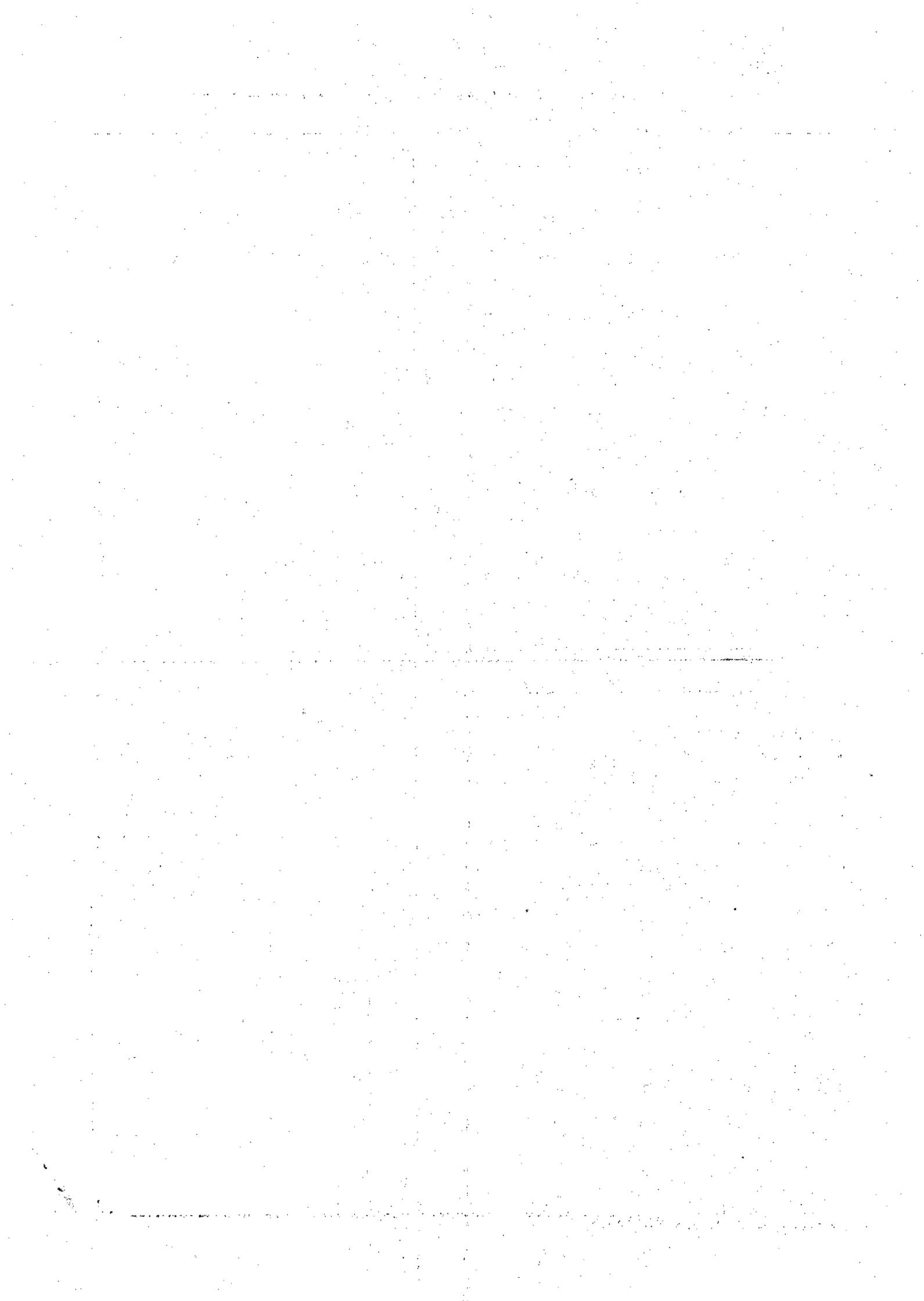
- natura/caratteristiche - gli odori che sono, in senso comune, considerati "sgradevoli" sono potenzialmente fastidiosi. Per esempio, gli odori da una raffineria saranno considerati più sgradevoli che gli odori di una panetteria. L'intensità di un odore in riferimento alla sua soglia olfattiva può essere quantificata e, più alta è l'intensità e più alta è la probabilità di individuazione dell'odore;
- frequenza di esposizione - odori emessi con alta frequenza o in modo continuo dall'impianto sono più probabilmente considerati fastidiosi che quelli rilasciati in modo occasionale. La frequenza degli odori è spesso valutata in congiunzione con la persistenza nell'ambiente;
- persistenza- odori che persistono in un ambiente per un lungo periodo (cioè che non è prontamente disperso ad un livello tale che l'odore non sia percepibile) hanno una probabilità superiore di essere considerati fastidiosi. Odori poco sgradevoli possono essere considerati fastidiosi se l'emissione è frequente o continua e persistente. La persistenza di un odore è influenzata anche dalle condizioni meteorologiche.

Le categorie di fastidio sono (si prendano in considerazione intensità, persistenza e frequenza tipica d'esposizione) :

- potenzialmente fastidioso
- moderatamente fastidioso
- molto fastidioso.

Il tempo di osservazione deve essere di almeno cinque minuti per postazione di analisi; durante questo tempo l'intensità e l'estensione dovrebbero essere anche valutate.

Parte integrante della valutazione è la registrazione delle condizioni meteorologiche, tra cui la velocità del vento è un parametro fondamentale della misura. In assenza di un anemometro per la misura della velocità del vento si può fare uso della scala di Beaufort.





Infine, le condizioni specifiche dell'impianto dovrebbero essere registrate, in particolare: le unità in funzione o non attive (a seconda dalla scopo della valutazione); attività in atto di spedizione-ricevimento di prodotti/grezzo; parametri di processo su particolari unità indagate che aiutano a giustificare la valutazione dell'odore; operazioni di manutenzione in atto sull'unità indagata; e ogni situazione "anomala" rispetto al normale funzionamento dell'impianto/unità.

Scala di Beaufort

Force	Description	Observation	km/hr
0	Calm	Smoke rises vertically	0
1	Light air	Direction of wind shown by smoke drift, but not wind vane	1-5
2	Light breeze	Wind felt on face; leaves rustle, ordinary vane moved by wind	6-11
3	Gentle breeze	Leaves and small twigs in constant motion	12-19
4	Moderate breeze	Raises dust and loose paper; small branches are moved	20-29
5	Fresh breeze	Small trees in leaf begin to sway, small branches are moved	30-39
6	Strong breeze	Large branches in motion; umbrellas used with difficulty	40-50
7	Near gale	Whole trees in motion; inconvenience felt when walking against wind	51-61

10. IMPIANTO STAP

10.1 APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME

Consumi/Utilizzi di materie prime, prodotti e combustibili

Devono essere registrati almeno i consumi di gasolio, oli base, glicole, additivi, grassi, oli e anticongelanti secondo le modalità riportate nella seguente tabella 12.

Il Gestore dovrà compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Tabella 12 Consumi di materie prime e combustibili:

Tipologia	Metodo misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Gasolio	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	database in formato elettronico e registro d'impianto
Oli base	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	
Glicole	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Giornaliera	
Additivi	Pesatura all'ingresso o bolla di consegna al magazzino	Tonn	Giornaliera	
Grassi	Pesatura all'ingresso o bolla di consegna al magazzino	Tonn	Giornaliera	
Oli e anticongelanti	Pesatura all'ingresso o bolla di consegna al magazzino	Tonn	Giornaliera	







Consumo di risorse idriche

Il prelievo di acqua dall'acquedotto comunale VESTA, deve essere tenuto sotto controllo. Le registrazioni dei consumi dovranno essere fatte con cadenza mensile, specificando anche la destinazione dell'acqua prelevata (uso igienico/sanitario); deve essere altresì compilato il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Tabella 13 Consumi idrici:

Tipologia di approvvigionamento	Metodo misura	Fase di utilizzo	Quantità utilizzata m ³ /mese	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Acqua da acquedotto VESTA	Contatore			Mensile	database in formato elettronico e registro d'impianto

10.2 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA

Emissioni convogliate e diffuse

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione indicati di seguito con la frequenza stabilite nella successiva tabella n°14 con un Report annuale.

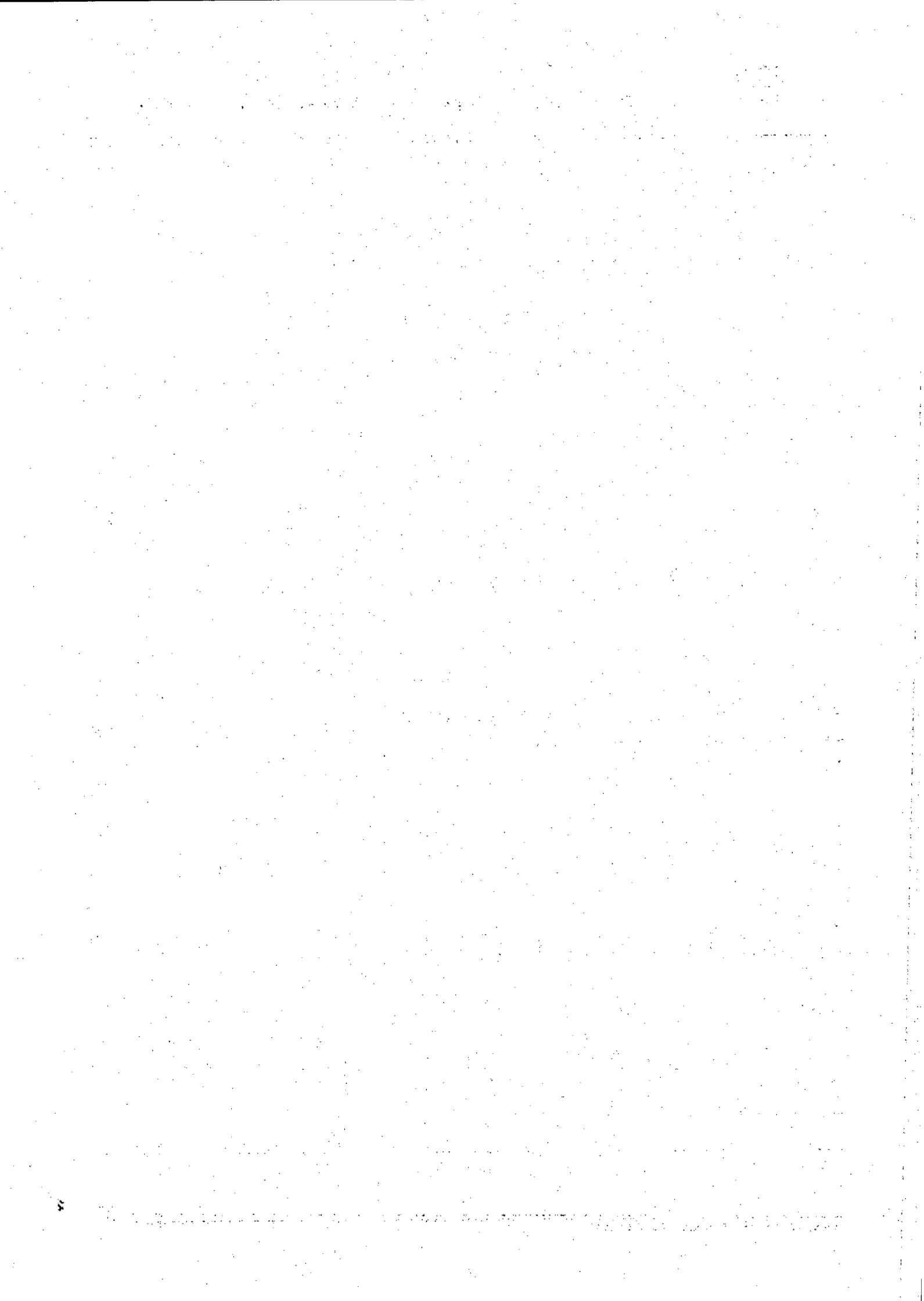
Nell'impianto STAP sono presenti le seguenti sorgenti di emissioni discontinue (che non concorrono al calcolo della bolla di raffineria):

- Camino 1 da produzione grassi
- Camino 2 da impianto di emergenza
- Camino 3 da produzione del grasso con sapone all'alluminio complesso
- Camino 17 da reparto miscelazione oli
- Camino 18 da reparto miscelazione oli
- Camino 22 da reparto produzione prodotti speciali
- Camino 23 da Centrale Termica

Tabella 14 Parametri inquinanti da misurare per le emissioni in atmosfera dai camini dell'impianto STAP non rientranti nel calcolo di bolla.

Inquinante/ Parametro	Limiti/ Prescrizioni	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio	Metodi e std riferimento
SO ₂ [mg/Nm ³]	-	23 ⁷	Annuale	NDIR

⁷ La Centrale termica rientra nella categoria di attività di cui all'art. 269, comma 14, lettera h) del D.Lgs. 152/06 "impianti di combustione connessi alle attività di stoccaggio dei prodotti petroliferi funzionanti per meno di 2200 ore annue, di potenza termica nominale inferiore a 5 MW se alimentati a metano o GPL ed inferiore a 2,5 MW se alimentati a gasolio" e pertanto non è sottoposta ad autorizzazione. La CT STAP è alimentata a gasolio ed ha una potenza termica di 2,1 MW. Nella **Relazione annuale prescritta dal**





NOx (come NO ₂) [mg/Nm ³] CO [mg/Nm ³] PTS				Opacimetro Paramagnetico
CO ₂			Calcolato	EPA 3C/96
PTS [mg/Nm ³]	Limite come da autorizzazione	3,1,22,17,18,2	Annuale	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate
COV	Limite come da autorizzazione	3, 1, 22, 17, 18,2		

Tutti i punti di emissione sopraelencati devono essere controllati annualmente.

10.3 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA

Le acque circolanti nella rete fognaria STAP sono assimilabili a quelle normalmente circolanti nella rete fognaria della raffineria, previo passaggio in una serie di vasche di decantazione interne al sito STAP. Pertanto fare riferimento a quanto richiesto nel precedente paragrafo sul monitoraggio di emissioni in acqua della raffineria.

10.4 MONITORAGGIO ACQUE SOTTERRANEE

Fare riferimento a quanto riportato all'equivalente paragrafo della raffineria.

10.5 MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

L'impianto STAP ricade all'interno del perimetro del Comune di Venezia ed in base alla zonizzazione acustica risulta localizzato su di un'area di classe acustica VI. Pertanto si può fare riferimento a quanto richiesto nel precedente paragrafo sul monitoraggio dei livelli sonori della raffineria

10.6 MONITORAGGIO DEI RIFIUTI

Per il monitoraggio dei rifiuti dello STAP si può fare riferimento a quanto riportato nell'equivalente paragrafo della raffineria.

11. METODI ANALITICI CHIMICI/PREDITTIVI/FISICI

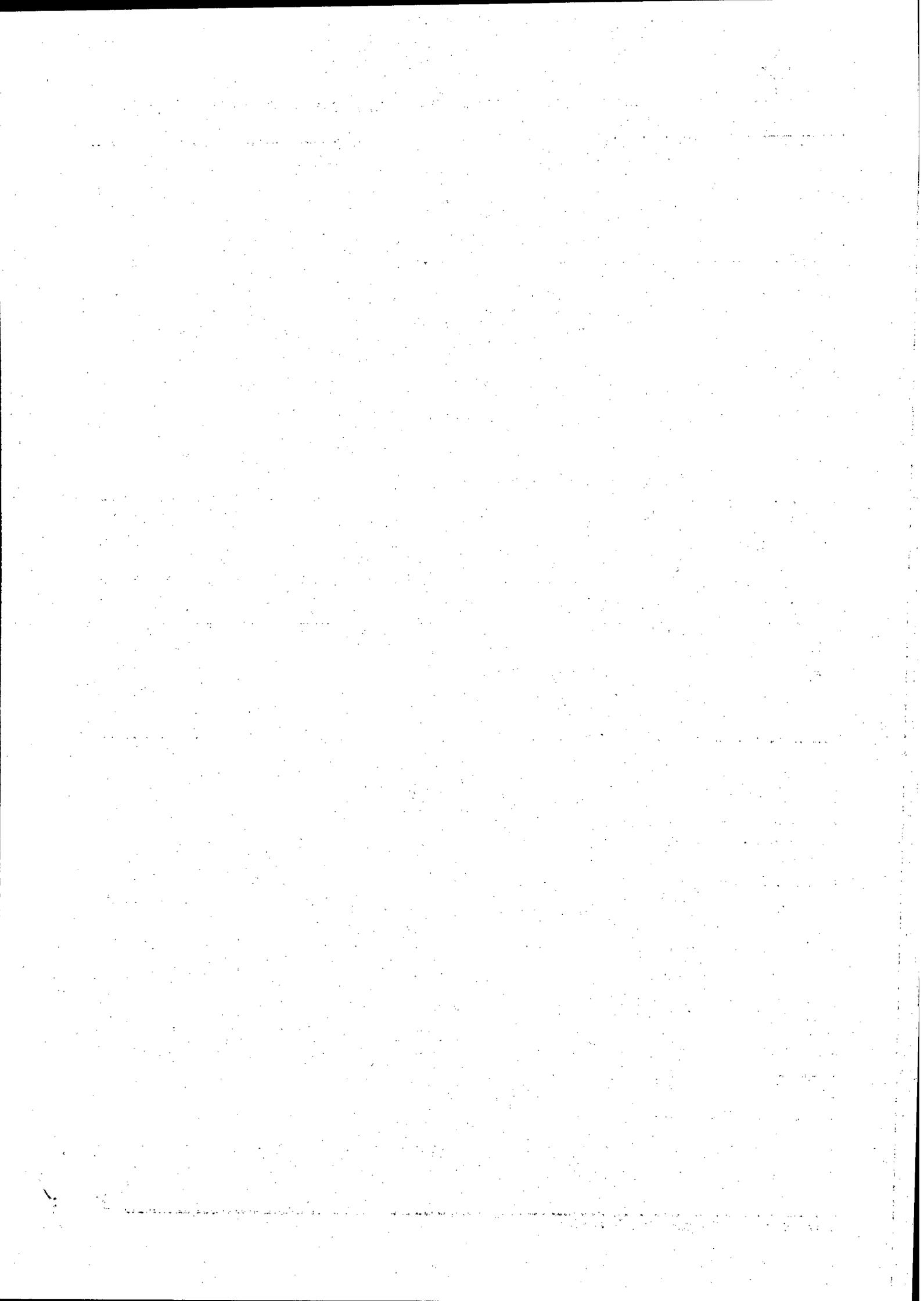
In questa sezione sono riassunti tutti i metodi di analisi che sono impiegati nella determinazione dei parametri di controllo. Le metodiche sono derivate, in ordine di importanza ed a parità di prestazioni in termini di qualità, da leggi o manuali ufficiali italiani, europei ed americani e costituiscono la base per la dimostrazione di conformità alle prescrizioni contenute nell'AIA.

Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate

Tutti i risultati delle analisi relative ai flussi convogliati devono fare riferimento a gas secco in condizioni standard di 273,15 °K e 101,3 kPa. Inoltre, debbono essere normalizzati al 15 % di ossigeno per combustibili gassosi (fuel gas) e al 15 % di ossigeno per combustibili liquidi (fuel oil).

Tabella 15 - Metodi di analisi in continuo

presente PMC il Gestore dovrà confermare il rispetto delle condizioni sopra previste e dovrà dichiarare le ore annue di funzionamento.





Punto di emissione	Inquinante/Parametro fisico	Metodo
	SO ₂	UNI 10393, ISO 7935
	NO _x	UNI 10878, ISO 10849
	CO	UNI 9969, UNI EN 15058, ISO 12039
La misura di SO ₂ ai camini è integrata dalla misura H ₂ S nel gas di raffineria. La misura di H ₂ S nel gas acido in ingresso all'unità di recupero zolfo è necessaria per il calcolo del rendimento di desolforazione.	H ₂ S	Non esistono metodi normalizzati continui ma solo metodi manuali quali: US EPA Method 11. Questo metodo può essere impiegato per normalizzare uno strumento che misura in continuo la concentrazione di H ₂ S. La specifica procedura per il test di accuratezza relativa è in US EPA "Performance Specification 7" (PS 7)
	Polveri	UNI EN 13284-2, EN 13284-2, ISO 10155
	Pressione	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella
	Temperatura	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella
	Ossigeno	UNI EN 14789, ISO 12039
	Flusso	ISO 14164
	Vapore d'acqua	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi manuali quali: UNI EN 14790, US EPA Method 4. Questi metodi possono essere impiegati per normalizzare i metodi strumentali continui.

Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate

I metodi specificati in questo paragrafo costituiscono i metodi di riferimento contro cui i metodi strumentali continui verranno verificati, nonché, in caso di fuori servizio prolungato dei sistemi di monitoraggio in continuo, saranno i metodi da utilizzare per le analisi sostitutive ed infine sono anche i metodi utilizzati per la verifica di conformità per le analisi discontinue.

Norma UNI EN 10169:2001 - Determinazione della velocità e della portata di flussi gassosi convogliati per mezzo del tubo di Pitot.

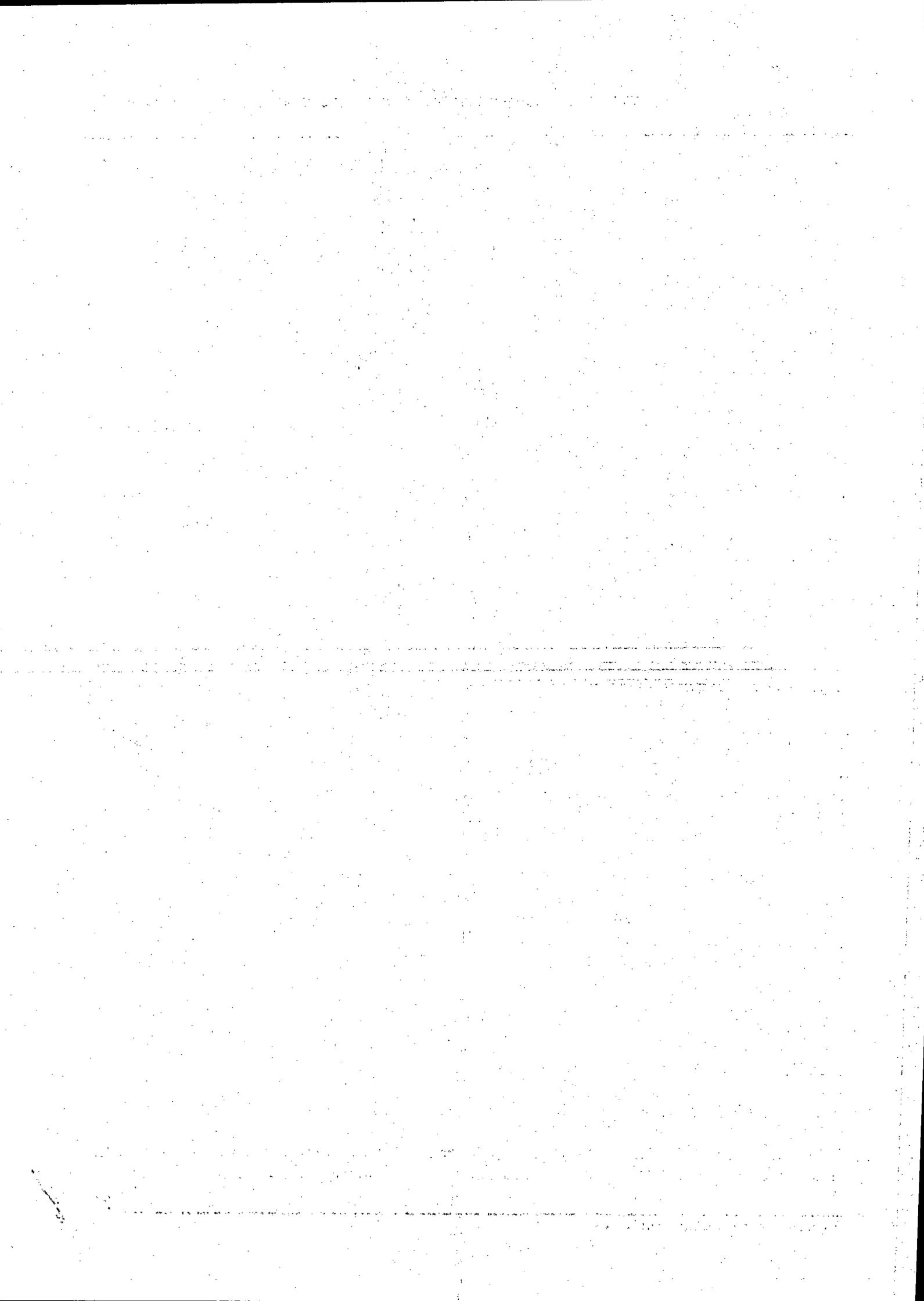
Norma UNI EN 13284-1:2003 - Misura di particolato a basse concentrazioni (<50 mg/Nm³).

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di ossidi di zolfo e ossidi di azoto espressi rispettivamente come SO₂ e NO₂. Allegato 1 al Dm 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. "Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n°203".

Norma UNI EN 14791:2006 per SO₂ .

Norma UNI EN 14792:2006 per NO_x.

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di composti inorganici del cloro e del fluoro sotto forma di gas e vapore espressi rispettivamente come HCl e HF. Allegato 2 al Dm 25





agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. "Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n°203".

Norme UNI EN 1911-1:2000, 1911-2:2000, 1911-3:2000 per la determinazione manuale del HCl.

Norma UNI EN 14789:2006 per O₂ in flussi gassosi convogliati.

Norma UNI EN 14790:2006 per vapore d'acqua in flussi gassosi convogliati.

Norma UNI EN 15058:2006 per CO in flussi gassosi convogliati.

Norma UNI EN 14385:2004 per metalli V in flussi gassosi convogliati.

Norma UNI EN 13649 per l'analisi dei VOC

Norma US EPA method 29 per la determinazione del Ni totale in flussi gassosi convogliati.

Norma US EPA method 11 per la determinazione del H₂S nel gas di raffineria.

Norma US EPA method 15 per la determinazione di composti ridotti dello zolfo (CS₂, COS, e H₂S) nei gas uscenti dal sistema di recupero dello zolfo.

Si considera attendibile qualunque misura eseguita con metodi non di riferimento o non espressamente indicati in questo "Piano di monitoraggio e controllo" purché rispondente alla **Norma CEN/TS 14793:2005** – procedimento di validazione intralaboratorio per un metodo alternativo confrontato con un metodo di riferimento.

Metodi di analisi/misurazione del gas di raffineria (fuel gas)

Per la determinazione dei flussi di gas di raffineria, nei diversi forni, si raccomanda l'uso di strumentazione rispondente alle norme sotto indicate, in quanto, appropriati ai requisiti di qualità necessari all'uso dei dati.

Norma ASME MFC-7M-1987 (Reaffirmed 1992), Measurement of Gas Flow by Means of Critical Flow Venturi Nozzles o **Norma ASME MFC-4M-1986** (Reaffirmed 1990), Measurement of Gas Flow by Turbine Meters. I metodi sono equivalenti nella valutazione del flusso di gas alimentato e possono essere utilizzati indifferentemente.

Norma ASTM D1946-90, Standard Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography. Non esiste un metodo, con qualità accertata, per la determinazione della composizione del gas di raffineria tuttavia la norma in questione è utilizzata per la quantificazione di gas con composizione simile a quella che è possibile ipotizzare per il gas prodotto dalla raffineria.

Metodi di analisi elementare del BTZ

Norma ASTM D5291-92, Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants.

Norma ASTM D129-91, Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products (General Bomb Method).

Metodo di valutazione dei fattori di emissione locali

L'utilizzo di fattori d'emissione per il controllo di conformità è applicabile solo se verificati localmente, cioè se i fattori sono stati valutati nelle condizioni di marcia ordinarie dell'impianto a cui si riferiscono. A questo fine si ricorda che i fattori d'emissione normalmente reperibili in letteratura fanno riferimento all'intera categoria di impianti e quindi sono valori medi rappresentanti installazioni con diversa vita, livello di manutenzione ed intensità di utilizzo. Tuttavia, è anche vero



che sono metodi di esame con un basso costo di implementazione ed una sufficiente efficacia predittiva, se adeguatamente modellati sull'impianto specifico.

Calcolo concentrazione SO₂

L'anidride solforosa (Φ_{SO_2}) in kg/h può essere determinata conoscendo i valori di flusso di combustibile (Q_f) in kg/h, concentrazione dell'inquinante nel combustibile in g/g di combustibile (C_x), peso molecolare del contaminante emesso (PM_e) in g/g-mole e peso molecolare dell'inquinante nel combustibile (PM_c) in g/g-mole:

$$\Phi_{SO_2} = Q_f * C_x * (PM_e / PM_c)$$

Nel caso dei forni la portata è calcolata dal flusso misurato di gas di raffineria che è prima normalizzato alle condizioni di temperatura e pressione normali (F_{gas}) Nm³/h, poi è moltiplicato per la densità ρ_{gas} in kg/Nm³; quest'ultima calcolata dalla relazione:

$$\rho_{gas} = P * PM_{medio} / R * T$$

Dove: P è la pressione di 1 atm; PM_{medio} è il peso di un volume di miscela gassosa pari a 22,414 m³, calcolato dai dati di composizione del gas; R è la costante dei gas in m³ atm^o/K mole e T è la temperatura di 273,15 °K.

$$Q_{f\ gas} = F_{gas} * \rho_{gas}$$

La concentrazione (C_{SO_2}) in mg/ Nm³ è determinata dividendo il fattore di emissione per il flusso di gas combustibili ($Q_{gas\ combustibili}$) in Nm³/h, normalizzati al 3% di eccesso d'ossigeno, moltiplicato per 1000000 per il passaggio da kg a mg:

$$C_{SO_2} = (\Phi_{SO_2} / Q_{gas\ combustibili}) * 1000000$$

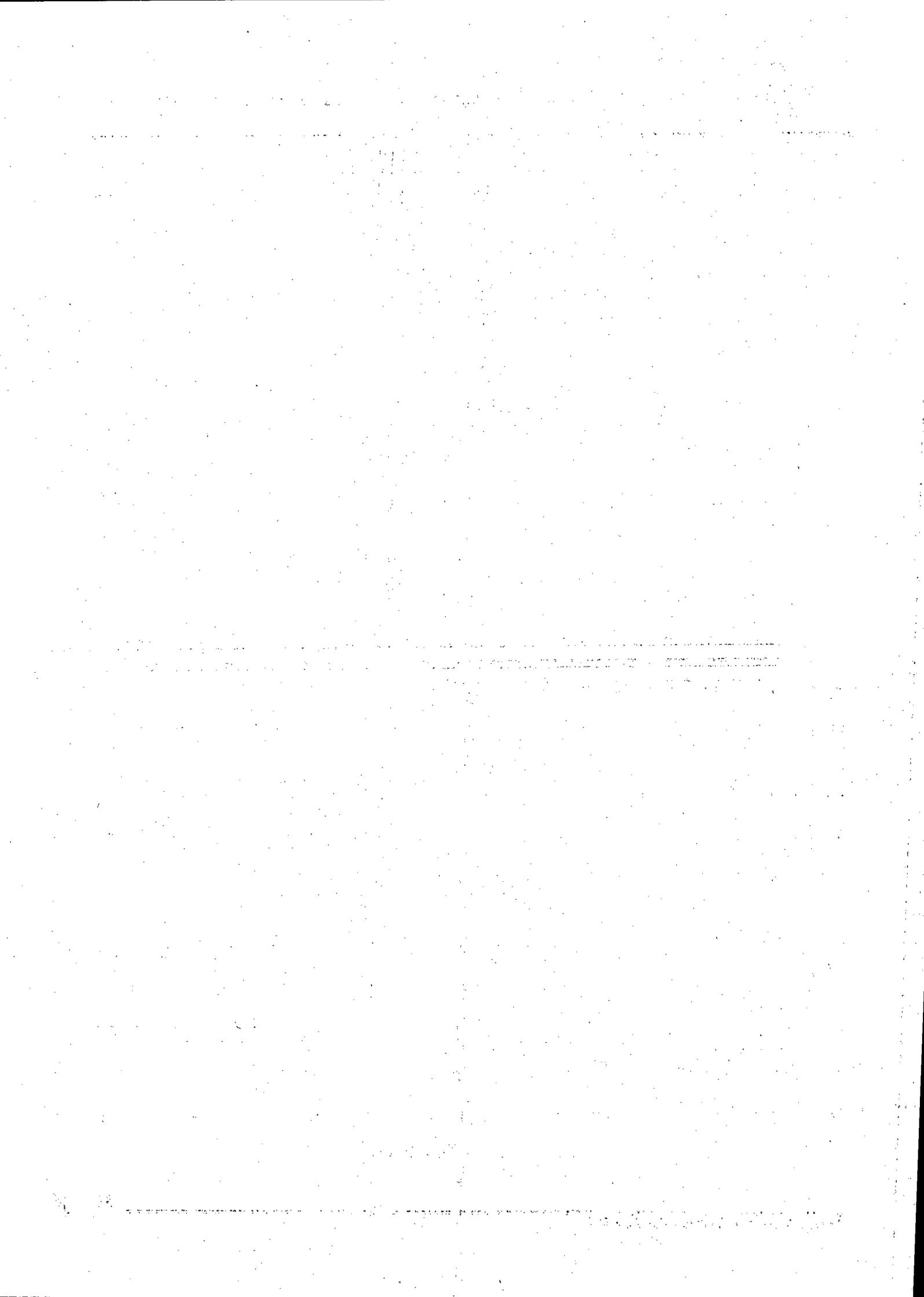
Il flusso di gas combustibili è calcolato dalla composizione del gas immaginando una combustione totale a CO₂, H₂O e SO₂. Il risultato deve essere considerato nelle condizioni di gas secco. Nel caso del BTZ il flusso di gas combustibili è calcolato dalla composizione elementare del combustibile ed ipotizzando una conversione totale a CO₂, H₂O e SO₂. Il risultato deve essere considerato nelle condizioni di gas secco.

Determinazione fattore emissione NO_x e controllo del CO

Il metodo fissa la procedura che deve essere usata nella valutazione di conformità con l'uso del fattore d'emissione locale.

La metodologia si compone dei seguenti passi logici:

- i. Determinazione delle concentrazioni di NO_x e CO al variare, nell'intervallo di normale utilizzo del forno, del flusso di combustibile per cui si richiede la valutazione del fattore di emissione;
- ii. Valutazione della concentrazione minima e massima dell'ossigeno e del flusso di combustibile nelle condizioni operative richieste (si sottolinea come il minimo di O₂ a bassi flussi di combustibile può essere diverso dal minimo di O₂ ad alti flussi, e lo stesso è vero ai massimi flussi)
- iii. Determinazione del più alto fattore d'emissione (inferiore comunque al limite) in mg/Nm³ del NO_x nell'intervallo di flusso del combustibile desiderato e mentre si





- mantiene la concentrazione del CO al disotto del limite imposto (questa procedura consente di sfruttare la relazione inversa tra il controllo delle emissioni di NO_x e CO, cioè se il fattore d'emissione del NO_x, per le condizioni operative impiegate, è tale da rappresentare un CO sotto il limite, lavorando sempre in tali condizioni operative si è ragionevolmente sicuri di rispettare il limite per il monossido di carbonio);
- iv. Riportare i dati di flusso di combustibile e concentrazione di O₂ su un grafico. Il poligono risultante costituisce l'intervallo di condizioni operative del forno in cui il fattore di emissione è considerato valido.
 - v. Se nel forno si utilizzano più combustibili si deve ripetere l'operazione per ogni combustibile;
 - vi. Il fattore non è applicabile nei casi di avvio e spegnimento del forno e quando, dopo riparazioni, si deve eseguire il condizionamento del refrattario;
 - vii. La verifica del fattore può essere fatta ad intervalli di 18-24 mesi a seconda della potenza termica del forno;
 - viii. Se la verifica misura concentrazioni per NO_x e CO inferiori a quelle stabilite nel punto iii. l'unità sarà considerata, per il periodo di tempo intercorso tra le valutazioni, conforme, altrimenti dovrà essere ricostruito il fattore di emissione e per il periodo trascorso l'unità sarà considerata non conforme.

Determinazione rendimento di desolforazione

Il rendimento di desolforazione è calcolato dai dati di monitoraggio delle quantità di zolfo entrante ed uscente dall'unità di recupero dello zolfo.

I dati necessari sono la concentrazione di idrogeno solforato in ingresso al treno di conversione Claus, la portata in ingresso, la concentrazione di biossido di zolfo all'uscita dell'ossidatore termico e la portata dei fumi.

Le grandezze in questione sono misurate con metodi strumentali continui (qualora non ancora operativi da predisporre entro 18 mesi) e il rendimento η è calcolato come media giornaliera dei valori medi orari dei kg di zolfo entranti ed uscenti dall'unità.

I kg di zolfo entranti sono definiti del flusso giornaliero (o volume) di gas acido trattato dall'impianto e misurato da un flussimetro continuo con qualità equivalente a quella specificata nella norma ISO 14164 e dalla concentrazione misurata da uno strumento di misura continuo di H₂S.

I kg di zolfo in entrata (P_{Sin}) sono calcolati dalla formula:

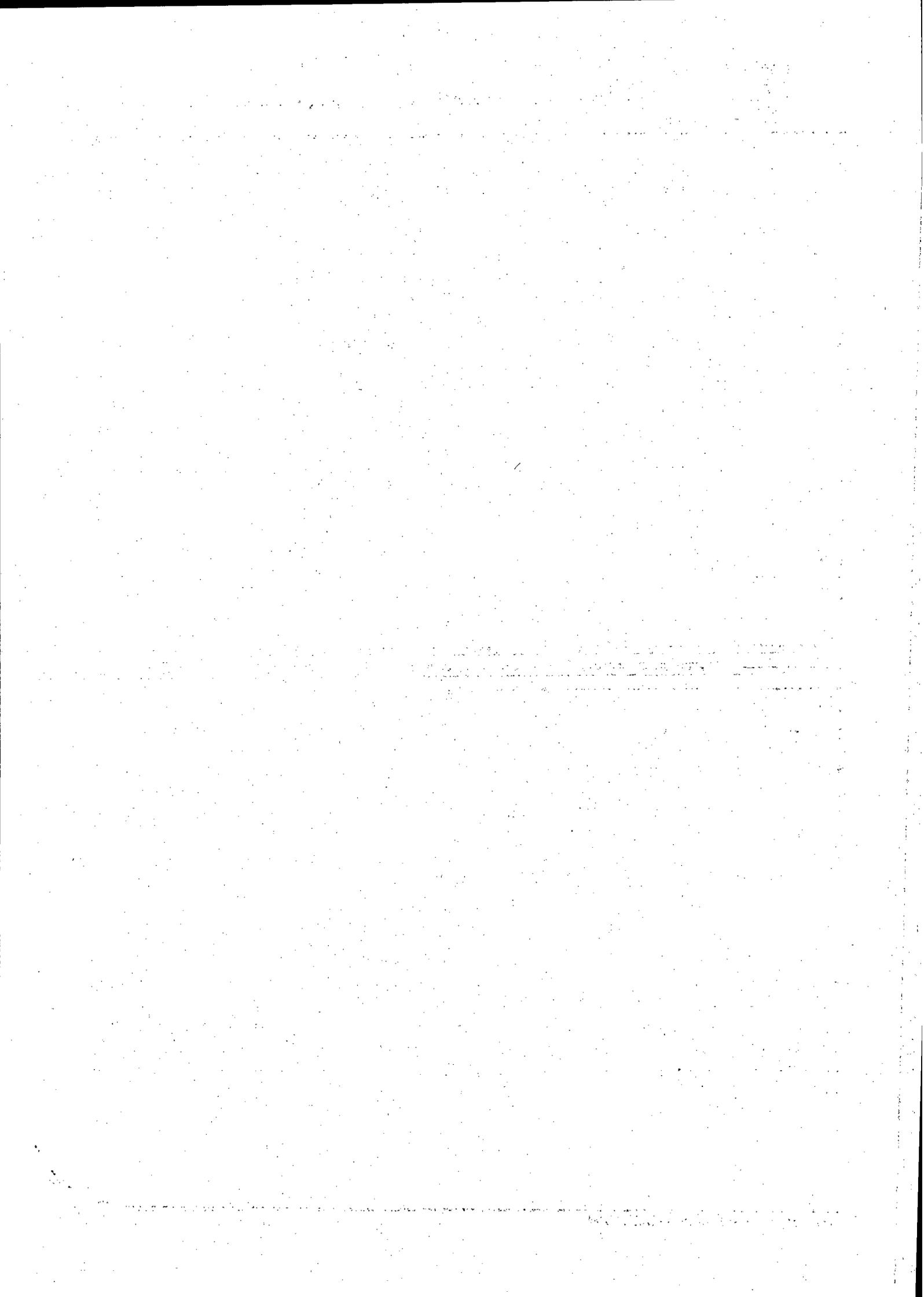
$$P_{Sin} = V_{in} * (C_{H2S} / 1000000) * PM_S / PM_{H2S}$$

Dove V_{in} è il volume alle condizioni normali di gas entrante ai treni Claus ottenuto dal flusso totale nelle 24 ore. C_{H2S} è la media giornaliera dei valori medi orari misurati in mg/Nm³. PM_S e PM_{H2S} sono i pesi molecolari di S e H₂S in g/g-mole.

I kg di zolfo uscenti sono definiti del flusso giornaliero (o volume) di gas di combustione al camino, misurato come specificato nella norma ISO 14164 e dalla concentrazione misurata da uno strumento di misura continuo di SO₂.

I kg di zolfo in uscita (P_{Sout}) sono calcolati dalla formula:

$$P_{Sout} = V_{out} * (C_{SO2} / 1000000) * PM_S / PM_{SO2}$$





Dove V_{out} è il volume alle condizioni normali di gas al punto di emissione ottenuto dal flusso totale nelle 24 ore. C_{SO_2} è la media giornaliera dei valori medi orari misurati in mg/Nm^3 . PM_S e PM_{SO_2} sono i pesi molecolari di S e SO_2 in g/g-mole.

Il rendimento è calcolato dalla formula:

$$\eta = 100 (1 - P_{Sout} / P_{Sin})$$

Efficienza di abbattimento del sistema di contenimento vapori alle pensiline di carico

In considerazione del fatto che l'efficienza di recupero è funzione della massa è necessario determinare anche il flusso in un punto, in ingresso o in uscita, dal dispositivo. Ciò è dovuto al fatto che il sistema di assorbimento è nei fatti un sistema batch in cui la capacità di assorbimento decresce nel tempo con la saturazione del materiale assorbente (l'efficienza viene ristabilita dalla rigenerazione/sostituzione). Inoltre, in condizioni di bassa concentrazione dei VOC in ingresso la concentrazione in uscita sarà difficilmente tale da raggiungere il livello medio di rimozione. Quindi l'efficienza di rimozione deve essere necessariamente mediata su un intervallo di tempo adeguato. Se il flusso di effluente da trattare dall'assorbitore varia in modo significativo durante le fasi di carico, l'efficienza valutata solo sulle concentrazioni sarebbe soggetta a errore sistematico. L'efficienza di abbattimento deve essere determinata valutando i flussi di massa in ingresso ed uscita mediati su un intervallo di tempo pari a un'ora.

Per dimostrare la conformità con le prescrizioni di autorizzazione il gestore deve valutare l'efficienza del dispositivo di abbattimento e la concentrazione di uscita.

Nel caso di efficienza di abbattimento che subisca una escursione significativa (cioè tale da portare costantemente alla misura di un valore di efficienza al disotto del livello minimo del 95%) il gestore deve sottoporre a riattivazione/sostituzione il carbone attivo. Il gestore deve, comunque, sottoporre a ispezione visiva il dispositivo di assorbimento dei vapori con la cadenza di una volta all'anno.

Si consiglia l'uso del seguente metodo strumentale di analisi dei VOC UNI EN 13526 ed il metodo ISO 14164 per il flusso.

Il Gestore può proporre all'Ente di controllo metodi equivalenti e un protocollo diverso da quanto proposto, purché gli uni siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa e dell'altro sia data dimostrazione di pari efficacia di valutazione.

Nel caso si accerti che nei metodi indicati dall'Ente di controllo sia intervenuta un'inesattezza nell'indicazione dei metodi stessi sarà cura del Gestore far rilevare la circostanza all'Ente di controllo che provvederà alla verifica e alla eventualmente proposta di modifica.

Metodi analisi acque reflue

La metodiche d'analisi selezionate saranno eseguite internamente alla raffineria, con il supporto del proprio laboratorio. Considerando che il laboratorio non è accreditato sono stati individuati i metodi di analisi e le procedure di qualità che dovranno essere eseguite perché i dati siano di caratteristiche adeguate all'uso. Si precisa che molti dei metodi indicati contengono le procedure di QC nella metodica stessa, mentre nei casi non specificati sarà cura del laboratorio fornire, insieme ai dati di monitoraggio, gli indicatori di qualità utilizzati e valutati.

Misure continue



Nella seguente tabella sono riportate le metodiche per le misure in continuo, che sono considerate nella valutazione di conformità dell'impianto. Si consiglia, altresì, di seguire la norma ASTM D3864-06 "Standard guide for continual on-line monitorino system water analysis" per la selezione della strumentazione di analisi e campionamento automatico e per il corretto posizionamento sul canale di scarico.

Nel caso non venga seguita la norma indicata si richiede di spiegare la procedura di installazione/selezione della strumentazione.

La taratura degli strumenti continui deve essere fatta rispettando le specifiche del costruttore, comunque, la frequenza non deve essere inferiore a quadrimestrale.

Tabella 16 - Metodi di analisi in continuo delle acque reflue

Scarico	Inquinante/parametro	Metodo
001	pH	ASTM D6569-05 - Standard method for on-line measurement of pH
	Flusso	ASTM D 5389-93 (2002) – Standard test method for open-channel flow measurement by acustic velocity meter system, ISO 6416 – Liquid flow measurement in open channel measurement of discharge by the ultrasonic (acustic) method.
	Temperatura	Devono essere rispettate le caratteristiche indicate in Tabella

Misure di laboratorio

Come specificato in premessa il laboratorio non ha la certificazione per i metodi di prova precisati dalle due tabelle seguenti. Tuttavia, la specificazione del metodo d'analisi e la richiesta di fornire con i dati di monitoraggio gli indicatori di qualità dei dati consente di valutare la coerenza dei risultati agli obiettivi di controllo.

Tabella 17 - Metodi di analisi delle acque reflue

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
BOD ₅	US EPA Method 405.1, Standard Method (S.M.) 5210 B, Metodo APAT – IRSA 5100 A	Determinazione dell'ossigeno disciolto prima e dopo incubazione a 20 °C per cinque giorni.
COD	US EPA Method 410.4, SM 5220 C; Metodo APAT-IRSA 5130 C1	Ossidazione con bicromato con metodo a riflusso chiuso seguita da titolazione.
Oli e Grassi	US EPA Method 1664A; Metodo APAT-IRSA 5160 A	Estrazione con solvente (esano) e metodo gravimetrico di analisi.
Solidi sospesi totali	US EPA Method 160.2 /S.M. 2540 D; Metodo APAT-IRSA 2090 B	Metodo gravimetrico dopo filtrazione su filtro in fibra di vetro (pori da 0,45 µm) ed essiccazione del filtro a 103-105 °C.
Cromo totale	US EPA Method 218.2, Metodo APAT-IRSA 3150 B1	Mineralizzazione con metodo US EPA 200 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto di grafite.
Cromo VI	US EPA Method 7196, Metodo APAT-IRSA 3150 C1	Il metodo usa difenilcarboidrazide per formare un complesso colorato con il Cr (VI) che è misurato spettrofotometricamente a 520 nm.
Ammoniaca (espressa	US EPA Method 350.2 , S.M. 4500 - NH ₃ , Metodo APAT-IRSA 4030 C	Distillazione per separare l'ammoniaca dalle specie interferenti ed analisi con metodi colorimetrico



come azoto)		(reattivo di Nessler) o per titolazione con acido solforico; in funzione della concentrazione di ammoniacca.
Fenoli	US EPA Method 604	Metodo gascromatografico per la determinazione di 11 fenoli con rivelatore a ionizzazione di fiamma. Un litro di acqua è estratto con cloruro di metilene, disidratato con 2-propanolo e ridotto a 10 ml di volume prima dell'iniezione al cromatografo.
Solfuri	US EPA Method 376.1; Metodo APAT-IRSA 4160	Metodo per titolazione iodometrica dopo stabilizzazione del campione con acetato di zinco a pH>9.
BTEX	US EPA Method 602	Metodo gascromatografico spazio di testa e determinazione con rivelatore PID. Si consiglia di prelevare 2-3 campioni in vials e condizionarli con HCl pH<2.
Cianuri totali	US EPA Method 335.2, S.M. 4500 - CN C; Metodo APAT-IRSA 4070	Distillazione con cloruro di magnesio e determinazione spettrofotometrica a 620 nm.
pH	US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B; Metodo APAT-IRSA 2060	Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. A scadenza di ogni mese la sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B.
Temperatura	US EPA Method 170.1; S.M. 2550 B; Metodo APAT-IRSA 2100	

Metodi analisi di laboratorio acque sotterranee

Tabella 18 - Metodi di analisi delle acque sotterranee

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
As	US EPA Method 206.3, Standard Method (S.M.) No. 303E	Assorbimento atomico con idruri. Digestione acida con HNO ₃ /H ₂ SO ₄ , riduzione ad As ⁽⁺³⁾ con cloruro stannoso, riduzione ad arsina con zinco in soluzione acida.
Cd	US EPA Method 213.2.; Metodo APAT-IRSA 3120 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Ni	US EPA Method 249.2 Metodo APAT-IRSA 3220 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Cromo totale	US EPA Method 218.2, Metodo APAT-IRSA 3150 B1	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Hg	US EPA Method 245.1	Assorbimento atomico vapori freddi dopo mineralizzazione con soluzione di persolfato/permanganato. Il mercurio è ridotto a Hg metallico con cloruro stannoso
V	US EPA Method 286.2, Metodo APAT-IRSA 3310 A	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in



		fornetto di grafite.
Ammoniaca (espressa come azoto)	US EPA Method 350.2, S.M. 4500 - NH ₃ , Metodo APAT-IRSA 4030 C	Distillazione per separare l'ammoniaca dalle specie interferenti ed analisi con metodi colorimetrico (reattivo di Nessler) o per titolazione con acido solforico, in funzione della concentrazione di ammoniaca.
MTBE	US EPA Method 602	Metodo gascromatografico spazio di testa e determinazione con rivelatore PID. Si consiglia di prelevare 2-3 campioni in vials e condizionarli con HCl pH<2.
Solfuri	US EPA Method 376.1; Metodo APAT-IRSA 4160	Metodo per titolazione iodometrica dopo stabilizzazione del campione con acetato di zinco a pH>9.
BTEX	US EPA Method 602	Metodo gascromatografico spazio di testa e determinazione con rivelatore PID. Si consiglia di prelevare 2-3 campioni in vials e condizionarli con HCl pH<2.
Cianuri totali	US EPA Method 335.2, S.M. 4500 - CN C; Metodo APAT-IRSA 4070	Distillazione con cloruro di magnesio e determinazione spettrofotometrica a 620 nm.
pH	US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B; Metodo APAT-IRSA 2060	Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. La sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B o Metodo APAT-IRSA 2100.
Temperatura	US EPA Method 170.1; S.M. 2550 B; Metodo APAT-IRSA 2100	La misura deve essere eseguita nel piezometro
Idrocarburi Totali	US EPA Method 418.1; Metodo APAT-IRSA 5160 A2	Estrazione con 1,1,2 triclorotrifluoro etano ed acqua. L'estratto è analizzato con spettrometro IR. L'area del picco nell'intervallo 3015-2080 cm ⁻¹ è utilizzata per la quantificazione dopo costruzione curva di taratura con soluzioni di riferimento.

Metodo di misura del rumore

Il metodo di misura deve essere scelto in modo da soddisfare le specifiche di cui all'allegato b del DM 16/3/1998. Le misure devono essere eseguite in assenza di precipitazioni atmosferiche, neve o nebbia e con velocità del vento inferiore a 5 m/s sempre in accordo con le norme CEI 29-10 ed EN 60804/1994.

La strumentazione utilizzata (fonometro, microfono, calibratore) deve essere anch'essa conforme a quanto indicato nel succitato decreto e certificata da centri di taratura adeguati.

12. ATTIVITÀ DI QA/QC

L'affidabilità e la correttezza dei programmi di campionamento ed analisi rappresentano direttamente la bontà del programma di QA/QC che è implementato. Per consentire la difendibilità del dato tutti i metodi di prova impiegati sono stati concordati con l'Autorità di Controllo, la



strumentazione utilizzata è quella indicata dalle metodiche, le procedure di manutenzione sono quelle specificate dal costruttore della strumentazione, gli standard utilizzati per le tarature sono riferibili a standard primari ed è stata predisposta una catena di custodia dei campioni.

Sistema di monitoraggio in continuo (SMC)

Il Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni ai camini deve essere conforme alla Norma UNI EN 14181:2005 - Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici.

Tutte le misure di temperatura e pressione, non essendo possibile reperire norme specifiche applicabili, debbono essere realizzate con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità specificate nella tabella seguente.

Tabella 19 - Caratteristiche strumentazione per misura in continuo di temperatura e pressione

Caratteristica	Pressione	Temperatura
Linearità	$< \pm 2\%$	$< \pm 2\%$
Sensibilità a interferenze	$< \pm 4\%$	$< \pm 4\%$
Shift dello zero dovuto a cambio di $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($\Delta T = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$)	$< 3\%$	$< 3\%$
Shift dello span dovuto a cambio di $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($\Delta T = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$)	$< 3\%$	$< 3\%$
Tempo di risposta (secondi)	$< 10\text{ s}$	$< 10\text{ s}$
Limite di rilevabilità	$< 2\%$	$< 2\%$
Disponibilità dei dati		$> 95\%$
Deriva dello zero (per settimana)		$< 2\%$
Deriva dello span (per settimana)		$< 4\%$

Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi

Il laboratorio effettuerà la manutenzione periodica della strumentazione e procederà alla stesura di rapporti di manutenzione e pulizia strumenti che verranno raccolti in apposite cartelle per ognuno degli strumenti.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nel laboratorio per un periodo non inferiore a due anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sul campione.

Il laboratorio organizzerà una serie di controlli sulle procedure di campionamento, verificando che le apparecchiature siano mantenute con la frequenza indicata dal costruttore e che le procedure di conservazione del campione siano quelle indicate dal metodo di analisi o che siano state codificate dal laboratorio in procedure operative scritte.

Dovrà altresì essere compilato un registro di campo con indicati: la data e l'ora del prelievo, il trattamento di conservazione, il tipo di contenitore in cui il campione è conservato, le analisi richieste, il codice del campione, i dati di campo (pressione, flusso, temperatura ecc) e la firma dal tecnico che ha effettuato il campionamento.

All'atto del trasferimento in laboratorio il campione sarà preso in carico dal tecnico di analisi che registrerà il codice del campione e la data e l'ora di arrivo sul registro del laboratorio. Il tecnico firmerà il registro di laboratorio.



Analisi delle acque in laboratorio

Il laboratorio effettua secondo le tabelle 20, 21 e 22 i controlli di qualità indicati in relazione alle sostanze determinate.

Tabella 20 - Controlli di qualità

ANALISI ORGANICHE	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco per il metodo	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Qualificati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sette campioni

Tabella 21 - Controlli di qualità

ANALISI FISICHE	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco per la digestione	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Bianco per il metodo	Uno ogni quindici campioni; almeno una volta al mese
Qualificati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sette campioni

Tabella 22 - Controlli di qualità

ANALISI FISICHE	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco di trattamento	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Bianco per il metodo	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Qualificati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sei campioni
Controllo con standard	Uno per tipo di analisi

Il laboratorio effettua la manutenzione periodica delle strumentazioni e procedure alla presenza di esperti di manutenzione e qualità secondo le varie norme tecniche in vigore e relative per ogni degli strumenti.
Tutti i documenti relativi alla gestione dei dati vanno mantenuti nel laboratorio per un periodo non inferiore a due anni, per assicurare la tracciabilità dei dati per ogni azione esecutiva sul campione.

Controlli di qualità

Il laboratorio organizza una serie di controlli sulle procedure di campionamento, verificando che le apparecchiature siano sottoposte a manutenzione e manutenzione indicata dal costruttore e che le procedure di conservazione dei campioni siano quelle indicate dal metodo di analisi e che siano state adottate dal laboratorio le procedure operative scritte.



Dovrà altresì essere compilato un registro di campo con indicati: la data e l'ora del prelievo, il trattamento di conservazione, il tipo di contenitore in cui il campione è conservato, le analisi richieste, il codice del campione, i dati di campo (pH, flusso, temperatura ecc) e la firma dal tecnico che ha effettuato il campionamento.

All'atto del trasferimento in laboratorio il campione sarà preso in carico dal tecnico di analisi che registrerà il codice del campione e la data e l'ora di arrivo sul registro del laboratorio. Il tecnico firmerà il registro di laboratorio.

13. RESPONSABILITA' NELL'ESECUZIONE DEL PIANO

Attività a carico del Gestore

Il Gestore esegue tutte le attività descritte nel presente Piano; è prevista la possibilità di subappalto a società terze.

Le attività per cui è necessario l'intervento di società terze sono identificate nell'ambito delle procedure del SGA.

Attività a carico dell'Ente di Controllo

Nell'ambito delle attività di controllo previste dal presente Piano e, pertanto, nell'ambito temporale di validità dell'autorizzazione integrata ambientale di cui il presente Piano è parte integrante, l'Ente di controllo svolge le seguenti attività.

Tipologia di intervento	Frequenza	Componente ambientale interessata e numero di interventi	Totale interventi nel periodo di validità del piano
Monitoraggio adeguamenti	Biennale	Verifica di avanzamento piano adeguamento impianto	4
Visita di controllo in esercizio	Biennale	Tutte	4
Verifica Audit energetico	Biennale	Uso efficiente dell'energia	4
Verifica Misure di rumore	Biennale	Misure di rumore al perimetro e/o presso i ricettori	4
Campionamento ed analisi Emissioni in atmosfera, verifica documentale esiti autocontrolli gestore	Annuale	Campionamento ed analisi di un numero ritenuto significativo di inquinanti in aria di cui alla tabella 4	8
Campionamento ed analisi scarichi idrici, verifica documentale esiti autocontrolli gestore	Annuale	Campionamento ed analisi di un numero ritenuto significativo di inquinanti in acqua di cui alle tab. 6 e 7	8
Campionamento ed analisi acque sotterranee, verifica documentale esiti autocontrolli gestore	Annuale	Campionamento ed analisi di un numero ritenuto significativo di inquinanti in acqua di cui alle tabelle 8	8
Campionamento ed analisi rifiuti, verifica documentale	Annuale	Campionamento ed analisi di un numero ritenuto	8



esiti autocontrolli gestore		significativo di rifiuti di cui alla tabella 11	
-----------------------------	--	---	--

14. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Definizioni

Limite di quantificazione è la concentrazione che dà un segnale pari al segnale medio di n (si consiglia un n maggiore o uguale a 7) misure replicate dei bianchi tale da essere rivelati (bianco fortificato con concentrazione tra 3 e 5 volte il limite di rilevabilità stimato), più dieci volte la deviazione standard di tali misure.

Trattamento dei dati sotto il limite di quantificazione: i dati di monitoraggio che saranno sotto il LdQ verranno, ai fini del presente rapporto, sostituiti da un valore pari alla metà del LdQ per il calcolo dei valori medi, nel caso di misure puntuali (condizione conservativa). Saranno, invece, poste uguale a zero nel caso di medie per misure continue.

Media oraria è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno il 75% delle letture continue.

Media giornaliera è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 18 valori medi orari nel caso di misure continue o come valore medio su tre repliche nel caso di misure non continue.

Media mensile è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri o puntuali (nel caso di misure discontinue).

Media annuale, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili o puntuali (nel caso di misure non continue).

Densità per petrolio greggio e prodotti liquidi petroliferi: è il valore ottenuto per mezzo di misura secondo la metodologia ASTM D1298 (o EN ISO 3675) e campionamento secondo la norma ISO 3171(campionamento in linea) o ISO 3170 (campionamento manuale serbatoi). La densità viene utilizzata per riportare le emissioni specifiche (riferite al peso di petrolio greggio o prodotti petroliferi).

Flusso medio giornaliero, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 18 valori medi orari nel caso di misure continue o come valore medio di tre misure istantanee fatte in un giorno ad intervalli di otto ore.

Nei casi di flussi ai camini dei forni e delle caldaie è la misura virtuale calcolata con l'algoritmo di combustione, a partire dai dati di flusso (volume) giornaliero e composizione misurate del combustibile ed eccesso di ossigeno misurato.

La stima di flusso degli scarichi intermittenti consiste nella media di un minimo di tre misure fatte nel giorno di scarico.

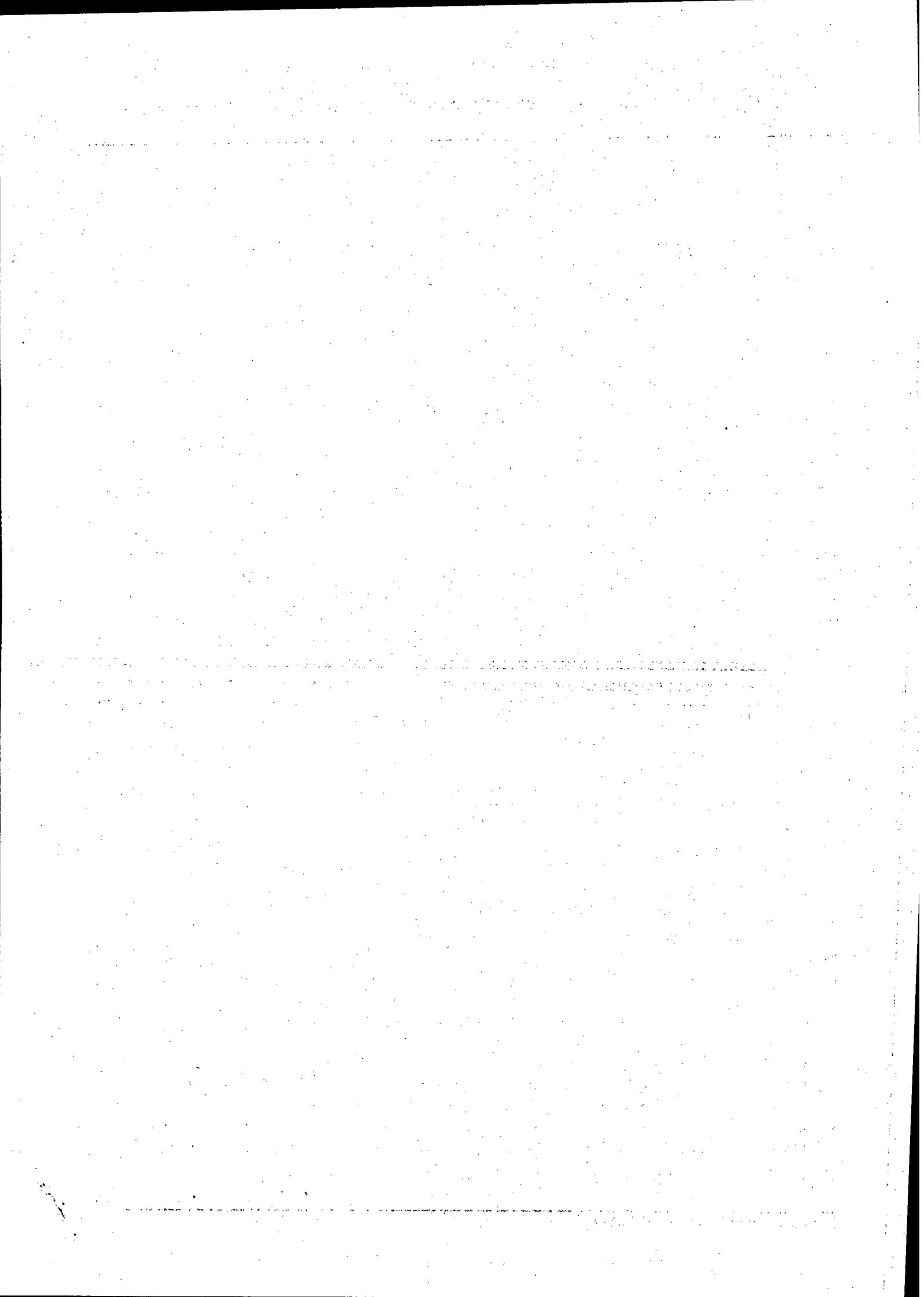
Flusso medio mensile, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri. Nel caso di scarichi intermittenti il flusso medio mensile corrisponderà alla somma dei singoli flussi giornalieri, controllati nel mese, diviso per i giorni di scarico.

Flusso medio annuale, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili.

Megawattora generato mese. L'ammontare totale di energia elettrica prodotta nel mese dall'unità di generazione e misurata al terminale dell'unità stessa in megawattora (MWh).

Rendimento elettrico medio effettivo. E' il rapporto tra l'energia elettrica media (**netta**) immessa in rete mensilmente sull'energia prodotta dalla combustione del metano, bruciato nello stesso mese di riferimento. L'energia generata in caldaia è data dal prodotto della quantità di metano combusto nel mese moltiplicata per il suo potere calorifico inferiore medio. I dati di potere calorifico possono







essere ottenuti dall'analisi della composizione del gas, quindi attraverso **calcolo**, o per **misura** diretta strumentale del potere calorifico inferiore.

Carico termico giornaliero dei forni e caldaie è la misura virtuale derivata dalle quantità misurate e registrate di combustibile utilizzato giornalmente per il suo potere calorifico misurato in joule.

Frequenza di carico termico dei forni e caldaie è la distribuzione su base giornaliera dei carichi termici per ogni forno valutata per il periodo di un anno e raggruppando i carichi entro differenze di 500 megajoule.

Media annuale delle misure semestrali ai camini, è il valore medio validato, calcolato come media di almeno due misure semestrali del valore medio di tre repliche. Le campagne semestrali devono essere realizzate in condizioni di esercizio delle unità corrispondenti alla frequenza più alta della capacità di carico termico dei forni. Qualora tra due classi di distribuzione dei carichi termici ci fosse una differenza inferiore al 15% è considerata frequenza più alta quella corrispondente ai carichi più elevati (condizione conservativa).

Stima delle quantità di VOC emesse. Le tonnellate di VOC emesse dall'impianto sono calcolate con le formule riportate in appendice A.

Audit interno di rilevamento odori è la procedura di rilevamento degli odori implementata dalla Società, su base volontaria, che risulta nella accertamento della presenza di odori associata alle operazioni di raffinazione. La procedura consiste nell'individuazione delle unità entro i cui confini si percepisce un odore, la sorgente può essere sia interna sia esterna alla raffineria, per periodi di tempo superiori alla giornata lavorativa di otto ore. I capo turno delle diverse unità dell'impianto, riportano in una scheda apposita le valutazioni delle possibili cause. Le schede sono raccolte settimanalmente e valutate dal responsabile ambientale dell'impianto che, se riscontra una persistenza estesa all'intera settimana, attiva un team di personale esperto con il compito di individuare la causa e, se interna, proporre le soluzioni.

Numero di cifre significative, il numero di cifre significative da riportare è pari al numero di cifre significative della misura con minore precisione. Gli arrotondamenti dovranno essere fatti secondo il seguente schema:

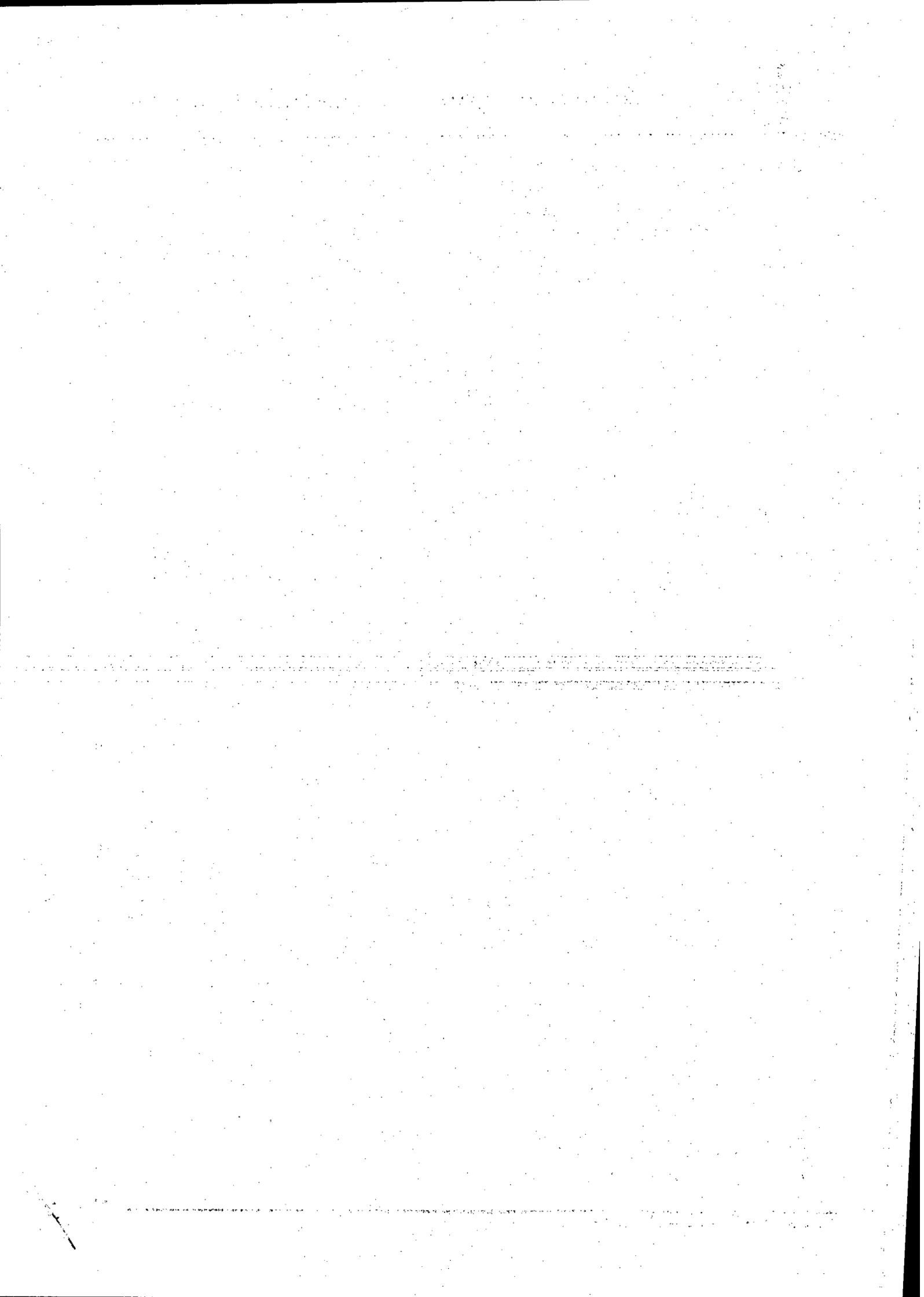
- Se il numero finale è 6,7,8 e 9 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa superiore (es. 1,06 arrotondato ad 1,1)
- Se il numero finale è 1,2,3, e 4 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa inferiore (es. 1,04 arrotondato ad 1,0)
- Se il numero finale è esattamente 5 l'arrotondamento è fatto alla cifra pari (lo zero è considerato pari) più prossima (es. 1,05 arrotondato ad 1,0)

Qualora nell'ottenere i dati si riscontrino condizioni tali da non verificare le definizioni sopraccitate sarà cura del redattore specificare i termini entro cui i numeri rilevati risultano rappresentativi. La precisazione della definizione di *media* costituisce la componente obbligatoria dell'informazione, cioè la precisazione su quanti dati è stata calcolata la media è un fattore fondamentale del rapporto. Le sopraccitate definizioni sono sempre valide tranne nei casi definiti, con apposite note, nel testo dei successivi capitoli.

Validazione dei dati

La validazione dei dati per la verifica del rispetto dei limiti di emissione deve essere fatta secondo quanto prescritto in Autorizzazione.

In caso di valori anomali deve essere effettuata una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contentive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard. Tali dati dovranno essere inseriti nel rapporto periodico all'AC.





Indisponibilità dei dati di monitoraggio

In caso di indisponibilità dei dati di monitoraggio, che possa compromettere la realizzazione del report annuale, dovuta a fattori al momento non prevedibili, il gestore deve dare comunicazione preventiva ad APAT della situazione, indicando le cause che hanno condotto alla carenza dei dati e le azioni intraprese per l'eliminazione dei problemi riscontrati.

Eventuali non conformità

In caso di registrazione di valori di emissione non conformi ai valori limite stabilite nell'autorizzazione ovvero in caso di non conformità ad altre prescrizioni tecniche deve essere predisposta immediatamente una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard.

Entro 24 ore dal manifestarsi della non conformità, e comunque nel minor tempo possibile, deve essere resa un'informativa dettagliata all'Autorità competente con le informazioni suddette e la durata prevedibile della non conformità.

Alla conclusione dell'evento il gestore dovrà dare comunicazione del superamento della criticità e fare una valutazione quantitativa delle emissioni complessive dovute all'evento medesimo.

Tutti i dati dovranno essere inseriti nel rapporto periodico trasmesso all'Autorità competente.

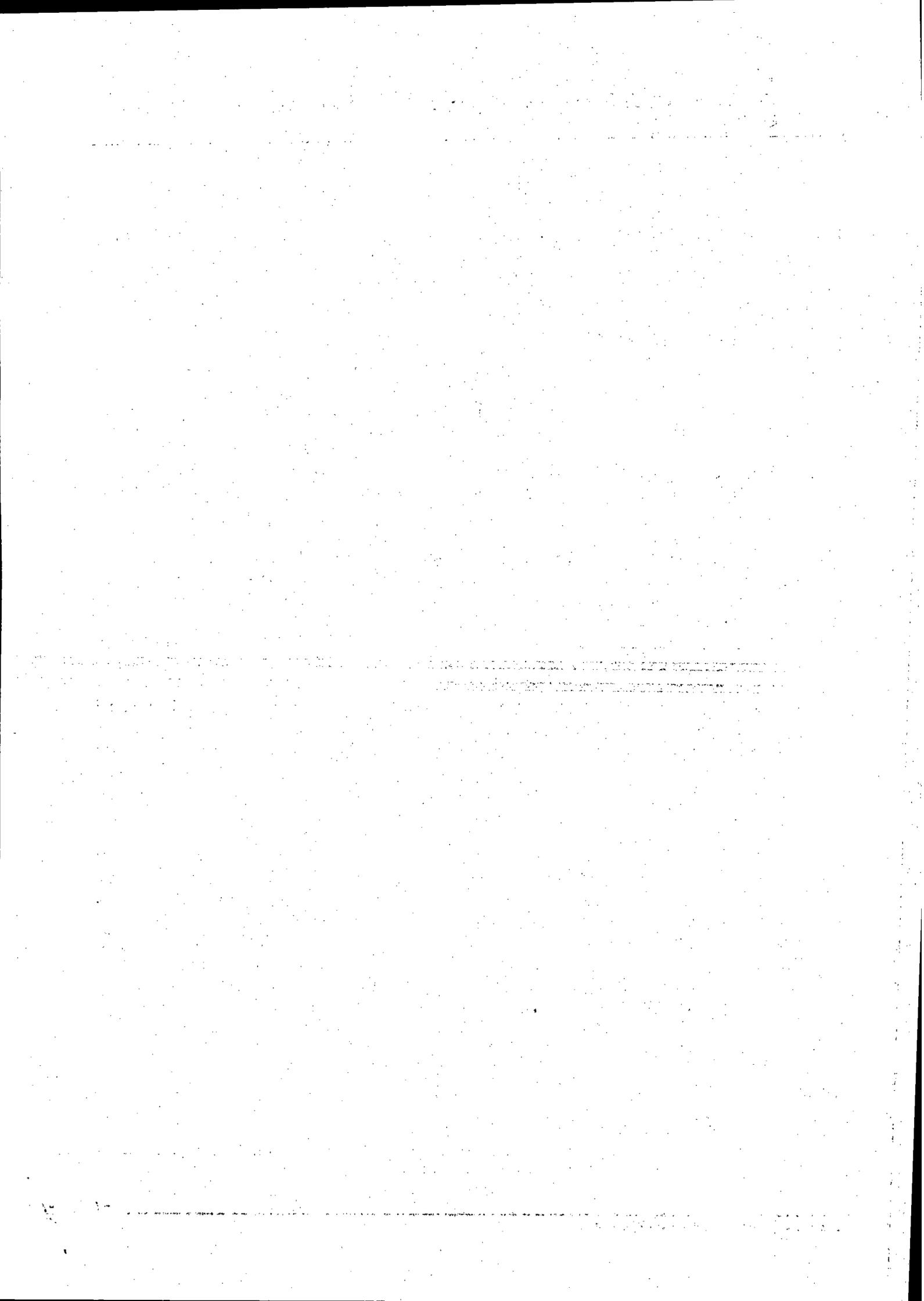
Obbligo di comunicazione annuale

Entro il 30 aprile di ogni anno, il Gestore è tenuto alla trasmissione, all'Autorità competente (oggi il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare - Direzione Salvaguardia Ambientale), all'Ente di controllo (oggi ISPRA), alla Regione, alla Provincia, al Comune interessato e all'ARPA territorialmente competente, di un rapporto annuale che descrive l'esercizio dell'impianto nel anno precedente. I contenuti minimi del rapporto sono indicati nei capitoli successivi.

Dichiarazione di conformità all'AIA

- Il Gestore deve formalmente dichiarare che l'esercizio dell'impianto, nel periodo di riferimento del rapporto, è avvenuto nel rispetto delle prescrizioni e condizioni stabilite nell'autorizzazione integrata ambientale.
- Il Gestore deve riportare il riassunto delle eventuali non conformità rilevate e trasmesse all'Autorità Competente e all'Ente di controllo, secondo le modalità stabilite nel seguito, assieme all'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascuna non conformità.
- Il Gestore deve riportare il riassunto degli eventi incidentali di cui si è data comunicazione all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo, secondo le modalità stabilite nel seguito, e corredato dell'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascun evento.

Reporting in situazioni di emergenza





La società deve effettuare il reporting nelle ventiquattro ore successive alla prima notifica⁸ di un superamento di un limite o l'accadimento di un evento incidentale, con rilascio di materiali, episodi, questi, che possano determinare situazione di inquinamento significativo.

Alla conclusione dello stato di allarme deve seguire un secondo⁹ rapporto, che trasmette tutte le informazioni richieste.

Il reporting deve contenere le seguenti informazioni:

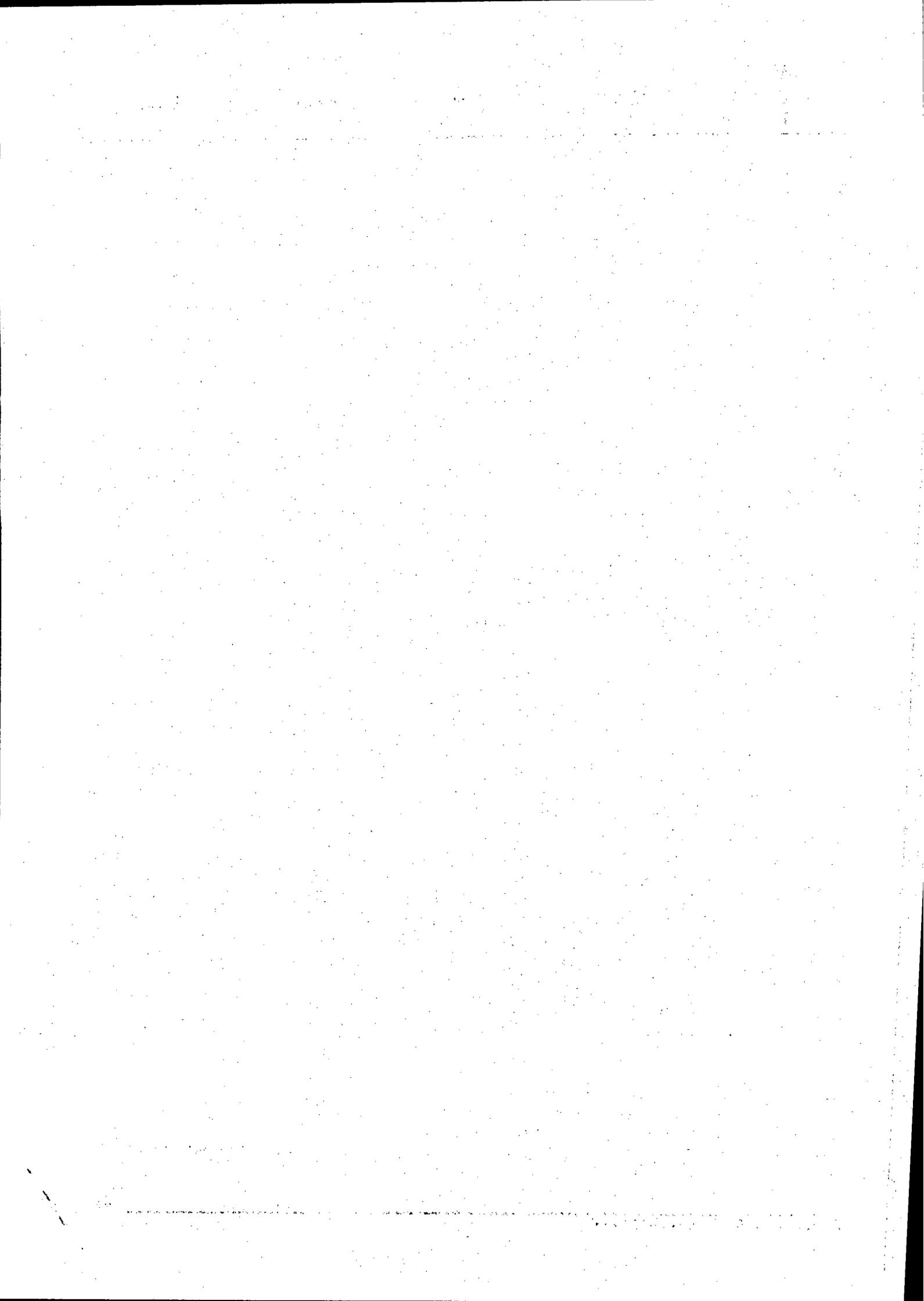
- **Tipo di rapporto** (iniziale o finale);
- **Nome del gestore e della società che controlla l'impianto;**
- **Collocazione territoriale** (indirizzo o collocazione geografica);
- **Nome dell'impianto e unità di processo sorgente emissione in situazione di emergenza;**
- **Punto di emissione** (nome con cui il personale che lavora sul sito identifica il luogo);
- **Tipo di evento/superamento del limite;**
- **Data e tempo;** oltre alla data ed all'ora in cui l'accadimento è stato scoperto sarebbe utile avere una stima del tempo intercorso tra il manifestarsi della non conformità e l'accadimento dell'evento (incidentale o superamento del limite);
- **Durata dell'evento;**
- **Lista di composti rilasciati;**
- **Limiti di emissione autorizzati;**
- **Stima della quantità emessa** (viene riportata la quantità totale in **kg** (chilogrammi) delle sostanze emesse. La stima sarà imperniata, nel caso di superamenti del limite, sui dati di monitoraggio; nel caso di incidente con rilascio di sostanze su misure di volumi e/o pesi di sostanze contenute in serbatoi, reattori eccetera prima e dopo la fuoriuscita. In tutti i casi la richiesta è di utilizzare una metodologia di stima affidabile e documentabile. La metodologia può essere diversa tra il rapporto iniziale e finale, purché vengano fornite le motivazioni tecniche a supporto della variazione.)
- **Cause** (L'esposizione dovrà essere la più precisa ed accurata possibile nella descrizione delle cause che hanno condotto al rilascio);
- **Azioni intraprese o che saranno prese per il contenimento e/o cessazione dell'emissione** (decisioni prese per riportare sotto controllo la situazione di emergenza e le iniziative ultimate per ricondurre in sicurezza l'impianto. Sarà altresì possibile riferirsi a piani in possesso dell'amministrazione pubblica citando la documentazione di riferimento e l'ufficio dove poterla reperire);
- **Descrizione dei metodi usati per determinare le quantità emesse** (indicare le procedure utilizzate per il calcolo dell'emissione. Se necessario, sarà possibile riferirsi a documentazione esterna, purché venga successivamente fornita o sia già disponibile negli archivi dell'amministrazione);
- **Generalità e numero di telefono della persona che ha compilato il rapporto;**
- **Autorità con competenza sull'incidente a cui è stata fatta notifica**, la casella di testo dovrà riportare l'elenco delle autorità (se ce ne sono) che sono state o che saranno successivamente avvertite dell'accadimento.

Reporting annuale RAFFINERIA

I contenuti minimi del rapporto sono i seguenti:

⁸ La notifica dell'accadimento deve essere fatta immediatamente dopo l'evento, comunque nel più breve tempo possibile, con l'utilizzo del numero telefonico messo a disposizione dall'Autorità di Controllo

⁹ Se l'evento si conclude nelle 24 ore il report sarà uno solo.





Nome dell'impianto, cioè il nome dell'impianto per cui si trasmette il rapporto.

Nome del gestore e della società che controlla l'impianto:

Emissioni per l'intero impianto: ARIA

Tonnellate emesse per anno di SO₂, NO_x, CO e polveri

Concentrazione media mensile in mg/Nm³ di SO₂, NO_x, CO e polveri

Emissione specifica annuale dei forni^b, per Gj di energia utilizzata di SO₂, NO_x, CO e polveri (in g/Gj)

Emissione specifica annuale per tonnellata di greggio trattato di SO₂, NO_x, CO e polveri (in g/ton greggio)

Stima delle tonnellate di VOC emesse per semestre

Immissioni dovute per l'intero impianto: ARIA

- Andamento delle concentrazioni degli inquinanti e dei parametri meteorologici rilevati dalle stazioni di monitoraggio (in continuo o tramite campagne), compreso il calcolo degli indicatori fissati dalla normativa e l'efficienza della strumentazione. Il report dovrà riportare anche la sintesi su base annuale.

Emissioni per l'intero impianto: ACQUA

Chilogrammi emessi per mese di BOD₅, COD, Azoto ammoniacale (espresso come N), Solidi Sospesi, Cr_{tot}, Cr^(VI)^a, Cianuri, Solfuri, BTEX^a e Fenoli (per gli inquinanti da Cr_{tot} a Fenoli utilizzare la notazione scientifica 10^{-x})

Concentrazioni medie mensili, di BOD₅, COD, Solidi Sospesi, Azoto ammoniacale (espresso come N), Cr_{tot}, Cr^(VI)^a, Cianuri, Solfuri, BTEX^a e Fenoli in mg/litro

Concentrazione massima giornaliera registrata nel mese, di BOD₅, COD, Solidi Sospesi, Azoto ammoniacale (espresso come N), Cr_{tot}, Cianuri, Solfuri e Fenoli in mg/litro

Concentrazione minima giornaliera registrata nel mese, di BOD₅, COD, Solidi Sospesi, Azoto ammoniacale (espresso come N), Cr_{tot}, Cianuri, Solfuri e Fenoli in mg/litro

Emissione specifica semestrale di BOD₅, COD, Azoto ammoniacale (espresso come N), Solidi Sospesi, Cr_{tot}, Cr^(VI)^a, Cianuri, Solfuri, BTEX e Fenoli per m³ di refluo trattato (in g/ m³)

Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI

Tonnellate di rifiuti prodotte per anno

Tonnellate di rifiuti pericolosi prodotte per anno

Produzione specifica di rifiuti pericolosi in kg/ton di greggio

^a La media in questi casi corrisponde ai singoli valori delle misure trimestrali.

^b Non sono da considerare nel calcolo le emissioni dal "CO boiler" e dalle caldaie (sono valutate singolarmente)

100-100000-100000

THE UNITED STATES OF AMERICA
DEPARTMENT OF JUSTICE
FEDERAL BUREAU OF INVESTIGATION

MEMORANDUM FOR THE DIRECTOR, FBI
FROM: SAC, NEW YORK
SUBJECT: [Illegible]

[Illegible text]



Flussi di materiali misurati giornalmente (Nm³/giorno) e quantità (kg/giorno) fino a completare il mese e riportati in forma grafica. (asse x: giorni, asse y: sinistro flussi misurati, asse y destro :quantità)

Unità recupero zolfo

Nome unità di processo, cioè il nome con cui comunemente l'unità o l'area è chiamata dal personale che lavora sul sito.

Emissioni: ARIA

N° di ore di effettivo funzionamento anno
Rendimento medio mensile di desolforazione
Produzione specifica di zolfo
Grammi di zolfo^b prodotto per tonnellata di petrolio, valutati su base mensile

Emissioni: RIFIUTI

Tonnellate di zolfo fuori specifica prodotte per semestre

Centrale Termoelettrica (COGE)

Nome unità di processo, cioè il nome con cui comunemente l'unità o l'area è chiamata dal personale che lavora sul sito.

Emissioni: ARIA

N° di ore di normale funzionamento;
N° di avvii e spegnimenti anno differenziando per tipologia (caldo/tiepido/freddo);
Durata (numero di ore) dei transitori per tipologia (caldo/tiepido/freddo)
Valore del Minimo Tecnico;

Gestione e presentazione dei dati

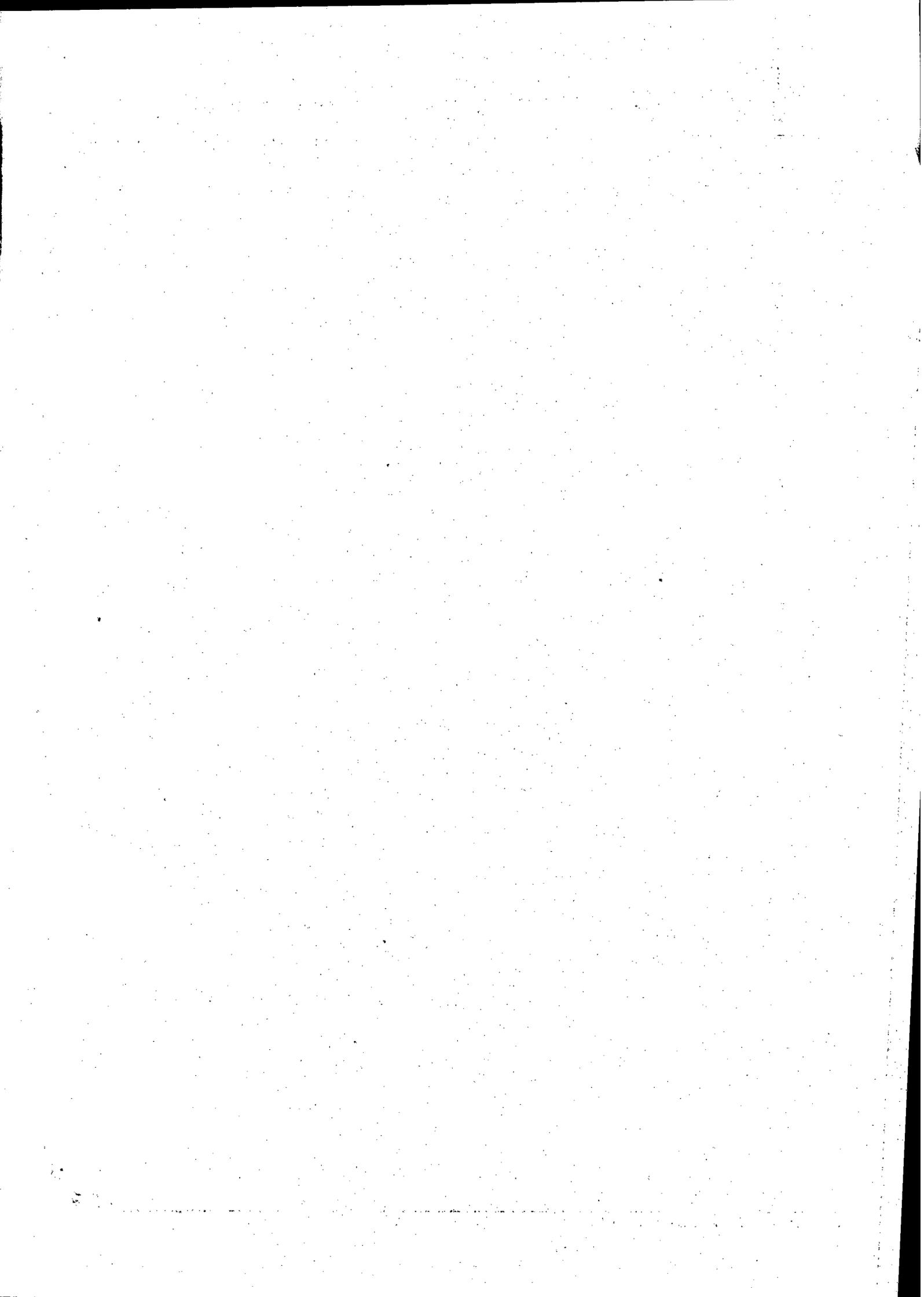
Il gestore deve provvedere a conservare su idoneo supporto informatico tutti i risultati dei dati di monitoraggio e controllo per un periodo di almeno 10 (dieci) anni, includendo anche le informazioni relative alla generazione dei dati.

I dati che attestano l'esecuzione del Piano di Monitoraggio e Controllo dovranno essere resi disponibili all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo ad ogni richiesta e, in particolare, in occasione dei sopralluoghi periodici previsti dall'Ente di controllo.

Tutti i rapporti dovranno essere trasmessi su supporto informatico. Il formato dei rapporti deve essere compatibile con lo standard "Open Office Word Processor" per la parti testo e "Open Office - Foglio di Calcolo" (o con esso compatibile) per i fogli di calcolo e i diagrammi riassuntivi.

Eventuali dati e documenti disponibili in solo formato cartaceo dovranno essere acquisiti su supporto informatico per la loro archiviazione.

^b La quantità di zolfo è data dal peso di zolfo fabbricato nel mese ed è divisa per il numero di tonnellate di greggio lavorate nello stesso periodo.





ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Si ricorda che l'autorizzazione richiede al Gestore alcune comunicazioni occasionali che accompagnano la trasmissione della prima Comunicazione sull'esito del PMC. Ad esempio si ricorda che il Gestore deve predisporre un piano a breve, medio e lungo termine per individuare le misure adeguate affinché sia evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività, ed il sito stesso venga ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale. Il piano relativo alla cessazione definitiva dell'attività deve essere presentato in occasione della prima trasmissione di una relazione all'AC, in attuazione del presente PMC.

