



raffineria di ancona



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

E.prot DVA-2013-0010007 del 02/05/2013

Falconara M.ma, 23/04/13
SSAQ - Prot. 432/2013

**MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA
TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE**
**Direzione generale per le valutazioni
ambientali - Div IV - Rischio rilevante e
autorizzazione integrata ambientale**
Via Cristoforo Colombo, n. 44
00147 - Roma

COMMISSIONE IPPC C/O ISPRA
Via Vitaliano Brancati, 48
00144 Roma

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



ARPAM
Dip. Prov.le Ancona
Att.ne del Referente IPPC
Via C. Colombo, 106
60127 - Ancona

Oggetto: AIA Raffineria di Ancona ed Impianto IGCC - Ottemperanza alle prescrizioni di cui all'art.1, commi 3 e 4 del decreto AIA DVA-DEC-2011-0000167 del 19/04/2010 - Istanza di modifica non sostanziale.

Come noto, nell'ambito del sito industriale di Falconara M.ma (AN) sono presenti le attività di "Raffinazione" e di "Produzione di E.E." disciplinate, rispettivamente, con decreti AIA, DVA-DEC-2010-0000167 del 19/04/2010 (Raffineria) e DVA-DEC-2012-0000470 del 02/08/2010 (impianto IGCC), facenti capo al medesimo gestore "api raffineria di ancona" S.p.A.

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



GRUPPO **api**



raffineria di ancona

Detti provvedimenti hanno previsto una serie di prescrizioni le quali, come risulta dal prospetto in allegato 1, sono state in massima parte già realizzate, ad eccezione, per quanto attiene il decreto AIA DVA-DEC-2010-0000167 del 19/04/2010, l'implementazione di ulteriore strumentazione rispetto a quella dell'esistente sistema di monitoraggio in continuo (denominato ECOS) ed il completamento dell'istallazione dei bruciatori Low NOx" su alcuni forni di raffineria.

Con nota del 27 dicembre 2012, prot. 1364/12, la scrivente ha comunicato la variazione transitoria dell'assetto degli impianti per il corrente anno, ovvero la fermata per motivi tecnici sia dell'impianto IGCC che del connesso ciclo di raffinazione, precisando peraltro che durante tale fermata, previo l'ottenimento delle prescritte autorizzazioni, si sarebbe proceduto alla modifica dell'alimentazione da Syngas a Gas Naturale al ciclo combinato CCPP dell'impianto IGCC (vedi "Richiesta di verifica di assoggettabilità alla procedura di VIA" inviata da "api energia S.p.A." ed acquisita dal MATTM con prot. DVA-2012-0017845 del 24/7/12).

Sono rimaste invece sostanzialmente invariate le attività di "deposito", ovvero lo stoccaggio e la movimentazione prodotti nonché il carico/scarico navi e il carico autobotti.

Conseguentemente alla fermata temporanea delle attività di raffinazione e produzione di E.E. è stato precisato, con la medesima comunicazione, che sarebbero state posticipate di pari periodo le scadenze relative al cronoprogramma riguardanti le succitate prescrizioni residue.

Un esame più specifico ed approfondito dei benefici ambientali derivanti dall'attuazione di dette prescrizioni residue, riportato nella documentazione tecnica allegata, fa ritenere che dette prescrizioni possano essere rivalutate senza alcun pregiudizio per l'ambiente.

In ciò tenendo conto anche dei seguenti fattori:

- in relazione all'attuale congiuntura economica che sta comportando una fortissima contrazione dei consumi energetici, è prevedibile che, nel breve medio termine, l'attività del sito, soprattutto per quanto attiene la produzione di energia elettrica, non potrà riprendere a pieno regime, conseguentemente il carico emissivo del medesimo sito sarà notevolmente contenuto; a ciò si aggiunga che anche per effetto del suddetto cambio dell'alimentazione dell'ex IGCC da syngas a metano, si avranno comunque effetti positivi diretti sulle emissioni di SOx, NOx e Polveri;
- la qualità dell'aria circostante non presenta criticità particolari e soprattutto non né presenta associate al sito di Raffineria, come sembra emergere dalle rilevazioni delle centraline pubbliche, esterne a sito, nell'attuale situazione di fermata generale degli impianti di produzione. Alle stesse conclusioni arriva il "piano di risanamento e mantenimento della qualità dell'aria ambiente anno 2010" emesso dalla Regione Marche il quale non riporta superamenti del limite per l'area di Falconara ed individua in maniera chiara come la causa principale della presenza di NOx nell'aria è da ricercare nel traffico veicolare (68%) mentre i Macrosettori Energia ed Industria impattano rispettivamente per il 2.79% e 9.99%.



raffineria di ancona

In aggiunta a quanto sopra si osserva che la nuova edizione del BRef europeo "Refining of Mineral Oil and Gas" attualmente in versione draft 2 (Marzo 2012), potrebbe superare l'attuale quadro prescrittivo imponendo scelte tecniche o tecnologiche diverse.

Per i motivi e le considerazioni sopra riportate si richiede di valutare la possibilità di superamento delle prescrizioni residue relative al sito di Raffineria.

Lo scrivente "gestore" precisa inoltre che, qualora l'istanza non potesse essere favorevolmente accolta, le prescrizioni residue, tenendo conto di tutto quanto sopra, potranno essere realizzate con la tempistica indicata e motivata nell'allegato tecnico, ovvero:

- entro il 31/12/2014 implementazione sistema di monitoraggio in continuo (ECOS);
- entro il 30/06/2015 completamento dell'installazione dei bruciatori "Low NOx"

Distinti Saluti.



"api Raffineria di Ancona" S.p.A.
Il Gestore

Ing. Giancarlo Cogliati



raffineria di ancona

AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE
ai sensi del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.

**ESAME DELLA PRESCRIZIONE TECNICA (§8.2- Altre prescrizioni lettere d ed
n. DVA-DEC-2010-0000167 del 19/04/2010)**

Istanza di modifica non sostanziale ad AIA
ai sensi dell'art. 29-nonies del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.

Aprile 2013

ICARO

Vicolo Boni, 7 - 52044 Cortona (AR) - Tel. +39.0575.6383.11 - Fax +39.0575.6383.79 - www.icarocortona.it - icaro@icarocortona.it

INDICE

1.	PREMESSA	3
2.	SISTEMA DI MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI.....	5
2.1	Stato attuale di completamento della prescrizione.....	5
2.2	Flussi di massa SO ₂ , NO _x e CO.....	8
2.3	Portata fumi	9
2.4	Stato di applicazione delle MTD.....	10
3.	INSTALLAZIONE BRUCIATORI A LOWNO _x	12
3.1	Stato attuale di completamento della prescrizione.....	12
3.2	Performance ambientali e rispetto dei limiti.....	15
3.3	Stato di applicazione delle MTD.....	18
3.4.	Qualità dell'aria nell'area	20
4.	CONCLUSIONI	25

Allegato 1

D.A.P. AIA di Raffineria e Impianto IGCC

Allegato 2

Presentazione sintetica del sistema RT-ECOS

Allegato 3

Stralcio del modello concettuale e relative formule di calcolo (sistema RT-ECOS).

1. PREMESSA

Nell'ambito del sito industriale di Falconara M.ma (AN) sono presenti le attività di "Raffinazione" e di "Produzione di E.E." disciplinate, rispettivamente, con decreti AIA, DVA-DEC-2010-0000167 del 19/04/2010 e DVA-DEC-2012-0000470 del 02/08/2010, facenti capo al medesimo gestore "api raffineria di ancona" S.p.A. Detti provvedimenti hanno previsto una serie di prescrizioni le quali, come risulta dal prospetto in **Allegato 1** (Documento di Aggiornamento Periodico DAP relativo alla raffineria e all'impianto IGCC), sono state in massima parte già realizzate, fatta eccezione per quelle relative all'implementazione di ulteriore strumentazione rispetto a quella dell'esistente sistema di monitoraggio in continuo (denominato ECOS) ed il completamento dell'installazione dei bruciatori "low NOx" su alcuni forni di raffineria (vedi par. §8.2- Altre prescrizioni lettere d ed n):

Con comunicazione del 27 dicembre 2012 prot. 1364/12 la scrivente ha comunicato la variazione transitoria dell'assetto degli impianti per il corrente anno, ovvero la fermata per motivi tecnici sia dell'impianto IGCC che del connesso ciclo di raffinazione, precisando peraltro che durante tale fermata, previo l'ottenimento delle prescritte autorizzazioni, alla modifica dell'alimentazione da Syngas a Gas Naturale al ciclo combinato CCPP dell'impianto IGCC. (vedi "Richiesta di verifica di assoggettabilità alla procedura di VIA" inviata da "api energia S.p.A." ed acquisita dal MATTM con prot. DVA-2012-0017845 del 24/7/12).

Sono rimaste invece sostanzialmente invariate le attività di "deposito", ovvero lo stoccaggio e la movimentazione prodotti nonché il carico/scarico navi e il carico autobotti.

Conseguentemente alla fermata temporanea delle attività di raffinazione e produzione di E.E. è stato precisato, con la medesima comunicazione, che sarebbero state posticipate di pari periodo le scadenze relative al cronoprogramma riguardanti le sopracitate prescrizioni residue.

Un esame più specifico ed approfondito dei benefici ambientali derivanti dall'attuazione di dette prescrizioni residue, sviluppato nel presente documento, fa ritenere che dette prescrizioni possano essere superate senza alcun pregiudizio per l'ambiente.

Ciò tenendo conto anche di alcuni fattori al contorno, quali:

- la prossima edizione del BRef europeo "Refining of Mineral Oil and Gas" attualmente in versione draft 2 (Marzo 2012), potrebbe superare l'attuale quadro prescrittivo imponendo scelte tecniche o tecnologiche diverse;
- in relazione all'attuale congiuntura economica che sta comportando una fortissima contrazione dei consumi energetici, è prevedibile che, nel breve medio termine, l'attività del sito, soprattutto per quanto attiene la produzione di energia elettrica, non potrà riprendere a pieno regime, conseguentemente il carico emissivo del medesimo sito sarà notevolmente contenuto; a ciò si aggiunga che anche per effetto del suddetto cambio dell'alimentazione dell'ex IGCC da syngas a metano, si avranno comunque effetti positivi diretti sulle emissioni di SOx, NOx e Polveri;
- la qualità dell'aria circostante il sito non presenta criticità particolari e soprattutto non né presenta associate al sito di Raffineria, come sembra emergere dalle rilevazioni delle



centraline pubbliche, esterne al sito, nell'attuale situazione di fermata generale degli impianti di produzione. Alle stesse conclusioni arriva il "piano di risanamento e mantenimento della qualità dell'aria ambiente anno 2012" emesso dalla Regione Marche il quale non riporta superamenti del limite per l'area di Falconara ed individua in maniera chiara come la causa principale della presenza di NOx nell'aria è da ricercare nel traffico veicolare (68%) mentre i Macrosettori Energia ed Industria impattano rispettivamente per il 2.79% e 9.99%.

Il presente documento, viene redatto a supporto della istanza di modifica non sostanziale AIA per la modifica di tali prescrizione. Vengono di seguito argomentate le motivazioni del superamento degli interventi previsti dalle prescrizioni sopra richiamate.

Nei successivi due capitoli viene effettuata un'analisi dell'applicazione delle specifiche prescrizioni in relazione alle Migliori Tecniche Disponibili nei rispettivi ambiti. Vengono, inoltre, descritte le caratteristiche emissive del sito api e lo stato della qualità dell'aria inerente gli ossidi di azoto.

Vengono di seguito riportate le motivazioni della non sostituzione degli ultimi bruciatori di alcuni forni con bruciatori di pari potenzialità a bassa emissione di ossidi di azoto (NOx).

2. SISTEMA DI MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI

2.1 Stato attuale di completamento della prescrizione

Il parere istruttorio, parte integrante del provvedimento DVA-DEC-2010-0000167 del 19/04/2010 prescrive, al capitolo "Parere e Prescrizioni", una serie di disposizioni per il potenziamento del suddetto sistema di monitoraggio delle emissioni in atmosfera del sito.

In particolare tali disposizioni prevedono (vedi par. §8.2- Altre prescrizioni lettera n):

"Il Gestore deve installare, ove mancanti, ed operare, entro 36 mesi dal rilascio della presente autorizzazione i seguenti sistemi di misurazione in continuo:

- *Al camino E1 un misuratore, di CO, SO₂, NO_x, ossigeno e portata volumetrica;*
- *Al camino E2 un misuratore di CO, SO₂, NO_x, ossigeno e portata volumetrica;*
- *Al camino E3 un misuratore di CO, SO₂, NO_x, ossigeno e portata volumetrica;*
- *Al camino E5 un misuratore di CO, SO₂, NO_x, ossigeno e portata volumetrica;*
- *Al camino E6 un misuratore di CO, SO₂, NO_x, ossigeno e portata volumetrica;*
- *Al camino E7 un misuratore di CO, NO_x, H₂S, ossigeno e portata volumetrica;*
- *Al camino E9 un misuratore, di CO, SO₂, NO_x, ossigeno e portata volumetrica;*
- *Al camino E10 un misuratore di CO e portata volumetrica;*
- *Al camino E13 un misuratore, di CO, SO₂, NO_x, ossigeno e portata volumetrica;*
- *Al camino E14 un misuratore, di CO, SO₂, NO_x, ossigeno e portata volumetrica;*
- *Al camino E17 un misuratore, di CO, SO₂, H₂S, ossigeno e portata volumetrica;*
- *Per quanto riguarda le polveri ed l'H₂S; con l'esclusione del camino E17 per quanto inerente l'H₂S per il quale si mantiene la misurazione in continuo, considerando la qualità dei combustibili utilizzati ed i processi di impianto, come pure i valori non significativi rilevati durante le campagne periodiche di monitoraggio con prelievo manuale, si prescrive un monitoraggio manuale secondo quanto previsto nel Piano di monitoraggio e controllo. I dati delle misure dovranno essere tenute in apposito registro e comunicati agli Enti di Controllo. Nel caso in cui dovessero registrarsi superamenti dei limiti prescritti, il Gestore dovrà installare ed operare, entro 36 mesi dal rilascio della presente autorizzazione, in accordo alla norma EN14181 i necessari sistemi di misurazione in continuo."*

Nella tabella seguente viene riportata la situazione relativa alla strumentazione già presente rispetto a quanto previsto nella prescrizione:

Camino		Misuratore Portata Volumetrico	Analizzatore SO ₂	Analizzatore NO _x	Analizzatore CO	Analizzatore O ₂	Analizzatore H ₂ S
E1	Topping		X	X	X	X	Non prescritti in AIA
E2	Visbreaking		X	X	X	X	
E3	Thermal Cracking		X	X	X	X	
E5	Unifining		X	X	X	X	
E6	Platforming						
E7	HDS1						
E9	Vacuum 1		X	X	X	X	
E10	Hot Oil						
E13	Vacuum 3		X	X	X	X	
E14	HDS3 + Idrogeno						
E17	Post Combustore		X	X	X	X	X

La Raffineria api, come specificato in sede di istruttoria AIA, è dotata di un avanzato e complesso sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni, denominato RT-ECOS (Real Time Emissions Control System).

Tale sistema è attivo sin dal 1998 ed ha ottenuto, primo in Italia in termini di monitoraggio integrato di un intero sito industriale, l'accreditamento da parte dell'Istituto per l'Inquinamento Atmosferico del CNR per la conformità ai requisiti del D.M. 21/12/1995 (in Allegato 2 al presente documento è riportata una presentazione sintetica del sistema RT-ECOS operante nella raffineria api).

Il sistema ECOS nasce nell'ambito dell'inserimento dell'impianto IGCC nel sito della raffineria di Falconara. La scelta dei parametri oggetto di monitoraggio in continuo è stata fatta nell'ambito della Valutazione di Impatto Ambientale dello stesso impianto IGCC, sulla base delle emissioni tipiche degli impianti da sottoporre a controllo e della pressione ambientale degli inquinanti specifici, tale selezione mantiene ad oggi la sua validità tenuto conto dei combustibili utilizzati e della tipologia di fumi emessi.

Attualmente il sistema ECOS è in grado di monitorare in continuo tramite un duplice sistema CEMS (Continuous Emissions Monitoring System) e PEMS (Predictive Emissions Monitoring System) le emissioni provenienti da 7 degli 11 camini di raffineria, mentre i rimanenti 4 sono monitorati, sempre in continuo, con il sistema PEMS.

La scelta dei camini da dotare di analizzatori CEMS, formulata ormai più di 15 anni fa quando le emissioni inquinanti del sito erano considerevolmente superiori alle attuali, è oggi ancora valida dal momento che i camini monitorati con strumentazione in continuo rappresentano quelli più

significativi sia in termini di volumi emessi che di carichi emissivi e che l'originale impianto strumentale è stato integrato con analizzatori di CO, come previsto in AIA.

Nella seguente tabella i dati complessivi di monitoraggio, suddivisi fra i camini che all'interno dell'ECOS utilizzano i sistemi CEMS e i restanti quattro camini che utilizzano i sistemi PEMS (anno di riferimento 2012).

n° Cimini	Tipo Monitoraggio	Alimentazioni e forni	% Potenza installata	% Portata Fumi	% Flusso SO2	% Flusso NOx	% Flusso CO
7	CEMS + PEMS	FG + FO	67%	65%	99%	84%	69%
4	PEMS	FG	33%	35%	1%	16%	31%

Dalla tabella si evince come il contributo dei camini monitorati con la tecnica previsionale (PEMS) sia poco significativo, soprattutto in termini di flussi di massa inquinanti emessi.

In sostanza detta prescrizione prevede in via generale l'installazione di un'ulteriore strumentazione di misura su tutti i camini di raffineria, indipendentemente dalla loro significatività e dal loro apporto emissivo al valore limite di bolla prescritto alla Raffineria api.

2.2 Flussi di massa SO₂, NO_x e CO

Le emissioni dei principali inquinanti sono monitorate in continuo tramite analizzatori dedicati per il 65% dei fumi emessi ma si sottolinea come i processi produttivi associati ai relativi punti di emissione siano quelli maggiormente responsabili delle emissioni inquinanti del sito; in particolare:

- Tutti gli impianti dotati di combustione multifiring (Fuel Oil e refinery fuel gas) sono dotati di analizzatori CEMS;
- Tutti i punti di emissione associati ad impianti rientranti nella classificazione di Large Combustion Plant, maggiori di 50 MWt, sono dotati di analizzatori CEMS (Topping e Thermal Cracking).

Per quanto concerne i quattro punti di emissioni a cui è associato il sistema di rilevazione PEMS:

- un punto di emissione è associato ad un forno di riscaldamento operato mediamente 400 h/anno,
- due punti di emissione sono associati ad unità alimentate con "offgas" di risulta dalle unità di produzione idrogeno, tipicamente caratterizzati da alte percentuali di H₂ e dall'assenza di composti solforati.

Tali caratteristiche spiegano la ripartizione dei flussi di massa rispetto alle portate fumi. In particolare, infatti, oltre il 99% della SO₂ e circa l'85% dell'NO_x sono determinati tramite analizzatori in continuo (CEMS).

La dotazione di tutti i camini di sistemi CEMS riguarderebbe, quindi, la stima di emissione per il solo 1% della SO₂ e per il solo 15% degli NO_x emessi nell'arco di un anno, vale a dire per quantità pari a circa 5 tonnellate di SO₂ e 35 tonnellate di NO_x.

2.3 Portata fumi

Nel sistema ECOS è attivo un sistema di determinazione in continuo della portata fumi basato sulla misura della portata dei combustibili e sulla rilevazione dei parametri operativi e di processo; l'algoritmo è stato elaborato nell'ambito della costruzione del sistema RT-ECOS tenendo conto delle indicazioni del CNR che le ha successivamente verificate e validate.

Il sistema deriva dai fondamenti delineati nell'allegato tecnico al DPR 416/01 (regolamento recante le norme per il calcolo delle emissioni di SO₂ ed NO_x ai fini del pagamento delle relative tasse), ed il modello concettuale utilizzato in ECOS si basa sulla stechiometria della reazione di combustione, ma con un grado di dettaglio maggiore in quanto tiene conto di un numero di componenti dei combustibili ben superiori a quelli previsti nel DPR.

I coefficienti stechiometrici, inoltre, determinati in maniera dinamica in funzione delle portate in gioco, anziché essere fissi (in **Allegato 3** stralcio del modello concettuale e relative formule di calcolo).

La validità e l'affidabilità dell'algoritmo di calcolo utilizzato da tale sistema è ampiamente verificata in quanto:

- tutte le analisi periodiche effettuate, con cadenza semestrale, da laboratori esterni accreditati sui singoli camini di raffineria, così come tutti i controlli documentali e analitici eseguiti dagli organi di controllo preposti (Provincia, ARPAM, ISPRA) hanno sempre confermato la confrontabilità e la validità dei dati forniti dal sistema ECOS implementato;
- tutta la strumentazione coinvolta nella determinazione dei dati primari utili al calcolo delle portate volumetriche è soggetta a rigidi controlli di qualità che fanno riferimento sia a standard definiti dalle Autorità Competenti (misuratori di portata combustibile che ricadono anche nella normativa EU-ETS o della strumentazione del laboratorio interno certificato che adotta metodi riconosciuti e definiti nel decreto AIA), sia a standard internazionali quali ISO 14001 e ISO 9001.

2.4 Stato di applicazione delle MTD

Al fine di avvalorare la validità dei metodi utilizzati si riporta di seguito una riesamina delle linee guida nazionali ed internazionali, in merito al monitoraggio delle emissioni:

Direttiva europea 2010/75/EU "Industrial Emissions Directive"

Le più recenti disposizioni europee in materia di emissioni in atmosfera, rappresentate dalla Direttiva 2010/75/EU (c.d. IED), prevedono il monitoraggio in continuo delle emissioni gassose solo per impianti di combustione con potenza termica superiore a 100 MW (ref. Annex V – Part 3), mentre, in riferimento a specifici settori industriali, l'art.16 della Direttiva medesima rimanda l'individuazione degli opportuni criteri di monitoraggio alle relative *BAT conclusions* di settore.

BRef "Refining of mineral oil and gas"

Il "*Bref Refining of mineral oil and gas*" è attualmente in fase di revisione (draft 2 – marzo 2012): nelle discussioni dei TWG dell'European IPPC Bureau di Siviglia si sono delineate delle convinzioni comuni che mirano a bilanciare l'applicazione delle BAT con la loro sostenibilità tecnico/economica in modo tale che gli investimenti da effettuare possano essere focalizzati alla realizzazione di interventi che producano risultati tangibili in termini di riduzione e controllo dell'inquinamento.

In particolare, per quanto riguarda il monitoraggio di emissioni in aria da unità di combustione, è stato definito che il monitoraggio in continuo con sistemi CEMS è richiesto solo per impianti con potenza termica superiore ai 100 MW, mentre per impianti con potenza compresa tra 50 e 100 MW il monitoraggio può essere effettuato in continuo con sistemi analitici diretti (CEMS) o indiretti (PEMS); per impianti con potenza termica inferiore ai 50 MW il monitoraggio in continuo non è richiesto e la minima frequenza di monitoraggio prevista è di una all'anno.

Nella seguente tabella si riporta una sintesi dei sistemi di monitoraggi applicati nella Raffineria api, rispetto a quanto richiesto dalle linee guida europee.

n° Camini	Potenza installata	ECOS (Raffineria api)	Indicazioni BAT conclusions
2	50 < MWt < 100	Monitoraggio continuo diretto e indiretto	Monitoraggio continuo diretto o indiretto
5	MWt < 50	Monitoraggio continuo diretto e indiretto	Indagini periodiche (1 all'anno)
4	MWt < 50	Monitoraggio continuo indiretto	Indagini periodiche (1 all'anno)

Dall'analisi delle linee guida si evince che, grazie al sistema ECOS installato nella raffineria, il sistema di monitoraggio delle emissioni è implementato con criteri ancor più vincolati da quanto previsto dal BRef di prossima emissione

Linee Guida italiane MTD (Raffinazione e monitoraggio)

Per quanto concerne l'opportunità dell'adozione di sistemi di monitoraggio indiretti sia le Linee Guida MTD sul monitoraggio¹ (rif. cap. F, pagg. 49-50) che le Linee Guida MTD raffinerie² (rif. cap. I pagg. 176-183) consentono l'approccio basato sul calcolo per la determinazione della portata fumi e che la scelta di un sistema di misure indirette in continuo, quale quello adottato, garantisce un elevato fattore di disponibilità, difficilmente ottenibile con i sistemi di monitoraggio diretto.

¹ A pag. 49 delle linee guida "Elementi per l'emanazione delle linee guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili – Sistemi di monitoraggio" è indicato che "[...] nei casi nei quali la portata e quindi il volume complessivo dei fumi emessi non è monitorato in continuo, esso può essere determinato, convenzionalmente, utilizzando le seguenti formule basate sulla composizione % in peso (sul secco) dei singoli elementi costituenti il combustibile utilizzato[...]"

² A pag. 180 delle "Linee guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili – Categoria IPPC 1.2: raffinerie di petrolio e gas" è indicato che "[...] Il volume degli effluenti gassosi può essere misurato in continuo o determinato mediante metodi stechiometrici in base alla conoscenza del consumo di combustibile. [...]"

3. INSTALLAZIONE BRUCIATORI A LOWNOx

3.1 Stato attuale di completamento della prescrizione

L'esercizio della raffineria della società "api raffineria di ancona" S.p.A sita nel comune di Falconara Marittima (AN) è regolata tramite il Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale per il parere istruttorio, parte integrante del provvedimento (DVA-DEC-2010-0000167 del 19/04/2010). sopraccitato prescrive (vedi par. §8.2- Altre prescrizioni lettera d):

"I forni di Raffineria devono essere forniti di bruciatori a bassa emissione di ossidi di azoto (Low Nox)"

La verifica della tipologia dei bruciatori dei forni di raffineria è stata eseguita dal gruppo di lavoro ministeriale in occasione della visita ispettiva eseguita ad aprile 2011 e riportata nella "trasmissione rapporto finale ad esito delle attività di controllo ordinario" trasmessa dal MATTM con prot. DVA-2011-0026512 del 20/10/2011.

Attualmente in raffineria sono presenti 18 forni di cui 14 già predisposti con bruciatori Low NOx e quindi il 78% già adeguato alla prescrizione sopra riportata. Relativamente al numero dei bruciatori, su un totale di 214 asserviti ai forni degli impianti, attualmente 173 risultano adeguati alla tecnologia richiesta (81%).

Al fine di fornire un'indicazione esaustiva, dello stato attuale, nella seguente tabella si riportano il numero e le caratteristiche dei bruciatori installati.

PUNTO DI EMISSIONE	UNITA'	FORNO	TIPOLOGIA BRUCIATORE	NUMERO BRUCIATORI	FUEL
E 1	TOPPING	F - 1001	Low NOx	8	Gas/Oil
		F - 1101	Low NOx	8	Gas/Oil
E 13	VACUUM 3	F- 1401	Low NOx	6	Gas/Oil
E 2	VIS BREAKING	F - 1801	Conventional	24*	Gas
E 3	THERMAL CRACKING	F - 1851	Low NOx	7	Gas
		F - 1852	Low NOx	2	Gas
E 9	VACUUM 1	F 1901	Conventional	8	Gas
E 5	UNIFINIG	F 2501	Low NOx	4	Gas
		F 2502	Conventional	6	Gas
E 6	PLATFORMING	F 2601	Low NOx	20	Gas
		F 2602	Low NOx	6	Gas
		F 2603	Low NOx	6	Gas
	IDROGENO 1	F 3601	Low NOx	16	Gas
E 7	HDS1	F 3101	Low NOx	10	Gas

PUNTO DI EMISSIONE	UNITA'	FORNO	TIPOLOGIA BRUCIATORE	NUMERO BRUCIATORI	FUEL
E 14	HDS3	F 3301	Low NOx	4	Gas
	IDROGENO 2	F 3651	Low NOx	72	Gas
E 17	POST COMBUSTORE 1	F 3751	Low NOx	4	Gas
E 10	HOT OIL	F 6101	Conventional	3	Gas

*Due camere da 12 bruciatori ciascuna. Una camera sempre in esercizio, l'altra in funzione degli assetti

Dalla tabella si evince che, allo stato attuale, quattro forni sono dotati di bruciatori convenzionali (E2, E5, E9, E10) nelle unità Visbreaking, Unifining, Vacuum 1 ed Hot Oil, per un totale complessivo di 41 bruciatori che utilizzano come combustibile metano e fuel gas.

Al fine di fornire una valutazione complessiva del contributo dei singoli forni nella successiva tabella si riportano i contributi di ciascuna unità, in termini di emissioni di Ossidi di Azoto (di seguito NOx) negli ultimi tre anni.

In tabella sono evidenziati i quattro forni con bruciatori Coventional.

Punti di emissione	Unità	2010			2011			2012		
		Volume fumi (Mil di Nmc)	Nox (t)	Contributo al flusso totale	Volume fumi (Mil di Nmc)	Nox (t)	Contributo al flusso totale	Volume fumi (Mil di Nmc)	Nox (t)	Contributo al flusso totale
E1	Topping	392,9	69,5	29,7%	389,1	59,1	26,9%	387,11	48,2	23,3%
E13	Vacuum 3	179,2	26,4	11,3%	170,3	25,0	11,4%	180,34	29,8	14,4%
E2	Visbreaking	86,0	26,2	11,2%	79,3	23,0	10,5%	90,00	26,1	12,6%
E3	Thermal Cracking	395,4	27,9	11,9%	376,9	24,8	11,3%	378,82	24,9	12,0%
E5	Unifining	117,4	21,2	9,1%	124,1	23,1	10,5%	122,31	24,3	11,8%
E9	Vacuum 1	54,5	11,1	4,7%	58,4	12,4	5,6%	34,36	7,9	3,8%
E7	HDS1	50,1	8,4	3,6%	48,8	8,4	3,8%	39,84	6,3	3,0%
E6	Platforming	275,7	10,8	4,6%	279,6	10,7	4,9%	221,80	9,2	4,4%
E17	Post combustore1	98,5	15,0	6,4%	99,4	12,5	5,7%	99,93	11,5	5,5%
E10	Hot-Oil	2,7	0,3	0,1%	2,7	0,3	0,1%	1,70	0,2	0,1%
E14	HDS3 + IDROGENO	402,3	17,3	7,4%	372,7	20,4	9,3%	437,97	18,4	8,9%
	totale RAFF	2054,7	234,1		2001,3	219,7		1994,2	206,6	
	Totale lavorato (t)	3.442.452			3.381.598			3.296.062		

Contributo IGCC (t/anno)

626

644

645

Nel dettaglio per i forni dotati di bruciatori di tipo Conventional, si possono trarre, per gli anni presi in considerazione, le seguenti considerazioni:

- Unità Visbreaking (punto di emissione E2) - contributo in termini emissivi di NOx compreso fra 23÷26 t/anno (10,5% ÷ 12,6% del totale Raffineria e 2.7% ÷ 3 % dell'intero sito)
- Unità Unifinig (punto di emissione E 5) - contributo in termini emissivi di NOx compreso fra 21÷24 t/anno (9,1% ÷ 11,8% del totale Raffineria e 2.4% ÷ 2.8 % dell'intero sito)
- Unità Vacuum 1 (punto di emissione E 9) - contributo in termini emissivi di NOx compreso fra 8÷12 t/anno (3,8% ÷ 5,6% del totale Raffineria e 0.9 % ÷ 1.4 % dell'intero sito)
- Unità Hot Oil (punto di emissione E10) - contributo in termini emissivi di NOx compreso fra 1÷3 t/anno (circa 0,1%)

L'analisi dei dati sopra riportati evidenzia che il contributo complessivo delle tre principali unità (E2, E5 ed E9) è di circa 58,5 t/anno costante negli anni esaminati e corrisponde ad una percentuale compresa fra il 25% e il 28,2 % delle emissioni di raffineria e corrisponde al 6,8% delle emissioni dell'intero sito.

Relativamente all'unità Hot Oil (E10), il suo contributo risulta poco significativo dato l'utilizzo ridotto di circa 80 ore anno e la tipologia del combustibile utilizzato.

3.2 Performance ambientali e rispetto dei limiti

Dal punto di vista dei limiti prescritti per le emissioni convogliate del sito e in particolare per gli NOx, il decreto AIA (DVA-DEC-2010-0000167 del 19/04/2010) prescrive un limite "di bolla" comprendente le emissioni degli impianti di raffineria e dell'impianto IGCC condotti dal medesimo gestore **api raffineria SpA**.

Vengono in particolare indicati i limiti di concentrazione e di flusso di massa annuo. Il limite di bolla prescritto per la concentrazione è di 250 mg/Nm³ per l'intero sito, comprendente la raffineria e l'impianto IGCC.

Nelle seguenti tabelle si riportano i valori di concentrazione 2011 e 2012 registrati e periodicamente trasmessi ad ISPRA, in attuazione del Piano di Monitoraggio.

BOLLA DI RAFFINERIA ANNO 2011													
PARAMETRO	Limite di bolla (mg/Nm ³)	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
NOx	250	127	114	112	114	116	102	107	106	105	103	n.a.	105

BOLLA DI RAFFINERIA ANNO 2012													
PARAMETRO	Limite di bolla (mg/Nm ³)	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
NOx	250	107	111	105	99	101	n.a.	100	102	101	103	100	103

Dall'analisi dei dati di emissione si evince che il limite di 250 mg/Nm³ prescritto è sempre ampiamente rispettato.

Conformemente al limite di concentrazione, il decreto autorizzativo prescrive per il flusso di massa un limite "di bolla" valido per i due complessi produttivi pari a 975 t/anno. In tabella sono riportati i flussi di massa emessi dall'intero sito negli anni 2010, 2011 e 2012.

Parametro	Limite prescritto (t/anno)	2010	2011	2012
NOx	975	860	864	852

Il Decreto AIA prescrive inoltre un limite prescritto per il flusso di massa emesso dalla sola raffineria di 325 t/anno (applicabile nel caso la gestione degli impianti venga separata). Nella tabella sono riportati i dati degli anni 2010, 2011 e 2012.

Parametro	Limite prescritto (t/anno)	2010	2011	2012
NOx	325	234	219.7	206.6

Dall'analisi dei dati si evince il pieno rispetto dei limiti prescritti, sia dal lato raffineria che per quanto concerne l'intero sito produttivo api.

In merito a tale aspetto si evidenzia che l'assetto emissivo dell'impianto IGCC varierà significativamente in quanto api energia, società proprietaria dell'impianto, ha presentato in data 20/07/2012 richiesta di verifica di assoggettabilità alla procedura di valutazione dell'impatto ambientale, ai sensi dell'art. 20 del D.Lgs. n 152/2006 e s.m.i. per il "Progetto di modifica dell'impianto IGCC – modifica del ciclo combinato CCPP a gas naturale" (nota acquisita dal MATTM con prot. DVA-2012-0017845 del 24/07/2012).

Il progetto proposto consiste nell'adeguamento dell'alimentazione a gas naturale anziché a syngas della sezione a ciclo combinato (CCPP) dell'impianto IGCC, modifica finalizzata a garantire la fornitura del vapore necessario alle unità di raffineria nonché energia elettrica sia per il fabbisogno del sito sia per la cessione sulla rete di trasmissione nazionale.

Tale progetto ha incluso l'inserimento di bruciatori con tecnologia DLN (Dry Low NOx premix burners) annoverata come BAT nel BRef LCP (Large Combustion Plants) attualmente in vigore anche come retrofitting di impianti esistenti. Preliminarmente a tale modifica, per il solo impianto IGCC, sono state emesse, per gli ultimi tre anni, le seguenti quantità di NOx.

Parametro	Anno			
	Limiti AIA (t/anno)	2010 (t/anno)	2011 (t/anno)	2012 (t/anno)
NO _x	650	626	644	645

A fronte delle modifiche previste da eseguire sull'impianto, si può ipotizzare un'emissione complessiva di NO_x dall'IGCC pari a 380 t/anno comportando di fatto una riduzione di circa 270 t/anno pari al 42% del complesso IGCC e al 28% dell'intero sito (percentuale calcolata sui valori autorizzati. Rispetto ai consuntivi degli anni 2010 ÷ 2012 l'impatto sull'intero sito è del 31% in meno).

Si sottolinea inoltre che il valore di 380 t/anno, inserito all'interno dello Studio preliminare ambientale (Verifica di assoggettabilità a VIA dell'Impianto IGCC), è già un valore conservativo a fronte degli assetti futuri previsti nell'esercizio del ciclo combinato conseguenti alla crisi della richiesta energetica.

Parametro	Assetto ante operam (t/anno)	Assetto post operam (t/anno)	Fattore di riduzione (%)
NO _x	650	380	42

3.3 Stato di applicazione delle MTD

Allo scopo di individuare le soluzioni tecniche che garantiscano il massimo abbattimento delle emissioni di NOx api raffineria ha effettuato un Benchmarking sulle migliori tecnologie disponibili sul mercato.

Allo scopo sono stati contattati una serie di fornitori per valutare la fattibilità della sostituzione degli attuali bruciatori con bruciatori di medesime potenzialità senza dover ricorrere a modifiche strutturali particolari ai forni.

Da una valutazione tecnica effettuata, le migliori performance emissive ottenibili con la sostituzione dei bruciatori dei forni sono illustrate nella seguente tabella.

Unità	Punto di emissione	Forno	N° bruciatori	NOx attesi (mg/Nm ³)
Vis Breaking	E 2	F - 1801	24	60 - 135
Vacuum 1	E 9	F - 1901	8	50 - 105
Unifinig	E 5	F - 2502	6	50 - 100

Attraverso un'analisi eseguita sulle emissioni prodotte dalla raffineria nel corso degli ultimi 3 anni prendendo in considerazione la media degli NOx attesi su ogni singola unità è possibile eseguire una stima sui contributi emissivi a fronte della sostituzione dei bruciatori.

Effettuando un calcolo riferito alla portate fumi emessi nel trienni 2010-2012 il fattore di riduzione degli NOx, conseguente all'implementazione dei sistemi in oggetto (36 t/anno circa di NOx evitati), risulta compreso tra il 16,4% e il 18,5% con una media del 17,4% riferito alle emissioni di raffineria degli ultimi 3 anni ed all'11,7% rispetto all'autorizzato.

Inoltre, in relazione ai limiti di "bolla", prescritti per l'intero sito il fattore di riduzione calcolato evidenzia una potenziale riduzione pari mediamente al 4,5% dei flussi di massa di ossidi di azoto emessi e riferiti alle emissioni globali del sito degli ultimi 3 anni ed al 3,7 % rispetto al limite autorizzato AIA.

Al fine di analizzare tale miglioramento con le prestazioni ottenibili dagli impianti di raffineria sono state prese a riferimento le "Linee guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili - Categoria IPPC 1.2: raffinerie di petrolio e gas" nelle quale viene effettuata un'analisi delle prestazioni conseguibili con l'adozione delle MTD.

L'analisi effettuata nelle citate linee guida evidenzia, per gli impianti di raffinazione italiani nuovi ed esistenti, un intervallo di emissioni di ossidi di azoto tecnicamente raggiungibile pari a 250-450 mg/Nm³.

Tale risultato risulta pienamente raggiunto nel sito di Falconara marittima in quanto il limite di concentrazione prescritto dall'AIA di raffineria è pari a 250 mg/Nm³ e che le emissioni massime, nell'ultimo biennio, risultano pari a 127 mg/Nm³ su base mensile.

Considerando i dati emissivi dei soli forni può essere calcolata una concentrazione di emissione inferiore e mediamente pari a circa 110 mg/Nm³.

Tali prestazioni evidenziano quindi una sostanziale applicazione delle MTD individuate dalle linee guida italiane. Non si evidenzia quindi la necessità di ricorrere, per conseguire prestazioni ambientali migliori, alla sostituzione dei bruciatori convenzionali ancora installati.

Si segnala inoltre che è prevista una nuova edizione del BRef europeo "Refining of Mineral Oil and Gas" attualmente in versione draft 2 (Marzo 2012). Tale BRef ancora non formalmente adottato indica di provvedere alla prevenzione della produzione di NOx, nelle unità di combustione, con la possibile adozione combinata di diverse tecnologie.

Potrebbe quindi rendersi necessaria, a breve, una rivalutazione della tecnologia da applicare, in riferimento a tale documento, quando questo sarà formalmente adottato.

3.4. Qualità dell'aria nell'area

Allo scopo di esaminare esaurientemente tutti gli aspetti legati all'emissione degli ossidi di azoto viene di seguito esaminato lo stato di qualità dell'aria nell'intorno del sito industriale.

L'area di interesse ricade nel Comune di Falconara Marittima, dove il monitoraggio dello stato di qualità dell'aria viene condotto mediante i dati rilevati dalle centraline fisse della rete di monitoraggio della Provincia. In figura la disposizione delle centraline di monitoraggio più vicine al sito industriale.



Le tre centraline dislocate nel territorio del comune di Falconara Marittima sono:

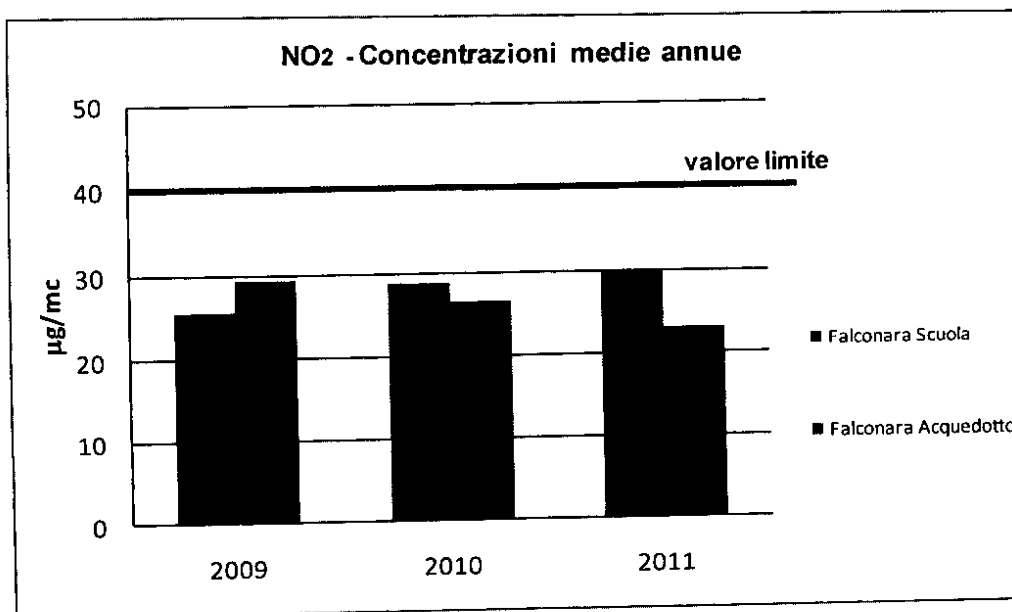
- "Falconara Scuola", situata nel quartiere Villanova;
- "Falconara Acquedotto", situata nel quartiere Fiumesino;
- "Falconara Alta" situata a Falconara Alta;

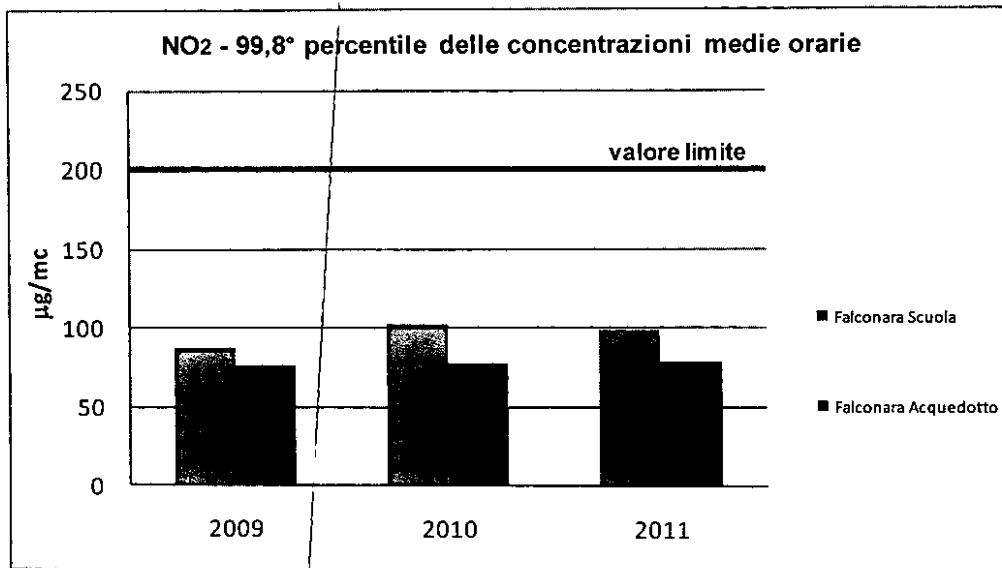
Si riportano in tabella le caratteristiche delle suddette stazioni di monitoraggio:

Nome stazione	Tipologia stazione	Inquinanti rilevati	Tipologia zona
Falconara Acquedotto	industriale	NO ₂ , SO ₂ , O ₃ , HCNM	S
Falconara Scuola	industriale	NO ₂ , SO ₂ , O ₃ , HCNM, PM ₁₀ , PM _{2,5} , BENZENE, H ₂ S, NH ₃	U
Falconara Alta	industriale	SO ₂ , O ₃ , BENZENE	U

Dalla tabella si evince che il biossido di azoto (NO₂) viene monitorato dalle due stazioni di monitoraggio "Falconara Scuola" e "Falconara Acquedotto". Per tale inquinante gli standard di qualità dell'aria previsti dal D.Lgs.155/10 individuano il valore limite orario di 200 µg/m³, da non superare per più 18 volte l'anno (corrispondente al 99,8 percentile delle concentrazioni orarie), ed il valore limite per le concentrazioni medie annue di 40 µg/m³.

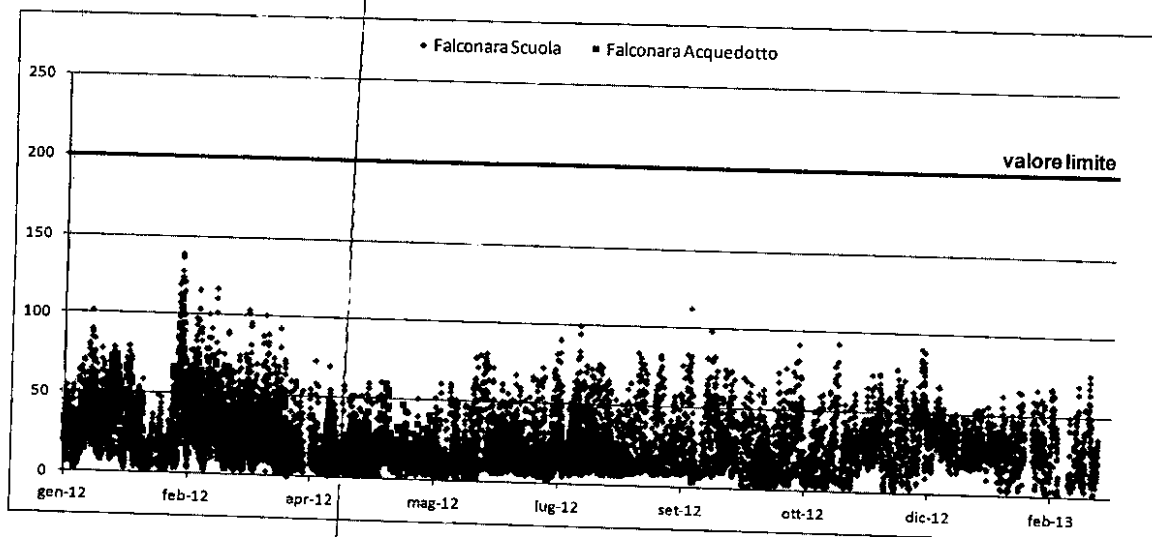
Di seguito vengono mostrati, rispettivamente, i valori della concentrazione media annua e del 99,8° percentile delle concentrazioni orarie di NO₂ nelle due centraline di monitoraggio che ne prevedono la misura, per gli anni 2009, 2010 e 2011, a confronto con i corrispondenti valori di SQA.





I valori ottenuti dalle medie annue rispettano pienamente il corrispondente valore limite in tutti gli anni presi in esame, attestandosi generalmente su valori inferiori ai 30 µg/mc.

Per quanto concerne i valori di picco, il valore limite orario è stato rispettato pienamente negli anni considerati. Condizioni confermate anche nel successivo anno 2012 come evidenziato dal successivo grafico in cui sono rappresentate le medie orarie di concentrazione NO₂ in µg/Nmc (anno 2012 ed inizio 2013).



Nel grafico sono rappresentati i valori orari registrati dalle due centraline Falconara Scuola e Falconara Acquedotto. I dati di quest'ultima però terminano a settembre 2012 poiché i successivi non sono disponibili.

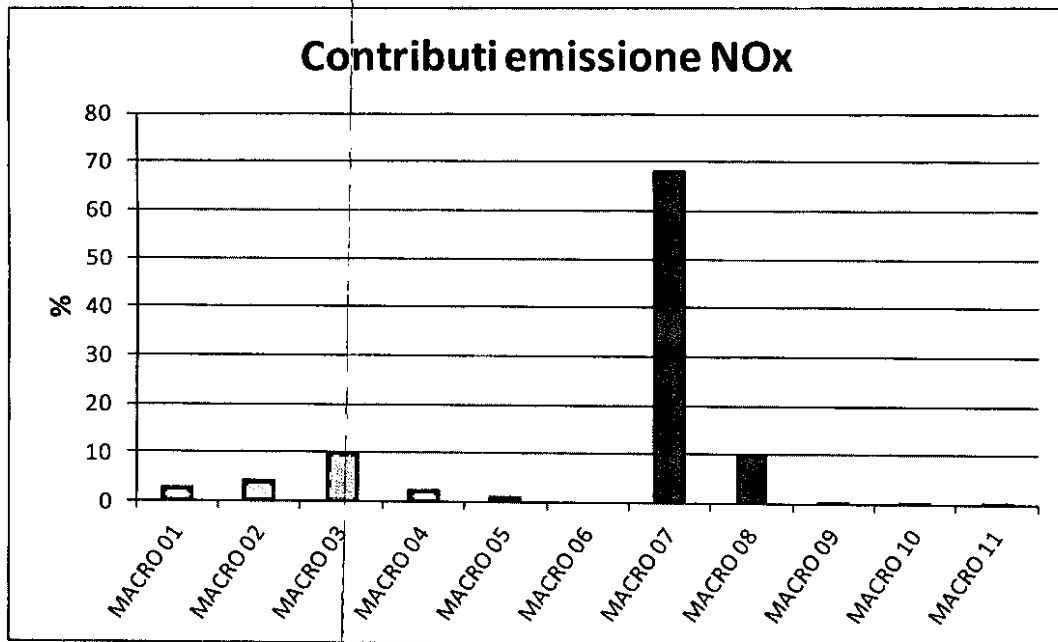
In conclusione si può quindi affermare che non si evidenzia alcuna particolare criticità relativa agli ossidi di azoto né in termini di concentrazioni medie annue né in termini di valori di picco.

I dati del primo bimestre 2013 evidenziano una sostanziale uniformità ai dati 2012, si evince quindi che non ci sono miglioramenti evidenti legati alla fermata della raffineria.

La stessa conclusione è stata evidenziata nel "Piano di risanamento e mantenimento della qualità dell'aria ambiente anno 2010" della regione Marche che evidenzia come non siano presenti, a livello regionale, particolari criticità per quanto attiene gli NOx.

Suddetta analisi rileva che esclusivamente il 2,79% degli NOx proviene dal MACROSETTORE 1 (Combustione - Energia e industria di trasformazione), il 9,99% dal MACROSETTORE 3 (Combustione - Industria) mentre la parte più preponderante dal MACROSETTORE 07 (Trasporto su strada) per circa il 68,23%.

Lo stesso rapporto conferma poi come nel periodo preso in esame non vi siano stati superamenti del limite per il parametro NOx nell'area di Falconara. Di seguito il grafico estrapolato da tale documento.



NOTA:

- MACRO 01: Combustione – Energia ed industria di trasformazione
- MACRO 02: Combustione – Non industriale
- MACRO 03: Combustione – Industriale
- MACRO 04: Processi Produttivi
- MACRO 05: Estrazione, distribuzione combustibili fossili/geotermico
- MACRO 06: Uso di Solventi
- MACRO 07: Trasporti Stradali
- MACRO 08: Altre Sorgenti Mobili
- MACRO 09: Trattamento e Smaltimento Rifiuti
- MACRO 10: Agricoltura ed Allevamento
- MACRO 11: Altre sorgenti di Emissioni ed Assorbimenti

4. CONCLUSIONI

Nel presente documento è stato esaminato lo stato di applicazione delle prescrizioni AIA (DVA-DEC-2010-0000167 del 19/04/2010) nella Raffineria api di Falconara. È stato, inoltre, analizzato lo stato di applicazione delle Migliori Tecniche Disponibili inerenti il monitoraggio delle emissioni in atmosfera e la prevenzione all'emissione di ossidi di Azoto.

L'analisi è stata redatta a supporto della istanza di modifica non sostanziale AIA per la modifica delle prescrizioni (v. par. §8.2- Altre prescrizioni lettere d ed n) del decreto autorizzativo che prevedono l'installazione di misuratori in continuo su tutti i camini di raffineria e la sostituzione dei bruciatori dei forni di raffineria con bruciatori Low-NOx.

Si riportano di seguito le considerazioni tratte dall'analisi dell'applicazione delle prescrizioni AIA richiamate.

Sistema di monitoraggio delle emissioni

Nel capitolo 2 sono state riportate le caratteristiche del sistema di monitoraggio delle emissioni della Raffineria api di Falconara. È stato, inoltre, analizzato lo stato di applicazione delle Migliori Tecniche Disponibili inerenti il monitoraggio di tali emissioni, in relazione alla "taglia" delle sorgenti emissive.

Il confronto è stato effettuato con quanto previsto dal BRef europeo di prossima edizione sulla raffinazione e con le linee guida italiane sulla raffinazione e sul monitoraggio delle emissioni.

Il decreto autorizzativo AIA sopra richiamato (v. par. §8.2- Altre prescrizioni lettera n) prevede l'installazione di misuratori in continuo su tutti i camini di raffineria.

L'analisi delle linee guida e del BRef, disponibile in versione draft, evidenzia una completa applicazione delle MTD, inerenti il monitoraggio delle emissioni, nel sito api di Falconara Marittima con sistemi di stima e di misura in continuo applicati con canoni più restrittivi di quanto previsto dai documenti di riferimento.

Sulla base delle considerazioni esposte si ritiene che nel sito produttivo api sia completa l'applicazione delle Migliori Tecniche Disponibili (MTD) inerenti il sistema di monitoraggio delle emissioni convogliate e che l'installazione dei misuratori di portata fumi, su tutti i camini, e dei sistemi CEMS, ai quattro camini non provvisti, sia superabile in quanto non apporterebbe un contributo sostanziale al miglioramento dell'affidabilità e dell'efficienza del sistema né conseguentemente particolari benefici ambientali.

Installazione Bruciatori Low-NOx

Nel capitolo 3 sono state riportate le performance di emissioni di ossidi di azoto del sito api di Falconara messi a confronto con i limiti prescritti dal decreto di autorizzazione integrata ambientale. È stato, inoltre, analizzato lo stato di applicazione delle Migliori Tecniche Disponibili

inerenti le emissioni di tale inquinante ed il relativo stato di qualità dell'aria nell'area limitrofa agli impianti.

Il decreto autorizzativo AIA sopra richiamato (v. par. §8.2- Altre prescrizioni lettera d) prevede la sostituzione dei bruciatori dei forni di raffineria con bruciatori Low Nox.

Alla luce di quanto esposto e sulla base delle valutazioni tecniche eseguite si rileva che nel sito api vengono pienamente rispettati i limiti prescritti per l'inquinante NOx.

Le analisi condotte sulla fattibilità dell'installazione degli ultimi bruciatori a Low NOx sulle unità Visbreaking, Unifining e Vacuum 1 quantificano una riduzione complessiva prevedibile di circa il 3.7 % sulle emissioni totali del sito, rispetto al valore autorizzato.

L'analisi delle "Linee guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili – Categoria IPPC 1.2: raffinerie di petrolio e gas" evidenzia una sostanziale applicazione delle MTD inerenti la riduzione dell'NOx nel sito api di Falconara Marittima con prestazioni ambientali massime pari a 127 mg/Nm³ nell'ultimo triennio contro un valore di riferimento pari a 250÷450 mg/Nm³ per il settore della raffinazione in Italia.

Alle valutazioni esposte si aggiungono le seguenti considerazioni:

- l'adeguamento dell'alimentazione a gas naturale anziché a syngas della sezione a ciclo combinato (CCPP) dell'impianto IGCC (con riavvio prevedibile nel 2014), comporterà di fatto una riduzione significativa di circa il 28% delle attuali emissioni di ossidi di azoto del sito (riferito al limite autorizzato).
- l'analisi dello stato di qualità dell'aria evidenzia l'assenza di problematiche nell'area di Falconara Marittima, ed in generale nella regione Marche, legate a tale inquinante. Il "Piano di risanamento e mantenimento della qualità dell'aria ambiente anno 2010" redatto dalla regione Marche rileva in maniera inequivocabile che è il traffico veicolare il principale responsabile della emissione di NOx nell'area. Lo stesso rapporto, così come le misure rilevate dalle centraline pubbliche, conferma come nel periodo preso in esame ed in quelli successivi non vi siano stati superamenti del limite per il parametro NO₂ nell'area di Falconara.

Sulla base delle considerazioni esposte si ritiene che nel sito produttivo api sia completa l'applicazione delle Migliori Tecniche Disponibili (MTD) inerenti la prevenzione dall'emissione di ossidi di azoto e che l'installazione degli ultimi bruciatori Low NOx sia superabile in quanto comporterebbe, sia in termini di flussi di massa emessi che di qualità dell'aria, benefici non significativi.

Applicazione delle MTD nella raffineria api

Api raffineria, gestore dell'impianto, si propone comunque di aggiornare l'analisi condotta in questo documento in concomitanza della prossima edizione del BRef europeo "Refining of Mineral Oil and Gas" attualmente in versione draft 2 (Marzo 2012), al fine di valutare la combinazione di tecnologia da adottare per il monitoraggio delle emissioni atmosfera e per la prevenzione all'emissione di ossidi di azoto.

Si precisa inoltre che, qualora l'istanza non potesse essere favorevolmente accolta, le prescrizioni residue, tenendo conti di tutto quanto sopra, saranno realizzate con la tempistica di seguito indicata:

- entro il 31/12/2014 implementazione sistema di monitoraggio in continuo (ECOS);
- entro il 30/06/2015 completamento dell'installazione dei bruciatori "Low NOx".

Per l'installazione dei bruciatori "Low NOx" viene riportata la data della prossima manutenzione generale di raffineria; l'implementazione dei bruciatori richiede infatti gli impianti fermi.

Per l'implementazione del sistema di monitoraggio, fermo restando la opportunità di aspettare l'emissione delle BRef comunitario, viene riportata una data calcolata valutando i tempi tecnici per ingegnerizzare, installare la strumentazione ed effettuare le necessarie attività di taratura e calibrazione.



raffineria di ancona

AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE
ai sensi del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.

**ESAME DELLA PRESCRIZIONE TECNICA (§8.2- Altre prescrizioni letter e
d ed n. DVA-DEC-2010-0000167 del 19/04/2010)**

Istanza di modifica non sostanziale ad AIA
ai sensi dell'art. 29-nonies del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.

Allegato 1

D.A.P. AIA di Raffineria e Impianto IGCC

Aprile 2013

ICARO

Vicolo Boni, 7 - 52044 Cortona (AR) - Tel. +39.0575.6383.11 - Fax +39.0575.6383.79 - www.icarocortona.it - icaro@icarocortona.it

DA D.A.P. AIA RAFFINERIA:

Obblighi temporanei

(Questa sezione include tutti gli obblighi che non vigono per l'intera vita dell'AIA ma sono limitati nel tempo, ad esempio la tipica prescrizione " ... entro ... mesi dal rilascio dell'AIA il gestore dovrà ... ")

Obbligo	Scadenza	Descrizione della prescrizione	Sorgente	ATTUATA	EVIDENZA DOCUMENTALE DELL'OTTEMPERANZA
<i>Sigla</i>	<i>Data</i>	<i>Riportare testo prescrizione</i>	<i>DEC (pag) PI (pag) PMC (pag) ISPR4 - AC</i>	<i>SI / NO</i>	<i>Riferimenti dei documenti e altre informazioni utili alla tracciabilità</i>
T1	24/11/2011 1	(...) sviluppare un programma di riduzione dei valori prescritti per il parametro "polveri", da presentare (...), che preveda di raggiungere valori pari a 56 t/anno entro 24 mesi dalla data di pubblicazione (...)	DEC (7), PI (35)	SI	Prot. api 1453 del 23/11/11. Riduzione ai valori prescritti per il parametro "polveri"
T2	24/11/2011 1	(...) sviluppare uno studio ai fini dell'identificazione dei limiti emissivi in flusso di massa (t/a) (per il CO) d'intesa con ISPR4, (...), da presentare (...)	DEC (7), PI (35)	SI	Prot. api 1454 del 23/11/11. Studio ai fini dell'identificazione limiti emissivi di CO; Prot. api 51/12 del 17/01/12. Attestazione versamento tariffa. prot. api 906/12 del 10/09/12. Aggiornamento e integrazioni. Prot. api 994/12 del 04/10/12 e successive integrazioni. Chiarimenti e versamento oneri istruttori.
T3	24/05/2012 2	(...) presentare (...) uno studio studio di fattibilità corredato da analisi costi-efficacia per l'installazione di un sistema di trattamento dei vapori relativo al terminale di carico navi cisterna.	DEC (7), PI (38)	SI	prot. api 531/12 del 24/05/12
T4	04/06/2011 1	(...) comunicazione di cui all'art. 11, comma 1, del D.Lgs 18 febbraio 2005, n.59, entro 10 gg dalla data	DEC (11)	SI	prot. api 716/10 del 6/5/10

T5	21/09/2011	di pubblicazione (...)	P1 (37)	SI	prot. api 1310/2010 del 21/09/10; prot. api 423/11 del 05/04/11 verbale attività di controllo ordinario ISPPRA -ARPA Marche, aprile 2011.
T6	17/05/2010	<caricamento benzine> - Il sistema di trattamento dei vapori deve garantire una efficienza minima di abbattimento di 95% con emissione massima di 10 g/Nm ³ espresso come valore medio orario. (...) dare comunicazione (...) del parametro operativo e del metodo di misura che dimostri il rispetto della suddetta prescrizione Le misurazioni effettuate ai fini della valutazione della conformità (...)devono essere effettuate per un'intera giornata (minimo 7ore) in condizioni di normale movimentazione	P1 (38)	SI	adeguamento già presente prima del rilascio dell'AIA; verbale attività di controllo ordinario ISPPRA -ARPA Marche, aprile 2011.
T7	24/05/2011	solo caricamento dal basso. (...) installare, ove mancanti, (...)i seguenti sistemi di misurazione in continuo: - Al camino E1 un misuratore di CO, SO ₂ ,NO _x , ossigeno e portata volumetrica. - Al camino E2 un misuratore di CO, SO ₂ ,NO _x , ossigeno e portata volumetrica. - Al camino E3 un misuratore di CO, SO ₂ ,NO _x , ossigeno e portata volumetrica.	P1 (39-40)	In parte	Relativamente all'E7 era indicato erroneamente H2S anziché SO ₂ (vedi verbale incontro ISPPRA-ARPA-M-API del 26/11/10); prot. api 423/11 del 05/04/11.

		<ul style="list-style-type: none"> - Al cammino E5 un misuratore di CO, SO2,NOx, ossigeno e portata volumetrica. - Al cammino E6 un misuratore di CO, SO2,NOx, ossigeno e portata volumetrica. - Al cammino E7 un misuratore di CO, SO2,NOx, ossigeno e portata volumetrica. - Al cammino E9 un misuratore di CO, SO2,NOx, ossigeno e portata volumetrica. - Al cammino E10 un misuratore di CO e portata volumetrica. - Al cammino E13 un misuratore di CO, SO2,NOx, ossigeno e portata volumetrica. - Al cammino E14 un misuratore di CO, SO2,H2S ossigeno e portata volumetrica. 			
T8	24/07/2012	(...) effettuare (...) un audit finalizzato alla minimizzazione della produzione di rifiuti che approfondisca: mappatura processi, bilanci di materia, sviluppo di un piano di azione. Il Gestore fornirà (...) la metodologia di analisi impiegata ed il risultante piano di azione (...)	PI (44-45)	SI	prot. api 766/12 del 24/07/12
T9	21/09/2010	Il Gestore può proporre entro 120 gg (...) una tempistica di applicazione del programma LDAR diversa (...)	PMC (30)	SI	prot. api 1154/10 del 06/08/10; verbale attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, aprile 2011.
T10	21/09/201	(...) informazioni da fornire in	PMC (73)	SI	prot. api 1154/10 del 06/08/10;

	0	relazione al metodo di calcolo di inquinanti utilizzati come metodo alternativo alle misure (PEMS)			prot. api 41/2011 del 18/01/11.
T11	24/05/2011	(...) sviluppare (...) un programma scritto di LDAR ed un database (...)	PMC (74)	SI	prot. api 1154/10 del 06/08/10; prot. api 423/11 del 05/04/11; verbale attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, aprile 2011.
T12	24/11/2010	<tab.33 - gestione dei serbatoi di stoccaggio prodotti petroliferi e greggio> Relativamente a quanto riportato in tabella sull'insieme dei controlli è richiesta la trasmissione del programma e del protocollo di ispezione (...)	PMC (86)	SI	prot. api 1604/10 del 10/12/10, inviato dopo i chiarimenti di cui al verbale di riunione ISPRA-ARPA Marche-API del 26/11/10.
T13	24/11/2011	<Monitoraggio dei sistemi di Torcia> Il Gestore deve operare l'installazione della strumentazione entro e non oltre 18 mesi (...)	PMC (88)	SI	prot. api 1154/10 del 06/08/10 (Allegato 1 - paragrafo 5.1); verbale di riunione ISPRA -ARPA Marche-API del 20/01/11; prot. api 1455/11 del 23/11/11
T14	24/05/2011	<Determinazione del rendimento di desolfurazione> (...) Tale metodo di stima deve essere sostituito; entro e non oltre i trentasei mesi (...) con il seguente metodo o con metodo equivalente, ma di pari efficacia e rigore (che il gestore deve documentare).	PMC (109)	SI	prot. api 423/11 del 05/04/11; verbale attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, aprile 2011.
T15	24/05/2011	<Determinazione efficienza rimozione VOC> Tale metodo di stima deve essere sostituito, entro e non oltre i dodici mesi (...) con il seguente metodo o con metodo equivalente, ma di pari efficacia e	PMC (109)	SI	prot. api 423/11 del 05/04/11.

		rigore (che il gestore deve documentare).			
T16		Il gestore è autorizzato allo scarico in un nuovo punto di scarico denominato SF-Raff4 (...). La presente prescrizione è efficace dal momento in cui il Gestore presenta formale comunicazione di fine lavori di realizzazione dello scarico (...)	PI (49)	SI	Prot. api 40/2011 del 17/01/2011
T17		(...)sviluppare, contestualmente un programma di mitigazioni delle emissioni sonore da presentare alle AC entro un anno dall'approvazione del PRAV da parte del Comune.	PI (42)		
T18		Il Gestore 24 mesi prima della cessazione definitiva dell'attività deve presentare all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo un piano di dismissione del sito (...). (...) ha altresì l'obbligo di comunicare all'Autorità Competente e all'Ente di controllo, l'intenzione di chiusura anticipata dell'attività, con preavviso minimo di quindici giorni dalla data prevista di cessazione.	PI (50)		

Obblighi permanenti

(Questa sezione include gli obblighi vigenti per l'intero periodo di vita dell'AlA nonché gli obblighi la cui cogenza è subordinata ad uno specifico accadimento, quali ad esempio le comunicazioni in caso di malfunzionamenti o eventi incidentali o indisponibilità della strumentazione)

Obbligo	Scadenza	Descrizione della prescrizione	Sorgente	ATTUATA	EVIDENZA DOCUMENTALE DELL'OTTEMPERANZA
<i>Sigla</i>	<i>Data</i>	<i>Riportare testo prescrizione</i>	<i>DEC (pag) PI (pag) PMC (pag) ISPR4 - AC</i>	<i>SI / NO</i>	<i>Riferimenti dei documenti e altre informazioni utili alla tracciabilità</i>
P1	30/01/2011	Si prescrive il versamento della tariffa relativa alle spese per i controlli, secondo i tempi, le modalità e gli importi che sono stati determinati nel citato decreto interministeriale 24 aprile 2008.	DEC (10)	SI	prot. api 92/11 del 31/01/2011; prot. api 641/11 del 13/05/2011; prot. api 134/12 del 07/02/12
P2	30/04/2011	Invio Report annuale	PMC (97), DEC (9), P1 (50)	SI	prot. api 563/11 del 29/04/2011; prot. api 439/12 del 26/04/12
P3		Invio Comunicazione Mensile dei valori di concentrazione media mensile relativi alle emissioni in aria per i parametri della bolla	PMC (97)	SI	prot. api 216/11 del 22/02/2011; prot. api 356/11 del 23/03/2011; prot. api 591/11 del 04/05/2011; prot. api 626/11 del 11/05/2011; prot. api 817/11 del 20/06/2011; prot. api 915/11 del 18/07/2011; prot. api 1075/11 del 19/08/2011; prot. api 1230/11 del 30/09/11; prot. api 1393/11 del 07/11/11; prot. api 1394/11 del 07/11/11; prot. api 1584/11 del 22/12/11; prot. api 61/12 del 20/01/12; prot. api 165/12 del 14/02/12; prot. api 312/12 del 15/03/12; prot. api 404/12 del 16/04/12;

					prot. api 510/12 del 16/05/12; prot. api 698/12 del 09/07/12; prot. api 870/12 del 30/08/12; prot. api 592/12 del 21/09/12; prot. api 1069/12 del 22/10/12; prot. api 1168/12 del 13/11/12
P4	30/04/2011	In sede di reporting periodico, invio indicazioni relative ai serbatoi (doppio fondo e pavimentazione baccini) ed alle pipe-way.	PMC (86)	SI	prot. api 563/11 del 29/04/2011; prot. api 439/12 del 26/04/12
P5		Il Gestore è tenuto a comunicare tempestivamente qualsiasi variazione intervenuta nell'ambito della certificazione ISO 14001:2004.	DEC (8), PI (49)		
P6		(...) il Gestore, in caso di inconvenienti o incidenti che influiscano in modo significativo sull'ambiente, informi tempestivamente il MATTM, per il tramite dell'ISPPRA, dei risultati dei controlli delle emissioni relative all'impianto.	DEC (9), PMC (97)		prot. api 563/11 del 29/04/11 (Report annuale 2010-ELENCO MALFUNZIONAMENTI E EVENTI INCIDENTALI); prot. api 439/12 del 26/04/12 (Report annuale 2011)
P7		Rispettare le prescrizioni e valori limiti di emissioni convogliate	PI (33)	SI	prot. api 563/11 del 29/04/11 (Report annuale 2010); prot. api 439/12 del 26/04/12 (Report annuale 2011)
P8	31/12/2010	Impianto autorizzato per una capacità produttiva massima di 3.900.00 di tonnellate/anno di carica come materia prima per attività di raffinazione.	PI (33)	SI	prot. api 563/11 del 29/04/11 (Report annuale 2010); prot. api 439/12 del 26/04/12 (Report annuale 2011)
P9		Limiti prescritti per le emissioni convogliate per l'intero complesso di raffineria (bolla).	PI (33-34)	SI	Sistema di monitoraggio in continuo RT-ECOS; autocontrollo; prot. api 216/11 del 22/02/2011;

					<p>prot. api 356/11 del 23/03/2011; prot. api 591/11 del 04/05/2011; prot. api 563/11 del 29/04/11 (Report annuale 2010 - ARIA)</p> <p>prot. api 626/11 del 11/05/2011; prot. api 817/11 del 20/06/2011; prot. api 915/11 del 18/07/2011; prot. api 1075/11 del 19/08/2011; prot. api 1230/11 del 30/09/11; prot. api 1393/11 del 07/11/11; prot. api 1394/11 del 07/11/11; prot. api 1584/11 del 22/12/11; prot. api 61/12 del 20/01/12; prot. api 165/12 del 14/02/12; prot. api 312/12 del 15/03/12; prot. api 404/12 del 16/04/12; prot. api 439/12 del 26/04/12 (Report annuale 2011); prot. api 510/12 del 16/05/12; prot. api 698/12 del 09/07/12; prot. api 870/12 del 30/08/12; prot. api 592/12 del 21/09/12; prot. api 1069/12 del 22/10/12; prot. api 1168/12 del 13/11/12</p>
P10		Limiti massici, espressi come sommatoria dei valori massici dei due complessi produttivi (raffineria e IGCC).	PI (34)	SI	<p>Sistema di monitoraggio in continuo RT-ECOS; autocontrollo; prot. api 563/11 del 29/04/11 (Report annuale 2010 - ARIA); prot. api 439/12 del 26/04/12 (Report annuale 2011)</p>
P11		Comunicazioni ed azioni da svolgere in caso di fermata programmata o di disservizio degli impianti di lavaggio gas acidi e di recupero zolfo.	PI (35)	SI	<p>prot. api 174/12 del 15/02/12; prot. api 677/12 del 04/07/12</p>
P12		Utilizzare olio combustibile denso	PI (35)	SI	<p>prot. api 563/11 del 29/04/11 (Report annuale 2010 -</p>

		nel rispetto dei limiti emissivi prescritti e comunque in una quantità non superiore a 50 kt/anno.			ARIA); prot. api 439/12 del 26/04/12 (Report annuale 2011)
P13		Utilizzare gas di raffineria con contenuto massimo di zolfo espresso come H2S inferiore a 200 mg/Nm3 come valore medio giornaliero.	PI (35)	SI	Autocontrollo; verbale e allegati attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, aprile 2011; prot. api 677 del 04/07/2012
P14		Limiti in concentrazione per specifici parametri relativi ai singoli camini.	PI (35)	SI	prot. api 563/11 del 29/04/11 (Report annuale 2010 - ARIA); prot. api 439/12 del 26/04/12 (Report annuale 2011); Autocontrollo.
P15		Limiti relativi all'impianto di recupero dello zolfo.	PI (36)	SI	prot. api 423/11 del 05/04/11; autocontrollo; prot. api 563/11 del 29/04/11 (Report annuale 2010 - ARIA); prot. api 439/12 del 26/04/12 (Report annuale 2011)
P16		I forni devono essere forniti di bruciatori Low NOx.	PI (37)	In Parte	verbale e allegati attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, aprile 2011.
P17		Operare i sistemi di caricamento delle benzine e dei prodotti di distillazione con tensione di vapore superiore a 130 millibar a temperatura di 20° C secondo le procedure indicate e rispetto dei limiti per il sistema di trattamento vapori benzine.	PI (37-38), PMC (67-68,86-87,109)	SI	prot. api 1154/10 del 06/08/10; prot. api 423/11 del 05/04/11; autocontrollo; verbale e allegati attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, aprile 2011.
P18		Garantire che il sistema di torcia di raffineria costituito dalla torcia idrocarburea sia mantenuto in perfetta efficienza. Controllo operativo e manutenzione.	PI (38)	SI	verbale e allegati attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, aprile 2011.
P19		Comunicazioni da effettuare in caso	PI (39)		

		di malfunzionamenti di unità di raffineria che possano determinare emissioni di anidride solforosa superiori a 5 tonnellate nelle 24 ore alla torcia.				
P20		Operare e mantenere un Programma di LDAR e registrazioni.	PI (39, 40)	SI	verbale e allegati attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, aprile 2011.	
P21		Operare le diverse unità secondo una specifica procedura del sistema di gestione ambientale finalizzata alla prevenzione e l'inviduazione di odori molesti.	PI (39)	SI	verbale e allegati attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, aprile 2011.	
P22		Prescrizione sul sistema stop di raffineria.	PI (39)	SI	procedura del SGI	
P23		Monitorare l'H2S nel gas di raffineria con cadenza giornaliera.	PI (40)	SI	Autocontrollo; verbale e allegati attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, aprile 2011.	
P24		Dotarsi di apposite procedura per la gestione degli eventi incidentali.	PI (41)	SI	PEI e procedura SGI	
P25		Limiti e monitoraggio emissioni sonore. Presentare con periodicità annuale agli Enti di controllo la relazione tecnica contenente i risultati del monitoraggio.	PI (41), PMC (30-66)	SI	prot. api 563/11 del 29/04/11 (Report annuale 2010 - Allegato 2. Relazione RUMORE 2010); verbale e allegati attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, aprile 2011;	
P26		Verifiche ogni 10 gg in relazione al deposito temporaneo	PI (42), PMC (77)	SI	prot. api 439/12 del 26/04/12 (Report annuale 2011) - autocontrollo; prot. api 423/11 del 05/04/11;	
P27		Requisiti deposito preliminare	PI (42)	SI	verbale e allegati attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, aprile 2011.	
P28		Prescrizioni relative all'impianto TAF	PI (44), PMC (77-79)	SI	prot. api 423/11 del 05/04/11; autocontrollo; verbale e allegati attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, aprile 2011.	
P29		Rispetto dei limiti del D.Lgs 152/06	PI (45), PMC	SI	Autocontrollo;	

		per le acque di scarico TAs e Demi	(5-16)		verbale e allegati attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, aprile 2011; Rapporti di Prova
P30		Manutenzioni impianti di depurazione e registrazioni	PI (45)	SI	Verbale e allegati attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, aprile 2011
P31		Effettuare periodicamente le analisi allo scarico Demi e TAs	PI (45-47), PMC (5-16)	SI	prot. api 423/11 del 05/04/11; autoccontrollo; verbale e allegati attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, aprile 2011; Rapporti di Prova
P32		Controlli di performance impianto TAF	PI (46), PMC (79)	SI	verbale e allegati attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, aprile 2011.
P33		Limiti allo scarico TAs e Demi sulle medie mensili	PI (46-47), PMC (5-16)	SI	prot. api 423/11 del 05/04/11; autoccontrollo; verbale e allegati attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, aprile 2011.
P34		Monitoraggio dei 4 fossi che attraversano la raffineria	PI (48), PMC (17-18)	SI	autoccontrollo; verbale e allegati attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, aprile 2011; Rapporti di Prova
P35		Prescrizioni serbatoi: analisi acustica dei fondi, verifica pavimentazioni. Registrazioni	PI (48), PMC (84-86)	SI	Prescrizioni CTR; verbale e allegati attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, aprile 2011.
P36		Procedura gestione possibili contaminazioni dell'acqua di raffreddamento.	PI (48)	SI	Prescrizioni CTR; verbale e allegati attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, aprile 2011.
P37		Ispezione sistema fognario di collettamento acque idrocarburiche e registrazioni.	PI (49)	SI	Prescrizioni CTR; verbale e allegati attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, aprile 2011.
P38		Procedure per la gestione di eventi eccezionali con spandimento di sostanze oleose e/o tossiche per l'ambiente acquatico e comunicazioni	PI (50)	SI	PEI e procedure del SGI

P39		Comunicazione preventiva all'Ente di controllo delle date in cui si intende effettuare lo scarico SF-Raff4 in caso di fermata generale d'impianto. Monitoraggio e limiti.	PI (49), PMC (16-17)	SI	prot. api 40/11 del 17/01/11; autocontrollo; verbale e allegati attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, aprile 2011; prot. api 1326/11 del 20/10/11.
P40		Obbligo di notifica di eventuali modifiche che intende apportare all'impianto per la successiva valutazione, da parte dell'Autorità Competente della significatività delle modifiche e dell'esigenza eventuale di aggiornare l'autorizzazione.	PI (51)		
P41		Effettuare relativamente agli scarichi idrici quanto previsto nel PMC	PI (49)	SI	prot. api 1154/10 del 06/08/10; prot. api 423/11 del 05/04/11; autocontrollo; verbale e allegati attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, aprile 2011.
P42		Effettuare relativamente alle emissioni in aria quanto previsto nel PMC	PI (40)	SI	prot. api 1154/10 del 06/08/10; prot. api 423/11 del 05/04/11; autocontrollo; verbale e allegati attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, aprile 2011.
P43		Monitoraggio dei consumi - prelievi idrici	PMC (82-83)	SI	prot. api 563/11 del 29/04/11 (Report annuale 2010); autocontrollo; verbale e allegati attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, aprile 2011; prot. api 439/12 del 26/04/12 (Report annuale 2011)
P44		Monitoraggio dei consumi - consumi energetici	PMC (83)	SI	prot. api 563/11 del 29/04/11 (Report annuale 2010); autocontrollo; verbale e allegati attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, aprile 2011; prot. api 439/12 del 26/04/12 (Report annuale 2011)
P45		Monitoraggio dei consumi -	PMC (83-84)	SI	prot. api 563/11 del 29/04/11 (Report annuale 2010);

		consumi di combustibili e chemicals			autoccontrollo; verbale e allegati attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, aprile 2011; prot. api 439/12 del 26/04/12 (Report annuale 2011)
--	--	-------------------------------------	--	--	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

DA D.A.P. AIA IGCC:**Obblighi temporanei**

(Questa sezione include tutti gli obblighi che non vigono per l'intera vita dell'AIA ma sono limitati nel tempo, ad esempio la tipica prescrizione "... entro ... mesi dal rilascio dell'AIA il gestore dovrà ...")

Obbligo	Scadenza	Descrizione della prescrizione	Sorgente	ATTUATA	EVIDENZA DOCUMENTALE DELL'OTTEMPERANZA
SIgla	Data	Riportare testo prescrizione	DEC (pag) P1 (pag) PMC (pag) ISPRA - AC	SI / NO	Riferimenti dei documenti e altre informazioni utili alla tracciabilità
T1	30/08/2010	Comunicazione (art.11,c.1 DL59/05) di dare attuazione a quanto previsto dall'AIA	DEC (10)	SI	prot. api 1219/2010 del 30-08-10
T2	23/11/2010	Concordare con l'ente di controllo il Cronoprogramma per l'Adeguamento e Completamento del Sistema di Monitoraggio prescritto	DEC (8)	SI	prot. api 1256/11 del 06-10-11
T3	23/12/2010	Il Gestore può proporre entro 120 gg dal rilascio del PMC una tempistica di applicazione del programma LDAR diversa purché garantisca che la stessa sia in grado di limitare le emissioni di VOC (con particolare riguardo alle sostanze riconosciute cancerogene) con un'efficacia pari o superiore a quanto l'Ente di controllo ha proposto.	PMC (12)	SI	prot. api 1154/10 del 06/08/10; prot. api 1546/10 del 24/11/2010; vedi DAP "api-raffineria di ancona" S.p.A. punto T9: verbale attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, ottobre 2011.
T4	23/12/2010	Il Gestore deve fornire entro 120 giorni dal rilascio del PMC informazioni da in relazione al	PMC (24)	SI	prot. api 1154/10 del 06/08/10 prot. api 1546/10 del 24/11/2010; prot. api 41/11 del 18/01/2011;

		metodo di calcolo di inquinanti utilizzati come metodo alternativo alle misure (PEMS predictive emission monitoring system)			vedi DAP "api raffineria di ancona" S.p.A. punto T10
T5	23/08/201 1	Il Gestore deve sviluppare entro 12 mesi dal rilascio del PMC un programma scritto di LDAR ed un database	PMC (26)	SI	vedi DAP "api raffineria di ancona" S.p.A. punto T11; prot. api 1256/11 del 06/10/11
T6	23/02/201 2	Sviluppare programma di riduzione polveri a 56 t/anno entro 18 mesi dall'ALA	PI (49)	SI	Prot. api 1453 del 23/11/11. Riduzione ai valori prescritti per il parametro "polveri"
T7	23/02/201 2	Per le polveri, raggiungimento di 56 t/anno entro 24 mesi dall'ALA	PI (49)	SI	Prot. api 1453 del 23/11/11. Riduzione ai valori prescritti per il parametro "polveri"
T8	23/02/201 2	Sviluppare e presentazione all'AC entro 18 mesi dall'ALA, studio ai fini dell'identificazione dei limiti emissivi in flusso di massa (t/anno) di CO d'intesa con ISPRA, Arpam, Regione e gli E.E.LL.	PI (49)	SI	Prot. api 1454 del 23/11/11. Studio ai fini dell'identificazione limiti emissivi di CO; Prot. api 51/12 del 17/01/12. Attestazione versamento tariffa. prot. api 906/12 del 10/09/12. Aggiornamento e integrazioni. Prot. api 994/12 del 04/10/12. Chiarimenti e versamento oneri istruttori.
T9	23/08/201 3	Il gestore deve installare entro 36 mesi, in accordo con la Norma EN 14181 i sistemi di misurazione in continuo	PI (50)	NO	
T10	23/08/201 3	<Determinazione del rendimento di desolfurazione> (...) Tale metodo di stima deve essere sostituito, entro e non oltre i trentasei mesi (...) con il seguente metodo o con metodo equivalente, ma di pari efficacia e rigore (che il gestore deve documentare).	PMC (45)	SI	prot. api 1256/11 del 06/10/11; verbale attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, ottobre 2011.
T11	23/02/201	presentazione domanda di rinnovo	DEC (9)	NO	

	6	autorizzazione AIA			
TT2		Il Gestore 24 mesi prima della cessazione definitiva dell'attività deve presentare all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo un piano di dismissione del sito (...). (...) ha altresì l'obbligo di comunicare all'Autorità Competente e all'Ente di controllo, l'intenzione di chiusura anticipata dell'attività, con preavviso minimo di quindici giorni dalla data prevista di cessazione.	PI (58)		

Obblighi permanenti

(Questa sezione include gli obblighi vigenti per l'intero periodo di vita dell'AIA nonché gli obblighi la cui coerenza è subordinata ad uno specifico accadimento, quali ad esempio le comunicazioni in caso di malfunzionamenti o eventi incidentali o indisponibilità della strumentazione)

Obbligo	Scadenza	Descrizione della prescrizione	Sorgente	ATTUATA	EVIDENZA DOCUMENTALE DELL'OTTEMPERANZA
Sigla	Data	Riportare testo prescrizione	DEC (pag) PT (pag) PMC (pag) ISPPRA - AC	SI / NO	Riferimenti dei documenti e altre informazioni utili alla verificabilità
P1	30/01/2011 1	Pagamento tariffa controlli per piano solare (art.6 Decreto tariffe DI 24-04-08)	DEC (10)	SI	Prot. api energia PC/DO-5/2011 del 2/2/2011; Prot. api 135/12 del 07/02/12
P2	30/04/2011 1	Entro il 30 aprile di ogni anno il Gestore è tenuto alla trasmissione, all'Autorità Competente, all'Ente di controllo, alla Regione, alla Provincia, al Comune interessato e all'ARPA territorialmente	PMC (35)	SI	Prot. api 562/11 del 29/04/2011 Report Annuale; prot. api 440/12 del 26/04/12 Report annuale 2011

		competente, un rapporto annuale che descriva l'esercizio dell'impianto nell'anno precedente.			
P3	31/10/2011	Trasmissione quadrimestrale del DAP all'AC	ISPRA	SI	prot. api 866/11 del 30/06/2011; prot. api 1365/11 del 28/10/2011
P4		Il Gestore è tenuto a comunicare tempestivamente qualsiasi variazione intervenuta nell'ambito della certificazione ISO 14001:2004.	DEC (8)		
P5		(...) il Gestore, in caso di inconvenienti o incidenti che influiscano in modo significativo sull'ambiente, informi tempestivamente il MATTM, per il tramite dell'ISPRA, dei risultati dei controlli delle emissioni relative all'impianto.	DEC (9) P1 (53)		
P6		<Emissioni in aria> Il Gruppo istruttore (...) prescrive il rispetto dei limiti per le emissioni convogliate per l'intero complesso IGCC (limite di bolla)	P1 (48)	SI	Sistema di monitoraggio in continuo RT-ECOS; verbale attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, ottobre 2011; Autocontrollo
P7		In aggiunta alle prescrizioni relative alle emissioni convogliate, espresse come limiti in concentrazione di cui sopra, il gestore dovrà attenersi al rispetto dei limiti dei flussi massici (...)	P1 (49)	SI	Sistema di monitoraggio in continuo RT-ECOS; Autocontrollo; Prot. api 562/11 del 29/04/2011 (Report Annuale 2010-ARIA); verbale attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, ottobre 2011; autocontrollo; prot. api 440/12 del 26/04/12 Report annuale 2011
P8		<Emissioni in aria> Prescrizioni relative alla gestione dell'IGCC.	P1 (50-51)	SI	verbale attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, ottobre 2011; autocontrollo

P9	<Emissioni in aria> Prescrizioni relative alla gestione dell'impianto di recupero zolfo.	PI (51-52)	SI	Autocontrollo; Prot. api 562/11 del 29/04/2011 (Report Annuale 2010 -UNITA' RECUPERO ZOLFO); verbale attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, ottobre 2011; autocontrollo; prot. api 440/12 del 26/04/12 Report annuale 2011
P10	Limiti e monitoraggio emissioni sonore. Presentare con periodicità annuale agli Enti di controllo la relazione tecnica contenente i risultati dei monitoraggio.	PI (53)	SI	Prot. api 562/11 del 29/04/2011 (Report Annuale 2010 -Allegato 2: Relazione RUMORE 2010); prot. api 440/12 del 26/04/12 Report annuale 2011
P11	Verifiche ogni 10 gg in relazione al deposito temporaneo	PI (54)	SI	prot. api 423/11 del 05/04/11; prot. api 1256/11 del 06/10/11; verbale attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, ottobre 2011; autocontrollo
P12	<grey water> registrazione di manutenzioni e controlli eseguite sulle apparecchiature.	PI (56)	SI	verbale attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, ottobre 2011; registrazioni
P13	Campionamento e analisi allo scarico interno SF-IGCC-3.	PI (56) PMG(4)	SI	Prot. api 1219/2010 del 30-08-10; Prot. api 1546/10 del 24/11/2010; Prot. api 1256/11 del 06/10/11; Rapporti di prova; verbale attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, ottobre 2011.
P14	<SF-IGCC1> rispettare valore del cloro libero residuo nell'acqua di mare, restituita al corpo idrico recettore, ≤ 0,2 mg/l (valore medio giornaliero)	PI (57)	SI	verbale attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, ottobre 2011; autocontrollo
P15	<SF-IGCC1> Il Gestore deve controllare ogni mese che	PI (57)	SI	Autocontrollo; prot. api 1219/2010 del 30-08-10;

		l'incremento termico su un arco a mille metri dal punto di immissione dello scarico dell'IGCC sia conforme a: -Temperatura (sul recettore) $\leq 3^{\circ}\text{C}$ (differenza tra punto caldo e freddo su un arco distante 500 metri dal punto di scarico). Detto valore può essere estrapolato dalle misure eseguite dalle tre boe poste a 70 m circa dal punto di scarico			Prot. api 1546/10 del 24/11/2010; prot. api 1256/11 del 06/10/11; verbale attività di controllo ordinario ISPPRA -ARPA Marche, ottobre 2011.
P16		Analisi degli idrocarburi pesanti che sottopone a gassificazione.	PMC (25)	SI	prot. api 1219/2010 del 30-08-10; prot. api 1546/10 del 24/11/2010; prot. api 1134/11 del 06/09/2011; verbale attività di controllo ordinario ISPPRA -ARPA Marche, ottobre 2011; autocontrollo
P17		Monitoraggio dei consumi - Prelievi idrici.	PMC (30)	SI	Prot. api 562/11 del 29/04/2011 (Report Annuale 2010-CONSUMI); prot. api 1256/11 del 06/10/11; verbale attività di controllo ordinario ISPPRA -ARPA Marche, ottobre 2011; autocontrollo;
P18		Monitoraggio dei consumi - Consumi energetici.	PMC (31)	SI	prot. api 440/12 del 26/04/12 Report annuale 2011 Prot. api 562/11 del 29/04/2011 (Report Annuale 2010-CONSUMI); prot. api 1256/11 del 06/10/11; verbale attività di controllo ordinario ISPPRA -ARPA Marche, ottobre 2011; autocontrollo;
P19		Monitoraggio dei consumi - Consumi di combustibili e chemicals.	PMC (31)	SI	prot. api 440/12 del 26/04/12 Report annuale 2011 Prot. api 562/11 del 29/04/2011 (Report Annuale 2010-CONSUMI); prot. api 1256/11 del 06/10/11;

					verbale attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, ottobre 2011; autocontrollo; prot. api 440/12 del 26/04/12 Report annuale 2011
P20		Controllo dei parametri di processo su SCR	PMC (32)	SI	Prot. api 562/11 del 29/04/2011 (Report Annuale 2010-UNITA' DI DENTRIFICAZIONE); prot. api 1256/11 del 06/10/11; verbale attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, ottobre 2011; autocontrollo; prot. api 440/12 del 26/04/12 Report annuale 2011
P21		<EVENTI ECCEZIONALI> In caso di eventi eccezionali (es. superamento dei limiti, malfunzionamenti prolungati del sistema di misurazione continuo delle emissioni, malfunzionamenti dei sistemi di controllo delle emissioni che possono dare origine a situazioni anomale) il gestore dovrà effettuare il reporting immediato (entro 24 ore) all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo dell'evento, indicando, le azioni intraprese per il ripristino delle condizioni regolari. Alla conclusione dell'evento eccezionale il gestore dovrà dare comunicazione del superamento della criticità e fare una valutazione quantitativa delle emissioni.	PMC (35) PI (52)		Prot. api 562/11 del 29/04/2011 (Report Annuale 2010-ELENCO DEI MALFUNZIONAMENTI E DEGLI EVENTI INCIDENTALI); verbale attività di controllo ordinario ISPRA -ARPA Marche, ottobre 2011; prot. api 440/12 del 26/04/12 Report annuale 2011



raffineria di ancona

AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE
ai sensi del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.

**ESAME DELLA PRESCRIZIONE TECNICA (§8.2- Altre prescrizioni letter e
d ed n. DVA-DEC-2010-0000167 del 19/04/2010)**

Istanza di modifica non sostanziale ad AIA
ai sensi dell'art. 29-nonies del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.

Allegato 2

Presentazione sintetica del sistema RT-ECOS

Aprile 2013

ICARO

Vicolo Boni, 7 - 52044 Cortona (AR) - Tel. +39.0575.6383.11 - Fax +39.0575.6383.79 - www.icarocortona.it - icaro@icarocortona.it

**Il controllo delle emissioni
convogliate dalla raffineria e
dall'IGCC**

Il sistema RT-ECOS



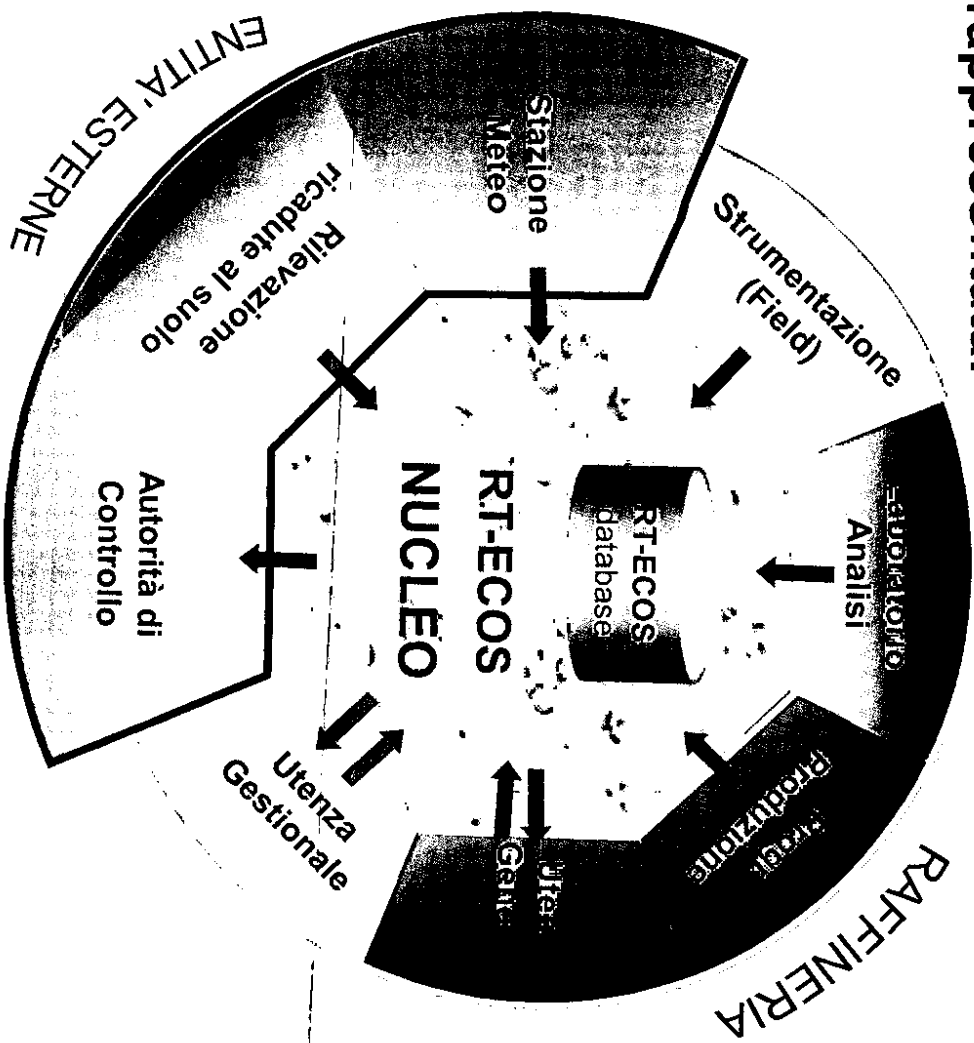
- Le emissioni della raffineria e dell'IGCC vengono controllate con un sistema di monitoraggio in continuo denominato RT-ECOS (*Real Time Emissions Control System*).
- Il Sistema RT-ECOS, già dal 1998, è stato accreditato dal Consiglio Nazionale delle Ricerche (CNR) in quanto conforme ai dettami dell'ex DM 21.12.95 in materia di monitoraggio delle emissioni dagli impianti industriali.



- Il sistema RT-ECOS garantisce il monitoraggio in continuo delle emissioni provenienti da tutti gli 11 camini della raffineria e dai 3 camini dell'IGCC.
- In tal modo sono tenuti sotto controllo i valori limite definiti dalla normativa nazionale e locale, nonché dagli atti autorizzativi relativi, per gli inquinanti principali (SO_2 , NO_x , ecc.).

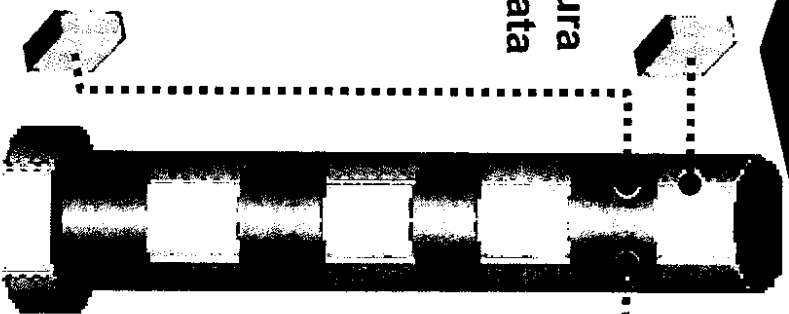


La struttura di RT-ECOS può essere così rappresentata:



**Il monitoraggio ai camini
avviene attraverso un
sistema che integra
analizzatori Reali e Virtuali:**

**Temperatura
fumi, portata
fumi, etc.**



**Analizzatore fumi reale
(SO₂, NO_x, O₂, etc.)**



Misuratore della velocità dei fumi (m/s)

Misuratore di portata H₂O nei fumi (Nm³/h)

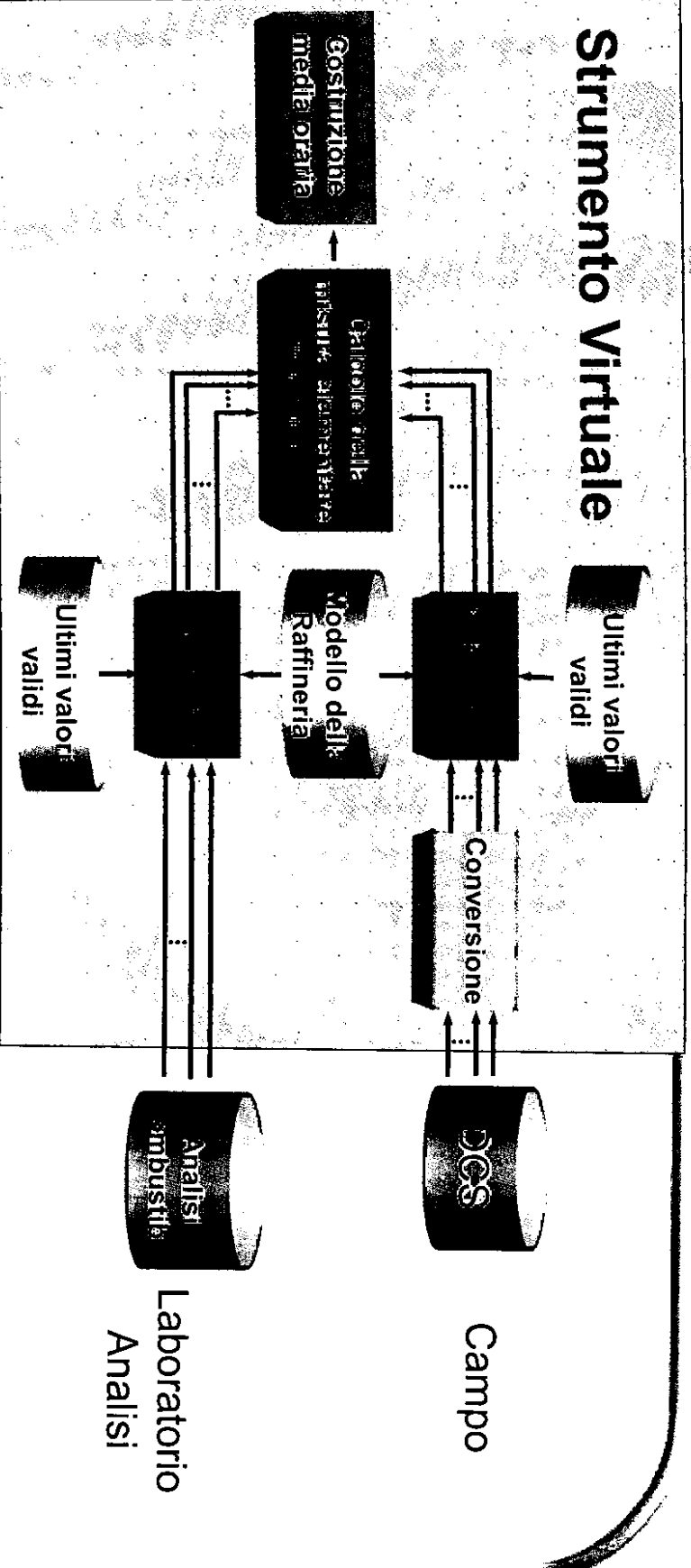
Misuratore del peso molecolare dei fumi

Misuratore della portata dei fumi (Nm³/h)

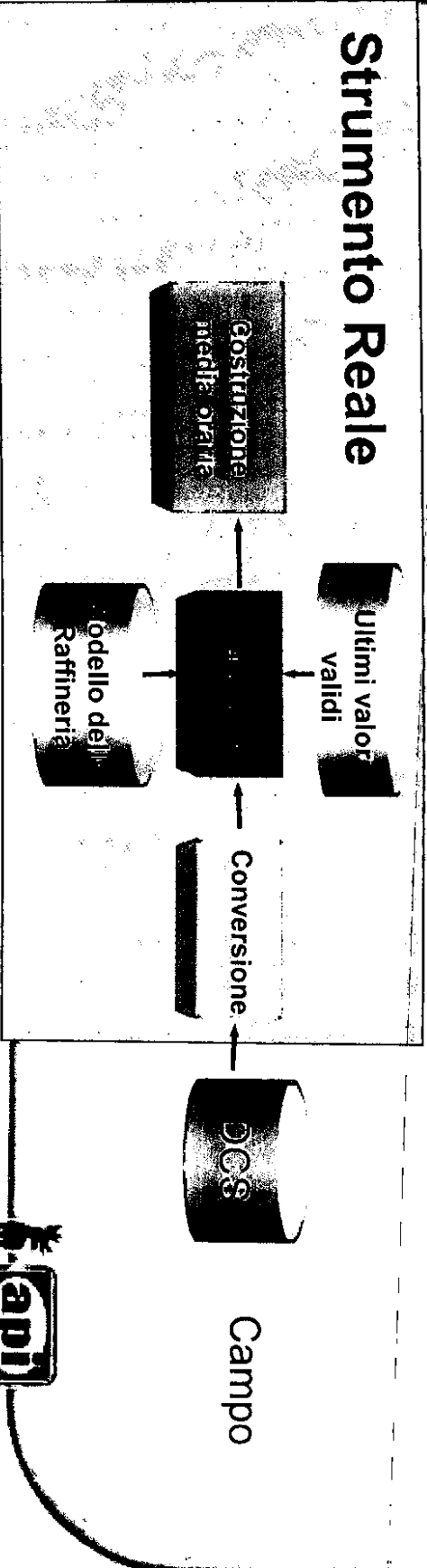
**Analizzatore dei fumi virtuale (PEMS)
(SO₂, NO_x)**



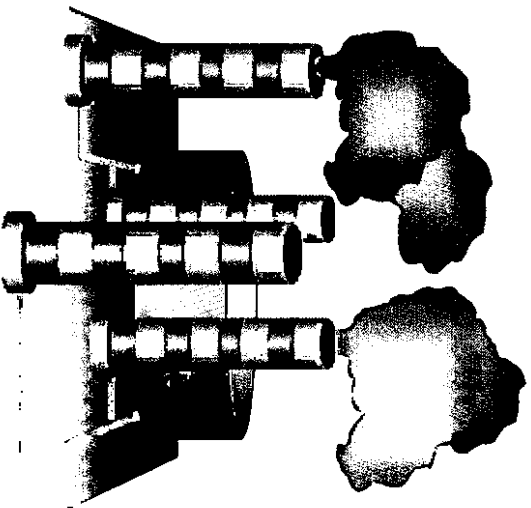
Strumento Virtuale



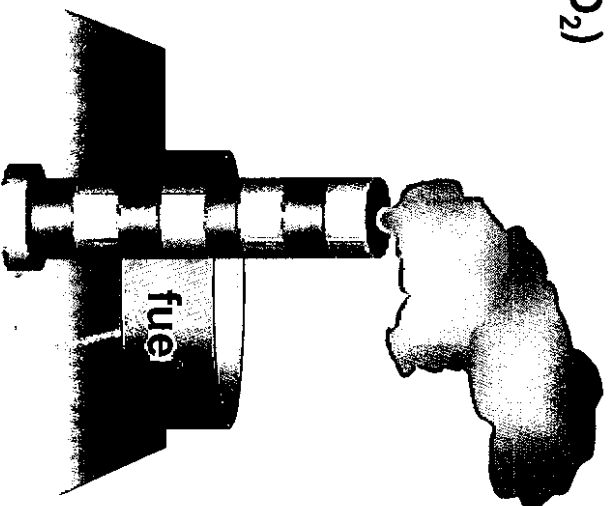
Strumento Reale

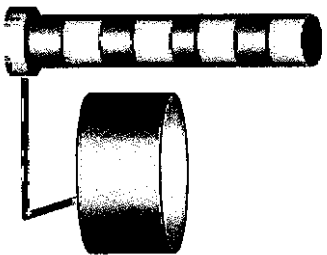


- Calcolo delle Bolle
 - Bolla Reale
 - Bolla Virtuale
- Calcolo delle emissioni cumulate
- Confronti
- Proiezione a fine anno delle emissioni cumulate
- Simulazione delle ricadute al suolo (SO_2)



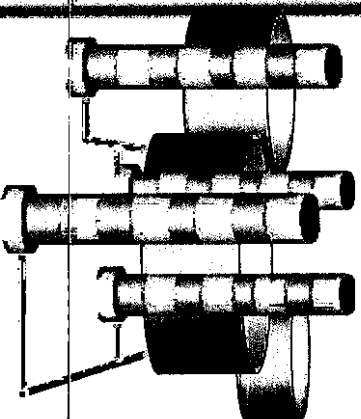
(Bolla)





Monitoraggio dello stato dei singoli impianti

- Gestione della strumentazione Reale
- Gestione della strumentazione virtuale
- Gestione Emissioni cumulate
- Gestione dei consumi dei fuels



Monitoraggio dello stato dello stabilimento

- Gestione della *Bolla*
- Gestione delle Ricadute al suolo
- Gestione consumi globali

Gestione significa:

- *Acquisizione dei dati di base e Conversione*
- *Validazione dei dati (gestione affidabilità)*
- *Applicazione degli algoritmi di calcolo*
- *Controllo dei risultati e Aggiornamento delle medie*
- *Archiviazione dei dati per garantire l'analisi storica per 5 anni*



Riepilogo dei vantaggi del sistema RT-ECOS

- *Sistema aperto (accesso ai dati trasparente, interfaccia con l'esterno)*
- *Configurabilità in funzione della struttura della Raffineria*
- *Calcolo automatico delle emissioni e della Bolla*
- *Simulazione in continuo delle ricadute al suolo*
- *Risposta ai requisiti legislativi*
- *E' il primo sistema certificato dal CNR*

I partners che hanno collaborato al progetto:

- Technip Italy S.p.A.
- Api Raffineria di Ancona S.p.A.
- CNR
- Partners di sviluppo (IBM SEMEA S.p.A., Exhibit)





raffineria di ancona

AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE ai sensi del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.

**ESAME DELLA PRESCRIZIONE TECNICA (§8.2- Altre prescrizioni letter e
d ed n. DVA-DEC-2010-0000167 del 19/04/2010)**

Istanza di modifica non sostanziale ad AIA
ai sensi dell'art. 29-nonies del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.

Allegato 3

Stralcio del modello concettuale e relative formule di calcolo (sistema RT-ECOS).

Aprile 2013

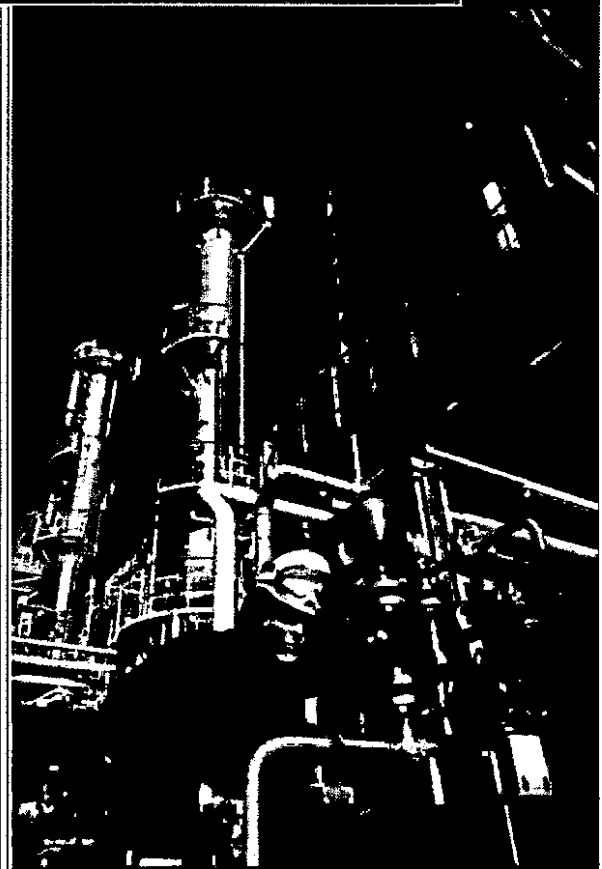
ICARO

Vicolo Boni, 7 - 52044 Cortona (AR) - Tel. +39.0575.6383.11 - Fax +39.0575.6383.79 - www.icarocortona.it - icaro@icarocortona.it

Technip

RT-ECOS

Flow Rate Calculations



Marco ALDERISIO / Marco TORDONI

TECHNIP/api

04/07/2012 Rev.2



Sommario

1.	Modello del Sistema	2
1.1.	Modello dell'Impianto (Plant).....	2
1.2.	Modello della Sorgente (Unit).....	3
2.	Calcoli Flue Gas	5
2.1	Calcolo del peso molecolare dei fumi.....	5
2.2	Calcolo della Portata di Vapore Acqueo	6
2.3	Calcolo dell'Aria Teorica.....	6
2.4	Calcolo della Portata Fumi Teorica umida	7
2.5	Calcolo del Fattore di Normalizzazione al 3% O ₂	8
2.6	Calcolo dell'Eccesso d'Aria.....	9
2.7	Calcolo della Portata Fumi secca normalizzata al 3% di O ₂	9

Lista delle tabelle

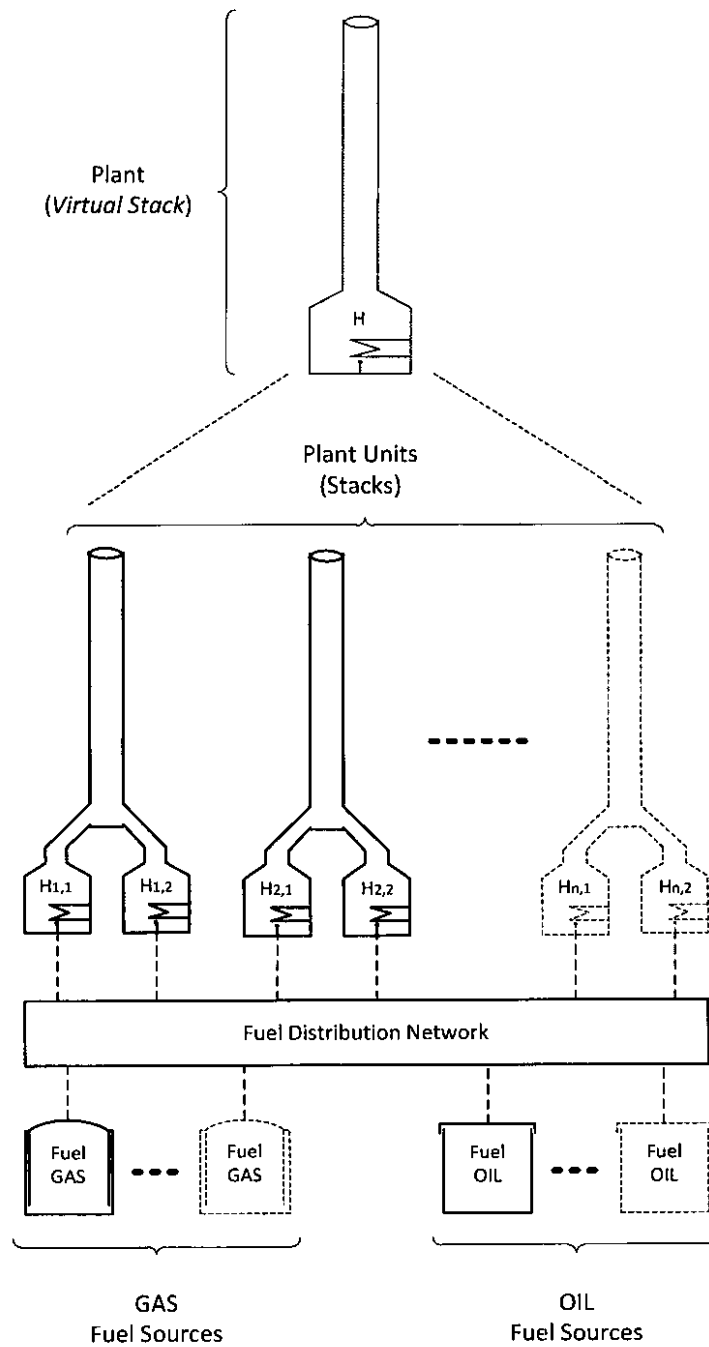
Table 1 -Tabella di combustione per il gas combustibile.....	11
Table 2 - Tabella di combustione per l'olio combustibile.....	12

Lista delle figure

Figure 1 - Modellazione della Sorgente	3
Figure 2 - Esempio di configurazione con gli strumenti principali.....	4
Figure 3 - Modello usato per il calcolo del Peso Molecolare dei fumi.....	5

1. Modello del Sistema

1.1. Modello dell'Impianto (Plant)



1.2. Modello della Sorgente (Unit)

Ciascuna sorgente (Stack/Camino) è modellizzata come aggregazione di uno o più forni (Heater). Ciascun forno è alimentato da una o più sorgenti di combustibile (Fuel Source) attraverso una linea di alimentazione (Fuel Line), una per ogni Fuel Source. Una Fuel source può essere di tipo olio combustibile oppure di tipo gas combustibile.

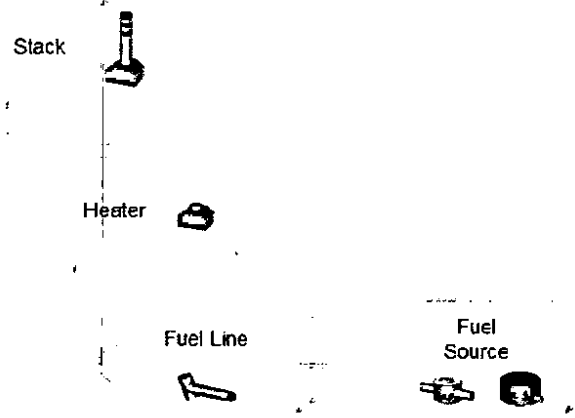
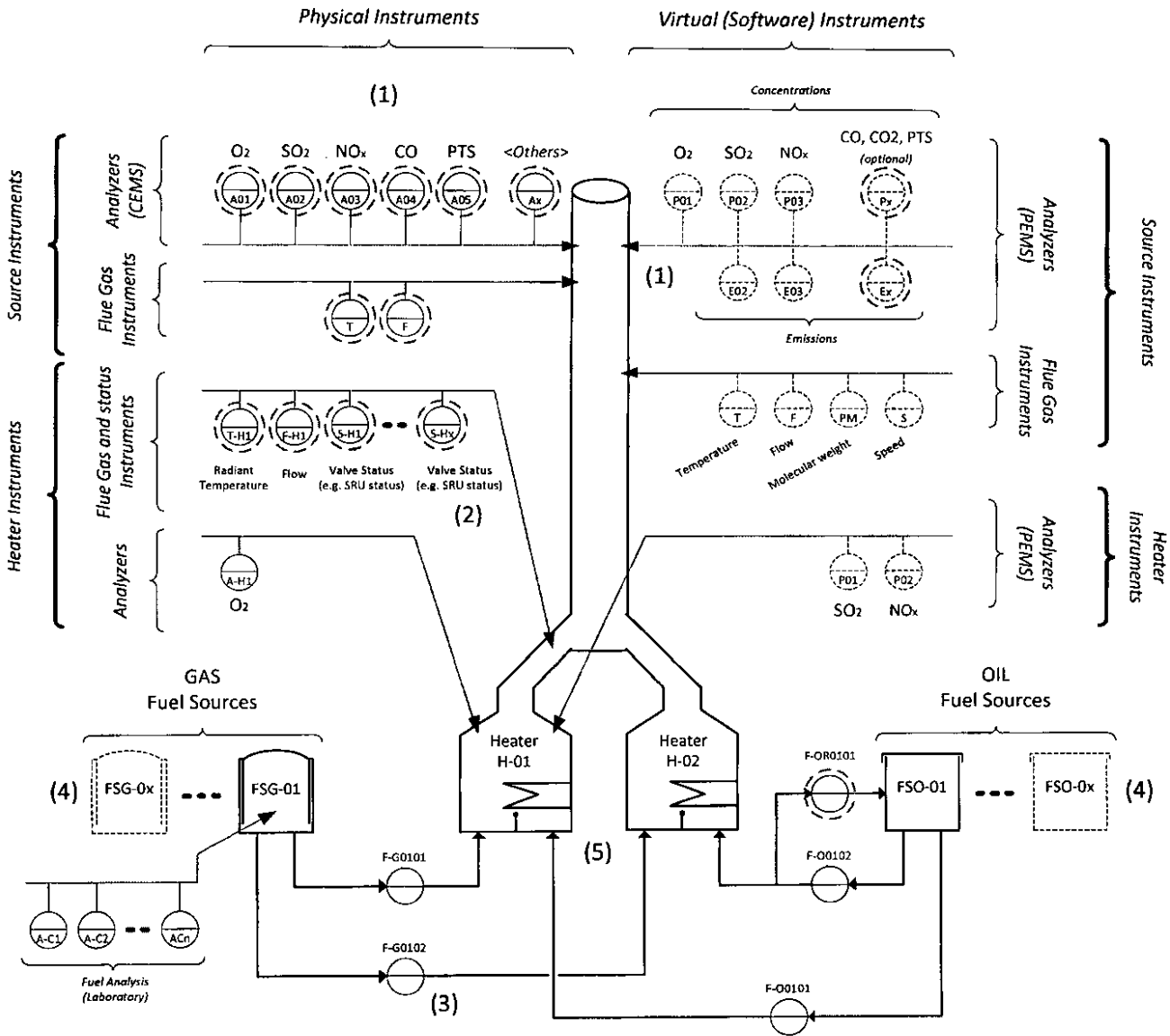





Figure 1 - Modellazione della Sorgente



- (1) Specificare UdM per ogni tipo instrument.
- (2) Specificare logica stato forno (ON/OFF/Transient). Valvole multiple sono aggregate in OR (ciascuna ha il proprio stato attivo (0 | 1)).
- (3) Tutte le portate combustibile possono essere configurate in modo multiplo (Tipo di aggregazione: sommativa).
- (4) Illimitato numero di Fuel Sources.
- (5) Illimitato numero di forni per singola sorgente.

Note

-  Optional Instrument
-  Virtual Instrument (software)
-  Optional Virtual Instrument (not included in the standard solution)

Legend

Figure 2 - Esempio di configurazione con gli strumenti principali

2. Calcoli Flue Gas

Il calcolo è stato scomposto in funzione del modello presentato nel capitolo precedente.

A livello di Sorgente (Stack/Camino) i calcoli relativi al Flue Gas eseguiti dal sistema di monitoraggio sono i seguenti:

- Calcolo del peso molecolare dei fumi
- Calcolo della Portata di Vapore Acqueo
- Calcolo dell'Aria Teorica
- Calcolo della Portata Fumi Teorica umida;
- Calcolo del Fattore di Normalizzazione al 3% O₂;
- Calcolo dell'Eccesso d'Aria;
- Calcolo della Portata Fumi secca normalizzata al 3% O₂;

2.1 Calcolo del peso molecolare dei fumi

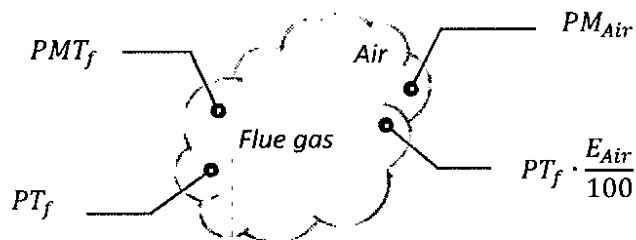


Figure 3 - Modello usato per il calcolo del Peso Molecolare dei fumi.

$$PM_F(S_i) = \frac{1}{PT_f(S_i) \left(1 + \frac{E_{Air}(S_i)}{100}\right)} \cdot \left(PT_f(S_i) \cdot PMT_f(S_i) + PT_f(S_i) \cdot \frac{E_{Air}(S_i)}{100} \cdot PM_{Air}(S_i) \right)$$

Il peso molecolare dei fumi a livello di sorgente è calcolato come media pesata del peso molecolare dell'aria in eccesso e dei fumi teorici.

2.2 Calcolo della Portata di Vapore Acqueo

Il Vapore Acqueo a livello di sorgente (P_{H_2O}) è calcolato come sommatoria del vapore acqueo prodotto in ciascun forno e convertita in Nm³/h.

$$P_{H_2O}(S_i) \left(\frac{Nm^3}{h} \right) = \frac{V_N \left(\frac{Nm^3}{mol} \right)}{PM_{H_2O} \left(\frac{Kg}{mol} \right)} \cdot \sum_{j=1}^H W(H_{i,j})$$

Il Vapore Acqueo del Forno j-esimo della Sorgente i-esima ($W(H_{i,j})$), espressa in Kg/h, è calcolato come sommatoria del vapore acqueo prodotto nella combustione di tutti i combustibili bruciati nel forno e quindi condotti da ciascuna linea di alimentazione che sia olio o gas combustibile.

$$W(H_{i,j}) \left(\frac{Kg}{h} \right) = \sum_{k=1}^K W(L_{i,j,k})$$

Dove $W(L_{i,j,k})$ è il vapore acqueo relativo al combustibile entrante nel forno attraverso la linea di alimentazione k-esima e K è il numero di linee di combustibile che alimentano il forno.

$$W(L_{i,j,k}) \left(\frac{Kg}{h} \right) = P_{comb.}(L_{i,j,k}) \left(\frac{Kg\ comb.}{h} \right) \sum_{x=1}^c w(c_x) \left(\frac{Kg}{Kg\ comb.} \right) \cdot A_{c_x}(L_{i,j,k}) (\% \text{ weight})$$

Dove:

$w(c_x)$: Quantità di vapore acqueo, espresso in kg/kg Comb., che specifica il numero di Kg di vapore acqueo (H₂O) prodotto per ogni Kg di combustibile c_x bruciato. Si vedano le tabelle Tab.1 per i Gas combustibili e Tab.2 per gli Olii combustibili.

2.3 Calcolo dell'Aria Teorica

L'Aria Teorica del Forno j-esimo della Sorgente i-esima ($A_T(H_{i,j})$), espressa in Kg/h, è calcolata come sommatoria dell'aria teorica relativa alla combustione di tutti i combustibili bruciati nel forno e quindi condotti da ciascuna linea di alimentazione che sia olio o gas combustibile.

$$A_T(H_{i,j}) \left(\frac{Kg}{h} \right) = \sum_{k=1}^K A_T(L_{i,j,k})$$

Dove $A_T(L_{i,j,k})$ è l'aria teorica relativa al combustibile entrante nel forno attraverso la linea di alimentazione k-esima e K è il numero di linee di combustibile che alimentano il forno.

$$A_T(L_{i,j,k}) \left(\frac{Kg}{h} \right) = P_{comb.}(L_{i,j,k}) \left(\frac{Kg\ comb.}{h} \right) \sum_{x=1}^C a_t(c_x) \left(\frac{Kg}{Kg\ comb.} \right) \cdot A_{c_x}(L_{i,j,k})(\% \text{ weight})$$

Dove:

$P_{comb.}(L_{i,j,k})$: Portata del combustibile, espressa in Kg/h condotto nel forno dalla linea di alimentazione k-esima, del forno j-esimo, della sorgente i-esima ($L_{i,j,k}$).

C è il numero di componenti il combustibile (si vedano le Tabelle Tab.1 e Tab.2).

c_x : Elemento x-esimo della tabella delle sostanze componenti Olio o Gas combustibile (si vedano le Tabelle Tab.1 e Tab.2).

$a_t(c_x)$: Quantità di aria teorica, espressa in kg/kg Comb., che specifica il numero di Kg di aria necessario per realizzare la combustione stechiometrica di un Kg di combustibile costituito al 100% dalla sostanza c_x . Si vedano le tabelle Tab.1 per i Gas combustibili e Tab.2 per gli Olii combustibili.

$A_{c_x}(L_{i,j,k})$: Concentrazione, espressa in % weight (percentuale in peso), del componente c_x presente nel combustibile condotto dalla linea di alimentazione $L_{i,j,k}$. Questa concentrazione è ricavata dall'analisi di laboratorio eseguita sul combustibile.

La sommatoria delle concentrazioni di tutti componenti un combustibile, considerati in questa modellazione (si vedano i C = 31 componenti elencati nelle tabelle Tab.1 e Tab.2), è pari a 100.

$$\sum_{x=1}^C A_{c_x}(L_{i,j,k}) = 100$$

2.4 Calcolo della Portata Fumi Teorica umida

La Portata Fumi Teorica umida a livello di Sorgente è calcolata come sommatoria delle masse teoriche di fumo prodotte nella combustione di ciascun forno della sorgente stessa, convertita in volume.

La combustione stechiometrica è definita come la combustione teorica ottenuta quando tutto il combustibile è bruciato e quindi convertito in fumo.

Pertanto, la massa teorica di fumo, prodotta nella combustione a livello di forno, è la somma della massa di aria necessaria alla combustione stechiometrica ($A_T(H_{i,j})$, detta aria teorica), più la massa del combustibile stesso, perchè convertito, appunto, in fumo.

$$PT_{fh}(S_i) \left(\frac{Nm^3}{h} \right) = \sum_{j=1}^H \left(K_{A_t} \cdot A_T(H_{i,j}) \left(\frac{Kg}{h} \right) + K_{OIL} \cdot P_{OIL}(H_{i,j}) \left(\frac{Kg}{h} \right) + K_{GAS} \cdot P_{GAS}(H_{i,j}) \left(\frac{Kg}{h} \right) \right) \quad (2)$$

Dove,

H è il numero di forni che adducono alla sorgente i-esima.

$$A_T(H_{i,j}) \left(\frac{Kg}{h} \right)$$

È l'Aria Teorica espressa in Kg/h, relativamente al Forno j-esimo della Sorgente i-esima. Rappresenta la quantità di aria necessaria per bruciare tutto il combustibile ($P_{GAS} + P_{OIL}$) in caso di combustione stechiometrica, dove il combustibile è bruciato integralmente.

K_{A_t} è il fattore di conversione dell'Aria Teorica, da Kg/h a Nm³/h, definito come segue: $K_{A_t} = \frac{V_N \left(\frac{Nm^3}{mol} \right)}{P_{MAir} \left(\frac{Kg}{mol} \right)}$.

$$P_{OIL}(H_{i,j}) \left(\frac{Kg}{h} \right)$$

È la portata di Olio combustibile espresso in Kg/h, relativamente al Forno j-esimo della Sorgente i-esima.

K_{OIL} è il fattore di conversione, da Kg/h a Nm³/h, definito come segue: $K_{OIL} = \frac{V_N \left(\frac{Nm^3}{mol} \right)}{P_{MOIL} \left(\frac{Kg}{mol} \right)}$.

$$P_{GAS}(H_{i,j}) \left(\frac{Kg}{h} \right)$$

È la portata di Gas combustibile espresso in Kg/h, relativamente al Forno j-esimo della Sorgente i-esima.

K_{GAS} è il fattore di conversione, da Kg/h a Nm³/h, definito come segue: $K_{GAS} = \frac{V_N \left(\frac{Nm^3}{mol} \right)}{P_{MGAS} \left(\frac{Kg}{mol} \right)}$.

$$V_N = 0.022414 \left(\frac{Nm^3}{mol} \right)$$

È il Volume Normale, definito come il volume occupato da una mole di gas (qualsiasi gas ...) in condizioni normali (0° di temperatura e 1 atm. di pressione atmosferica).

$$P_{MAir} = 0.02897 \left(\frac{Kg}{mol} \right)$$

È il Peso Molecolare dell'aria.

P_{MOIL} è il peso molecolare dell'olio combustibile stimato in funzione della composizione del combustibile.

P_{MGAS} è il peso molecolare del gas combustibile stimato in funzione della composizione del combustibile.

2.5 Calcolo del Fattore di Normalizzazione al 3% O2

Il Fattore di Normalizzazione al 3% di O2 è calcolato come percentuale (%) secondo la seguente formula:

$$NF_{3\%}(S_i) = \frac{(21 - O_{rif.})}{(21 - A_{O_2d}(S_i))} = \frac{18}{21 - A_{O_2d}(S_i)} \quad (1)$$

Dove A_{O_2d} è il tenore di ossigeno su base secca misurato a livello di sorgente.

La Portata Fumi Normalizzata (PN_f) è calcolata dalla Portata Fumi (P_f) per mezzo del fattore di normalizzazione, secondo la seguente formula:

$$PN_f(S_i) = \frac{1}{NF_{3\%}(S_i)} \cdot P_f(S_i) = P_f(S_i) \cdot \frac{(21 - A_{O_2d})}{(21 - O_{rif.})} = P_f(S_i) \cdot \frac{18}{21 - A_{O_2d}(S_i)}$$

2.6 Calcolo dell'Eccesso d'Aria

L'Eccesso d'aria umido, espresso in percentuale, è calcolato in funzione del tenore di ossigeno umido misurato / stimato alla sorgente, secondo la seguente formula:

$$E_{Air}(S_j) = 100 \cdot \frac{A_{O_2w}(S_j)}{21 - A_{O_2w}(S_j)}$$

Dove il tenore di ossigeno su base umida $A_{O_2w}(S_j)$, a livello di sorgente, è calcolata in funzione del tenore di ossigeno su base secca misurato a livello di sorgente, secondo la seguente formula:

$$A_{O_2w}(S_j) = A_{O_2d}(S_j) \cdot \frac{PT_{fw}(S_i) - P_{H_2O}(S_i)}{PT_{fw}(S_i)}$$

2.7 Calcolo della Portata Fumi secca normalizzata al 3% di O₂

A livello di Sorgente, la Portata Fumi umida (P_{fw}) è calcolata in funzione della Portata Fumi Teorica umida (PT_{fw}) (volume fumi prodotto dalla combustione stechiometrica) corretta (aumentata) in proporzione all'eccesso d'aria stimato (E_{Air}) (volume di aria in eccesso rispetto a quella necessaria per la combustione stechiometrica).

Dalla Portata Fumi umida, una volta sottratta la portata di vapore acqueo (P_{H_2O}), si ottiene la Portata Fumi secca (P_{fd}) che viene normalizzata al 3% di O₂ moltiplicandola per il fattore di normalizzazione ($NF_{3\%}$).

$$P_{fd}(S_i) = \frac{1}{NF_{3\%}} (P_{fw}(S_i) - P_{H_2O}(S_i))$$

$$P_{fw}(S_i) = PT_{fw}(S_i) \left(1 + \frac{E_{Air}(S_i)}{100} \right)$$

$P_{fw}(S_i)$:

Portata Fumi umida in Nm^3/h della Sorgente i-esima.

Rappresenta il volume dei fumi in uscita dal camino comprensivo di vapore acqueo.

$P_{fd}(S_i)$:

Portata Fumi secca in Nm^3/h della Sorgente i-esima.

Rappresenta il volume dei fumi secchi in uscita dal camino. E' calcolata a partire dalla Portata Fumi umida a cui viene sottratta la portata di vapore acqueo in Nm^3/h .

$PT_{fw}(S_i)$:

Portata Fumi Teorica umida in Nm^3/h della Sorgente i-esima (camino).

Rappresenta il volume teorico dei fumi in uscita dal camino comprensivo di vapore acqueo. Il volume teorico dei fumi è quello che si ottiene nel caso di combustione stechiometrica, ove il combustibile risulta totalmente bruciato.

$E_{Air}(S_i)$:

Eccesso d'aria umido della Sorgente i-esima (camino), espresso in percentuale. Rappresenta la percentuale di aria in eccesso rispetto a quella effettivamente necessaria per realizzare la combustione stechiometrica, dove tutto il combustibile è bruciato senza residui.

	Fuel Gas Substance	Formula	Molecular Weight	Low Heating Value (LHV)	Theoretical Air	Water Vapor (H2O)	Nitrogen (Atmospheric)	O2 (Oxygen)	CO2 (Carbon Dioxide)
1	Hydrogen	H2	2,016	28680,000	34,344	8,937	26,407	0,000	0,000
2	Methane	CH4	16,041	11955,000	17,265	2,246	13,275	0,000	2,744
3	C2		30,067	11350,000	16,119	1,798	12,394	0,000	2,927
4	C3		44,092	11080,000	15,703	1,634	12,074	0,000	2,994
5	Total Butane (Iso+Normal)	C4-T	58,118	10920,000	15,487	1,550	11,908	0,000	3,029
6	Total Pentane (Iso+Normal)	C5-T	72,144	10830,000	15,353	1,498	11,805	0,000	3,050
7	Hexanes plus	C6+	86,169	10778,000	15,266	1,464	11,738	0,000	3,064
8	Nitrogen (atmos.)	N2	28,013	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000
9	Oxygen	O2	32,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
10	Carbon monoxide	CO	28,010	2415,000	2,471	0,000	1,900	0,000	1,571
11	Carbon dioxide	CO2	44,010	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000
12	Hydrogen sulphide	H2S	34,076	3636,000	4,688	0,529	4,688	0,000	0,000
13	Sulphur dioxide	SO2	64,060	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
14	Water vapor	H2O	18,016	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
15	Ethylene	C2H4	28,051	11275,000	14,807	1,285	11,385	0,000	3,138
16	Propylene	C3H6	42,077	10939,000	14,807	1,285	11,385	0,000	3,138
17	1-Butene	C4H8	56,108	10778,000	14,807	1,285	11,385	0,000	3,138
18	Iso-Butane	C4H10	58,116	10905,000	15,486	1,550	11,907	0,000	3,029
19	Normal Butane	C4H10	58,116	10933,000	15,486	1,550	11,907	0,000	3,029
20	Iso-Pentane	C5H12	72,141	10821,000	15,352	1,498	11,804	0,000	3,050
21	Normal Pentane	C5H12	72,141	10843,000	15,352	1,498	11,804	0,000	3,050
22	Trans-Butene	C4H8	56,100	10778,000	14,809	1,285	11,387	0,000	3,138
23	Cis-2-Butene	C4H8	56,108	10778,000	14,809	1,285	11,387	0,000	3,138

Table 1 - Tabella di combustione per il gas combustibile

	Fuel/Oil Substance	Formula	Molecular Weight g/mol.	Low Heating Value (LHV) Kcal/Kg Comb.	Theoretical Air Kg/Kg. Comb.	Water Vapor (H2O) Kg/Kg. Comb.	Nitrogen (Atmospheric) Kg/Kg. Comb.	O2 (Oxygen) Kg/Kg. Comb.	CO2 (Carbon Dioxide) Kg/Kg. Comb.
C ₂₄	Carbon	C	12,010	7830,000	11,527	0,000	8,863	0,000	3,664
C ₂₅	Hydrogen	H2	2,016	28680,000	34,344	8,937	26,407	0,000	0,000
C ₂₆	Sulphur	S	32,060	7170,000	4,285	0,000	3,287	0,000	0,000
C ₂₇	Nitrogen	N2	28,016	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000
C ₂₈	Vanadium	V	50,942	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
C ₂₉	Ash	-	80,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
C ₃₀	Water Vapor	H2O	18,016	0,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,000
C ₃₁	Oxygen	O2	32,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000

Table 2 - Tabella di combustione per l'olio combustibile