

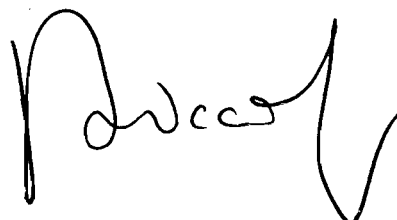
Da: **AD**

a: **Tutte le unità di Raffineria**

Con decorrenza immediata entra in vigore la revisione n. 3 della procedura:

**P-RAGE 138/06 "CONTABILIZZAZIONE, LA VALIDAZIONE ED IL REPORTING DEI GAS
AD EFFETTO SERRA (CO₂)".**

L'AMMINISTRATORE DELEGATO





Raffineria di Gela

Procedura P-RAGE-138/06

TIPOLOGIA DI STRUMENTO NORMATIVO:	Procedura	
TITOLO:	CONTABILIZZAZIONE, LA VALIDAZIONE ED IL REPORTING DEI GAS AD EFFETTO SERRA (CO ₂)	
NOTE:		
DATA DI EMISSIONE: 29/01/2007		DATA DECORRENZA: 14/11/07
REDAZIONE A CURA DI: OSVI, PRAP, TECON	VERIFICATO DA: TECON	APPROVATO DA: AD

LISTA DI DISTRIBUZIONE

- ✓ PRESIDENTE
- ✓ AMMINISTRATORE DELEGATO
 - ✓ AMMINISTRAZIONE E CONTROLLO
 - SEGRETERIA SOCIETARIA
 - CONTROLLO GESTIONE E REPORTING
 - PROCESSI AMMINISTRATIVI, FINANZIARI, TRIBUTARIO E BILANCIO
 - ATTIVITÀ AMMINISTRATIVE DI RAFFINERIA
 - GESTIONE CICLO ATTIVO
 - ✓ RISORSE UMANE
 - GESTIONE DEL PERSONALE E RELAZIONI SINDACALI
 - ORGANIZZAZIONE E SVILUPPO
 - GESTIONE AMMINISTRATIVA
 - FORMAZIONE
 - SECURITY E SERVIZI GENERALI
 - SISTEMI INFORMATIVI
 - SANITARIO
 - ✓ ATTIVITÀ LEGALI
 - ✓ APPROVVIGIONAMENTI
 - ACQUISTI E APPALTI A
 - ACQUISTI E APPALTI B
 - GESTIONE MAGAZZINO
 - ✓ PRODUZIONE E TECNOLOGIE DI PROCESSO
 - STRUTTURA OPERATIVA INTEGRATA 1
 - Reparti di pertinenza (DP ½, COK 1, COK 2, FCC-VACUUM, RECGAS HDS)
 - STRUTTURA OPERATIVA INTEGRATA 2
 - Reparti di pertinenza (MF/BTX, TEXACO, DESOLF, ISOLA 12, ACSOLF)
 - STRUTTURA OPERATIVA INTEGRATA 3
 - Reparti di pertinenza (SPED, DOGANA, STOCC, GPL-DEINT)
 - STRUTTURA OPERATIVA INTEGRATA 4
 - Reparti di pertinenza (CTE, FRAZ ARIA, DISS)
 - STRUTTURA OPERATIVA INTEGRATA 5
 - Reparti di pertinenza (TRECO/TAF, DFL, DIGA)
 - PROGRAMMAZIONE E ANALISI PERFORMANCE
 - ASSICURAZIONE QUALITÀ
 - TECNOLOGICO E CONTROLLO
 - Assistenza Tecnica Processi di Produzione
 - Assistenza Tecnica Utilities
 - Automazione Processi
 - Laboratorio
 - Sviluppo e Budget Investimenti
 - ✓ SERVIZI TECNICI
 - INGEGNERIA DI MANUTENZIONE
 - Ingegneria, Ispezioni e Collaudi
 - Programmazione Lavori
 - Gestione Manutenzione di SOI
 - Manutenzione Esecutiva
 - Manutenzione Centro Elettrostrumentale
 - Manutenzione Centro Meccanica Edile
 - Manutenzione Esecutiva di SOI
 - Budget e Controllo Costi
 - Migliorie e Modifiche Impianti
 - ✓ SERVIZIO PREVENZIONE, PROTEZIONE E ANTINCENDIO
 - ECOLOGIA E IGIENE AMBIENTALE
 - PREVENZIONE INFORTUNI E AFFIDABILITÀ IMPIANTI
 - ANTINCENDIO

INDICE

1	AMBITO DI APPLICAZIONE DELLA PROCEDURA	5
2	RIFERIMENTI	6
3	DEFINIZIONI	7
4	FUNZIONI COINVOLTE	10
5	DESCRIZIONE DEL PROCESSO	12
5.1	MONITORAGGIO E COMUNICAZIONE	12
5.1.1	I livelli di approccio	12
5.1.2	Livelli di approccio equivalenti e utilizzo di approcci non previsti dalla normativa nazionale	13
5.1.3	Condizioni di temporanea inapplicabilità della metodologia di livello standard	14
5.1.4	Report GHG, verifica delle emissioni e comunicazione all'Autorità Nazionale Competente	15
5.2	DETERMINAZIONE DELL'INCERTEZZA/PRECISIONE	16
5.3	GESTIONE DATI E CONTROLLO QUALITÀ	16
5.3.1	Processo di assicurazione della qualità dei dati adottato dalla Raffineria di Gela	16
5.3.2	Modalità Operative	17
6	METODOLOGIA PER LA STIMA DELLE EMISSIONI	20
6.1	METODOLOGIE DI MONITORAGGIO	20
6.2	CALCOLO DELLE EMISSIONI DI GHG	20
6.3	CALCOLO DELLE EMISSIONI DI CO ₂ DA IMPIANTI DI COMBUSTIONE E DI PROCESSO	21
6.4	ALTRE FONTI DI EMISSIONE DI CO ₂ (de minimis)	21
7	DETERMINAZIONE DELL'INCERTEZZA COMPLESSIVA DEI DATI SULLE EMISSIONI DI GHG DI RAFFINERIA	22
	ALLEGATI	23

PREMESSA

Con l'adozione del protocollo di Kyoto nel dicembre 1997, in occasione della III Conferenza delle Parti (paesi firmatari della convenzione sui cambiamenti climatici), sono stati definiti, per i paesi coinvolti, gli impegni di riduzione delle emissioni di sei gas che causano effetto serra (*anidride carbonica – CO₂, protossido di azoto – N₂O, metano – CH₄, idrofluorocarburi - HFC, perfluorocarburi - PFC e esafluoruro di zolfo – SF₆*), promuovendo dei meccanismi flessibili e delle strategie mirate alla minimizzazione dei costi. Tra i sei gas citati, l'anidride carbonica gioca un ruolo determinante nei meccanismi dell'effetto serra, a causa degli ingenti quantitativi emessi.

Il protocollo di Kyoto prevede, da parte dei paesi firmatari, impegni di riduzione dei gas serra da attuare entro il periodo 2008-2012 rispetto ai livelli di emissioni di CO₂, calcolati nel 1990.

I meccanismi flessibili istituiti dal protocollo, per il raggiungimento degli obiettivi stabiliti, sono mirati all'ottenimento di crediti di riduzione delle emissioni attraverso progetti di cooperazione tra più paesi industrializzati, contribuendo allo sviluppo sostenibile per i Paesi che li ospitano, essi prevedono:

- la diffusione e l'impiego delle tecnologie più efficienti in paesi con una economia in transizione (*Joint Implementation – nel seguito indicato con **JI***)
- l'implementazione di progetti di efficienza energetica nei paesi in via di sviluppo da parte dei paesi industrializzati (*Clean Development Mechanism - nel seguito indicato con **CDM***).

Il protocollo prevede inoltre, la possibilità del commercio delle emissioni tra paesi industrializzati (*Emission Trading – Direttiva 2003/87/CE*).

Anche le iniziative di forestazione concorreranno al raggiungimento degli obiettivi grazie alla capacità di assorbimento di CO₂ delle foreste (*Carbon Sink*).

I capi di governo dell'Unione Europea, nel giugno del 2001 a Goteborg, hanno deciso la ratifica del protocollo di Kyoto, formalmente avvenuta il 4 marzo 2002 da parte del Consiglio di Ministri dell'Ambiente. L'Italia ha provveduto con la legge 120/2002 del 1° giugno 2002 a tale ratifica nazionale.

Le attività svolte dalla Raffinazione di Gela S.p.A, rientrano nel campo d'applicazione della direttiva comunitaria su ET (Emission Trading).

Obiettivo principale del presente documento è la definizione delle linee guida per le attività di contabilizzazione e reporting dei gas serra (GHG) della Raffineria. La procedura è stata elaborata tenendo conto delle “best practice” esistenti in materia di reporting dei GHG ed è stata concepita ed opportunamente adattata in modo da essere conforme all'attuale struttura operativa ed alla realtà della Raffineria di Gela.

1 AMBITO DI APPLICAZIONE

La presente procedura per la contabilizzazione, la validazione ed il reporting dei gas ad effetto serra (GHG), ha lo scopo di fornire una descrizione della metodologia di monitoraggio dei GHG e rappresenta al contempo una guida per lo sviluppo ed il mantenimento di un inventario delle emissioni di gas serra connesse alle attività svolte dalla Raffinazione di Gela S.p.A., definendo in particolare gli ambiti di intervento, i confini operativi, le responsabilità e le metodologie di approccio al calcolo delle emissioni e della stima del livello di accuratezza e precisione dei dati.

In particolare, la procedura si applica a tutte le attività di Raffineria che generano emissioni di CO₂ e che sono state autorizzate ai sensi del Dec/Ras/2179/04 (Autorizzazione n.° 808), con lo scopo di fornire gli elementi per una completa ed affidabile rendicontazione, partendo dalla individuazione delle attività/impianti coinvolti e delle relative metodologie di calcolo da applicare. La procedura si applica inoltre, alla individuazione della metodologia per la determinazione dei livelli di precisione delle apparecchiature di monitoraggio ed al controllo delle stesse, al fine di determinare il livello di affidabilità con cui viene restituito il dato finale delle emissioni di CO₂ permettendo la definizione di una gap analysis, finalizzata alla implementazione di un sistema di miglioramento del monitoraggio.

2 RIFERIMENTI

- Direttiva 2003/87/CE del 13/10/2003 che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissione dei gas ad effetto serra nella Comunità (GUE 25.10.2003).
- Regolamento (CE) N. 2216/2004 relativo al sistema standardizzato e sicuro di registri a norma della Direttiva 2003/87/CE (GUE 29.12.2004).
- Direttiva 2004/101/CE del 27/10/2004 recante modifica della Direttiva 2003/87/CE riguardo ai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto.
- Decisione della Commissione del 29.01.2004 che istituisce le linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas ad effetto serra ai sensi della Direttiva 2003/87/CE.
- Decreto Legge n.° 273 del 12/11/2004 che fornisce disposizioni urgenti per l'applicazione della direttiva 2003/87/CE in materia di scambio di quote di emissione dei gas ad effetto serra nella Comunità europea e successivi Decreti Direttoriali di attuazione (GU n. 268 del 15-11-2004).
- Legge n.°316 il 30/12/2004 che converte in Legge il D.L. del 12/11/2004 n.°273.
- Decreti direttoriali autorizzativi che autorizzano i gestori degli impianti che ne hanno fatto richiesta ad emettere gas ad effetto serra ai sensi del D.L. n.°273 del 12/11/2004 (DEC/RAS/2179/04, DEC/RAS/2215/04 e DEC/RAS/013/05).
- Integrazione al Piano Nazionale di Assegnazione dell'Italia (PNA) del 24 febbraio 2005.
- Disposizioni di attuazione della decisione della Commissione europea C(2004) 130 del 29 gennaio 2004 che istituisce le linee guida per il monitoraggio la comunicazione delle emissioni di gas a effetto ai sensi della direttiva 2003/87/CE (DEC/RAS/854/05).
- Disposizioni per la verifica delle comunicazioni delle emissioni previste dall'articolo 14 paragrafo 3 della Direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio (DEC/RAS/023/06).
- Ricognizione delle autorizzazioni ad emettere gas a effetto serra rilasciate con decreti DEC/RAS/2174/04, DEC/RAS/2215/04 e DEC/RAS/013/05 ai sensi del Decreto Legge 12 novembre 2004, n. 273, convertito in legge, con modificazioni, dalla Legge 30 dicembre 2004, n. 316.
- Assegnazione e rilascio delle quote di CO₂ per il periodo 2005-2007 ai sensi di quanto stabilito dall'articolo 11 paragrafo 1 della Direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio (DEC/RAS/074/06).
- Rilascio del riconoscimento dell'attività di verifica delle comunicazioni delle emissioni prevista dall'art. 15 della Direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio (DEC/RAS/096/06 e DEC/RAS/181/06).
- Disposizioni per la comunicazione delle emissioni di gas ad effetto serra prevista dall'art. 14 paragrafo 3 della Direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio (DEC/RAS/115/06).
- Attuazione delle direttive 2003/87/CE e 2004/101/CE in materia di scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità, con riferimento ai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto (D.Lgs. Governo n° 216 del 04/04/2006).
- Proroghe dei termini per la restituzione delle quote di gas ad effetto serra per l'anno 2006 (DEC/RAS/373/06, DEC/RAS/543/06, DEC/RAS/670/06).

3 DEFINIZIONI

Al fine di una più agevole comprensione della procedura sono allegate le definizioni dei termini a cui si farà riferimento nel seguito:

attività: le attività elencate nell'allegato I della direttiva Direttiva 2003/87/CE;

specifico all'attività: che riguarda in modo specifico un'attività eseguita in un impianto specifico;

lotto: una quantità di combustibile o materiale trasferita in un'unica spedizione o in continuo in un periodo di tempo specifico. Il lotto è sottoposto a campionamento rappresentativo e su di esso viene effettuata la caratterizzazione del contenuto medio di energia e del tenore medio di carbonio, nonché di altri aspetti di interesse della composizione chimica;

emissioni di combustione: le emissioni di gas a effetto serra prodotte durante la reazione esotermica di un combustibile con l'ossigeno.

Autorità competente: l'autorità o le autorità competenti in materia di attuazione della decisione della Commissione del 29/01/2004, che istituisce le linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra, designate conformemente all'articolo 18 della direttiva Direttiva 2003/87/CE;

emissioni: il rilascio nell'atmosfera di gas a effetto serra a partire da fonti situate in un impianto, così come definite nella direttiva 2003/87/CE;

gas a effetto serra: i gas elencati nell'allegato II della direttiva 2003/87/CE;

autorizzazione a emettere gas a effetto serra o autorizzazione: l'autorizzazione di cui all'articolo 4 della direttiva 2003/87/CE, rilasciata a norma degli articoli 5 e 6 della direttiva stessa;

impianto: un'unità tecnica permanente in cui sono svolte una o più attività elencate nell'allegato I della direttiva 2003/87/CE e altre attività direttamente associate che hanno un collegamento tecnico con le attività svolte in tale sito e che potrebbero incidere sulle emissioni e sull'inquinamento, così come definito nella direttiva stessa;

livello di certezza: la misura in cui il responsabile della verifica è convinto che nelle conclusioni della verifica sia stato dimostrato se le informazioni comunicate per un impianto nel suo complesso contengono o no inesattezze rilevanti;

rilevanza: giudizio professionale del responsabile della verifica in merito al fatto che una singola omissione, dichiarazione inesatta o errore o un insieme di omissioni, dichiarazioni inesatte o errori nei dati presentati nella comunicazione relativa a un impianto siano tali da poter plausibilmente influenzare le decisioni degli utilizzatori previsti della comunicazione. Indicativamente, il responsabile della verifica classifica come rilevante un'inesattezza riguardante il totale delle emissioni se essa dà luogo a omissioni, dichiarazioni inesatte o errori complessivamente superiori al 5 per cento nel dato relativo alle emissioni totali;

metodologia di monitoraggio: la metodologia usata per la determinazione delle emissioni, compresa la scelta tra calcolo e misura e la scelta dei livelli;

gestore: la persona che gestisce o controlla un impianto o, se previsto dalla normativa nazionale, alla quale è stato delegato un potere economico dominante per quanto riguarda l'esercizio tecnico del medesimo, così come definito nella direttiva 2003/87/CE;

emissioni di processo: emissioni di gas a effetto serra diverse dalle "emissioni di combustione", risultanti da reazioni volute e non volute tra sostanze o dalla loro trasformazione, comprese la riduzione chimica o elettrolitica di minerali metallici, la decomposizione termica di sostanze e la formazione di sostanze da utilizzare come prodotti o come cariche;

periodo di riferimento: il periodo, coincidente con un anno civile, per il quale le emissioni devono essere monitorate e comunicate conformemente a quanto stabilito nell'articolo 14, paragrafo 3 della direttiva 2003/87/CE;

Contabilizzazione per Flusso: Modalità di contabilizzazione delle emissioni in maniera aggregata per tipologia di combustibile al fine raggiungere accurately maggiori rispetto al calcolo eseguito per singola fonte.

fonte: un punto o processo individualmente identificabile dell'impianto, da cui vengono emessi gas a effetto serra;

livello: una metodologia specifica per la determinazione dei dati relativi all'attività, dei fattori di emissione e dei fattori di ossidazione o di conversione. Più livelli formano una gerarchia di metodologie entro cui effettuare una scelta secondo quanto stabilito nelle linee guida UE;

responsabile della verifica: un organismo di verifica competente, indipendente e accreditato incaricato di svolgere la verifica e di presentare un rapporto sulle risultanze della stessa, secondo i criteri dettagliati stabiliti dallo Stato membro conformemente all'allegato V della direttiva 2003/87/CE;

LIMS: Laboratory Information Management System

DCS: Digital Control, System, sistema di controllo delle variabili di processo, presente nelle sale operative della Raffineria

MDE: Manual Data Entry

SIGMA FINE: Software utilizzato dalla funzione PRAP per la riconciliazione dei dati di consumo, produzione materie prime, prodotti.

Incertezza intrinseca (o casuale): Incertezza nella determinazione del dato che deriva dalla reale variazione nelle emissioni misurate o stimate, quale la precisione degli strumenti di misura o dei sistemi di monitoraggio in continuo, oltre che dagli errori casuali nei fattori di emissione, nei dati di attività e nelle corrispondenti assunzioni.

Incertezza sistematica: Incertezza nella determinazione del dato che deriva dalla qualità dei sistemi di gestione dei dati e delle procedure utilizzate.

Precisione del dato: (Uncertainty, Incertezza): deviazione standard così come definita dalla formula al § 7.1

Bollettino Cartaceo: documento cartaceo utilizzato per la trasmissione di dati tra le varie funzioni di raffineria. Generalmente è costituito da una stampa su carta di dati già imputati in sistemi informatici di raffineria. La correttezza delle informazioni contenute all'interno del bollettino è garantita dai controlli effettuati dalle funzioni responsabili dei dati all'atto dell'invio degli stessi.

PRAP - Programmazione e Analisi Performance: Assicura la chiusura e la riconciliazione del bilancio di materia dei combustibili, rendendo disponibili per l'Operatore GHG le relative grandezze per il calcolo delle emissioni.

TECON/LABO - Laboratorio: Assicura le analisi di laboratorio necessarie ai fini della contabilizzazione delle emissioni ed il relativo inserimento nel LIMS.

TECON/ASTEP – Assistenza Tecnica Produzione: Fornisce il supporto tecnologico per il calcolo delle emissioni di CO₂ dal coke depositato sul catalizzatore FCC e dalla rigenerazione discontinua dei catalizzatori..

SOI 3 - MOVSPED: Preleva i campioni di Fuel Oil e li invia al Laboratorio per analisi.

SOI 5 – Impianti Ecologici (Distribuzione Fluidi): Assicura il campionamento del Fuel Gas e del Metano con la frequenza stabilita e la registrazione periodica delle letture relative alla portata di Fuel Gas e Metano secondo quanto riportato nelle relative sezioni della procedura.

MANESEC/ELESTR Manutenzione Strumenti: Assicura le attività di manutenzione e controllo della strumentazione necessaria alla contabilizzazione CO₂ secondo le modalità descritte nella Procedura.

RU/SIST Sistemi Informativi: Assicura il corretto funzionamento e la gestione dei sistemi informatici di Raffineria utilizzati nel flusso di contabilizzazione CO₂.

SGA Sistema di Gestione Ambientale: Programma i corsi di formazione necessari a facilitare la corretta applicazione della procedura, assicurandone coerenza con il sistema SGA e relative procedure di stabilimento.

Autorità nazionale competente (ANC): Comitato Nazionale di gestione e attuazione della Direttiva 2003/87/CE" istituito presso il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio - Direzione per la ricerca ambientale e lo sviluppo. Via Cristoforo Colombo, n. 44 00147 - Roma ITALIA Tel. 06.57228102/03/04 Fax: 06.57228173/75.

4 FUNZIONI COINVOLTE

L'Emissions Trading Scheme, definito in sede comunitaria, richiede che i dati di GHG siano riportati a livello di installazione, dove sono presenti sorgenti emissive di gas serra. Per la contabilizzazione ed il reporting delle emissioni di GHG è essenziale definire un sistema di raccolta dati organizzato secondo una rete ben definita di ruoli e responsabilità che assicuri in modo completo, accurato, coerente e trasparente l'accounting ed il reporting delle emissioni.

Il sistema di rendicontazione dei GHG della Raffineria di Gela individua tre livelli gerarchici:

Amministratore Delegato (AD): figura responsabile di tutte le attività inerenti il calcolo, la comunicazione, il trading delle quote di emissione di CO₂ e comunque di tutte le attività che coinvolgono la Raffineria nell'applicazione della Direttiva sull'EU-ETS.

Manager GHG di sito: Questa figura ha la responsabilità di validare il report annuale elaborato dall'Operatore GHG di Sito, identifica eventuali misure di riduzione e archivia il report per un periodo di 10 anni.

Operatore GHG: Questa figura ha la responsabilità di elaborare il calcolo delle emissioni di GHG, utilizzando la seguente Procedura. Provvede inoltre all'archiviazione di tutta la documentazione fornitagli ed utilizzata per i calcoli per un periodo di 10 anni, in particolare:

- documentazione relativa alla domanda di autorizzazione ed ai dati storici trasmessi all'Autorità;
- l'elenco di tutte le fonti sottoposte a monitoraggio;
- i dati relativi all'attività usati per ogni calcolo delle emissioni per ciascuna fonte di gas a effetto serra, classificati in base al processo e al tipo di combustibile;
- i documenti che giustificano la scelta della metodologia di monitoraggio e i documenti che giustificano ogni eventuale modificazione temporanea o non temporanea delle metodologie di monitoraggio e dei livelli approvati dall'autorità competente;
- la documentazione riguardante la metodologia di monitoraggio e i risultati della determinazione di fattori di emissione specifici all'attività e dei fattori di ossidazione o conversione, nonché le prove della relativa approvazione dell'autorità competente;
- la documentazione riguardante il processo di raccolta dei dati relativi all'attività per l'impianto e le sue fonti;
- i dati relativi all'attività, i fattori di emissione, ossidazione o conversione presentati all'autorità competente per il piano nazionale di assegnazione delle quote di emissioni per gli anni antecedenti il periodo di applicazione del sistema di scambio delle quote di emissioni;
- la documentazione riguardante le responsabilità in materia di monitoraggio delle emissioni;
- la comunicazione annuale delle emissioni e ogni altra informazione identificata come necessaria per la verifica della comunicazione annuale delle emissioni.
- i dati usati per l'analisi dell'incertezza delle emissioni provenienti da ciascuna fonte di gas a effetto serra, classificati per processo e per tipo di combustibile;

- una descrizione tecnica dei sistemi/reti/impianti pertinenti, schemi e planimetrie di interesse;
- documentazione relativa agli strumenti di misura: dati, documenti, manuali dei sistemi di misura, compresa la documentazione riguardante le modificazioni nel tempo, il registro delle prove effettuate, le interruzioni temporanee del funzionamento, gli interventi di taratura e di manutenzione.

Inoltre, destinatari della procedura sono tutte le funzioni di Raffineria responsabili della sua applicazione, al fine di garantire che sia correttamente implementato un sistema di contabilizzazione e reporting dei gas ad effetto serra:

- **MANAGER GHG**
- **OPERATORE GHG**
- **PRAP**
- **TECON/LABO**
- **TECON/ASTEP**
- **SOI 1 - Impianti RPC**
- **SOI2 – Impianti RSA**
- **SOI 3 - MOVSPED**
- **SOI 4 - Impianti di Utilities**
- **SOI 5 - Impianti Ecologici**
- **MANESEC/ELESTR**
- **RU/SIST**

Le responsabilità specifiche nella determinazione delle variabili per la rendicontazione delle emissioni di GHG, delle funzioni sopra citate sono definite nel dettaglio al capitolo 6 della seguente procedura.

5 DESCRIZIONE DEL PROCESSO

5.1 MONITORAGGIO E COMUNICAZIONE

La Raffineria di Gela al fine di garantire il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della direttiva, ha definito la seguente Procedura di contabilizzazione, validazione e reporting dei dati relativi delle attività dell'impianto. Le procedure definite si basano sui principi dettati dalle "Linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio (Cfr. Allegato I Par. 3)" e successive "Disposizione di attuazione delle Linee Guida UE", che si basano sulla completezza, la comparabilità, la trasparenza, l'accuratezza, il rapporto costi/efficacia, la rilevanza, la fedeltà e il miglioramento dell'efficienza nel monitoraggio e nella comunicazione delle emissioni, al fine di garantire l'accuratezza e la verificabilità delle informazioni relative alle emissioni di GHG.

5.1.1 I livelli di approccio

In linea con i criteri suggeriti dalle "Disposizioni di attuazione della decisione della Commissione Europea C(2004) 130 del 29/01/2004 che istituisce le Linee Guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas ad effetto serra ai sensi della direttiva 2003/87/CE, si opererà una distinzione tra fonti maggiori, fonti minori e fonti de minimis di emissione di GHG della Raffineria di Gela. Sulla base di questa distinzione verranno in seguito assegnati i Livelli di accuratezza da rispettare nelle misure e nella determinazione delle grandezze coinvolte nel calcolo delle emissioni di gas serra (cfr. Linee Guida UE, All.I, Par. 4.2.2.1.4 e disposizioni di attuazione delle Linee Guida UE Par. 7 e 8 e Tabella A, Cfr. Allegato 2 della Procedura). Per quanto riguarda la determinazione dei livelli di precisione nel calcolo delle emissioni di GHG e la gestione delle incertezze, si rimanda al capitolo 7 e 8 dell'istruzione operativa Tecon/Prap n. 1/2007.

- Le **fonti maggiori**, tra cui sono compresi i flussi maggiori di combustibili e materiali, sono quelle che, classificate in ordine decrescente di grandezza, contribuiscono cumulativamente per almeno il 95% alle emissioni annue totali dell'impianto.
- Le **fonti minori** sono quelle che producono emissioni non superiori a 2,5 kt all'anno ovvero, che contribuiscono per non più del 5% alle emissioni annue totali di un impianto, a seconda di quale tra i due sia il valore più elevato in termini di emissioni assolute. Per questa tipologia di fonte, possono essere applicati i livelli immediatamente inferiori a quelli indicati nella tabella A delle "disposizioni di attuazione delle Linee Guida C(2004)130 per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della direttiva 2003/87/CE" del 14/02/2005 (Cfr. Allegato 2, Tabella 2).
- Le **fonti de minimis** che insieme producono emissioni non superiori a 0,5 kt all'anno ovvero che contribuiscono per meno dell'1% alle emissioni annue totali di un impianto, a seconda di quale tra i due sia il valore più elevato in termini di emissioni assolute, il gestore dell'impianto può applicare un approccio con un proprio metodo di stima al di fuori del sistema di livelli.

Tabella 1 - Tabella di classificazione delle fonti di Raffineria

RAFFINERIA DI GELA S.p.A.	
	<i>Emissioni % sul totale (stima emissioni 2007)</i>
FONTI MAGGIORI	
Emissioni da combustione staz. di Pet Coke	62,61
Emissioni. da combustione staz. di Fuel Oil	21,45
Emissioni da combustione staz. di Fuel Gas	15,50
Emissioni da impianto idrogeno (TEXACO)	10,06
Emissioni da rigenerazione catalizzatore (FCC)	9,51
Totale Fonti Maggiori	99,25
FONTI MINORI	
-	0,00
Totale Fonti Minori	0,00
FONTI "DE MINIMIS"	
Emissioni da torce	0,51
Emissioni da combustione stazionaria di Metano	0,35
Emissioni da combustione staz. di Gasolio	0,02
Emissioni da pompe antincendio*	----
Emissioni da rigenerazione catalizzatore (reforming)	0,00
Totale Fonti de minimis	0,75
Totale	100

* sono comprese nelle emissioni da combustione di gasolio

Per le Raffineria di Gela, date le dimensioni dell'impianto (Cat. C della Tabella A del DEC/RAS/854/2005, corrispondente ad emissioni annue maggiori a 500kt di CO₂ - Vedi Allegato 2 della Procedura) e di conseguenza le grandezze in gioco in termini di tonnellate di CO₂ emessa, si applicano i limiti percentuali e non quelli quantitativi.

Tutta la documentazione inerente sia l'identificazione delle fonti minori che i metodi di stima ed i relativi risultati delle fonti de minimis, inclusa di eventuali evidenze di analisi e misure specifiche, viene conservata e messa a disposizione del verificatore ai fini del rilascio dell'attestato di verifica.

5.1.2 Livelli di approccio equivalenti e utilizzo di approcci non previsti dalla normativa nazionale

Le Linee guida sul monitoraggio fornite dalla decisione C(2004)130 prevedono che il gestore, applicato inizialmente un certo livello di approccio, possa passare a metodi equivalenti (ad esempio da 2a a 2b) solo se dimostra all'Autorità competente che il cambiamento consente una maggiore accuratezza nel monitoraggio e nella

comunicazione delle emissioni dell'attività considerata oppure che il metodo precedentemente applicato non risulta più tecnicamente realizzabile.

A tal fine la Raffineria, nel caso in cui vi fosse la volontà di applicare metodi di monitoraggio di livello equivalente, sottopone all'Autorità competente apposita domanda di aggiornamento dell'autorizzazione, contenente la dimostrazione che il cambiamento consente una maggiore accuratezza nel monitoraggio e nella comunicazione delle emissioni dell'attività considerata oppure che il metodo precedentemente applicato non risulta più tecnicamente realizzabile. Solo a seguito di parere positivo da parte dell'Autorità competente e conseguente modifica delle prescrizioni di monitoraggio previste dall'autorizzazione, si applicherà l'approccio equivalente. Tutta la documentazione relativa verrà conservata a cura dell'Operatore GHG e messa a disposizione del verificatore ai fini del rilascio dell'attestato di verifica.

5.1.3 Condizioni di temporanea inapplicabilità della metodologia di livello standard

Le Linee guida UE sul monitoraggio fornite dalla decisione C(2004)130 stabiliscono che la temporanea inapplicabilità della metodologia di livello standard deve essere comunicata all'Autorità competente⁶. La Raffineria attua quindi tutti i provvedimenti necessari per consentire il sollecito ripristino del livello originale per il monitoraggio e la comunicazione.

In particolare, la Raffineria di Gela ha predisposto la seguente procedura per la gestione della temporanea inapplicabilità della metodologia di monitoraggio di livello standard:

Come descritto nel § 6, e più dettagliatamente nell'istruzione operativa Tecon/Prap n. 1/2007, i dati relativi alle emissioni di CO₂, sono, o inseriti nel sistema informatico MDE (misure di Fuel Gas e metano, quantità di coke da FCC) o registrati su specifici moduli (registro di carico e scarico degli oli minerali, registro del coke bruciato). Tali dati vengono acquisiti dai tecnici delle **Unità SOI** specifiche con frequenza giornaliera ed inseriti in MDE.

Ogni 24h, i **tecnici** di ciascuna SOI cui è affidata la responsabilità dell'acquisizione dei dati, effettuano anche il monitoraggio del corretto funzionamento del sistema di acquisizione degli stessi, con lo scopo di assicurare la congruenza dei dati forniti dal complesso degli strumenti installati in campo (flange, misuratori di livello, bilance) con quelli inseriti nei sistemi di registrazione (MDE/Registri).

Nel caso di fuori servizio del sistema i **tecnici** di ciascuna SOI comunicano via e.mail al **Manager GHG, Operatore GHG, PRAP, TECON, RSOI e MANESEC/ELESTR** l'avvenuto fuori servizio del sistema. In tal caso la funzione **PRAP** provvede alla determinazione dei dati mancanti considerando i trend storici e tenendo conto dell'assetto degli impianti presente in raffineria nel periodo del fuori servizio. Tale prassi verrà applicata *fino a quando il sistema non viene ripristinato, essa diviene quindi fonte ufficiale per il calcolo dei combustibili consumati.*

Nel caso di fuori servizio di una flangia di misura l'Unità SOI 5 – Impianti Ecologici (Distribuzione Fluidi), oltre a comunicare via e-mail l'avvenuto fuori servizio come sopra descritto provvede ad attivare durante l'orario lavorativo la manutenzione strumentale (**MANESEC/ELESTR**) per il ripristino quanto prima del misuratore di portata fuori servizio.

Il **Manager GHG**, ricevuta la comunicazione del fuori servizio dei misuratori di portata ed avvalendosi della collaborazione delle opportune funzioni di sede e di

sito, valuta se il livello di misurazione e acquisizione della misura è ancora accettabile (ovvero se vengono rispettati i limiti di precisione richiesti dalla Direttiva per la fonte in esame). Nel caso in cui il rispetto di tali livelli non dovesse essere garantito, il **Manager GHG**, in accordo con le funzioni di sede, invia comunicazione all'autorità nazionale competente (ANC) dell'avvenuto fuori servizio secondo le modalità previste dalla normativa vigente (vedi "Riferimenti"), sopra descritte.

Superati i 5 giorni lavorativi il **Manager GHG**, qualora non sia ancora possibile l'applicazione della metodologia di livello richiesto, rinnova la comunicazione di temporanea inapplicabilità all'ANC, giustificando i motivi del persistere dell'impossibilità di applicazione dei livelli standard.

Il **Manager GHG**, coadiuvato dall'Operatore GHG, conserva in sito la documentazione comprovante la necessità di cambiare il livello applicato, nonché informazioni dettagliate sulla metodologia di monitoraggio provvisoria.

5.1.4 Report GHG, verifica delle emissioni e comunicazione all'Autorità Nazionale Competente

Tutte le informazioni ed i dati impiegati nel calcolo delle emissioni di gas serra, nonché i valori stessi delle emissioni ottenuti mediante l'applicazione delle metodologie di accounting descritte nella presente Procedura per la Raffineria di Gela, sono oggetto di verifica da parte di un ente accreditato dall'Autorità Nazionale Competente.

I dati sulle emissioni sono inoltre oggetto di comunicazione annuale all'ANC stessa. Entro il 31 marzo di ciascun anno, la Raffineria invia una dichiarazione relativa alle attività ed alle emissioni dell'impianto nell'anno solare precedente. La dichiarazione deve essere corredata dall'attestato di verifica di cui sopra, rilasciato da ente accreditato.

Tale comunicazione viene effettuata mediante un report delle emissioni di GHG predisposto sulla base delle indicazioni (modello e caratteristiche del report, tempistica e modalità di trasmissione cartacea/telematica) rese note dall'Autorità stessa (cfr. "Riferimenti").

La responsabilità delle attività sopra elencate è del **Manager GHG**, coadiuvato dall'**Operatore GHG**, sotto la supervisione dell'**Amministratore Delegato** ed in accordo con le **funzioni di sede** competenti.

5.2 DETERMINAZIONE DELL'INCERTEZZA/PRECISIONE

Per le finalità del presente documento, è di interesse fornire delle indicazioni utili per la quantificazione del livello di precisione relativo al calcolo delle emissioni di GHG dalle attività della Raffineria di Gela, al fine di ottenere informazioni circa la qualità dei dati di emissione stimati per le diverse sorgenti prese in considerazione e per l'impianto nel suo complesso.

Le metodologie di stima e calcolo delle emissioni dei GHG sono riportate e ampiamente descritte nell'istruzione operativa Tecon/Prap n. 1/2007.

5.3 GESTIONE DATI E CONTROLLO QUALITÀ

E' compito del gestore definire, documentare, applicare e mantenere un sistema efficace per la gestione dei dati e per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni dei gas ad effetto serra, conformemente a quanto richiesto dalla normativa vigente.

Nel paragrafo (Par. 6) della procedura nella quale si è provveduto ad individuare le fonti di emissione di GHG, suddivise in base alla significatività delle stesse, la sequenza e l'interazione dei processi di monitoraggio e comunicazione, sono definite le responsabilità e le competenze, i metodi di calcolo e/o misura utilizzati e gli apparecchi a disposizione, le comunicazioni e l'archiviazione dei dati stessi.

Attraverso il processo di assicurazione e controllo della qualità, il gestore gestisce e riduce le incertezze residue riguardanti i dati sulle emissioni presentati nella comunicazione. Durante il processo di verifica, il responsabile della verifica controlla la corretta applicazione della metodologia di monitoraggio approvata e valuta la gestione e la riduzione delle incertezze residue per mezzo delle procedure di assicurazione e controllo della qualità applicate dal gestore.

5.3.1 Processo di assicurazione della qualità dei dati adottato dalla Raffineria di Gela

Controllo dei dati qualitativi

Tutti i dati derivanti dalle analisi qualitative effettuate dalla Raffineria sui combustibili o per il controllo dei processi produttivi (p.e. Densità, Peso Molecolare, ecc.), si basano sull'applicazione di metodiche riconosciute a livello internazionale e vengono gestite secondo modalità operative attuate dalle specifiche funzioni di Raffineria (**TECON/LABO**).

Il campionamento dei combustibili viene effettuato dal personale di Raffineria secondo le modalità indicate nelle norme di riferimento del settore, rispettivamente per i liquidi e per i gas.

Controllo dei sistemi informatici

Il controllo e la gestione dei sistemi informatici di Raffineria è attuato da specifiche Funzioni (**RU/SIST**), che garantiscono la corretta applicazione e funzionamento dei sistemi.

Taratura ed attività di manutenzione degli strumenti di Raffineria ritenuti critici per il calcolo delle emissioni di CO₂

La strumentazione che viene utilizzata per la determinazione delle variabili presenti nelle formule relative alla determinazione delle emissioni di CO₂ da attività di combustione e da processo è costituita da:

- flange;
- Bindelle metriche (sonde metriche per le misure del livello serbatoi);
- strumenti di laboratorio;
- analizzatori di processo;
- ogni altro strumento citato nella presente procedura e ritenuto particolarmente critico;

Su questa strumentazione è prevista una manutenzione e/o taratura programmata secondo le modalità indicate in specifiche procedure di Raffineria (in allegato 6 è riportato un estratto del programma di taratura, riferito agli strumenti critici ai fini del calcolo delle emissioni di CO₂).

Inoltre, sono previsti interventi su chiamata nel caso in cui si riscontrino delle anomalie di funzionamento.

Indicatori per il controllo della qualità dei dati

In accordo con quanto suggerito dalle Linee Guida UE la Raffineria di Gela ha individuato degli indicatori che, grazie alla comparazione tramite approcci verticali e orizzontali dei valori sottoposti a monitoraggio, supportano l'attività di assicurazione e controllo della qualità dei dati.

Gli approcci verticali mettono a confronto i dati sulle emissioni rilevati per lo stesso impianto in anni diversi.

Gli approcci orizzontali mettono a confronto i valori ricavati da sistemi diversi di raccolta dei dati operativi.

Differenze rilevate nei valori determinati per tali indicatori possono aiutare a rilevare eventuali errori nel monitoraggio non emersi altrimenti.

L'**Operatore GHG** ha la responsabilità di calcolare i valori per gli indicatori individuati utilizzando il registro indicatori di cui è riportata la struttura nell'Allegato 4 e di effettuarne l'archiviazione.

5.3.2 Modalità Operative

La Procedura risponde a quanto previsto dalla normativa nazionale e comunitaria in materia di accounting delle emissioni di Gas Serra (GHG), e prevede a partire dal 1° gennaio 2005 che ogni sito, che rientra nel campo di applicazione della normativa sull'Emission trading, predisponga un report sulle proprie emissioni di GHG.

La Raffineria di Gela è in possesso delle certificazioni ISO14001, ed è in atto il processo Registrazione EMAS e ha quindi provveduto ad implementare/integrare le attività descritte nella presente Procedura di monitoraggio delle emissioni di CO₂ con le esistenti procedure, al fine di perseguire un miglior controllo ed una più facile pianificazione, gestione ed attuazione delle operazioni (controllo operativo e audit, gestione di dati, documentazione e registrazioni, manutenzione e taratura della strumentazione, formazione del personale e definizione delle competenze, ecc.)

Per una migliore ed efficace implementazione della Procedura GHG è stato previsto un programma di formazione specifico per le funzioni responsabili, a diversi livelli, nella gestione, controllo ed elaborazione dei dati necessari al calcolo delle emissioni di CO₂. Questo corso è inserito all'interno dei corsi che già si tengono per il SGA. La programmazione è a cura **RSGA**.

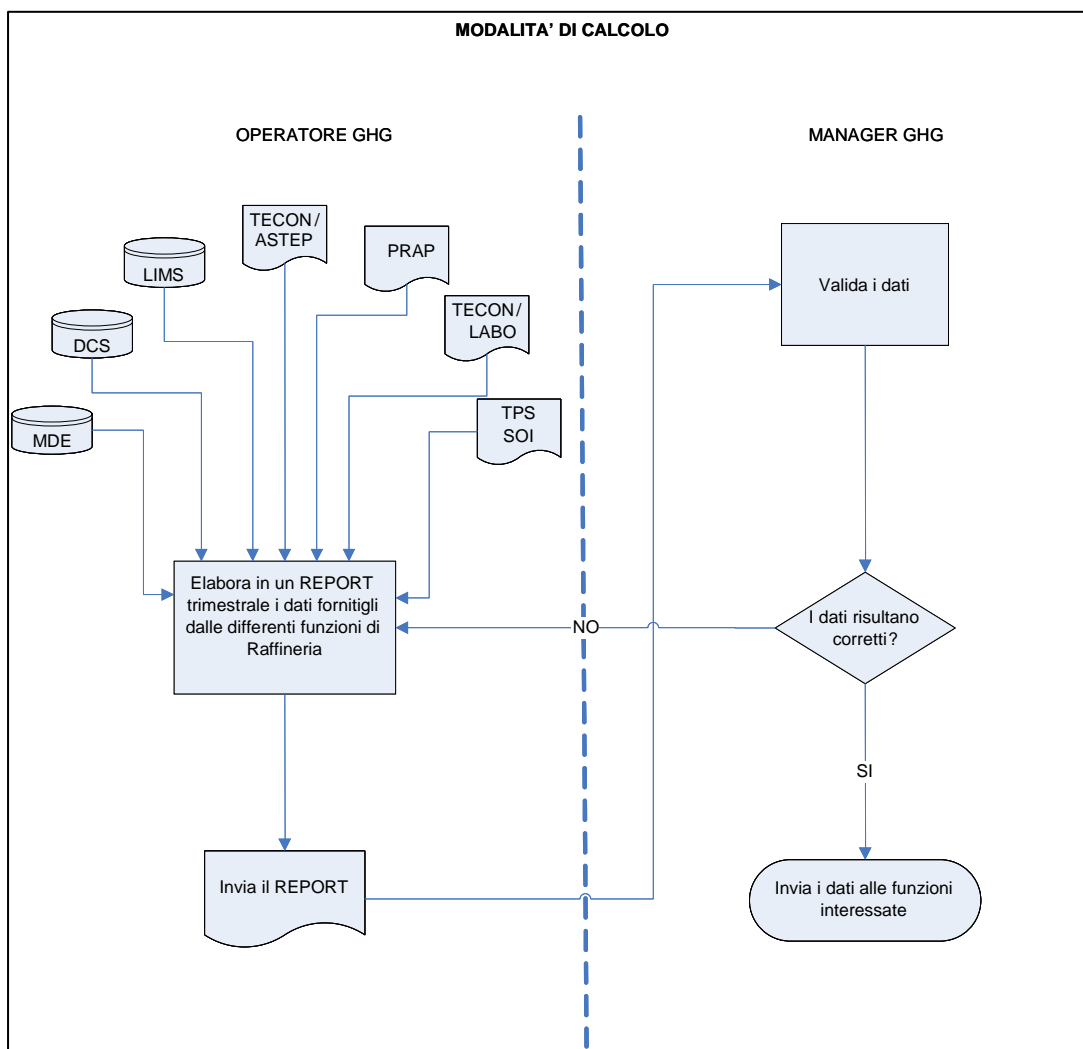
Le modalità di svolgimento sono descritte nel dettaglio nella relativa procedura del Sistema di Gestione Ambientale P-RAGE 32/03

Nell'ottica di una valutazione periodica sulla conformità dell'applicazione del calcolo dei GHG al protocollo di Kyoto, sono previsti e pianificati dal **Manager GHG** in accordo con **RSGA** degli audit interni e delle revisioni tecniche secondo quanto previsto dalla P-RAGE 126/03.

Inoltre, al fine di verificare l'efficacia della metodologia di calcolo delle emissioni di GHG, la procedura descritta e la sua applicazione è sottoposta a riesame da parte della Direzione, come da P-RAGE 127/03 del Sistema di Gestione Ambientale della Raffineria di Gela.

Il monitoraggio delle emissioni di CO₂ riguarda le emissioni prodotte nel corso delle normali operazioni, inoltre sono state considerate le condizioni anomale, ovvero attività programmate ma non connesse al normale svolgimento dei processi di produzione, quali manutenzione, avviamento e fermata programmata (es. rigenerazione di catalizzatori) ed in situazioni di emergenza (es. torce, pompe antincendio) nell'arco del periodo di riferimento.

Una volta elaborato il dato sulle emissioni complessive di CO₂ della Raffineria, l'**OPERATORE GHG** invia il report al **Manager GHG** di sito che in accordo con **AD** valida i dati presentati nel report. Se si verificano delle incongruenze, l'**OPERATORE GHG** riverifica il dato e successivamente lo rinvia al **Manager GHG** e a **AD** per una nuova validazione.



6 METODOLOGIA PER LA STIMA DELLE EMISSIONI

6.1 METODOLOGIE DI MONITORAGGIO

Il team responsabile della raccolta dei dati "sensibili" per il calcolo delle emissioni, stima i quantitativi di GHG utilizzando la migliore tecnica disponibile, in modo da ridurre il più possibile le incertezze.

Gli approcci per la stima delle emissioni GHG si raggruppano generalmente nelle seguenti categorie:

- misurazione diretta delle emissioni di GHG;
- calcolo delle emissioni di GHG a partire dai dati quantitativi e qualitativi dei combustibili impiegati;
- stima delle emissioni sulla base di un bilancio di massa del carbonio;
- dati da letteratura, dati tabellari.

La misura diretta delle emissioni di gas serra non viene generalmente attuata nelle Raffinerie di petrolio, pertanto non verrà ulteriormente approfondita nel seguito della presente procedura. Questo tipo di approccio rimane comunque quello preferibile, nel caso in cui sia tecnicamente attuabile e le misure garantiscano un'elevata affidabilità ed accuratezza.

L'approccio generalmente utilizzato in mancanza di dati da misure dirette di CO₂ è rappresentato dal calcolo delle emissioni di GHG. Questo deve essere condotto preferibilmente a partire dalle informazioni sui consumi di combustibile e sulla sua qualità.

Solo in assenza di tali informazioni, o comunque nel caso in cui sia dimostrabile che questo metodo permette di ottenere accuratezze maggiori, è possibile utilizzare un approccio basato sul bilancio di massa del carbonio, coerentemente con quanto riportato nella Sezione 6 della presente procedura.

6.2 CALCOLO DELLE EMISSIONI DI GHG

In generale, per il calcolo delle emissioni di gas serra, si può assumere come riferimento la seguente formula:

Emissioni di GHG = Dati attività * Fattore di emissione * Fattore di ossidazione

I termini presenti nella formula verranno approfonditi nel seguito della Procedura, dove verranno eventualmente analizzati anche approcci alternativi definiti nelle Linee Guida UE per le attività specifiche.

Il calcolo delle emissioni di CO₂ viene effettuato attraverso delle specifiche formule definite sulla base delle indicazioni di settore e delle Linee Guida UE. Tali formule sono state inserite nello specifico foglio di calcolo predisposto dalla Raffineria.

I parametri caratteristici delle formule, prima di arrivare nel foglio di calcolo, sono elaborati da altri sistemi informatici e di acquisizione dati, in particolare presso molti impianti/apparecchiature è presente un sistema di acquisizione dei dati istantanei da **DCS (Distributed control System)**, altri dati vengono letti ed imputati manualmente

dai responsabili di reparto/impianto nel sistema **MDE (Manual Data Entry)** oppure in moduli di registrazione specifici. I dati qualitativi dei prodotti (densità, percentuale di carbonio, composizione, ecc.) sono registrati nel sistema informatico di laboratorio (**LIMS**). L'insieme delle informazioni, vengono gestiti dalla funzione **PRAP** di raffineria, che effettua le riconciliazioni ed i bilanci di produzione.

Nei paragrafi seguenti sono descritte nel dettaglio e per ogni singola fonte / flusso, le metodologie di calcolo delle emissioni di CO₂ e le modalità di determinazione della determinazione della precisione dei dati.

6.3 CALCOLO DELLE EMISSIONI DI CO₂ DA IMPIANTI DI COMBUSTIONE E DI PROCESSO

Le emissioni di CO₂ vengono calcolate, a prescindere dal tipo di combustibile o processo, attraverso la seguente formula tipo, applicata dalla Raffineria di Gela per il calcolo delle emissioni CO₂.

Emissioni di CO₂ = Consumo di combustibile [t] * Fattore di emissione [tCO₂/t] * Fattore di ossidazione

Per quanto riguarda la Raffineria di Gela, i principi precedentemente esposti vengono applicati attraverso apposite procedure per il calcolo delle emissioni di CO₂ per tutte tutti i flussi/fonti di GHG da combustione stazionaria, ottenendo per ogni combustibile utilizzato un Fattore di Emissione sito-specifico (vedi Istruzione operativa Tecon/Prap n. 1/2007).

Nel calcolo dei dati di attività, tutti le grandezze misurate dagli strumenti di Raffineria sono compensate in peso sul sistema per densità e temperatura (se allo stato liquido) o per peso molecolare, temperatura e pressione (se allo stato gassoso).

Le emissioni di CO₂ da processo della Raffineria di Gela sono relative alla:

- Rigenerazione del catalizzatore in continuo (Impianto FCC);
- Produzione di idrogeno (Impianto idrogeno).

Le formule per la determinazione delle emissioni, sono descritte nell'Istruzione operativa Tecon/Prap n. 1/2007.

6.4 ALTRE FONTI DI EMISSIONE DI CO₂ (de minimis)

Tra le altre possibili sorgenti di CO₂ associate alla Raffineria di Gela, vanno menzionate

- 6.4.1 - Rigeneratore del catalizzatore in discontinuo - reforming catalitico;
Gasolio per avvio caldaie CTE;
- 6.4.2 - a) Elettrogeneratori diesel di emergenza - Centrale Termoelettrica;
b) Motopompe antincendio;
- 6.4.3 - Combustione di Metano;
- 6.4.4 - Torce.

Per quanto riguarda le fonti elencate sopra esse risultano, in termini di emissioni di CO₂, inferiori all'1% del totale delle emissioni di Raffineria, quindi esse rientrano tra le fonti minori alle quali si applica un approccio “de minimis”.

Il calcolo delle quantità di CO₂ emessa associate a queste fonti è riportato e descritto nell'Istruzione operativa Tecon/Prap n. 1/2007.

7. DETERMINAZIONE DELL'INCERTEZZA COMPLESSIVA DEI DATI SULLE EMISSIONI DI GHG DI RAFFINERIA

Una volta nota l'incertezza associata ad ogni fonte di GHG e noto il contributo relativo delle emissioni di ognuna di queste ultime rispetto al quantitativo totale di GHG in uscita dalla Raffineria, è possibile determinare il valore dell'incertezza totale del dato di emissioni di gas serra della Raffineria stessa, nonché l'incertezza “pesata” fonte per fonte, rispetto al dato di incertezza totale.

Per il dettaglio del calcolo dell'incertezza totale si veda l'Istruzione operativa Tecon/Prap n. 1/2007.

ALLEGATI

Allegato 1: Tabella A – Disposizioni di Attuazione delle LG UE C(130) 2004: Coefficienti utilizzati per l’inventario delle emissioni di CO₂ nell’inventario nazionale UNFCCC (media dei valori anni 2000-2003). Tali dati possono essere utilizzati in accordo con la metodologia per i livelli di approccio per il calcolo delle emissioni fra il 1 gennaio 2005 ed il 31 dicembre 2005.

N.B. *I coefficienti utilizzati per l’inventario delle emissioni di CO₂, nell’inventario nazionale UNFCCC. Tali valori sono quelli pubblicati nella Allegato A del DEC/RAS/854/05 e possono essere utilizzati fino al Dicembre 2005. In attesa della definizione, da parte de Ministero dell’Ambiente (www.minambiente.it) dei nuovi valori dei Poteri calorifici, dei fattori di emissione e dei fattori di ossidazione, per il calcolo delle emissioni di CO₂ da combustione stazionaria, verranno applicati quelli dell’Allegato A del DEC/RAS/854/05.*

Tipologia di combustibile	Unità di misura utilizzata per esprimere il consumo di combustibile	Fatt. Emiss. di riferimento (t CO ₂ / Un. misura quantità)	Coeff. di ossidazione (default IPCC)	pci (di riferimento)	Uni. mis. pci (di riferimento)
<i>Fonti fossili di uso comune:</i>					
Gas naturale	1.000 Std m ³	1,966	0,995	8,443	Mcal / Std m ³
	10 ⁶ Kcal	23,28	0,995	8,443	Mcal / Std m ³
	Tjoule	55,647	0,995	35,32	GJ / 1000 m ³
Olio combustibile	tonnellate	3,210	0,990	0,974	tep / t
	10 ⁶ Kcal	32,41	0,990	9,743	Gcal / t
	Tjoule	77,47	0,990	40,762	GJ / t
Gasolio (per riscaldamento)	tonnellate	3,173	0,990	1,019	tep / t
	10 ⁶ Kcal	31,14	0,990	10,187	Gcal / t
	Tjoule	74,44	0,990	42,62	GJ / t
Benzina senza piombo per autotrazione	tonnellate	3,141	0,990	1,045	tep / t
	10 ⁶ Kcal	30,07	0,990	10,446	Gcal / t
GPL (Gas di petrolio liquefatto)	tonnellate	3,024	0,990	1,102	tep / t
	10 ⁶ Kcal	27,44	0,990	11,021	Gcal / t
Coke da petrolio (pet coke)	tonnellate	3,124	0,990	0,741	tep / t
	10 ⁶ Kcal	42,16	0,990	7,410	Gcal / t
	Tjoule	100,76	0,990	31,00	GJ / t
Carbone da vapore	tonnellate	2,473	0,980	0,624	tep / t
	10 ⁶ Kcal	39,61	0,980	6,243	Gcal / t
	Tjoule	94,68	0,980	26,123	GJ / t
Coke (metallurgico)	tonnellate	3,166	0,980	0,700	tep / t
	10 ⁶ Kcal	45,22	0,980	7,000	Gcal / t
	Tjoule	108,09	0,980	29,288	GJ / t
Carbone per cokeria, altro carbone bituminoso	tonnellate	3,024	0,980	0,740	tep / t
	10 ⁶ Kcal	40,86	0,980	7,400	Gcal / t
	Tjoule	97,66	0,980	30,961	GJ / t
Agglomerati di carbone (sub-bituminoso)	Tjoule	96,10	0,980	n.d.	tep / t
Antracite	Tjoule	98,300	0,980	n.d.	
Lignite	tonnellate	1,058	0,980	0,250	tep / t

Tipologia di combustibile	Unità di misura utilizzata per esprimere il consumo di combustibile	Fatt. Emiss. di riferimento (t CO ₂ / Un. misura quantità)	Coeff. di ossidazione (default IPCC)	pci (di riferimento)	Uni. mis. pci (di riferimento)
<i>Altre fonti:</i>					
Gas derivati da cokeria	1.000 m ³	0,806	0,995	4,576	Mcal / Std m ³
	Tjoule	42,11	0,995	8,96	GJ / t
Gas derivati da altoforno	1.000 m ³	0,953	0,995	0,840	Mcal / Std m ³
	Tjoule	270,58	0,995	4,437	GJ / t
Gas derivati da convertitore ad ossigeno	1.000 m ³	1,502	0,995	1,840	Mcal / Std m ³
	Tjoule	195,09	0,995	9,705	GJ / t
Gas derivati di raffineria	tonnellate	3,133	0,995	1,200	tep / t
Idrocarburi pesanti per gassificazione	tonnellate	3,152	0,990	0,930	tep / t
Gas proveniente da gassificazione di idrocarburi pesanti	Tjoule	100,07	0,990	7,49	GJ / t
Idrocarburi bruciati in torcia (butano)	Tjoule	66,203	0,990	45,78	GJ / t
Gas derivati da petrolio greggio	1.000 m ³	3,482	0,995	1,338	Mcal / Std m ³
Bitume	tonnellate	3,239	0,990	0,961	tep / t
Lubrificanti - olii esausti	tonnellate	2,945	0,990	0,961	tep / t
Kerosene	tonnellate	3,186	0,990	1,040	tep / t
Virgin nafta	Tjoule	73,300	0,990	n.d.	
Semilavorati (feedstock di raffineria)	Tjoule	73,300	0,990	n.d.	
Oriemulsion	Tjoule	80,70	0,990	n.d.	
Rifiuti speciali combustibili (inclusi rifiuti di origine fossile, es. plastiche)	tonnellate	1,832	0,980	0,478	tep / t
	Tjoule	91,60	0,980	20,00	GJ / t
CDR prevalentemente da rifiuti solidi urbani	tonnellate	0,733	0,980	0,359	tep / t
	Tjoule	48,85	0,980	15,00	GJ / t
Biomasse					
Legna	tonnellate	0	0,980	0,25	tep / t
Carbone di legna	tonnellate	0	0,980	0,75	tep / t
Biodiesel	tonnellate	0	0,990	0,85	tep / t

Allegato 2 - Tabella A: Combinazione dei livelli minimi da applicare per ciascuna fonte maggiore in funzione del valore delle emissioni complessivamente emesse dall'impianto

Colonna A: emissioni annue complessive <= 50 kt

Colonna B: 50 kt < emissioni annue complessive <= 500 kt

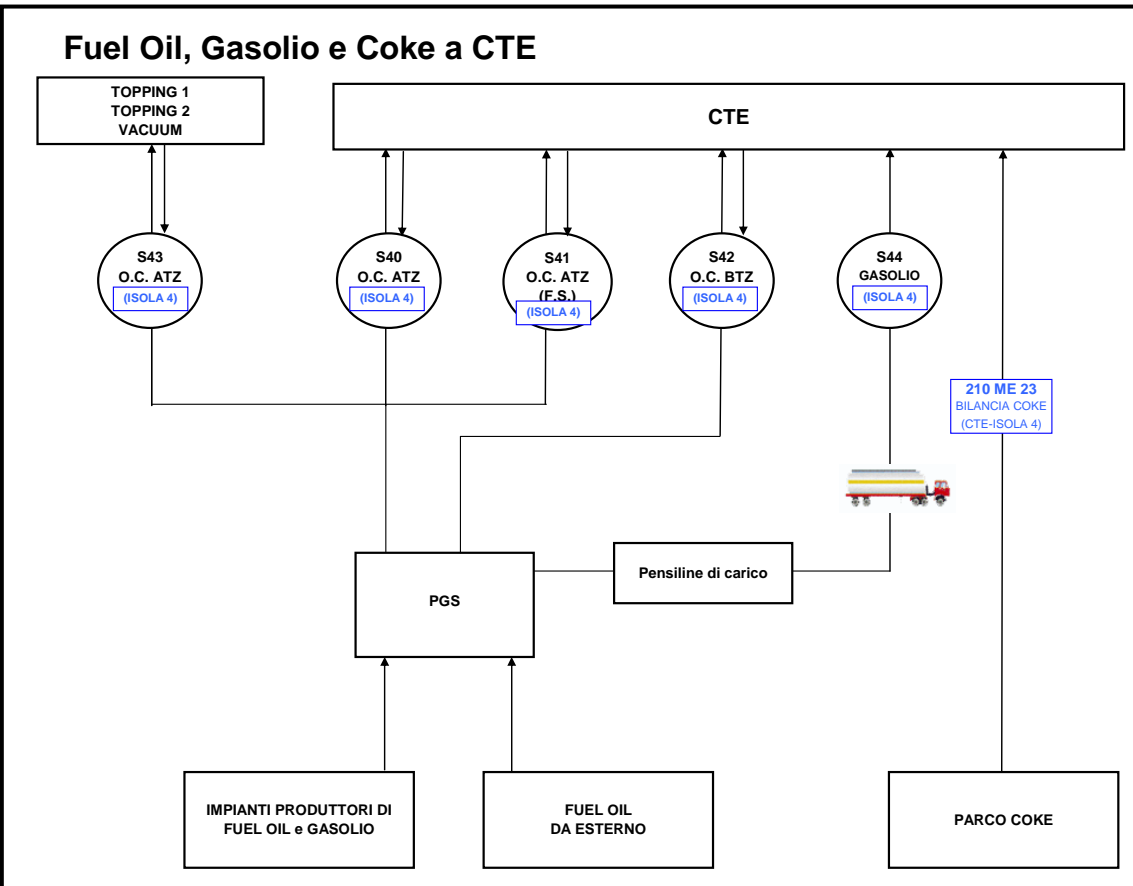
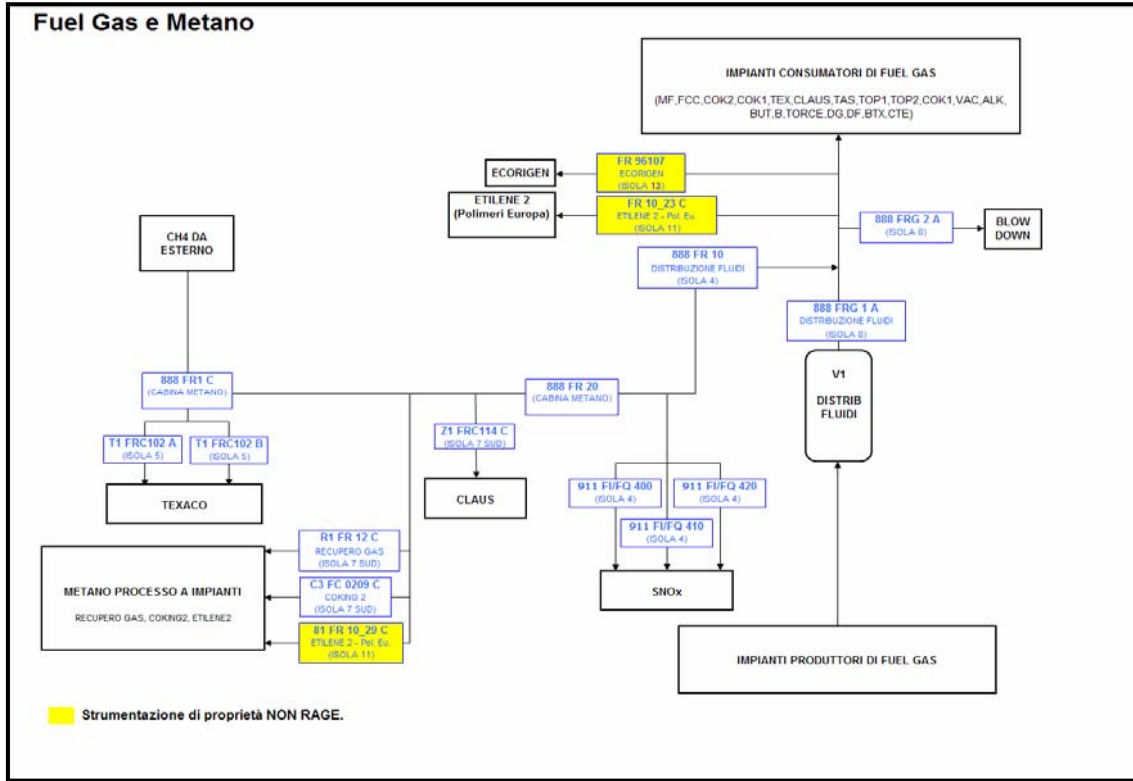
Colonna C: emissioni annue complessive > 500 kt

Allegato/Attività	Dati attività			Potere calorifico netto			Fattore di emissione			Dati composizione (tenore di carbonio)			Fattore ossidazione			Fattore conversione		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
II: Combustione																		
Combustione (combustibili liquidi)	2a/2b	3a/ 3b	4a/ 4b	2	2	3	2a/2b	2a/2b	3	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.
Combustione (combustibili gassosi)	2a/2b	3a/3b ¹	4a/4b ²	2	2	3	2a/2b	2a/2b	3	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.
Combustione (combustibili solidi)	1	2a/2b	3a/3b	2	3	3	2a/2b	3	3	n.a.	n.a.	n.a.	1	2	2	n.a.	n.a.	n.a.
Torçe	2	3	3	n.a.	n.a.	n.a.	1	1/2	1/2	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.
Lavaggio Carbonato	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	1
Lavaggio Gesso	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	1
III: Raffinerie																		
Bilancio di massa	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Rigenerazione di cracker catalitici	1	2	2	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	1

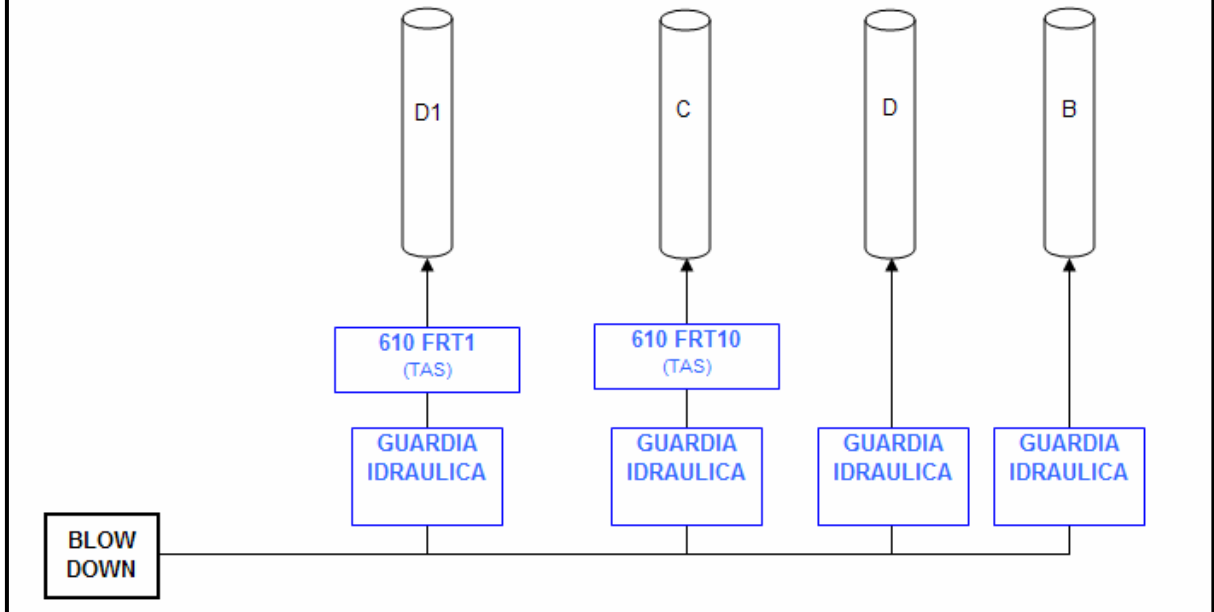
¹ Fino al 31 dicembre 2006 i livelli minimi sono 2a/2b² Fino al 31 dicembre 2006 i livelli minimi sono 3a/3b

Allegato/Attività	Dati attività			Potere calorifico netto			Fattore di emissione			Dati composizione (tenore di carbonio)			Fattore ossidazione			Fattore conversione		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Impianti di coking	1	2	2	n.a.	n.a.	n.a.	1	2	2	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Produzione di idrogeno	1	2	2	n.a.	n.a.	n.a.	1	2	2	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
IV: Cokerie																		
Bilancio di massa	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Combustibile come elemento in entrata al processo	2	2	3	2	2	3	1	2	2	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
V: Arrostimento e sinterizzazione di minerali metallici																		
Bilancio di massa	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Carbonato in entrata	1	1	2	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	1
VI: Ferro e Acciaio																		
Bilancio di massa	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Combustibile come elemento in entrata al processo	2	2	3	2	2	3	1	2	2	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
VII: Cemento																		
Carbonati	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Clinker Prodotto	1	2a/2b	2a/2b	n.a.	n.a.	n.a.	1	2	2	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	1

Allegato 3: Planimetrie semplificate rete gas, combustibili liquidi e torce



Gas Torcia



Allegato 4: calcolo indicatori CO₂ (fac-simile)



GESTIONE DEI DATI - Calcolo degli "Indicatori di controllo" delle Emissioni di CO₂

Scopo del presente documento è quello di assicurare il controllo della qualità dei dati sulle emissioni di CO₂ tramite approcci verticali ed orizzontali dei valori sottoposti a monitoraggio per mezzo della definizione di opportuni indicatori applicabili alla realtà della Raffineria.

- gli indicatori orizzontali mettono a confronto i valori ricavati da sistemi diversi di raccolta dei dati operativi.
- gli indicatori verticali mettono a confronto i dati sulle emissioni rilevati per lo stesso impianto in anni diversi. Differenze tra i dati annuali non imputabili a fattori quali: cambiamenti dei livelli di attività, cambiamenti riguardanti i combustibili o il materiale in entrata, cambiamenti riguardanti i processi che danno origine alle emissioni (ad es. miglioramenti dell'efficienza energetica) sono dovute con ogni probabilità a errori nel monitoraggio.

INDICE

N. Indicatore	Definizione Indicatore	Tipologia
Indicatore 1	Quantità di combustibile bruciato per ogni singola fonte o idrocarburo usato come carica nei processi (dati di attività), rispetto al totale lavorato in Raffineria.	orizzontale
Indicatore 2	Scostamento percentuale tra i dati di attività (quantità di combustibile bruciato per ogni singola fonte o idrocarburo usato come carica nei processi) calcolati ed inseriti nella formula di calcolo della CO ₂ e, gli stessi dati stimati sulla base dei consumi specifici standard dei singoli utilizzatori (Impianti Vacuum, Topping, Cooking, Reformer, FCC, TEXACO, ecc.).	orizzontale
Indicatore 3	Raffronto tra le emissioni di CO ₂ calcolate con foglio di calcolo di Raffineria (somma calcoli mensili) e quelle determinate per il report trimestrale (portale "environmental ops")	orizzontale
Indicatore 4	Differenza e variazione percentuale tra il valore del Fattore di Emissione calcolato dalla Raffineria (analisi di Laboratorio) e quello fornito dall'Inventario Nazionale UNFCCC	orizzontale
Indicatore 5	Differenza e variazione percentuale tra il valore delle emissioni di CO ₂ determinate con il Fattore di Emissione calcolato dalla Raffineria (analisi di Laboratorio) e quelle determinate con il Fattore di Emissione fornito dall'Inventario Nazionale UNFCCC	orizzontale
Indicatore 6	Confronto tra le emissioni di CO ₂ determinate negli anni per semestri e totali	verticale
Indicatore 7	Rapporto tra le emissioni calcolate nell'anno e il totale lavorato in Raffineria	verticale