

TIPOLOGIA DI DOCUMENTO PROCEDURA AMBIENTALE	CODICE PAMB-27	PAGINA 1/89
TITOLO CALCOLO EMISSIONI DI CO ₂	EDIZIONE 2	DATA 28/08/06
MANUALE DI APPARTENENZA SISTEMA DI GESTIONE AMBIENTALE	REVISIONE 2	DATA 12/01/2007
PROCESSO AZIENDALE CUI L'ATTIVITA' REGOLAMENTATA E' DI SUPPORTO SISTEMA DI GESTIONE AMBIENTALE		



Eni Divisione Refining & Marketing
Raffineria di Sannazzaro

**PROTOCOLLO PER LA CONTABILIZZAZIONE,
LA VALIDAZIONE ED IL REPORTING
DEI GAS AD EFFETTO SERRA (CO₂)**

Rev.	Data	Motivazione	VERIFICA (RSGA)	APPROVAZIONE (DIR)
0	28/08/06	Revisione § 8.3.2	GIOVENTU'	SAETTI
1	12/09/06	Revisione per inserimento nuovo § 8.7	GIOVENTU'	SAETTI
2	12/01/2007	Revisione per modifica § 8.6, 8.7 e Tab. 8	LUCARNO	SAETTI

INDICE

PREMESSA	5
1 SCOPO E CAMPO DI APPLICAZIONE DEL PROTOCOLLO	6
1.1 I GAS SERRA CONSIDERATI	7
2 RIFERIMENTI	8
3 DEFINIZIONI	9
4 FUNZIONI COINVOLTE	12
5 ASPETTI ORGANIZZATIVI	14
5.1 DESCRIZIONE GENERALE DELLA RAFFINERIA DI SANNAZZARO	14
5.2 CONFINI OPERATIVI	23
5.3 PRINCIPI DI RIFERIMENTO	23
5.4 IDENTIFICAZIONE DELLE FONTI DI EMISSIONE	23
6 ASPETTI OPERATIVI	28
6.1 MONITORAGGIO E COMUNICAZIONE	28
6.1.1 I livelli di approccio	28
6.1.2 Livelli di approccio equivalenti e utilizzo di approcci non previsti dalla normativa nazionale	29
6.1.3 Condizioni di temporanea inapplicabilità della metodologia di livello standard	30
6.1.4 Il report GHG	31
7 AFFIDABILITA' DEI DATI E DETERMINAZIONE DELLA PRECISIONE	32
7.1 DETERMINAZIONE DELL'INCERTEZZA/PRECISIONE	32
7.1.1 Determinazione del valore di precisione dei dati di partenza	35
7.1.2 Combinazione dei valori di precisione dei dati di partenza per ogni fonte	38
7.2 GESTIONE DATI E CONTROLLO QUALITA'	40
7.2.1 Processo di assicurazione della qualità dei dati adottato dalle Raffineria di Sannazzaro	41

7.2.2	Processo di assicurazione della qualità dei dati adottato dalla Raffineria di Sannazzaro	42
8	METODOLOGIA PER LA STIMA DELLE EMISSIONI	43
8.1	METODOLOGIE DI MONITORAGGIO	46
8.2	CALCOLO DELLE EMISSIONI DI GHG	46
8.3	CALCOLO DELLE EMISSIONI DI CO ₂ DA COMBUSTIONE STAZIONARIA	47
8.3.1	- Emissioni di CO ₂ da combustione stazionaria di Fuel Gas AP e BP	48
8.3.2	- Emissioni di CO ₂ da combustione stazionaria di Fuel Oil	53
8.4	CALCOLO DELLE EMISSIONI DI CO ₂ DA PROCESSO	59
8.4.1	- Emissioni di CO ₂ da rigenerazione catalizzatori in continuo (FCCU)	59
8.4.2	- Emissioni di CO ₂ da impianto di produzione idrogeno	64
8.5	CALCOLO DELLE EMISSIONI DI CO ₂ DA TORCIA	67
8.6	CALCOLO DELLE EMISSIONI DI CO ₂ DA ALTRE FONTI (de minimis)	69
8.7	CALCOLO DELLE EMISSIONI DI CO ₂ DA IMPIANTO IGAS	70
9	DETERMINAZIONE DELL'INCERTEZZA COMPLESSIVA DEI DATI SULLE EMISSIONI DI GHG DI RAFFINERIA	78
	ALLEGATI	82

TABELLE

Tabella 1	– attività e fonti della Raffineria di Sannazzaro oggetto dell'autorizzazione ad emettere gas ad effetto serra	6
Tabella 2	– Global Warming Potential (GWP) dei Gas Serra (fonte: Compendium API, febbraio 2004).....	7
Tabella 3	– Fonti di emissione di CO ₂ della Raffineria di Sannazzaro.....	24
Tabella 4	– Suddivisione in categoria delle fonti di Raffineria di Sannazzaro...	29
Tabella 5	– tabella informativa con le incertezze globali tipiche associate alla determinazione delle emissioni di CO ₂ provenienti da un impianto o da un'attività di un impianto per singoli flussi di combustibile o materiale in funzione del livello delle emissioni	35
Tabella 6	– Tabella informativa con la fascia di incertezza tipica di diversi dispositivi di misura in condizioni operative e stabili – Tabella 2 da Linee Guida UE C(130) 2004.	36
Tabella 7	– Livelli di precisione di strumenti di misura, confronto tra valori riportati nelle Linee Guida UE - Tabella 2 § 4.2.2.1.5 e quelli tipici delle Raffinerie Europee (fonte: CONCAWE, settembre 2004)	38

Tabella 8 – Esempio di tabella riassuntiva per la determinazione della precisione dei dati relativi alle emissioni di CO ₂ della Raffineria di Sannazzaro per le fonti principali e per le fonti minori (non sono riportate invece le fonti considerate de minimis)	79
--	----

FIGURE

Figura 1 – Determinazione della precisione/incertezza dei dati di emissioni di GHG.....	34
Coerentemente con quanto indicato dalle Disposizioni di attuazione delle LG UE DEC/RAS/854/05, la Raffineria assume un'incertezza massima ammissibile pari all'accuratezza dello strumento di misura utilizzato dove conosciuto, in caso contrario si utilizzano valori di letteratura. Figura 2 – Tipologie di incertezza che possono verificarsi nella determinazione delle emissioni di GHG.	35
Figura 3 – Combinazione dei valori di precisione	39

ALLEGATI

Allegato 1: Allegato A – Disposizioni di Attuazione delle LG UE C(130) 2004: Coefficienti utilizzati per l'inventario delle emissioni di CO ₂ nell'inventario nazionale UNFCCC (media dei valori anni 200-2003). 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.....	83
Allegato 2: Tabella A – Combinazione dei livelli minimi da applicare per ciascuna fonte maggiore in funzione del valore delle emissioni complessivamente emesse dall'impianto	85
Allegato 3: (*) Determinazione di dati e fattori specifici alle singole attività (da punto 10 Allegato I).....	87
Allegato 4: Schema di flusso semplificato del ciclo produttivo della Raffineria di Sannazzaro.....	88

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 Sannazzaro, 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. Il protocollo è stato elaborato tenendo conto delle "best practice" esistenti in materia di reporting dei GHG ed è stato concepito ed opportunamente adattato in modo da essere conforme all'attuale struttura operativa ed alla realtà della Raffineria di Sannazzaro.

1 SCOPO E CAMPO DI APPLICAZIONE DEL PROTOCOLLO

Il presente protocollo per la contabilizzazione, la validazione ed il reporting dei gas ad effetto serra (GHG), nel seguito denominato “protocollo”, 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 Sannazzaro, 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, il protocollo 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.° 223), 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. Il protocollo 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.

I criteri seguiti nel documento sono coerenti con le indicazioni presenti nelle Linee guida emesse dall'Unione Europea, nel “Compendium of GHG emissions estimation methodology for the oil and gas industry (API)”, nell' IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories, nella normativa italiana di riferimento e con le best practice di settore.

Tabella 1 – attività e fonti della Raffineria di Sannazzaro oggetto dell'autorizzazione ad emettere gas ad effetto serra

CODICE ATTIVITA' E FONTI	DESCRIZIONE FONTI	DESCRIZIONE ATTIVITA'
1	Caldaia	1.1 – Impianti di combustione con una potenza calorifica di combustione di oltre 20 MW (esclusi gli impianti per rifiuti pericolosi o urbani)
3	Turbina	
15	Riscaldatori di processo/dispositivo di trattamento	1.2 – Raffinerie di petrolio
21	Torca	
24	Impianto per la produzione di idrogeno (Impianto di Gassificazione)	
23	Craker	
24	Impianto per la produzione di idrogeno	
25	Rigenerazione di catalizzatori	

Eni Divisione Refining & Marketing – Raffineria di Sannazzaro

PROTOCOLLO PER LA CONTABILIZZAZIONE ED IL REPORTING DEI GAS AD EFFETTO SERRA

Pagina 6 di 89

1.1 I GAS SERRA CONSIDERATI

Il protocollo fa riferimento esclusivamente all'anidride carbonica (CO₂), in quanto nel settore della Raffinazione, il contributo all'effetto serra in termini di CO₂ equivalente degli altri gas è estremamente contenuto, anche se questi ultimi hanno un GWP (Global Warming Potential) superiore a quello della anidride carbonica (cfr. Tabella 2).

Tabella 2 – Global Warming Potential (GWP) dei Gas Serra (fonte: Compendium API, febbraio 2004)

Gas	Recommended GWP (UNFCCC, 2002) applicable through 2012	IPCC Revised GWP (IPCC TAR, 2001) applicable after 2012
CO ₂	1	1
CH ₄ *	21	23
Nitrous Oxide (N ₂ O)	310	296
Hydrofluorocarbon (HFC)-23	11,700	12,000
HFC-32	650	550
HFC-125	2,800	3,400
HFC-134a	1,300	1,300
HFC-143a	3,800	4,300
HFC-152a	140	120
HFC-227ea	2,900	3,500
HFC-236fa	6,300	9,400
HFC-4310mee	1,300	1,500
CF ₄	6,500	5,700
C ₂ F ₆	9,200	11,900
C ₂ F ₁₀	7,000	8,600
C ₂ F ₁₀	7,400	9,000
SF ₆	23,900	22,200

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).
- Schema di decisione di assegnazione delle quote di CO2 per il periodo 2005-2007 (preparato ai sensi dell'articolo 11, Paragrafo 11 della Direttiva 2003/87/CE).
- *Protocollo di contabilizzazione e reporting dei gas serra*. Eni del 5/5/04.

3 DEFINIZIONI

Al fine di una più agevole comprensione del protocollo 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 accuratezze 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

SINFOIL: Sistema Informativo Oli della Raffineria

Incerteza intrinseca (o casuale): Incerteza 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.

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

Fuel gas di alta pressione: rete di alimentazione per le Turbine a gas poste in centrale o di alimentazione all'impianto Idrogeno.

Fuel gas di bassa pressione: la rete di alimentazione dei forni e caldaie di raffineria.

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 emmissive 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 Sannazzaro individua tre livelli gerarchici:

Direttore: 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 il seguente Protocollo. 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 del protocollo 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**
- **PERF**
- **SPPAMB**
- **LABO**
- **ASTEC**
- **MOVSPED**
- **TP SOI UTIL**
- **TP SOI EST**
- **TP SOI OVEST**
- **TP IGAS**
- **ACCERTATORE FISCALE**
- **ADDETTO CONTABILITA FISCALE**
- **Operatore di CENTRALE**
- **Operatore STEAM REFORMER**
- **Operatore MEROX**
- **Operatore IGAS**

Le responsabilità specifiche nella determinazione delle variabili per la rendicontazione delle emissioni di GHG, delle funzioni sopra citate sono definite nel dettaglio al capitolo 8 del seguente protocollo.

5 ASPETTI ORGANIZZATIVI

5.1 DESCRIZIONE GENERALE DELLA RAFFINERIA DI SANNAZZARO

Si premette una breve descrizione generale del processo produttivo dell'intero Stabilimento, con i relativi impianti e depositi (Cfr. Allegati - allegato 4).

La struttura produttiva della società "Raffineria di Sannazzaro" si articola in un ciclo all'interno del quale si ritrovano sia gli impianti tipici del processo di raffinazione del greggio (distillazione, cracking termico e catalitico, reforming, ecc) sia gli impianti di stoccaggio e movimentazione di Oli minerali e GPL.

Il ciclo operativo è sostanzialmente integrato in modo da ottenere prodotti finiti di elevato pregio da immettere sul mercato, riducendo ai soli fabbisogni interni la produzione di olio combustibile e di semi-lavorati.

IMPIANTI DI PRODUZIONE

Distillazione primaria (TOPPING 1 e TOPPING 2)

Le unità di distillazione atmosferica primaria effettuano la separazione dei componenti del greggio di partenza in funzione della volatilità e del punto di ebollizione;

i principali tagli estratti sono: gas+GPL, Nafta, Kerosene, Gasolio Leggero e Pesante, Residuo Atmosferico;

capacità totale annua = 10 milioni di tonnellate di greggio, ripartite fra Topping 1 (SOI EST) e Topping 2 (SOI OVEST)

Distillazione sottovuoto (VACUUM)

L'unità di distillazione sottovuoto recupera la maggior quantità possibile di distillati dal residuo atmosferico proveniente dagli impianti Topping 1 e Topping 2;

la distillazione sottovuoto si basa sullo stesso principio della distillazione atmosferica; la separazione dei distillati dal residuo avviene perché l'evaporazione è favorita dalla bassa pressione;

la carica è costituita dai residui della distillazione atmosferica (altobollenti);

i principali tagli estratti sono: gasoli distillati, utilizzati come carica per gli impianti di conversione catalitica (FCC e HDC); residuo, utilizzato come carica all'impianto di conversione termica (VSB) o per la produzione di olio combustibile a basso tenore di zolfo

Cracking Catalitico a Letto Fluidico (FCC)

L'unità di Cracking Catalitico Fluidico (FCC) è costituita da tre sezioni :

- Sezione Reazione, dove avviene il contatto tra catalizzatore e carica preriscaldata e quindi la reazione di cracking; le reazioni avvengono in fase vapore; il processo non necessita di calore dall'esterno in quanto tutto il calore richiesto è fornito dalla combustione del coke che si forma sul catalizzatore durante la reazione;

- Sezione Rigenerazione, dove si rigenera il catalizzatore attraverso la combustione con aria del coke depositato su di esso; tra reattore e rigeneratore il catalizzatore circola allo stato fluidizzato, il mezzo di trasporto del calore di reazione è il catalizzatore stesso;
- Sezione Separazione Prodotti e Concentrazione Gas (Separazione GPL).

l'unità di Cracking Catalitico Fluido (FCC) ubicata nella SOI EST, è alimentata dai distillati pesanti provenienti dagli impianti Vacuum, Hydrocracker e Visbreaker e da residuo atmosferico proveniente dalla lavorazione di particolari tipi di greggio; i principali prodotti sono costituiti da: gas, GPL, benzina, nafta, gasolio leggero (LCO) ed olio chiarificato.

L'Unità di Desolforazione Fumi FCC si compone di due sezioni:

- Nella prima sezione i fumi vengono lavati con soluzione acquosa ed inviati a camino
- Nella seconda sezione, la soluzione ricca in SO₂ viene rigenerata: SO₂ viene utilizzato per la produzione di zolfo liquido, mentre la soluzione rigenerata viene riutilizzata per l'assorbimento di SO₂ dai fumi.

Desolforazione Catalitica Benzina da Cracking (CD-Tech)

Di recentissima costruzione e avviamento (dicembre 2004), questo nuovo impianto è stato costruito per rispondere alle esigenze qualitative imposte dalle nuove specifiche di produzione delle benzine entrate in vigore il 1 gennaio 2005, ed è in grado di ridurre il contenuto di zolfo della benzina da 1000 ppmwt di S nella carica sino a 20 ppmwt di S nei prodotti.

L'unità di desolforazione catalitica della benzina da cracking, ubicata in SOI EST, utilizza tecnologia CD-Tech ed ha la finalità di rimuovere lo zolfo contenuto nella benzina da cracking (da unità FCC) limitando il più possibile la perdita ottanica. A differenza di tutte le altre benzine di raffineria infatti, la benzina da cracking è destinata al blending prodotti finiti o alla vendita come semi-lavorato, senza la necessità di essere riprocessata nelle unità di up-grading ottanico.

La tecnologia CD-Tech combina i principi della distillazione con quelli della idrodesolforazione catalitica al fine di creare condizioni di reazione differenziate a seconda del taglio di distillazione del prodotto.

L'unità consiste in 3 sezioni principali:

- CD-Hydro: la carica impianto viene separata in benzina leggera e pesante. La parte leggera viene trattata nella parte superiore della colonna dove si trovano due letti catalitici. Il taglio di benzina leggera (LCN), prodotto di testa colonna, dopo strippaggio, ha caratteristiche tali da poter essere stoccato direttamente; il taglio pesante (HCN), dove si concentra la maggior parte dello zolfo della benzina carica impianto, distilla invece nella parte inferiore della colonna, di tipo tradizionale a piatti.
- CD-HDS: In una colonna sono allocati quattro letti catalitici. Il calore di reazione, di preriscaldamento della carica e dell'idrogeno di reazione, è fornito attraverso un forno ribollitore. Lo zolfo legato alla benzina viene rimosso tramite classiche reazioni di idrodesolforazione, in pressione di idrogeno con consumo di idrogeno e produzione di H₂S.
- Polyshing Reactor: Per l'assetto dell'impianto a più basso contenuto di zolfo nei prodotti, l'effluente dalla sezione CD-HDS, previo strippaggio del prodotto di testa CD-

Eni Divisione Refining & Marketing – Raffineria di Sannazzaro

HDS dall'H₂S prodotto dalla reazione, viene riprocessato in un reattore di desolfurazione di tipo classico a letto fisso, ma con condizioni di reazione molto blande, basse temperature ed alte velocità spaziali.

Reforming Catalitico 2 (Premiumformer o Reforming semi-rigenerativo) (RC2)
eReforming Catalitico 3 (Platforming o Reforming Continuo) (RC3)

Le due unità di reforming catalitico (Unità 13 ed Unità 51/Ref) sono finalizzate ad aumentare il numero di ottano del taglio pesante della benzina proveniente dai Topping convertendo le paraffine e i nafteni in isoparaffine ed aromatici;

esistono due impianti, uno a letto fisso (Reforming semi-rigenerativo, RC2, ubicato in SOI EST), nel quale la rigenerazione viene effettuata in sito periodicamente, alla fine di ogni ciclo, ed uno a letto mobile (Reforming continuo, RC3, ubicato in SOI OVEST), nel quale la rigenerazione del catalizzatore è continua durante la marcia;

ogni impianto è costituito da 3 reattori, ciascuno preceduto da un forno che fornisce il calore per le reazioni endotermiche, da una sezione di separazione gas ricco di H₂ (che viene in parte riciclato) e da una sezione di separazione prodotti;

nel processo avviene anche un blando cracking della carica che porta alla formazione indesiderata di Fuel gas e GPL; si opera in pressione di idrogeno (28 kg/cm² g per il semirigenerativo; 13 kg/cm² g per il continuo);

la carica in ingresso è composta da benzina pesante e da idrogeno di ricircolo; poiché lo zolfo, anche in poche ppm, è un veleno per il catalizzatore, la carica è preventivamente desolforata in un impianto di desolfurazione;

i prodotti ed i sottoprodotti sono costituiti da: benzina riformata, idrogeno, GPL e Fuel Gas

Isomerizzazione Catalitica (TIP+ISOSIV)

Scopo del processo di isomerizzazione catalitica (Unità 50) è l'incremento del numero di ottano della benzina leggera attraverso la conversione degli idrocarburi leggeri a catena lineare in isomeri a catena ramificata, a più alto Numero di Ottano;

il processo (detto TIP o con ricircolo) è di tipo catalitico a letto fisso; le reazioni di isomerizzazione richiedono la presenza di H₂; durante il processo di isomerizzazione avviene anche un blando cracking con produzione di gas e GPL; successivamente avviene la separazione della (ISOSIV); gli idrocarburi leggeri che non hanno reagito vengono separati a valle del reattore e reinviati in carica al reattore stesso insieme con la carica fresca; così facendo si ottiene la isomerizzazione totale degli idrocarburi paraffine lineari. Gli ottani ottenibili sono dell'ordine di 88 – 88,5 Research. La temperatura di reazione si aggira intorno ai 250 °C.

Entrambi le Unità sono ubicate in SOI EST.

Desolfurazione Catalitica (HDS1, HDS2, HDS3), Naphta Hydrobon (Desolfurazione Benzina-NaHy), Desolfurazione Gasolio 1 (HDS1), Desolfurazione Catalitica Kerosene (HDS 3), Desolfurazione Gasolio 2 (HDS2), PRT, BTL

Le unità di desolfurazione catalitica permettono di rimuovere dai prodotti (benzine, gasoli, kerosene, GPL, Nafta Leggera e Pesante) i composti solforati, gli impianti di desolfurazione catalitica sono:

HDS1 (ubicato in SOI EST) e HDS2 (ubicato in SOI OVEST), atti a desolforare gasolio;

HDS3 (ubicato in SOI EST), atto a desolforare kerosene;

Eni Divisione Refining & Marketing – Raffineria di Sannazzaro

Nafta Hydrobon (ubicato in SOI OVEST), atto a desolfurare una miscela costituita da benzina leggera, pesante e GPL;

PRT (ubicato in SOI EST), atto a desolfurare le benzina pesante;

BTL (ubicato in SOI EST), atto a desolfurare benzina leggera e GPL da TOPPING 1;

il processo HDS è di tipo catalitico a letto fisso in pressione di idrogeno; lo zolfo organico contenuto nella carica reagisce con l'idrogeno per dare H₂S; la reazione è esotermica; le correnti prodotte vengono inviate ad una sezione di separazione gas ricco di H₂ (che viene riciclato), ad una sezione di separazione gas ricco di H₂S, che va a successivo trattamento, e ad una sezione separazione prodotti; nella reazione avviene anche un blando cracking della carica che porta alla formazione di sottoprodotti quali Fuel Gas e Nafta; l'H₂S formato può essere separato dal gas di ricircolo mediante un lavaggio amminico (HDS₂);

la desolfurazione è tanto più spinta quanto maggiore è la temperatura di esercizio; per i gasoli essa è nel range di 320 - 380 °C, in un range di pressioni di 30 – 70 kg/cm²;

i prodotti in uscita sono gasolio desolfurato, gas combustibile, kerosene e benzina;

l'impianto Naphtha Hydrobon (NaHy) è composto da una zona di reazione ed una zona di frazionamento. Nella zona di reazione la carica, dopo essere stata miscelata con una corrente ricca in idrogeno (solo in parte poi consumato nella reazione), viene preriscaldata e inviata in un reattore dove avvengono le reazioni di desolfurazione. Nella zona di frazionamento avviene la separazione dei prodotti e dei residui della reazione. La corrente uscente dal reattore viene raffreddata e in un recipiente a pressione avviene la separazione di un gas ricco in idrogeno che viene in parte riciclato alla sezione di reazione e in parte utilizzato in raffineria per ulteriori processi di desolfurazione. La fase liquida viene riscaldata e inviata ad una colonna stabilizzatrice in cui il GPL è separato dalla Nafta; il GPL viene successivamente inviato ad altri impianti di raffineria per ulteriori lavorazioni, mentre la nafta viene inviata ad un'altra colonna, chiamata splitter, in cui avviene il frazionamento della nafta leggera dalla nafta pesante. La colonna stabilizzatrice è ribollita con un forno ribollitore, quella splitter utilizza invece un ribollitore a vapore di Media Pressione. Sia la nafta leggera che quella pesante, successivamente, vengono inviate ad altri impianti per ulteriori lavorazioni

Visbreaker (VSB)

L'unità di Visbreaking, ubicata in SOI OVEST (Unità 11) permette la separazione di gas, benzina, gasolio, distillato pesante ed olio combustibile previa alimentazione mediante prodotto di fondo del Vacuum; in particolare, il processo è finalizzato alla conversione termica di residui (vacuum) in distillati leggeri e pesanti, rompendo termicamente le molecole pesanti della carica per ottenere molecole più leggere;

la carica è costituita da residui da Vacuum;

i prodotti in uscita sono benzina da visbreaker, gasolio pesante da visbreaker, bitume e TAR da visbreaker

Impianto Gassificazione - IGAS

L'impianto è ubicato in SOI OVEST, la finalità del processo è quella di convertire gli idrocarburi pesanti in un gas di sintesi pulito, che consenta di ottenere energia elettrica attraverso una centrale turbogas dedicata (esterna alla raffineria). Nei reattori di

gassificazione si realizza infatti l'ossidazione parziale, non catalitica, degli idrocarburi pesanti in presenza di ossigeno e vapore.

Il gas di sintesi prodotto è costituito prevalentemente da idrogeno e monossido di carbonio. Il calore del gas di sintesi è recuperato in una speciale caldaia che permette la produzione di vapore ad alta pressione.

Una serie di unità di trattamento permette poi la pulizia del gas dagli incombusti e dagli inquinanti, quali azoto e zolfo. Un'unità dedicata permette inoltre la rimozione di una parte dell'idrogeno contenuto nel gas di sintesi per usi interni alla raffineria.

La carica è costituita prevalentemente dal residuo pesante proveniente dall'unità Visbreaker.

I prodotti principali in uscita sono idrogeno ad alta purezza, inviato alla rete di raffineria, ed il gas di sintesi che alimenta invece una turbina a gas della centrale EniPower, adiacente alla raffineria.

Unicracker (HDC)

Il processo di Hydrocracking presente a Sannazzaro è del tipo a letto fisso per distillati, ed esattamente di tipo Unicracking (Unità 23 ubicata in SOI OVEST); il suo scopo è quello di convertire la carica costituita dai prodotti dei distillati pesanti del Vacuum e del Visbreaker in prodotti più leggeri quali benzina, kerosene e gasolio;

il processo consuma notevoli quantità di H₂; si opera ad alte pressioni di idrogeno (110 kg/cm²) e a temperature tra 370 e 430 °C. In queste condizioni si ottiene un cracking dei pesanti in prodotti leggeri (conversione), oltre alla desolforazione ed alla riduzione del residuo carbonioso. Data l'esotermicità della reazione, il processo è costituito da più reattori a più letti di catalizzatore con raffreddamento intermedio con H₂ freddo tra i letti;

le cariche dell'unità sono costituite da Gasolio pesante da Vacuum e da Visbreaker;

i prodotti dell'unità sono costituiti da benzina da hydrocracker, GPL, Kerosene, Gasolio, Gas combustibile e Fondi da hydrocracker

Alchilazione (ALK)

Il processo di alchilazione (Unità 55, ubicata in SOI EST) ha lo scopo di far reagire i butileni e/o propileni prodotti dall'FCC con l'isobutano, per ottenere un prodotto, l'alchilato, con numero di ottano 95-96 Research che viene usato come componente nella formulazione benzine; i reagenti, butileni/propileni da FCC e l'isobutano, vengono fatti reagire in presenza di un catalizzatore (acido fluoridrico o acido solforico) per dare origine a composti con più alto numero d'ottano (benzina alchilata).

I reagenti vengono intimamente mescolati con il catalizzatore all'interno del reattore dove avvengono le reazioni. L'effluente del reattore viene poi trattato nella sezione di frazionamento ove avviene la separazione degli idrocarburi, che non hanno reagito, dall'acido e dalla benzina alchilata.

il processo presente a Sannazzaro utilizza acido fluoridrico come catalizzatore. La reazione avviene a bassa temperatura, più precisamente a 20-30 °C

Produzione Metil t-butil etere (MTBE)

Lo scopo del processo in esame, che ha luogo nell'unità 68 (SOI EST), è quello di far reagire l'isobutilene prodotto dall'FCC con l'alcool metilico (metanolo) per ottenere un

prodotto, l'MTBE, con numero di ottano 110-115 Research, che viene usato come componente chiave nella formulazione benzine;

l'isobutilene da FCC ed il metanolo vengono fatti reagire in presenza di un catalizzatore (resina a scambio ionico) per dare origine all'MTBE; la reazione è esotermica e la reazione viene fatta avvenire ad una temperatura di 50°C circa. L'effluente reattore viene poi trattato nella sezione di frazionamento ove avviene la separazione degli idrocarburi che non hanno reagito dall'MTBE prodotto.

le cariche in ingresso sono costituite da Isobutilene da FCC e Metanolo, il prodotto in uscita è MTBE con numero di ottano pari a 110-115 Research.

Impianto Produzione Idrogeno

L'impianto, ubicato in SOI OVEST, produce l'idrogeno necessario alle reazioni che avvengono nell'impianto Unicraker, partendo da una miscela di fuel gas di raffineria e GPL; dall'impianto esce idrogeno con una purezza del 99,9%

Impianti di Trattamento Prodotti Leggeri (Gas, GPL e Benzine)

I prodotti leggeri (gas, GPL e benzine) provenienti dagli impianti principali vengono trattati allo scopo di eliminare i composti solforati e successivamente frazionati nei vari prodotti finali. Il GPL viene inoltre frazionato per l'estrazione di prodotti finiti o semilavorati.

Gli impianti finalizzati a tale scopo esistenti in raffineria sono i seguenti:

Mercox GPL (ubicato in SOI EST);

Mercox benzine (ubicato in SOI EST);

Desolforazione gas (ubicato in SOI EST e SOI OVEST);

Frazionamento GPL (ubicato in SOI EST);

Di seguito si riporta una descrizione dei processi relativi agli impianti elencati.

Mercox GPL e Mercox Benzine (MEROX)

L'impianto Mercox GPL effettua, in apposita colonna, il lavaggio del GPL in controcorrente con ammina, per l'assorbimento dell'idrogeno solforato, ed il successivo trattamento con soda caustica per estrarne i mercaptani (composti solforati); la carica è rappresentata dal GPL proveniente dal Topping (GPL saturo) o dal Cracking catalitico (GPL insaturo);

l'impianto Mercox benzine provvede alla rimozione dalle benzine dei mercaptani, mediante gorgogliamento in soluzione di soda caustica, e dell'idrogeno solforato per lavaggio in controcorrente con una soluzione sodica concentrata mista ad un catalizzatore; la carica è rappresentata dalla benzina leggera proveniente dal Cracking catalitico

Desolforazione Gas 1 (DES. GAS 1), Desolforazione Gas 2 (DES. GAS 2) e Desolforazione Gas 3 (DES. GAS 2)

Scopo dei tre impianti in esame è quello di eliminare l'H₂S dal fuel gas di raffineria mediante assorbimento con lavaggio in controcorrente con ammina (MDEA). L'ammina ricca in H₂S viene poi rigenerata: l'H₂S liberato viene inviato agli impianti Claus per il

Eni Divisione Refining & Marketing – Raffineria di Sannazzaro

recupero dello zolfo in forma liquida e solida, mentre l'ammina è riutilizzata nelle colonne di lavaggio.

Gas Saturi 1 (Frazionamento GPL, GS1), Gas Saturi 2 (GS2)

Scopo dei due impianti di frazionamento del GPL, Gas Saturi 1 e 2, è quello di frazionare il GPL desolfurato per ottenere sia prodotti finiti (propano, butano e miscela) che semilavorati per ulteriori lavorazioni (isobutano)

STOCCAGGIO E MOVIMENTAZIONE PRODOTTI

La raffineria è collocata lungo il percorso dell'oleodotto che collega il terminale di Genova con la Svizzera Francese.

La quantità di greggio ricevuta da Genova, proveniente via nave principalmente da Russia, Africa, Nord Europa, e Medio Oriente, ammonta a circa il 90%.

La restante quantità proviene dal giacimento di Villafortuna presso Trecate (NO), anche essa mediante apposito oleodotto.

La Raffineria è dotata di un parco di 170 serbatoi avente un volume complessivo di 2,3 milioni di metri cubi.

I serbatoi di stoccaggio per i prodotti sopra nominati sono collocati all'interno dell'area di Raffineria e sono differenziati in funzione della tipologia di prodotto contenuta. In particolare è possibile distinguere i serbatoi in:

serbatoi a tetto galleggiante: finalizzati al contenimento dei prodotti volatili quali petrolio greggio, benzina e kerosene, e dotati di doppia tenuta ad anello liquido;

serbatoi a tetto fisso: finalizzati al contenimento di prodotti pesanti quali olio combustibile e gasolio;

serbatoi sferici o cilindrici tumulati: finalizzati allo stoccaggio del GPL.

Inoltre, i serbatoi a tetto fisso deputati allo stoccaggio dei prodotti pesanti ad alta viscosità, quali bitumi e oli combustibili, sono coibentati e dotati di impianto di riscaldamento con vapore e/o olio diatermico.

Tutti i serbatoi sono dotati di dispositivi antincendio e, come previsto dalla normativa vigente, la Raffineria è attrezzata per conservare scorte obbligatorie di prodotti finiti sufficiente per 90 giorni di produzione.

SERVIZI E UTILITIES

Sour Water Stripper (SWS2 e SWS3)

In raffineria sono attivi 2 particolari impianti di trattamento, denominati Sour Water Stripper (SWS 2 e SWS 3), ubicati in SOI EST, aventi il compito di eliminare (strappare) l'idrogeno solforato e l'ammoniaca da quelle acque di processo che, essendo particolarmente "acide", non possono essere inviate direttamente all'impianto di depurazione. Il processo di strippaggio prevede che la carica d'acqua sia attraversata in controcorrente da vapore, in modo da estrarre una buona parte di H₂S e NH₃, in proporzioni di ca. 170-190 kg di vapore per m³ d'acqua da trattare. Il vapore utilizzato nel processo viene quasi interamente condensato, mentre la parte non condensata (che contiene la maggioranza delle sostanze inquinate rimosse) viene inviata agli impianti di recupero zolfo (SRU 2 e SRU 3).

Impianti di Recupero Zolfo

Tali tipologie di impianti completano idealmente il processo di "eliminazione" dello zolfo dai prodotti/flussi di raffineria, consentendo di trasformare l'H₂S proveniente dalle colonne di rigenerazione delle ammine (utilizzate nei lavaggi amminici di gas e GPL) e dagli Impianti SWS, in zolfo allo stato liquido o solido a scaglie. Il processo di recupero dello zolfo, può essere suddiviso in 2 complessi impiantistici:

- Impianti CLAUS (SRU2 e SRU3);
- Impianto SCOT, posto in coda ai Claus.
- Entrambi gli impianti sono ubicati in SOI EST.

Torce e blow-down (BD)

Per garantire la massima sicurezza operativa degli impianti, tutti i recipienti che lavorano sotto pressione sono dotati di valvole di scarico automatiche, secondo le norme di legge (valvole di sicurezza, valvole di depressionamento rapido). Tutti gli scarichi funzionali degli impianti (sia di tipo gassoso che liquido, compresi gli scarichi delle valvole di sicurezza delle sfere GPL e delle pensiline di carico) sono convogliati attraverso i collettori di blow-down al "Sistema Torcia": tutta la rete è realizzata in pendenza per evitare ristagno di liquido. I collettori di raccolta confluiscono in appositi recipienti (knock-out drum) per la separazione ed il recupero di idrocarburi liquidi (a slop), mentre i gas incondensabili, attraverso una tenuta idraulica di sicurezza, vengono bruciati in quota attraverso apposite torce. La raffineria prevede 3 linee di collettori blow-down, che convogliano i gas/liquidi residui a combustione presso 2 torce idrocarburiche (accoppiate ad altrettante torcette acide), asservite rispettivamente agli Impianti dell'Isola 13 (torcia "nuova") e ai restanti Impianti di raffineria (torcia "vecchia"). Gli impianti sono ubicati in SOI OVEST.

Centrale Termoelettrica a Cogenerazione

La Centrale Termoelettrica (CTE) di raffineria, ubicata in SOI UTIL fornisce l'energia necessaria agli impianti, sotto forma di vapore, energia elettrica e aria compressa. Inoltre effettua, all'interno dei propri processi, il recupero delle condense di stabilimento. Nello specifico la CTE è attualmente costituita da:

- 2 turbine a gas, ciascuna dotata di caldaia a recupero, per un totale di 54 MW termici installati;
- 1 caldaia a combustione;
- 1 turbina a vapore (TA7), capace di produrre 10 MW, nella quale si espande il vapore prodotto.

La centrale utilizza quale principale combustibile il gas di raffineria, gas ad elevato potere calorifico prodotto nei processi di lavorazione. Restituisce alla raffineria l'energia elettrica ed il vapore richiesti dai processi di lavorazione, oltre all'acqua degasata.

Rete Antincendio

La rete antincendio copre un'estensione pari a tutta la superficie della raffineria e garantisce di poter affrontare le situazioni di emergenza nei vari impianti.

Gli approvvigionamenti idrici sono garantiti da:

- ✓ serbatoio G 4156 da 10.000 m³ alimentato da rete antincendio;
- ✓ due vasche antincendio da 2.500 m³ ciascuna, ubicate presso il trattamento acque, alimentate dal canale Gattinera, la cui portata è regolata tramite paratie manovrabili da sala controllo SOI UTIL; in condizioni di emergenza la portata può essere massimizzata a circa 3.500 m³/h. Nei periodi di manutenzione, circa 15 giorni/anno, l'approvvigionamento è assicurato a mezzo del canale Malaspina, la cui portata è regolata manualmente da Est Sesia;
- ✓ acqua di ritorno da Biologico, con portata pari a circa 600m³/h;
- ✓ acqua da pozzi, con portata complessiva pari a circa 600 m³/h;
- ✓ acqua da impianto TAF, con portata pari a circa 200 m³/h

Le apparecchiature più critiche di raffineria (serbatoi di stoccaggio prodotti ed elementi critici degli impianti di processo) sono protetti da sistemi di acqua nebulizzata e sistemi a schiuma.

5.2 CONFINI OPERATIVI

Nel processo di monitoraggio e comunicazione per la Raffineria Sannazzaro sono incluse tutte le emissioni di gas a effetto serra provenienti da tutte le fonti appartenenti ad attività di cui all'allegato I della Direttiva UE 2003/87 svolte presso l'impianto, e specificati in relazione a tali attività.

Sulla base delle indicazioni riportate nell'allegato sopra citato, la Raffineria di Sannazzaro si inserisce tra le attività energetiche come raffineria di petrolio (attività 1.2).

Inoltre, sempre con riferimento alle linee guida le emissioni di CO₂ provenienti dai motori a combustione interna utilizzati per scopi di trasporto interno alla Raffineria sono stati trascurati in quanto risultano non significanti.

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) nell'arco del periodo di riferimento.

5.3 PRINCIPI DI RIFERIMENTO

Le emissioni che vengono prese in considerazione sono quelle dirette, ossia che derivano direttamente dalle fonti gestite dalla Raffineria di Sannazzaro. Possono essere legate a combustione stazionaria o originate dai processi produttivi della Raffineria.

Le emissioni dirette comprendono anche quelle generate dagli impianti di combustione della Centrale termoelettrica interna alla Raffineria.

5.4 IDENTIFICAZIONE DELLE FONTI DI EMISSIONE

Nel presente Protocollo e nelle Procedure collegate, vengono individuate tutte le possibili fonti/sorgenti di emissione di gas serra, da processi di combustione e produzione svolti della Raffineria di Sannazzaro.

Per la Raffineria di Sannazzaro sono state individuate quelle riassunte nella tabella seguente, che riprende quelle riportate nella domanda di autorizzazione alle emissioni dei gas serra fatta ai sensi del DL 273/04 e successiva conversione in Legge.

Tabella 3 – Fonti di emissione di CO₂ della Raffineria di Sannazzaro

RAFFINERIA DI SANNAZZARO			
Emissione	Descrizione Fonte	Combustibile	Note
COMBUSTIONE STAZIONARIA	Riscaldatore di processo – impianto Hydrocracker - HDC (forno B-2302A) fonte F1	Fuel Oil, Fuel Gas	Riscaldatori di Processo / impianti di trattamento
	Riscaldatore di processo – impianto Hydrocracker - HDC (forno B-2302B) fonte n.F3	Fuel Oil, Fuel Gas	
	Riscaldatore di processo – impianto Hydrocracker - HDC (forno B-2301) fonte F4	Fuel Gas	
	Riscaldatore di processo – impianto Steam Reformer (forno B-2501) fonte F5	Fuel Gas, Purge Gas	
	Riscaldatore di processo – impianto Visbreaker – VSB (forno B-1101) fonte F6	Fuel Oil, Fuel Gas	
	Riscaldatore di processo – impianto HDS2 (forno B-1802) fonte F7	Fuel Oil, Fuel Gas	
	Riscaldatore di processo – impianto HDS2 (forno B-1801) fonte F8	Fuel Oil, Fuel Gas	
	Riscaldatore di processo – impianto Reforming Catalitico 3 - RC3 (forno B-1302) fonte F10	Fuel Oil, Fuel Gas	
	Riscaldatore di processo – impianto Reforming Catalitico 3 - RC3 (forno B-1301) fonte F9	Fuel Gas	
	Riscaldatore di processo – impianto Naphta Hydrocarbon (forno B-1203) fonte F11	Fuel Oil, Fuel Gas	
	Riscaldatore di processo – impianto Naphta Hydrocarbon (forno B-1201) fonte F12	Fuel Oil, Fuel Gas	
	Riscaldatore di processo – impianto TOPPING 2 (forno B-1001) fonte F13	Fuel Oil, Fuel Gas	
	Riscaldatore di processo – impianto TOPPING 1 (forno B-5301) fonte F14	Fuel Oil, Fuel Gas	
	Riscaldatore di processo – impianto Vacuum (forno B-5701) fonte F15	Fuel Oil, Fuel Gas	

RAFFINERIA DI SANNAZZARO			
Emissione	Descrizione Fonte	Combustibile	Note
	Riscaldatore di processo – impianto Reforming Catalitico 2 – RC2 (forno B-5101) fonte F16	Fuel Gas	
	Riscaldatore di processo – impianto Reforming Catalitico 2 – RC2 (forno B-5102) fonte F17	Fuel Gas	
	Riscaldatore di processo – impianto TIP (forno B-5001) fonte F18	Fuel Gas	
	Riscaldatore di processo – impianto TIP (forno B-5002) fonte F19	Fuel Gas	
	Riscaldatore di processo – impianto TIP (forno B-5003) fonte F20	Fuel Gas	
	Riscaldatore di processo – impianto ISOSIV (forno B-5401) Fonte F21	Fuel Gas	
	Riscaldatore di processo – impianto ISOSIV (forno B-5402) Fonte F22	Fuel Gas	
	Riscaldatore di processo – impianto di Alkylazione (forno B-5502) fonte F23	Fuel Gas	
	Riscaldatore di processo – impianto di Alkylazione (forno B-5501) fonte F24	Fuel Gas	
	Riscaldatore di processo – impianto HDS1 (forno B-6601) fonte F25	Fuel Gas	
	Riscaldatore di processo – impianto HDS1 (forno B-6602) fonte F26	Fuel Gas	
	Riscaldatore di processo – impianto HDS3 (forno B-5201A) fonte F27	Fuel Gas	
	Riscaldatore di processo – impianto HDS3 (forno B-5201B) fonte F28	Fuel Gas	
	Riscaldatore di processo – impianto di gassificazione (forno B-30001) fonte F30	Fuel Gas	
	Riscaldatore di processo – impianto di desolforazione benzine FCC (forno B-2901) fonte F31	Fuel Gas	

RAFFINERIA DI SANNAZZARO			
Emissione	Descrizione Fonte	Combustibile	Note
	Riscaldatore di processo – impianto BITUMI (forno B-7303) fonte F32	Fuel Gas	Riscaldatori di Processo / impianti di trattamento
	Produzione idrogeno (gassificatore D-30101– impianto di gassificazione idrocarburi fonte F33	Fuel Gas	
	Produzione idrogeno (gassificatore D-30102– impianto di gassificazione idrocarburi fonte F34	Fuel Gas	
	Riscaldatore di processo – Impianto zolfo 3 (SRU3) (forno B-7702) fonte F37	Fuel Gas	
	Riscaldatore di processo – Impianto zolfo 3 (SRU3) (forno B-7703) fonte F38	Fuel Gas	
	Riscaldatore di processo – Impianto zolfo 3 (SRU3) (forno B-7704) fonte F39	Fuel Gas	
	Riscaldatore di processo – Impianto SCOT (forno B-7751) fonte F40	Fuel Gas	
	Riscaldatore di processo – zolfo 3 (SRU2) (forno B-1702) fonte F41	Fuel Gas	
	Turbina – impianto CTE turbina TG8002 fonte F1	Fuel Gas	Caldaie della Centrale (CTE)
	Turbina – impianto CTE turbina TG8005 fonte F4	Fuel Gas	
	Turbina – impianto CTE turbina TG8006 fonte F5	Fuel Gas	
	Caldaia – impianto CTE caldaia a recupero RUTHS B fonte F3	Fuel Oil	
	Caldaia – impianto CTE caldaia F50 fonte F7	Fuel Oil, Fuel gas	
	Caldaia – impianto CTE caldaia F300 fonte F2	Fuel Oil, Fuel gas	
	Caldaia – impianto CTE caldaia F400 fonte F6	Fuel Oil, Fuel gas	
	Torcia 1	Gas di Blow Down	Torce
	Torcia 2	Gas di Blow Down	

RAFFINERIA DI SANNAZZARO			
Emissione	Descrizione Fonte	Combustibile	Note
PROCESSI	Impianto Idrogeno fonte F29	Produzione di idrogeno	Impianto per la produzione di idrogeno
	Impianto Idrogeno gassificatore D-30101 – impianto di gassificazione fonte F33	Produzione di idrogeno	Impianto per la produzione di idrogeno
	Impianto Idrogeno gassificatore D-30102 – impianto di gassificazione fonte F34	Produzione di idrogeno	Impianto per la produzione di idrogeno
	Rigeneratore Catalizzatore RC3 – Cracker catalitico fonte F36	Rigenerazione e catalizzazione e con brucio di Coke	Rigenerazione catalitica
	Rigeneratore Catalizzatore – Impianto FCC fonte F35	Rigenerazione e catalizzazione e con brucio di Coke	Rigenerazione catalitica in continuo

Nella contabilizzazione e reporting delle emissioni di GHG, della Raffineria di Sannazzaro saranno considerate soltanto le emissioni di CO₂ direttamente correlate alle attività della Raffineria stessa così come riportato nei successivi paragrafi. In particolare, così come previsto dall'art 17 del DEC/RAS/854, la Raffineria di Sannazzaro effettua il monitoraggio utilizzando il calcolo delle emissioni in maniera aggregata, unificando le fonti per tipo di combustibile (fuel oil, fuel gas, gasolio). Infatti questo approccio garantisce una maggiore accuratezza rispetto al calcolo per singola fonte e combustibile (Cfr. Par. 7.1).

6 ASPETTI OPERATIVI

6.1 MONITORAGGIO E COMUNICAZIONE

La Raffineria di Sannazzaro al fine di garantire il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della direttiva, ha definito il seguente Protocollo 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.

6.1.1 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 Sannazzaro. 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 del Protocollo). 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 del presente documento.

- 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 del Protocollo).
- 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 4 – Suddivisione in categoria delle fonti di Raffineria di Sannazzaro

RAFFINERIA DI SANNAZZARO	
	<i>Emissioni % sul totale emissioni di CO₂*</i>
FONTI MAGGIORI	
Emiss. da combustione staz. di Fuel Gas	50,31
Emiss. da rigenerazione catalizzatore (FCC)	25,40
Emiss. da impianto idrogeno	12,23
Emiss. da combustione staz. di Fuel Oil	9,58
Totale Fonti Maggiori	97,52
FONTI MINORI	
Emissioni da torcia	2,47
Emissioni da Impianto di Gassificazione	n.d.**
FONTI "DE MINIMIS"	
Emissioni da rigenerazione catalizzatore RC3	0,01
Totale	100

*** dati relativi all'anno 2005,*

*** la gassificazione è partita nel II trimestre del 2006, quindi non è ancora possibile definire quanto incidano sul totale le emissioni da essa generate.*

Per le Raffineria di Sannazzaro, 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 del Protocollo) 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.

6.1.2 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

Eni Divisione Refining & Marketing – Raffineria di Sannazzaro

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.

La tabella A delle disposizioni di attuazione DEC/RAS/854/05, di cui al presente provvedimento, limita l'applicabilità a livello nazionale degli approcci (es. bilancio di massa) ed i livelli di approccio equivalente previsti dalle Linee guida sul monitoraggio fornite dalla decisione C(2004)130.

Nel caso in cui la Raffineria intendesse utilizzare gli approcci o i livelli di approccio equivalenti previsti dalle Linee guida sul monitoraggio fornite dalla decisione C(2004)130 ma non ripresi nella suddetta tabella A, sottoporrà all'Autorità competente domanda di aggiornamento dell'autorizzazione, richiedendo la modifica delle prescrizioni di monitoraggio, corredata da documentazione intesa a dimostrare che il cambiamento determina un'accuratezza stabilmente maggiore. Solo a seguito di parere positivo da parte dell'Autorità competente e conseguente modifica delle prescrizioni di monitoraggio previste dall'autorizzazione si applicheranno approcci o livelli di approccio equivalenti non previsti dalla tabella A. Tutta la documentazione relativa verrà conservata dall'Operatore GHG e messa a disposizione del verificatore ai fini del rilascio dell'attestato di verifica.

6.1.3 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 competente. La Raffineria attua quindi tutti i provvedimenti necessari per consentire il sollecito ripristino del livello originale per il monitoraggio e la comunicazione.

In particolare, se l'applicazione della metodologia di livello più elevato o del livello approvato per la variabile considerata risulta temporaneamente non realizzabile a causa di motivi tecnici, la Raffineria comunica all'Autorità competente l'applicazione del livello più elevato raggiungibile fino a quando non siano state ripristinate le condizioni per l'applicazione del livello precedente, per un massimo di 5 giorni lavorativi. La comunicazione di sopraggiunta temporanea inapplicabilità della metodologia di livello standard è effettuata secondo le modalità che verranno indicate nella sezione dedicata all'attuazione della direttiva 2003/87/CE del sito www.minambiente.it come riportato nel DEC/RAS/854/2005.. Il gestore conserva in sito la documentazione comprovante la necessità di cambiare il livello applicato, nonché informazioni dettagliate sulla metodologia di monitoraggio provvisoria. Superati i 5 giorni lavorativi il gestore, qualora non sia ancora possibile l'applicazione della metodologia di livello standard, rinnova la comunicazione di temporanea inapplicabilità secondo le modalità descritte, giustificando i motivi del persistere dell'impossibilità ad applicare i livelli standard.

6.1.4 Il report GHG

I dati sulle emissioni di gas serra, ottenuti mediante l'applicazione delle metodologie di accounting descritte nel presente Protocollo per la Raffineria di Sannazzaro, sono oggetto di comunicazione all'Autorità competente. 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) rese note dall'Autorità stessa.

Al solo fine di garantire un controllo interno dell'andamento delle emissioni di CO₂, la Raffineria effettua i calcoli delle emissioni stesse e predispone dei report interni trimestrali.

7 AFFIDABILITA' DEI DATI E DETERMINAZIONE DELLA PRECISIONE

Nella determinazione delle emissioni di GHG possono verificarsi differenti tipologie di incertezza, legate anche alla specifica variabile che si sta determinando. Tra le possibili fonti di incertezza da gestire opportunamente, le Linee Guida UE riportano:

Misure della concentrazione per la misura in continuo delle emissioni:

- l'incertezza specificata degli apparecchi di misura in continuo;
- incertezze associate alla taratura;
- ulteriore incertezza legata alle modalità di utilizzo concreto degli apparecchi di monitoraggio.

Nella misura della massa e del volume per la determinazione del flusso di effluenti gassosi per il monitoraggio continuo delle emissioni e il calcolo di convalida:

- l'incertezza specificata degli apparecchi di misura;
- incertezze associate alla taratura;
- ulteriore incertezza legata alle modalità di utilizzo concreto degli apparecchi di misura.

Nella determinazione dei poteri calorifici, dei fattori di emissione e ossidazione o dei dati relativi alla composizione per il calcolo di convalida:

- l'incertezza specificata derivante dal metodo o sistema di calcolo applicato;
- ulteriore incertezza legata alle modalità di utilizzo concreto del metodo di calcolo.

7.1 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 Sannazzaro, 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 nel seguito descritte presentano infatti vari livelli di precisione: per poter ricavare informazioni il più possibile accurate sulle performance GHG della Raffineria di Sannazzaro, è importante essere in grado di quantificare l'entità delle precisioni raggiunte, al fine di poter gestire adeguatamente le incertezze residue ed ottemperare alle disposizioni della normativa comunitaria.

La determinazione della precisione ha infatti anche la finalità di assegnare dei livelli così come definiti nelle Linee guida UE, che rispecchiano i gradi di accuratezza applicati nella determinazione delle variabili presenti nelle formule per il calcolo delle emissioni di GHG.

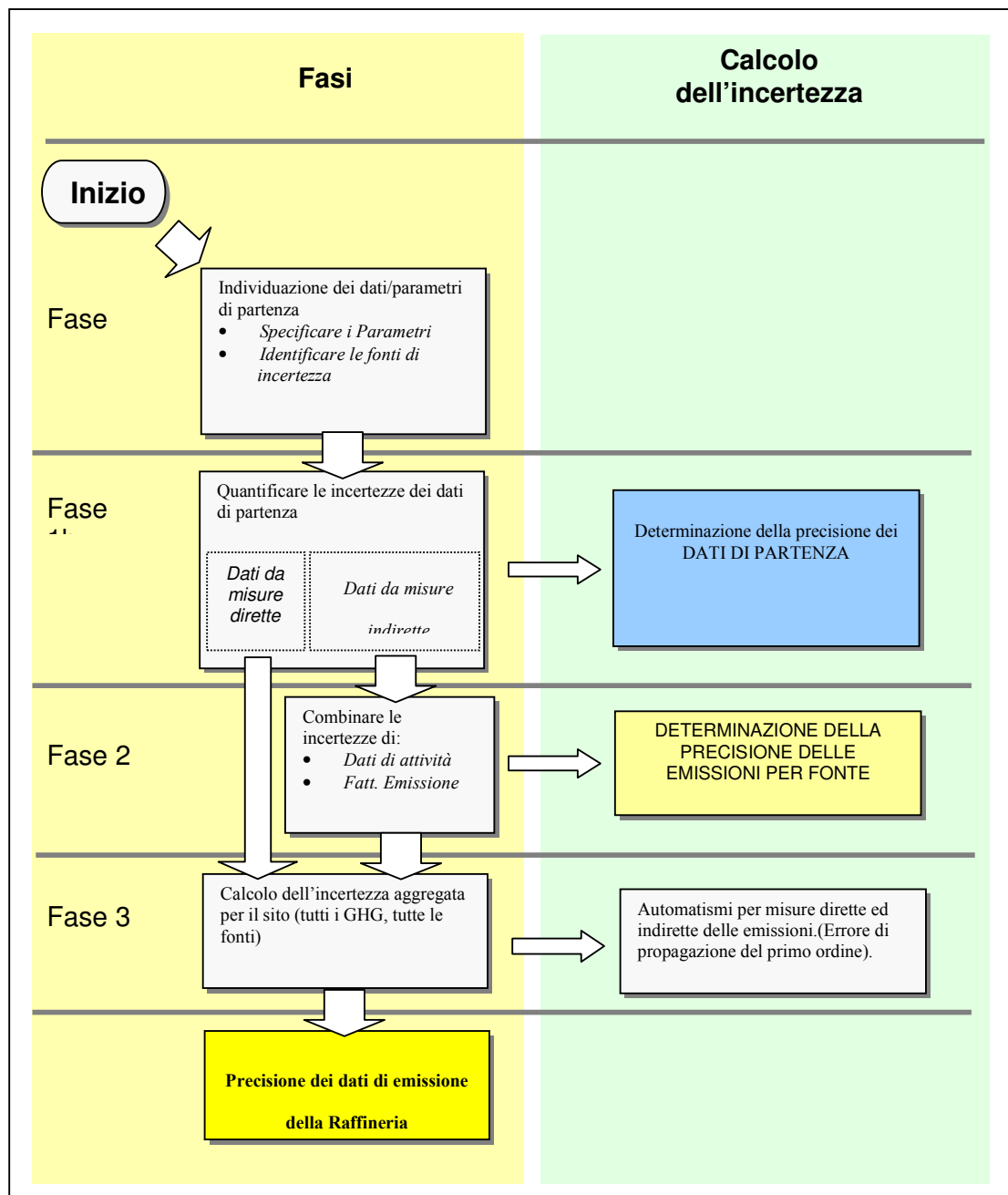
La precisione nella determinazione dei valori di emissione di GHG dalle varie sorgenti è funzione di numerosi parametri (caratteristiche degli strumenti di misura, metodologia di analisi, ecc.) o, nella maggior parte dei casi, della combinazione di più precisioni proprie delle variabili utilizzate nel computo delle emissioni.

In primo luogo occorre assegnare un opportuno valore di precisione alle variabili utilizzate nelle formule per il calcolo delle emissioni di GHG per ogni singola sorgente.

In linea con quanto riportato nel documento “IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories”, a partire dalle variabili utilizzate nelle formule per il calcolo delle emissioni, le relative precisioni (nel seguito indicate come “U”) vanno combinate al fine di ottenere la precisione complessiva del valore di emissione calcolato per ogni specifica sorgente.

I diversi valori di precisione ottenuti per ogni fonte di emissione possono poi essere combinati tra loro al fine di ottenere la precisione totale associata ai dati di emissione complessiva di GHG della Raffineria.

Figura 1 – Determinazione della precisione/incertezza dei dati di emissioni di GHG



7.1.1 Determinazione del valore di precisione dei dati di partenza

Coerentemente con quanto indicato dalle Disposizioni di attuazione delle LG UE DEC/RAS/854/05, la Raffineria assume un'incertezza massima ammissibile pari all'accuratezza dello strumento di misura utilizzato dove conosciuto, in caso contrario si utilizzano valori di letteratura. Figura 2 – Tipologie di incertezza che possono verificarsi nella determinazione delle emissioni di GHG.

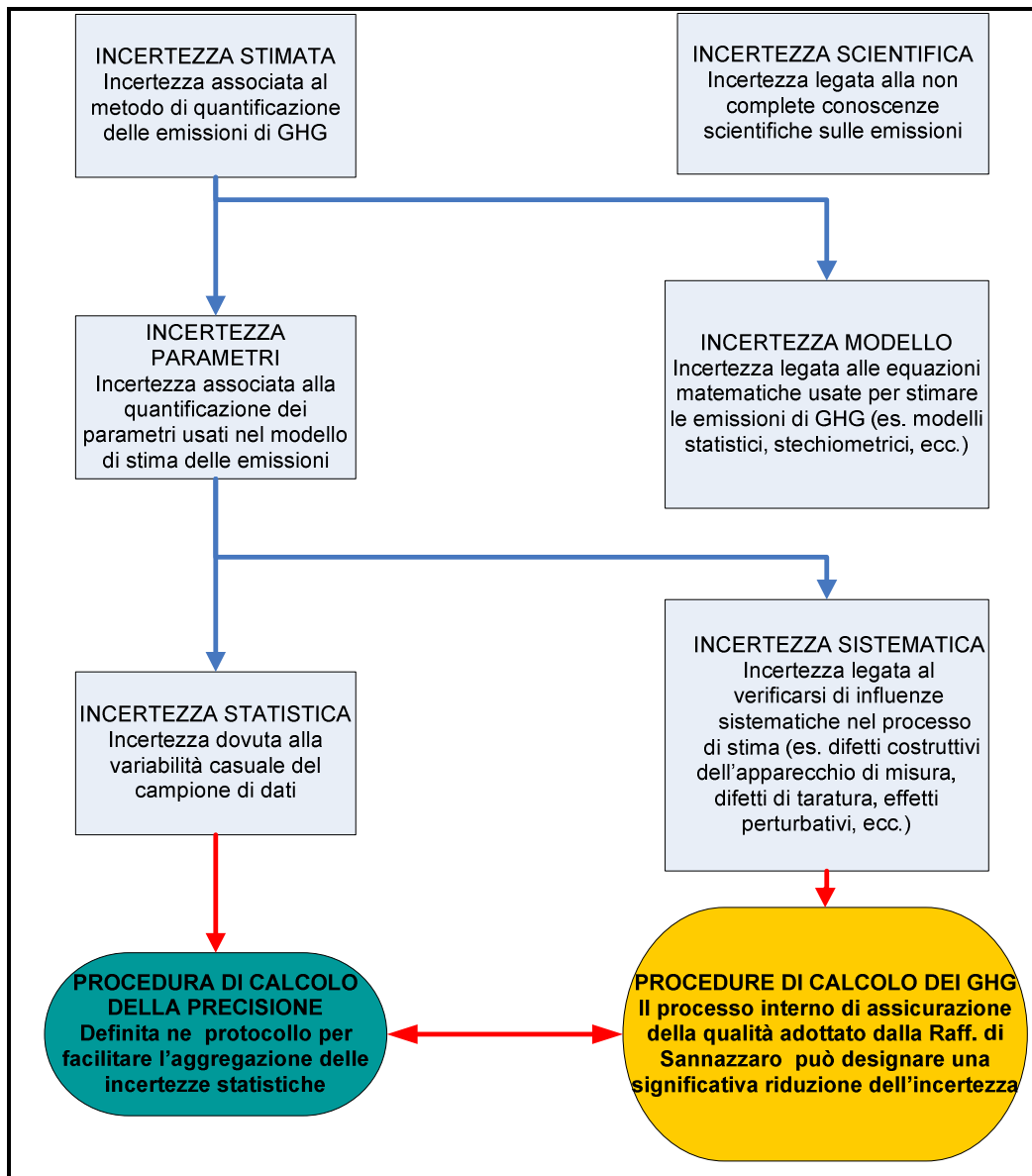
Tabella 5 – tabella informativa con le incertezze globali tipiche associate alla determinazione delle emissioni di CO₂ provenienti da un impianto o da un'attività di un impianto per singoli flussi di combustibile o materiale in funzione del livello delle emissioni

Descrizione	Esempi	E: emissioni di CO ₂ in kt/anno		
		E > 500	100<E<500	E<100
combustibili gassosi e liquidi di qualità costante	gas naturale	2,5%	3,5%	5%
combustibili liquidi e combustibili gassosi di composizione variabile	gasolio; gas di altoforno	3,5%	5%	10%
combustibili solidi di composizione variabile	carbone	3%	5%	10%
combustibili solidi di composizione fortemente variabile	rifiuti	5%	10%	12,5%
emissioni di processo provenienti da materie prime solide	calcare, dolomite	5%	7,5%	10%

NOTA:

per quanto riguarda l'Impianto di Gassificazione, gli strumenti installati sono misuratori di portata massica basati sull'effetto Coriolis, con una incertezza di misura decisamente inferiore alle flange.

Tabella 6 – Tabella informativa con la fascia di incertezza tipica di diversi dispositivi di misura in condizioni operative e stabili – Tabella 2 da Linee Guida UE C(130) 2004.



Dispositivo di misura	Mezzo	Campo di applicazione	Fascia di incertezza tipica
Orifizio di misura	gas	vari gas	± 1-3 %
Venturimetro	gas	vari gas	± 1-3 %
Misuratore di portata a ultrasuoni	gas	gas naturale / gas vari	± 0,5 – 1,5 %
Contatore rotativo	gas	gas naturale / gas vari	± 1-3 %
Contatore a turbina	gas	gas naturale / gas vari	± 1-3 %
Misuratore di portata a ultrasuoni	liquidi	combustibili liquidi	± 1-2 %
Contatore magnetico induttivo	liquidi	fluidi conduttivi	± 0,5-2 %
Contatore a turbina	liquidi	combustibili liquidi	± 0,5-2 %
Pesa per autocarri	solidi	materie prime varie	± 2-7 %
Pesa ferroviaria (treni – in movimento)	solidi	carbone	± 1-3 %
Pesa ferroviaria (singoli vagoni)	solidi	carbone	± 0,5-1,0 %
Imbarcazione – trasporto fluviale (dislocamento)	solidi	carbone	± 0,5-1,0 %
Imbarcazione – trasporto oceanico (dislocamento)	solidi	carbone	± 0,5-1,5 %
Bilancia per nastro con integratore	solidi	materie prime varie	± 1-4 %

Tabella 7 – Livelli di precisione di strumenti di misura, confronto tra valori riportati nelle Linee Guida UE - Tabella 2 § 4.2.2.1.5 e quelli tipici delle Raffinerie Europee (fonte: CONCAWE, settembre 2004)

Strumento di misura	Incertezza %		Applicabilità/Commenti
	A	B	
Combustibili gassosi			
Orifizio di misura (Flangia)	1 – 3	5	Se compensato sulla base dei valori di temperatura, in caso contrario B può arrivare a 10
Venturimetro	1 – 3	5	
Misuratore di portata ultrasuoni	0,5 – 1,5	2 - 5	Gas naturale / miscele di gas; range inferiore per misuratori complessi multi-canale
Contatore rotativo	1 – 3		Non comunemente applicato
Contatore a turbina	1 – 3		Non comunemente applicato
Combustibili liquidi			
Flangia		5	
Misuratore di portata ultrasuoni	1 – 2	2	I fluidi viscosi possono rappresentare un problema
Contatore a induzione magnetica	0,5 – 2		Per fluidi conduttori, non comunemente applicato
Contatore a turbina	0,5 – 2	N/A	Non appropriato per i combustibili liquidi; misuratori a lama elicoidale possono estendere il range di viscosità per alcuni grezzi, ma permangono dubbi per i combustibili liquidi

A: secondo Linee Guida UE, All.1, tabella 2

B: tipica Raffineria europea

7.1.2 Combinazione dei valori di precisione dei dati di partenza per ogni fonte

Per determinare la precisione globale del dato di emissione calcolato per ogni fonte, è necessario combinare le precisioni dei singoli dati di partenza, come descritto nel precedente paragrafo.

La combinazione dei valori di precisione U_1, U_2, \dots, U_n , relative alle variabili x_1, x_2, \dots, x_n , avviene:

nel caso in cui le variabili che concorrono al calcolo dell'emissione sono legate tra loro tramite l'operazione di addizione (ad es.: $\text{Emiss.CO}_2 = x_1 + x_2 + \dots + x_n$):

$$U_{\text{tot}} = \frac{\sqrt{(U_1 \cdot x_1)^2 + (U_2 \cdot x_2)^2 + \dots + (U_n \cdot x_n)^2}}{x_1 + x_2 + \dots + x_n}$$

dove:

x_1, x_2, \dots, x_n = variabili utilizzate nel calcolo;

U_1, U_2, \dots, U_n = valori delle precisioni relative, rispettivamente, alle grandezze x_1, x_2, \dots, x_n

nel caso in cui le variabili sono legate tra loro tramite l'operazione di moltiplicazione (ad es.: $Emiss.CO_2 = x_1^a \cdot x_2^b \cdot \dots \cdot x_n^p$):

$$U_{tot} = \sqrt{a^2 \cdot U_1^2 + b^2 \cdot U_2^2 + \dots + U_n^p}$$

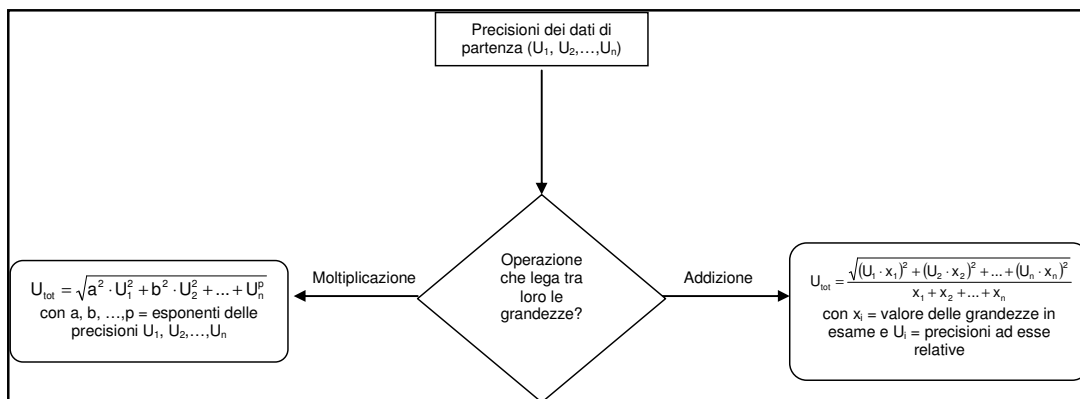
dove:

x_1, x_2, \dots, x_n = variabili utilizzate nel calcolo;

U_1, U_2, \dots, U_n = valori delle precisioni relative, rispettivamente, alle grandezze x_1, x_2, \dots, x_n

a, b, c, \dots, p = esponente con il quale compaiono, rispettivamente, le variabili x_1, x_2, \dots, x_n .

Figura 3 – Combinazione dei valori di precisione



L'applicazione operativa di queste formule è stata recepita e descritta singolarmente per ogni fonte/sorgente di emissione di GHG, nei seguenti paragrafi, mentre nel capitolo 9 verranno date indicazioni sulla determinazione dell'incertezza associata ai dati di emissione complessivi per la Raffineria.

7.2 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. 8) del Protocollo nel 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.

In linea con quanto sopra riportato, le emissioni sono contabilizzate, per ogni attività, in maniera aggregata per tipologie di combustibile (flussi), in quanto si ritiene che tale approccio garantisca il raggiungimento di accuratezze maggiori rispetto al calcolo eseguito in maniera distinta per ogni fonte:

- da un punto di vista tecnico, aggregare il calcolo delle emissioni dalle diverse fonti consente di concentrare le misure su un numero contenuto di strumenti principali, identificati in base alla rilevanza/rappresentatività dei flussi misurati (posizione nelle reti) e delle loro caratteristiche tecniche e qualitative. Prendere invece in considerazione le grandezze misurandole in prossimità di ogni singola fonte comporterebbe il coinvolgimento di un elevato numero di strumenti, non tutti in grado di garantire accuratezze paragonabili a quelle offerte dagli strumenti critici sopra menzionati;
- effettuando misure in maniera aggregata si possono concentrare ed ottimizzare le risorse finanziarie, tecniche e di personale sulla corretta manutenzione, taratura e controllo della strumentazione critica.

In definitiva, un'approccio "aggregato" consente di concentrare e distribuire meglio lo sforzo economico e tecnologico, consentendo di coinvolgere direttamente un minor numero di strumenti di misura, di qualità superiore, rendendo così più immediato ed affidabile il controllo e la gestione degli strumenti stessi e dei dati rilevati.

Quanto sopra riportato conserva la sua validità sia nel computo dei combustibili gassosi (FG) che con un approccio per fonti risentirebbe maggiormente ed in maniera negativa della complessità delle reti e dell'elevato numero di strumenti aventi caratteristiche diverse, presenti presso la varie fonti, sia per i combustibili liquidi (FO) dove con le sole misure di livello ai serbatoi iniziali destinati ai consumi interni, estremamente accurate ed aventi valore fiscale, garantisce un'accuratezza maggiore rispetto a numerose misure di portata effettuate a ogni singolo impianto.

Inoltre, ai fini della determinazione delle emissioni di CO₂, i dati che vengono utilizzati sono quelli che derivano dalla riconciliazione delle misure dirette degli strumenti, che coincidono con i dati ufficiali del rendiconto di lavorazione.

7.2.1 Processo di assicurazione della qualità dei dati adottato dalle Raffineria di Sannazzaro

Il processo interno di assicurazione della qualità adottato dalla Raffineria dovrebbe garantire che qualsiasi potenziale errore di calcolo ed omissione sia identificato e corretto. Gli input di dati e le stime delle emissioni di ogni installazione possono essere convalidate usando i seguenti approcci:

Azioni per assicurare dati di buona qualità	
Controlli gestionali	<p>Definire con chiarezza i ruoli e le responsabilità della contabilizzazione, e il report dei gas serra a livello di installazione.</p> <p>Formare adeguatamente le persone responsabili in modo che comprendano e implementino il protocollo GHG.</p> <p>Utilizzare fogli elettronici e/o database per la quantificazione delle emissioni che siano consistenti con il protocollo.</p> <p>Valutare periodicamente la conformità al protocollo attraverso audit interni e revisioni tecniche. Questa attività sarà supportata da certificazioni esterne per identificare aree di miglioramento.</p> <p>Implementare adeguati controlli sui dati riportati a livello di installazione.</p>
Controlli Operativi	<p>Supportare la qualità dei dati alla fonte (ad esempio composizione del gas, composizione del combustibile, contatori di flusso) attraverso appropriate calibrature e piani di monitoraggio. Chi detiene i dati giustificherà la frequenza di calibratura e monitoraggio.</p> <p>Assicurare una chiara comprensione delle incertezze intrinseche e sistematiche associate alla metodologia di stima e alla fonte dei dati. Effettuare e monitorare i miglioramenti verso la minimizzazione delle incertezze.</p> <p>Stendere un report che utilizzi una metodologia più accurata. La giustificazione dell'utilizzo di fattori di emissione standard o sito-specifici va sempre documentata.</p> <p>Mettere in atto appropriati controlli informatici, database e sistemi di input e manipolazione dei dati GHG come restrizioni di accesso, protezione delle celle dei fogli elettronici e backup adeguati.</p> <p>Condurre revisioni separate di input di dati in modo da minimizzare la probabilità di errore umano.</p> <p>Fornire una chiara documentazione dei confini organizzativi, di quelli dell'entità operativa e della completezza delle fonti di emissione identificate.</p> <p>Fornire una chiara documentazione delle performance GHG dell'installazione, confrontate con performance precedenti e previsioni. Spiegazioni di variazioni verranno riviste a livello di Divisione e di Corporate.</p>

7.2.2 Processo di assicurazione della qualità dei dati adottato dalla Raffineria di Sannazzaro

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 specifiche prassi e procedure di Raffineria.

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 garantito da specifiche procedure, la cui corretta applicazione viene verificata nell'ambito dei controlli interni previsti dai sistemi gestionali implementati in Raffineria.

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;
- misuratori di livello serbatoio;
- strumenti di laboratorio;
- analizzatori di processo;
- ogni altro strumento citato nel presente protocollo e ritenuto particolarmente critico;

Su questa strumentazione è prevista una manutenzione e/o taratura programmata secondo le modalità indicate in specifiche procedure di Raffineria

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

8 METODOLOGIA PER LA STIMA DELLE EMISSIONI

Il Protocollo 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.

A questo scopo nel seguente protocollo, specifico per la Raffineria di Sannazzaro, in accordo con le indicazioni delle Linee Guida Europee sul monitoraggio e la comunicazione delle emissioni dei gas ad effetto serra e con il protocollo sviluppato per la contabilizzazione ed il reporting dei gas serra vengono individuate:

- 1) le possibili fonti/sorgenti di emissione dei GHG (CO₂) e il campo di applicazione del reporting (Scope) (Cfr. § 1 Scopo e Campo di Applicazione del presente protocollo);
- 2) le modalità/procedure di stima delle emissioni a seconda del tipo di processo e dei dati disponibili che nel Protocollo vengono stabilite per ogni singolo flusso/sorgente;
- 3) le figure di raffineria che entrano nella gestione delle attività di accounting dei GHG (Cfr. § 4).

Nel presente protocollo ci si riferisce a diverse modalità di ottenimento del dato, in particolare si parla di:

- **misura**, quando il dato viene misurato direttamente attraverso l'uso di uno strumento (analisi di laboratorio, valori da misuratori in continuo, ecc) e trasferito su sistema informatico;
- **calcolo**, quando il dato viene ricavato da una misura diretta che poi viene utilizzata all'interno di una formula o di un calcolo (es. utilizzo di formule di settore);
- **stima**, quando da una misura diretta di un parametro si arriva alla definizione del dato finale attraverso riconciliazioni con altri dati di Raffineria.

Le modalità di stima delle emissioni di GHG si possono raggruppare nelle seguenti categorie:

- **fattori di emissione sito-specifici**, quando il fattore di emissione di CO₂ si ricava da dati sito-specifici;
- **fattori di emissione standard**, quando il fattore di emissione di CO₂ si ricava da dati pubblicati in letteratura di settore.

La Raffineria di Sannazzaro è in possesso delle certificazioni ISO14001 ed è attualmente in atto il processo di Registrazione EMAS e ha quindi provveduto ad implementare/integrare le attività descritte nel presente Protocollo 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.)

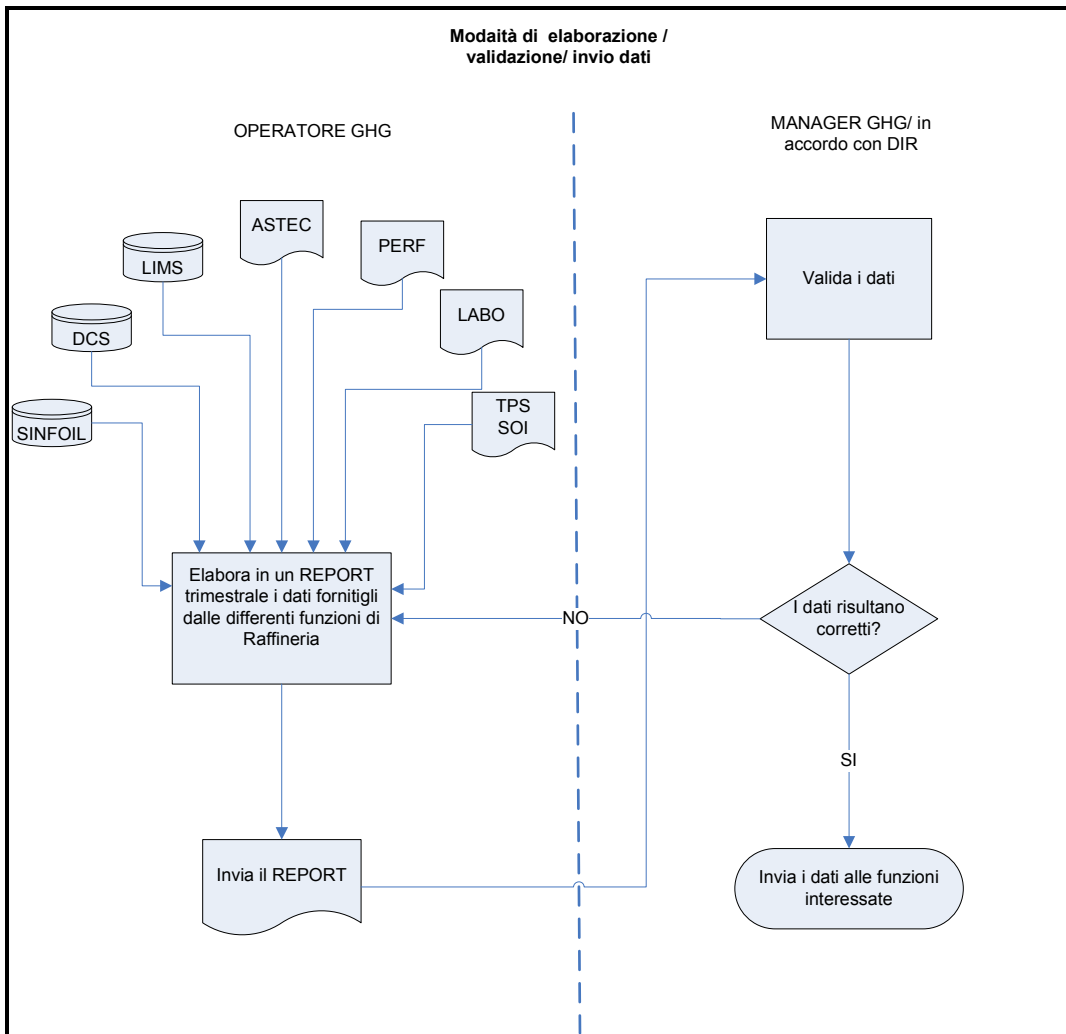
Inoltre, al fine di verificare l'efficacia della metodologia di calcolo delle emissioni di GHG, la procedura descritta e la sua applicazione è sottoposta a riesame da parte della Direzione, come da PAMB 14 del Sistema di Gestione Ambientale della Raffineria di Sannazzaro.

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 **DIR** 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 **DIR** per una nuova validazione. Se validati, i dati vengono inseriti in un Sistema informatico di sede utilizzato per l'accounting dei dati sulle emissioni di GHG dell'ENI.

Le modalità di comunicazione delle emissioni di CO₂ annuali della Raffineria, all'Autorità Competente, avverranno secondo le modalità descritte nel precedente paragrafo 6.1.4 del Protocollo.

Di seguito viene presentato un Flow chart esplicativo delle attività svolte presso la Raffineria di Sannazzaro per la validazione del calcolo delle emissioni di GHG.



8.1 METODOLOGIE DI MONITORAGGIO

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 del presente Protocollo. 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 del presente Protocollo.

8.2 CALCOLO DELLE EMISSIONI DI GHG

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

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

I termini presenti nella formula verranno approfonditi nel seguito del Protocollo, 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.

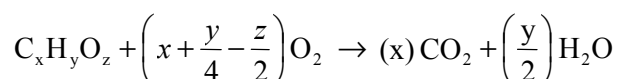
I parametri caratteristici delle formule, prima di arrivare nel foglio di calcolo, sono elaborati da altri sistemi informatici e di acquisizione dati, in particolare presso molti impianti/apparecchiature è presente un sistema di acquisizione dei dati istantanei da **DCS (Distributed Control System)**. 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 **PERF** di raffineria, che effettua le riconciliazioni ed i bilanci di produzione.

Eni Divisione Refining & Marketing – Raffineria di Sannazzaro

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 precisione dei dati.

8.3 CALCOLO DELLE EMISSIONI DI CO₂ DA COMBUSTIONE STAZIONARIA

La combustione di idrocarburi può essere rappresentata dalla reazione generale di seguito riportata:



Quando la combustione è completa, tutto il carbonio presente nel combustibile, rappresentato con x nell'equazione, si trasforma in CO₂.

In realtà, quando viene consumata energia, a causa di inefficienze del processo di combustione, non tutto il carbonio del combustibile si ossida a CO₂: un fattore di ossidazione, espresso in forma frazionaria, tiene conto del carbonio non ossidato. Se il fattore di emissione tiene conto anche del fattore di ossidazione, non si applica un fattore di ossidazione distinto.

Al fine di raggiungere i più elevati livelli di precisione può rendersi necessaria la definizione di fattori di ossidazione specifici, da determinarsi come disposto nelle Linee Guida UE del 29/01/2004.

Per questa tipologia di sorgente i dati di attività della formula generale vista in precedenza sono relativi al consumo di combustibile, solitamente espresso in termini di contenuto energetico [TJ]. Il fattore di emissione è espresso invece in tCO₂/TJ.

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

Per la scelta della metodologia di determinazione dei parametri in gioco nella formula vengono seguite, le prescrizioni fornite dalle Linee Guida UE per il monitoraggio e le relative disposizioni di attuazione, in funzione dei livelli di approccio che devono essere rispettati per le varie fonti della Raffineria.

Coerentemente con tale impostazione, il migliore metodo per calcolare le emissioni di CO₂ da fonti stazionarie di combustione si basa su un programma di misure volto a ottenere i consumi di combustibile e il relativo contenuto di carbonio.

Nel caso della Raffineria di Sannazzaro i fattori di emissione presenti nelle formule di calcolo sono espressi in tonnellate di CO₂ su tonnellate combustibile [tCO₂/t] anziché in tonnellate di CO₂ su contenuto netto di energia del combustibile consumato [tCO₂/TJ]. Tale approccio è previsto dalle Linee guida sul monitoraggio fornite dalla decisione C(2004)130 (Cfr. punto 16 delle "Disposizioni di attuazione delle Linee Guida UE, DEC/RAS/854/2005"), le quali stabiliscono che "il gestore può utilizzare indifferentemente un fattore di emissione espresso in termini di contenuto di carbonio

(tCO₂/t) anziché in (tCO₂/TJ), se dimostra all'autorità competente che ciò determina un'accuratezza stabilmente maggiore”.

Per la Raffineria di Sannazzaro ciò è vero in seguito alle seguente considerazione:

- nelle formule di calcolo applicate dalla Raffineria, al fine di esprimere dimensionalmente il fattore di emissione in termini di contenuto energetico del combustibile [tCO₂/TJ], è previsto che lo stesso venga diviso per il suo Potere Calorifico. In definitiva il PCI non interviene in termini quantitativi nel calcolo delle emissioni complessive di CO₂, in quanto nella formula di calcolo finale delle emissioni da combustione stazionaria compare, con lo stesso valore, sia al denominatore (nel Fattore di emissione), sia al numeratore (nel dato attività).

Dalle considerazioni precedenti si evince che il Potere Calorifico, ai fini del calcolo delle emissioni di CO₂, introdurrebbe solamente delle incertezze aggiuntive a quelle intrinseche nella determinazione delle altre variabili in gioco, costituirebbe un aggravio tecnico e gestionale per la Raffineria e risulterebbe del tutto irrilevante in relazione al calcolo delle emissioni di CO₂.

Di seguito viene riportata, la formula tipo applicata dalla Raffineria di Sannazzaro per il calcolo delle emissioni CO₂.

$$\text{Emissioni di CO}_2 = \frac{\text{Consumo di combustibile [t]} * \text{Fattore di emissione [tCO}_2\text{/t]} * \text{Fattore di ossidazione}}{\text{Fattore di ossidazione}}$$

Per quanto riguarda la Raffineria di Sannazzaro, i principi precedentemente esposti vengono applicati attraverso apposite procedure per il calcolo delle emissioni di CO₂ per tutti i flussi/fonti di GHG da combustione stazionaria, ottenendo per ogni combustibile utilizzato un Fattore di Emissione sito-specifico.

Nel calcolo dei dati di attività, tutte 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).

8.3.1 - Emissioni di CO₂ da combustione stazionaria di Fuel Gas AP e BP

Le emissioni di CO₂ da combustione stazionaria di Fuel Gas (FG) possono essere calcolate mediante le seguenti formule:

$$FE = \text{FrazioneMassiva C} \times \frac{PM_{CO_2}}{PM_C} = tCO_2 / t \quad (\text{equaz. 8.3.1_a})$$

$$E_{CO_2} = FE \times \text{CONSUMOFG} \times FO_x = \text{Tonn/periodo CO}_2 \quad (\text{equaz. 8.3.1_b})$$

dove:

PARAMETRO FORMULA	U.M.	Valore	Livello da Linee Guida UE	Incertezza da Linee Guida UE
FE = Fattore di Emissione	[t CO ₂ / t]	Da calcolo	3	Da punto 10 Allegato I (*)
CONSUMO FG	[tonn / periodo]	Da riconciliazione	⁽¹⁾ 1 (FGBP) 2a (FGAP)	± 2,5%
FO _x = fattore di ossidazione	[adimensionale]	0.995	1	n.a.
PM CO ₂	[gCO ₂ / gmol CO ₂]	44,0098	n.a.	n.a.
PM C	[gC / gmol C]	12,011	n.a.	n.a.
Percentuale di C	[g C / g FG]	Da analisi	n.a.	Da punto 10 Allegato I (*)

(*) Vedi allegato 3 al Protocollo: "Determinazione dati e fattori specifici alle singole attività".

(1) Livello applicabile fino al 31 Dicembre 2006, dopo tale data il livello di riferimento diventerà 4a/4b (Cfr. Tabella A "Disposizioni per l'attuazione delle Linee Guida UE, vedi anche appendice in allegato 3)

La prima formula (eq. 8.3.1 a) consente di calcolare il valore del fattore di emissione sito-specifico espresso in [tCO₂ / t], come indicato nelle Linee Guida UE, tenendo conto delle caratteristiche del fuel gas utilizzato, mentre la seconda (eq. 8.3.1 b) porta a determinare il quantitativo di CO₂.

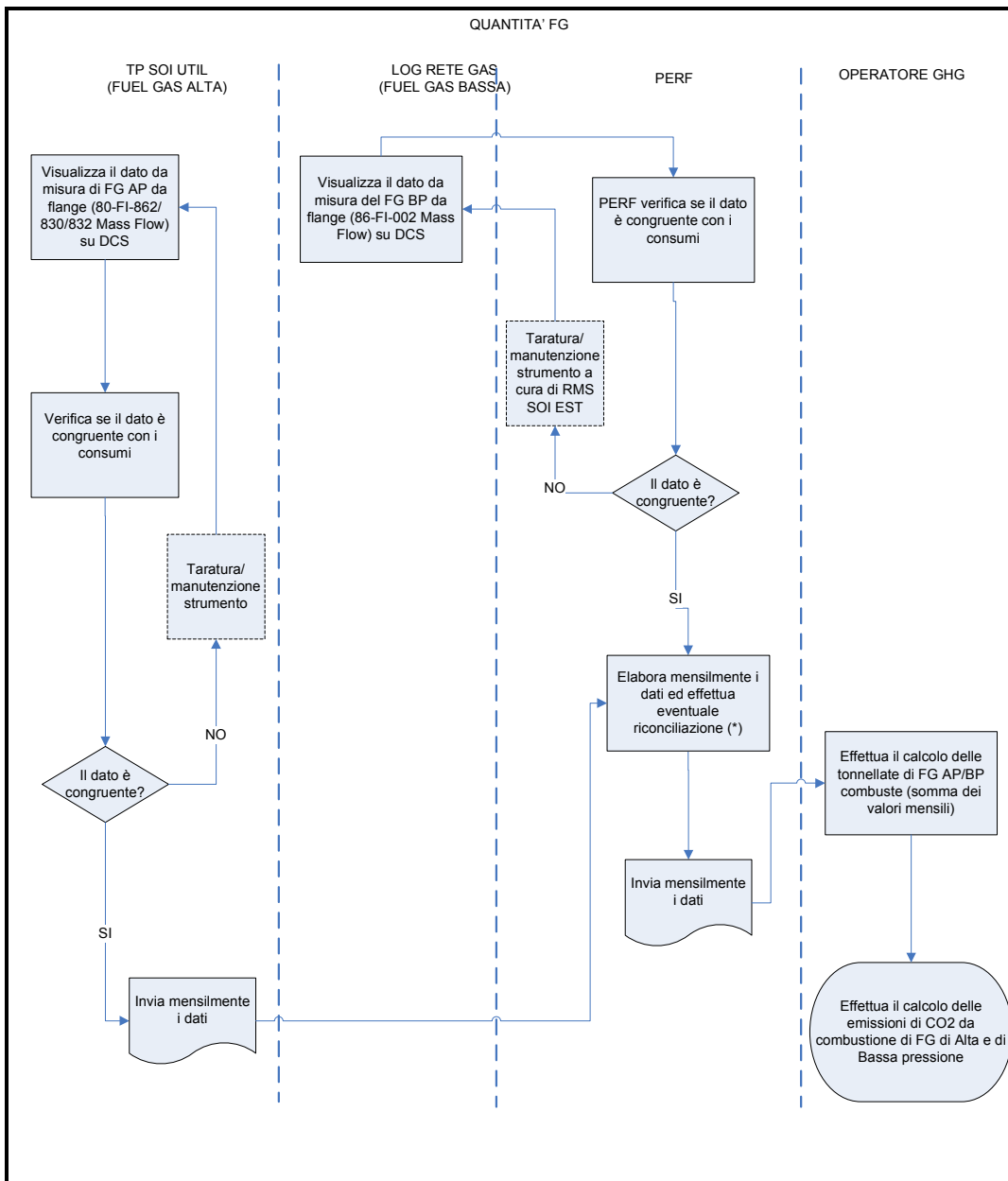
Nelle determinazioni sul Fuel Gas si considera come lotto rappresentativo di tale combustibile quello avente le caratteristiche medie (delle analisi) rilevate nel periodo oggetto di calcolo, ritenendo tale approccio quello che restituisce la migliore attendibilità circa le reali caratteristiche del FG. Tutte le registrazioni, dati, analisi, ecc. a supporto di tali determinazioni sono documentate e conservate a cura dell'Operatore GHG.

Determinazione dei consumi di Fuel Gas

In Raffineria i consumi del FG di alta in alimentazione alle turbo gas sono misurati da flange. I consumi misurati vengono visualizzati sul sistema di controllo informatico e sono espressi direttamente in tonnellate.

Il TP SOI UTIL a valle della verifica di congruità effettuata tra i MW di EE e le Tonnellate di vapore prodotto, comunica a PERF i consumi di FG Alta pressione (CTE) e FG Bassa Pressione (CTE), i consumi di metano prelevato dalla rete (SNAM).

Per quanto riguarda il consumo del FG a bassa pressione alle utenze di raffinerie, PERF valuta il consumo globale effettuando una riconciliazione sulle flange di Raffineria. In seguito all'analisi del dato riconciliato, vengono determinati i consumi di FG di bassa pressione da riportare nel Bilancio Merci. I consumi di FG AP (al netto del FG AP all'impianto idrogeno) e BP, successivamente alla validazione di PERF, vengono comunicati all'**Operatore GHG** e quindi utilizzati per il calcolo dell'emissione da combustione di FG.



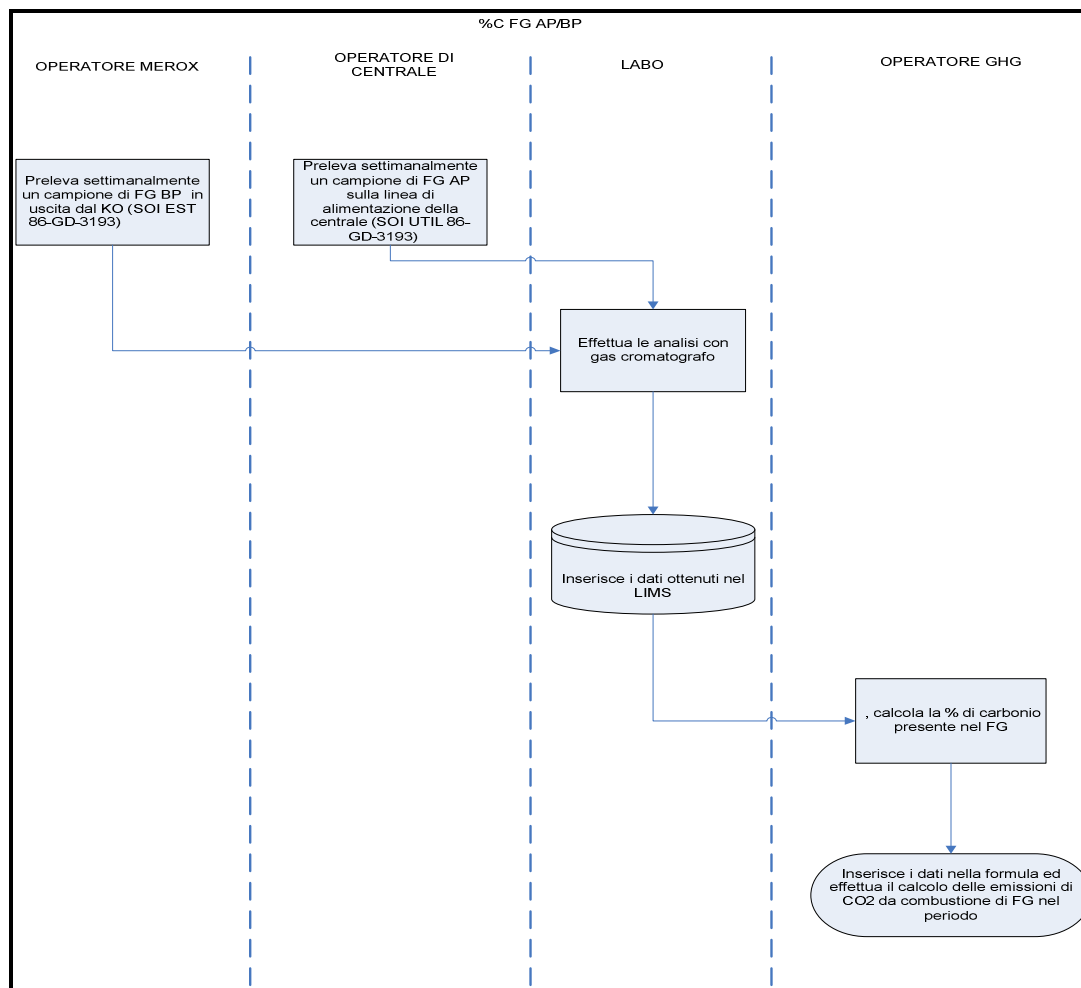
Determinazione del fattore di emissione e del tenore di carbonio

Per le emissioni di Fuel Gas, la Raffineria deve effettuare il calcolo del fattore di emissione con un livello di approccio 3, che prevede la determinazione con analisi da laboratorio (Cfr. Tabella A delle disposizioni di attuazione e Allegati I/II delle Linee Guida UE).

Il tenore di carbonio che esprime percentualmente quanto carbonio è contenuto nel Fuel Gas analizzato viene calcolato sulla base delle analisi di Laboratorio. Tali analisi sono effettuate dal laboratorio interno della Raffineria che utilizza strumentazioni e metodi di calcolo riconosciuti a livello internazionale:

- Tenore di Carbonio: composizione gascromatografica e calcolo stechiometrico

La percentuale di carbonio nel FG viene calcolata dall'**OPERATORE GHG** utilizzando i dati sulla composizione percentuale del FG di alta e di bassa che **LABO** invia settimanalmente tramite bollettino.



Calcolo della precisione

Per quanto riguarda la precisione associata al dato di emissioni di GHG da fuel gas calcolato, questa può essere determinata coerentemente con le indicazioni del paragrafo 7.1. Le variabili in gioco, determinanti ai fini della precisione delle misure (le altre sono delle costanti), sono:

- % C_{FG} = Frazione di Carbonio nel Fuel Gas;
- FE_{FG} = Fattore di emissione Fuel Gas
- CONSUMO FG = Consumo di Fuel Gas.

Il fattore di ossidazione non è stato considerato in quanto, il valore è assegnato dalle Linee Guida UE, quindi ad esso non può essere associato un valore di precisione calcolabile.

Di seguito viene riportato in sintesi la descrizione del calcolo delle incertezze relative alla determinazione delle variabili in gioco, che viene sviluppato con apposito foglio di calcolo.

Consumo di Fuel Gas

La precisione legata alla determinazione dei consumi di Fuel Gas dipende essenzialmente dalla precisione tipica degli strumenti di misura utilizzati (flange e relativi strumenti di compensazione per Temperatura – T, Pressione – P, densità - d), tale incertezza può quindi essere calcolata con la formula:

$$U_{CONSUMO-FG} \approx \sqrt{U_{FLANGIA_FG}^2 + U_{pressione}^2 + U_{temperatura}^2 + U_{Densità}^2}$$

Questa è anche influenzata dalla precisione relative all'analisi sul FG, fatta dal laboratorio della Raffineria, per la determinazione della densità, necessaria per convertire il dato da volume a massa.

Frazione di carbonio contenuta nel Fuel Gas

L'incertezza sulla determinazione della frazione di carbonio contenuta nel Fuel Gas, è legata al metodo applicato in laboratorio per la determinazione delle caratteristiche analitiche dello stesso (composizione, peso molecolare, percentuali in peso, ecc.). Il laboratorio effettua le analisi sul Fuel Gas (gascromatografia) e da queste per calcolo viene determinata la frazione di carbonio contenuta nel FG. Nel range definito per le misure, i metodi applicati restituiscono il dato con un errore dal quale si ricava la precisione dei dati:

- U_{C_{FG}}

Fattore di emissione del Fuel Gas

Il fattore di emissione legato alla combustione di Fuel Gas è determinato con l'espressione riportata precedentemente (equaz. 8.3.1_a), quindi l'incertezza nella determinazione dello stesso è funzione della frazione di carbonio presente nel FG e può essere determinato con l'espressione di seguito riportata:

$$U_{FE_FG} = U_{C_FG}$$

Incertezza complessiva nella determinazione delle emissioni del Fuel Gas

Determinati i valori delle rispettive incertezze di tali variabili: U_{FE} e $U_{CONSUMO_FG}$ (cfr. par. 7.1), per il calcolo della precisione totale associata al valore di emissioni di CO_2 da FG si utilizza la seguente formula:

$$U_{CO_2-FG} = \sqrt{U_{FE_FG}^2 + U_{CONSUMO_FG}^2}$$

Taratura degli strumenti e attività di manutenzione

La strumentazione che viene utilizzata per la determinazione delle variabili presenti nella formula relativa alla determinazione delle emissioni di CO_2 da combustione di Fuel Gas è costituita da:

- un gas cromatografo da laboratorio;
- dalle flange di misura (tre sul FG di alta e una sul FG di bassa).

Sul primo è stato definito un programma di taratura e manutenzione così come riportato nella **I.O. 62** e **I.O. 63**.

8.3.2 - Emissioni di CO_2 da combustione stazionaria di Fuel Oil

Le emissioni di CO_2 da combustione stazionaria di Fuel Oil (FO) possono essere calcolate mediante le due seguenti formule, la prima (equaz. 8.3.2_a) per il calcolo del fattore di emissione sito-specifico, tenuto conto delle caratteristiche del fuel oil impiegato in Raffineria, la seconda (equaz. 8.3.2_b) per il calcolo delle emissioni di anidride carbonica:

$$FE = \text{FrazioneMassiva C} \times \frac{PM_{CO_2}}{PM_C} = t_{CO_2} / t \quad (\text{equaz. 8.3.2_a})$$

$$E_{CO_2} = FE \times CONSUMO_{FO} \times FO \times = \text{Tons/periodo } CO_2 \quad (\text{equaz. 8.3.2_b})$$

dove:

PARAMETRO FORMULA	U.M.	Valore	Livello da Linee Guida UE	Incertezza da Linee Guida UE
FE = Fattore di Emissione	[t CO ₂ / t]	Da calcolo	3	Da punto 10 Allegato I (*)
CONSUMO FO	[tonn / periodo]	Da misure di livello	4b	± 1,0%
FO _x = fattore di ossidazione	[adimensionale]	0.99	1	n.a.
PM CO ₂	[gCO ₂ / gmol CO ₂]	44,0098	n.a.	n.a.
PM C	[gC / gmol C]	12,011	n.a.	n.a.
Frazione massiva di C	[g C / g FO]	Da analisi	n.a.	Da punto 10 Allegato I (*)

(*) Vedi allegato 3 al Protocollo: "Determinazione dati e fattori specifici alle singole attività".

Nelle determinazioni sul Fuel Oil si considera come lotto rappresentativo di tale combustibile quello avente le caratteristiche medie dell'olio consumato nel periodo oggetto di calcolo, determinato su base trimestrale come media delle caratteristiche dell'olio rilevate ad ogni preparazione dei serbatoi destinati ai consumi interni (identificabili come "sotto-lotto"). Si ritiene infatti che tale approccio rappresenti quello che restituisce la migliore attendibilità circa le reali caratteristiche del FO bruciato nel periodo, tenendo conto delle caratteristiche dell'olio di ogni singola preparazione dei serbatoi per autoconsumo. Si ritiene infine non significativo, considerando le capacità dei serbatoi e la frequenza dei riempimenti, l'errore commesso nel trascurare nel calcolo le caratteristiche qualitative dell'olio giacente al piede del serbatoio all'atto della nuova preparazione. Tutte le registrazioni, dati, analisi, ecc. a supporto di tali determinazioni sono documentate e conservate a cura dell'Operatore GHG.

Determinazione dei consumi di Fuel Oil

Le tonnellate di Fuel Oil consumato trimestralmente nei forni di raffineria vengono ricavate partendo dalle misure di livello dei serbatoi del FO per uso interno (G-4140 e G-4141).

La misura del livello dei serbatoi viene ricavata secondo quanto previsto dalle modalità di accertamento fiscale del serbatoio.

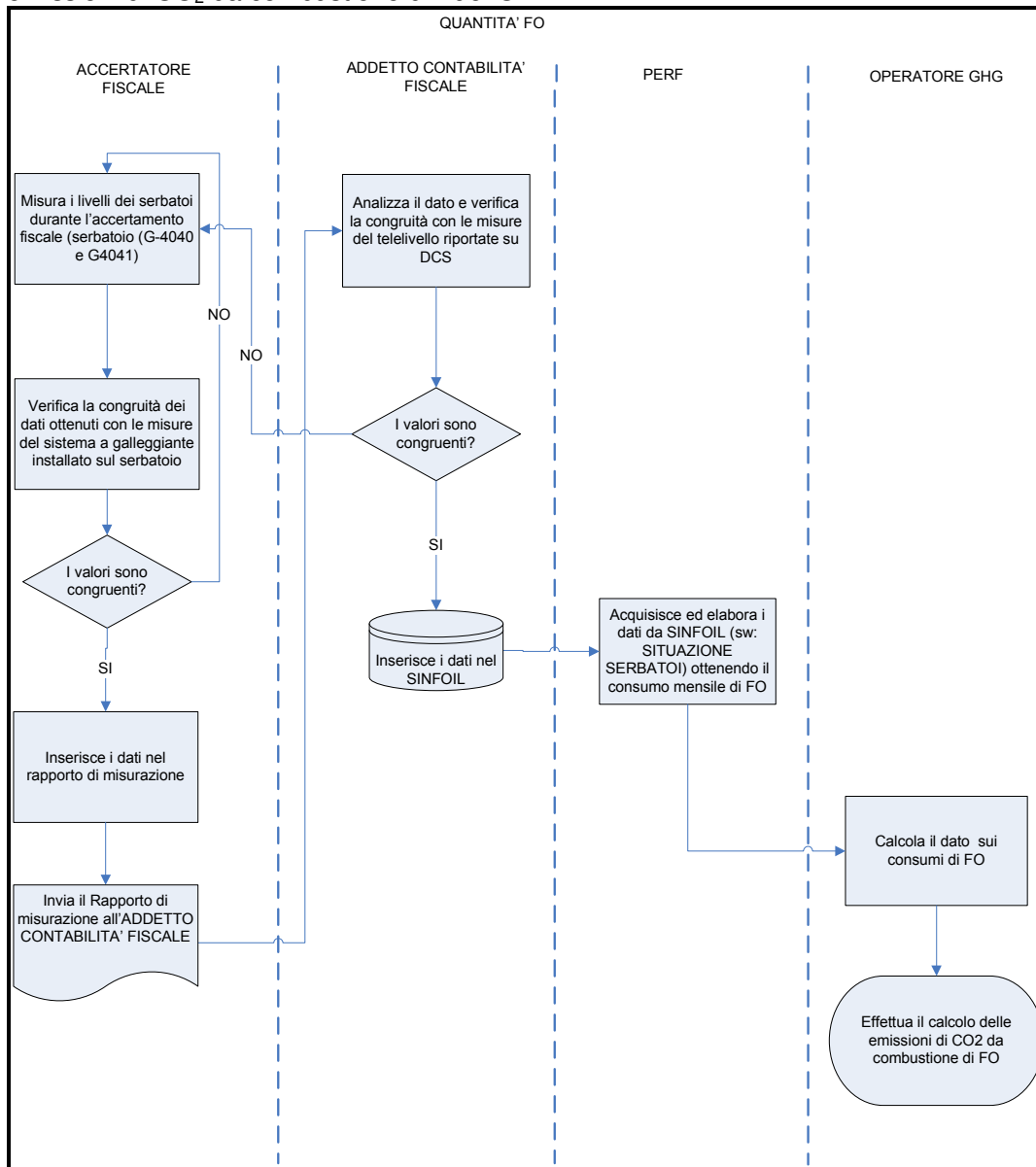
In particolare l'**ACCERTATORE FISCALE**, in occasione della carica del serbatoio, fa una misura del livello prima e dopo la carica ricavando il delta. Per questa operazione è utilizzata una rotella metrica che viene calata all'interno di un tubo di calma.

Dopo avere fatto una verifica di congruenza tra i valori ottenuti con la rotella metrica e le letture effettuate sul misuratore a galleggiante installato nel serbatoio, l'**ACCERTATORE FISCALE** compila il Rapporto di Misurazione e lo invia all'**ADDETTO CONTABILITA' FISCALE**.

Quest'ultimo effettua una ulteriore verifica dei dati per confronto con quelli forniti dal telelivello e presenti sul DCS. Se non ci sono incongruità i dati vengono inseriti nel SINFOIL e messi a disposizione di **PERF** che li elabora ricavando il consumo mensile di FO.

Nel caso in cui da una verifica delle misure con quanto riportato dai telelivelli o dal rilevatore meccanico posto alla base del serbatoio dovesse risultare una differenza con quanto misurato con la rotella metrica si attivano le procedure previste per ripetere le misure ed eventualmente tarare gli strumenti coinvolti.

I consumi calcolati da **PERF** vengono inviati via e-mail con cadenza mensile all'**OPERATORE GHG**, il quale inserisce il dato nella formula per il calcolo delle emissioni di CO₂ da combustione di Fuel Oil.

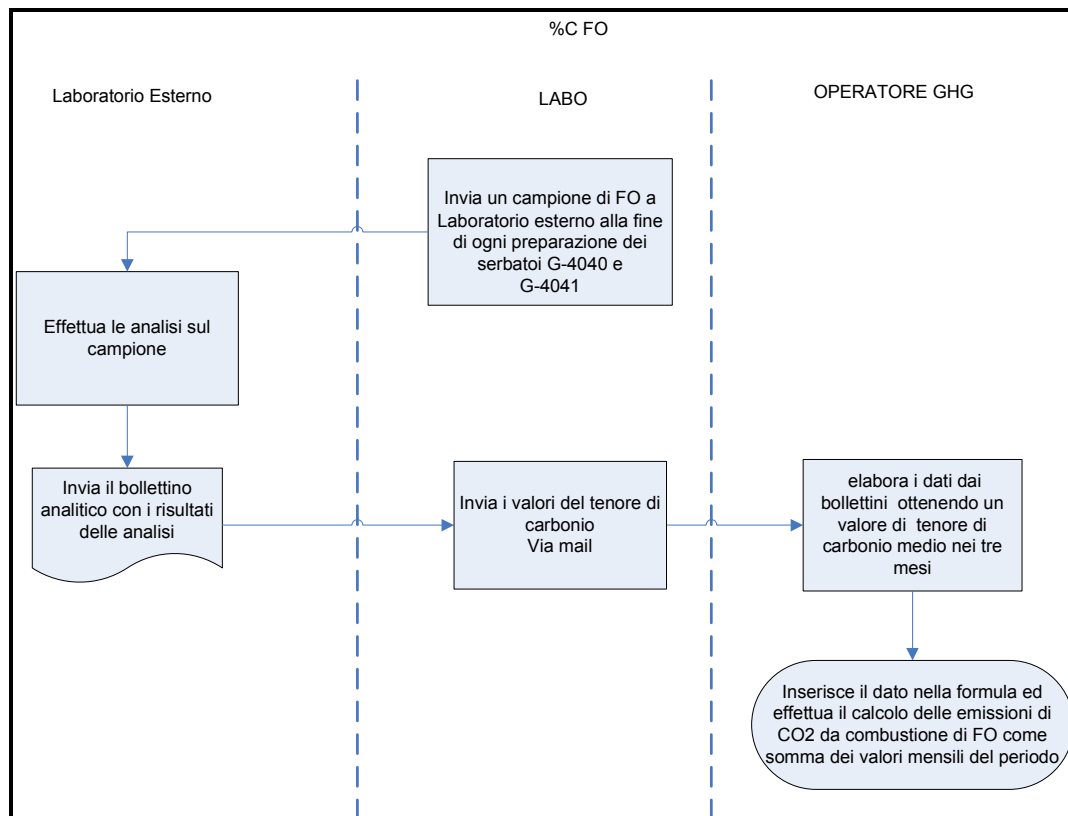


Determinazione del fattore di emissione e del tenore di carbonio

La percentuale di carbonio presente nel Fuel Oil viene ricavata trimestralmente dall'**OPERATORE GHG**, sulla base dei bollettini analitici forniti da **LABO**. Le analisi vengono effettuate da un laboratorio esterno a cui **LABO** provvede ad inviare il campione ad ogni preparazione. I bollettini, su cui viene indicato il contenuto di carbonio, vengono forniti all'**OPERATORE GHG** da **LABO** ad ogni preparazione.

Il campione utilizzato per la determinazione della percentuale di carbonio è quello prelevato durante la fase di accertamento fiscale che avviene sui serbatoi di preparazione.

Per le emissioni di Fuel Oil, la Raffineria deve effettuare il calcolo del fattore di emissione con un livello di approccio 3, che prevede la determinazione con analisi da laboratorio (Cfr. Tabella A delle disposizioni di attuazione e Allegati I/II delle Linee Guida UE). Inoltre, viene determinato anche il tenore di carbonio che esprime percentualmente quanto carbonio e contenuto nel lotto di Fuel Oil analizzato.

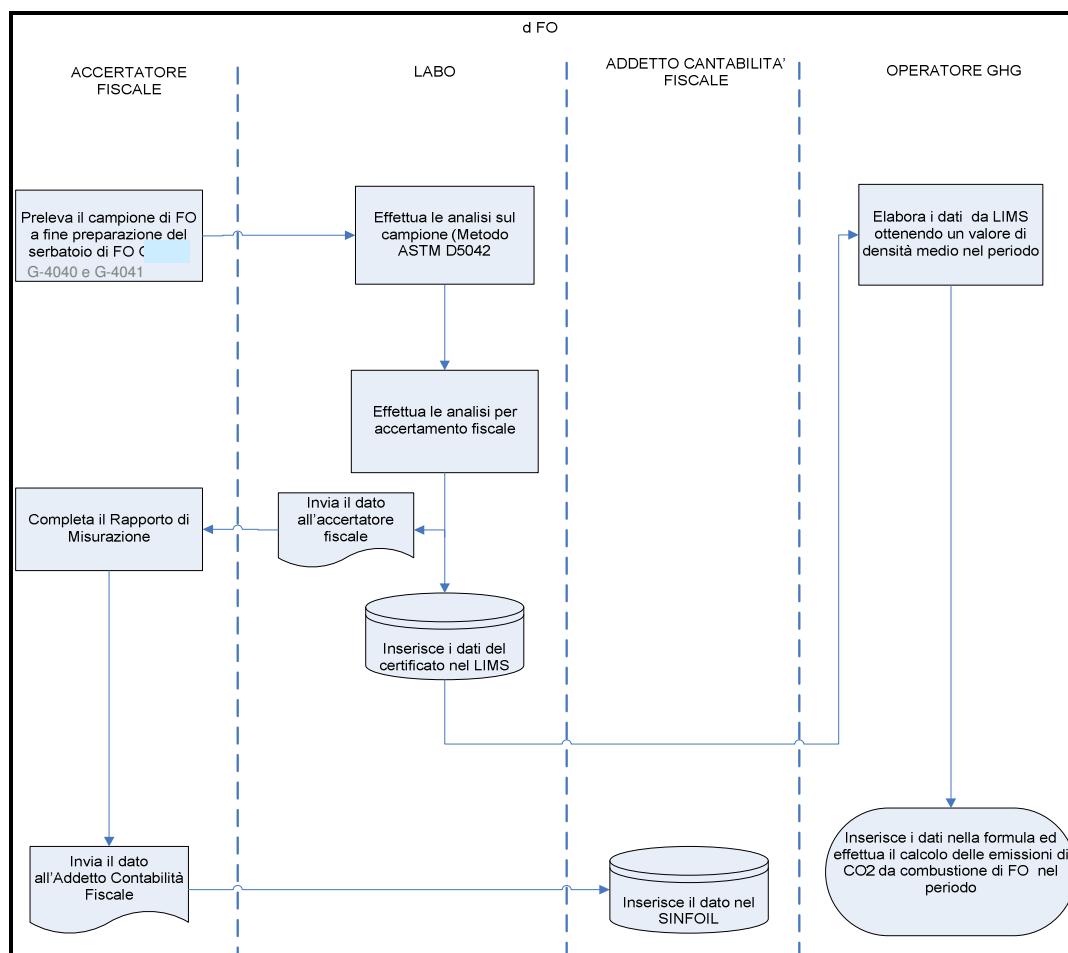


Determinazione della densità

La densità del Fuel Oil viene determinata durante la fase di accertamento fiscale al completamento di ogni nuova preparazione dei serbatoi (Serbatoio G-4140 e G-4141). Per la determinazione della densità l'**ACCERTATORE FISCALE**, accompagnato eventualmente dal Funzionario UTIF, esegue un prelievo ed invia il campione a **LABO** che effettua l'analisi basandosi sulla prassi di laboratorio specifica per tali determinazioni.

Il dato relativo alla densità analizzata dal laboratorio viene inserito nel Rapporto di misurazione ed inviato, a cura dell'**ACCERTATORE FISCALE**, all'**ADDETTO CONTABILITA' FISCALE**. Quest'ultimo si interesserà dell'aggiornamento del SINFOIL con il valore riportato nel Rapporto di misurazione, mentre **LABO** aggiorna il dato su LIMS, tale prassi è quella utilizzata solitamente in raffineria nell'ambito dell'accertamento fiscale.

LABO inserisce su LIMS il dato della densità che viene acquisito dall'**OPERATORE GHG** ad ogni nuova preparazione.



Calcolo della precisione

I parametri “sensibili” per la determinazione della precisione sono i seguenti:

- D_{FO} = Densità del fuel oil;
- Fraz. di C_{FO} = frazione di Carbonio nel Fuel Oil;
- FE_{FO} = Fattore di emissione Fuel Oil;
- CONSUMO FO = Consumo di Fuel Oil.

il fattore di ossidazione non è stato considerato in quanto, il valore è assegnato dalle Linee Guida UE, quindi ad esso non può essere associato un valore di precisione calcolabile.

Di seguito viene riportata in sintesi la descrizione del calcolo delle incertezze relative alla determinazione delle variabili in gioco, che viene sviluppato con apposito foglio di calcolo.

Consumo di Fuel Oil

La precisione legata alla determinazione dei consumi di Fuel Oil dipende essenzialmente dalla precisione tipica degli strumenti di misura utilizzati (rotella metrica), tale incertezza può quindi essere calcolata con la formula:

$$U_{CONSUMO-FO} \approx \sqrt{U_{rotella_metrica}^2 + U_{DENSITA_FO}^2}$$

Questa è anche influenzata dalla precisione relative all'analisi sul FO, fatta dal laboratorio della Raffineria, per la determinazione della densità, necessaria per convertire il dato da volume a massa. La densità viene determinata con il metodo di laboratorio (ASTM D 4052)

Per la determinazione dei quantitativi di Fuel Oil bruciati in Raffineria, si fa riferimento alle misure di livello sui serbatoi di carica G-4140 e G-4141 (Cfr. Planimetria con ubicazione serbatoi in allegato), quindi la precisione di questo dato è correlata all'incertezza degli strumenti di misura.

Frazione di carbonio contenuta nel Fuel Oil

L'incertezza legata alla determinazione della frazione di carbonio contenuta nel Fuel Oil, è legata al metodo applicato dal laboratorio esterno incaricato per la determinazione della frazione di carbonio contenuta nel Fuel Oil. Tale analisi restituisce il dato con un errore che verrà indicato con:

- $U_{C_{FO}}$

Fattore di emissione del Fuel Oil

Il fattore di emissione legato alla combustione di Fuel Oil è determinato con l'espressione riportata precedentemente (equaz. 8.3.2_a), quindi l'incertezza nella determinazione dello stesso è funzione della frazione di carbonio presente nel FO e può essere determinato con l'espressione di seguito riportata:

$$U_{FE_FO} = U_{C_FO}$$

Incertezza complessiva nella determinazione delle emissioni del Fuel Oil

Determinati i valori delle rispettive incertezze di tali variabili: U_{FE_FO} e $U_{CONSUMO_FO}$, (cfr. par. 7.1), per il calcolo della precisione totale associata al valore di emissioni di CO₂ da fuel oil si utilizza la seguente formula:

$$U_{CO2-FO} = \sqrt{U_{FE_FO}^2 + U_{CONS_FO}^2}$$

Taratura degli strumenti e attività di manutenzione

La strumentazione che viene utilizzata per la determinazione delle variabili presenti nella formula relativa alla determinazione delle emissioni di CO₂ da combustione di Fuel Oil è costituita da:

- strumenti di laboratorio;
- misuratori di livello;

Su questa strumentazione è prevista una manutenzione programmata così come riportato nelle **I.O. 62** e **I.O. 63**.

8.4 CALCOLO DELLE EMISSIONI DI CO₂ DA PROCESSO

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

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

Le formule per la determinazione delle emissioni, sono descritte nei paragrafi 8.4.1 relativamente all'impianto FCCU e 8.4.2 per l'impianto idrogeno.

8.4.1 - Emissioni di CO₂ da rigenerazione catalizzatori in continuo (FCCU)

In Raffineria, una quota parte delle emissioni di CO₂ deriva dal processo di rigenerazione in continuo del catalizzatore (da impianto FCCU). Il processo prevede la combustione del coke che si deposita sul catalizzatore esausto con la conseguente generazione di emissioni di CO₂.

Le emissioni di CO₂ da processi di rigenerazione del catalizzatore in continuo sono stimate con la seguente equazione, usando i principi fondamentali della combustione stechiometrica completa:

$$FE = \text{Frazione di C} \times \frac{PM_{CO_2}}{PM_C} \quad (\text{equaz. 8.4.1}_a)$$

$$ECO_2 = COKE_BRUCIATO \times FE \times FOx \quad (\text{equaz. 8.4,1}_b)$$

dove:

PARAMETRO FORMULA	U.M.	Valore	Livello da Linee Guida UE	Incertezza da Linee Guida UE
COKE BRUCIATO = quantità di coke depositato sul catalizzatore e bruciato nel periodo considerato	[tonn]	Da bilancio termico e di materia	2	n.a.
% C = Frazione di carbonio contenuto nel coke bruciato	[tC/ t coke]	Da test di performance dell'impianto	n.a.	n.a.
FE= Fattore di emissione	[tCO ₂ / t coke]	Da calcolo	1	Da punto 10 Allegato I (*)
PM CO ₂ / PM C	[tCO ₂ / tC]	44,0098/12,011	n.a.	n.a.
FOx	[adimensionale]	1	n.a.	n.a.

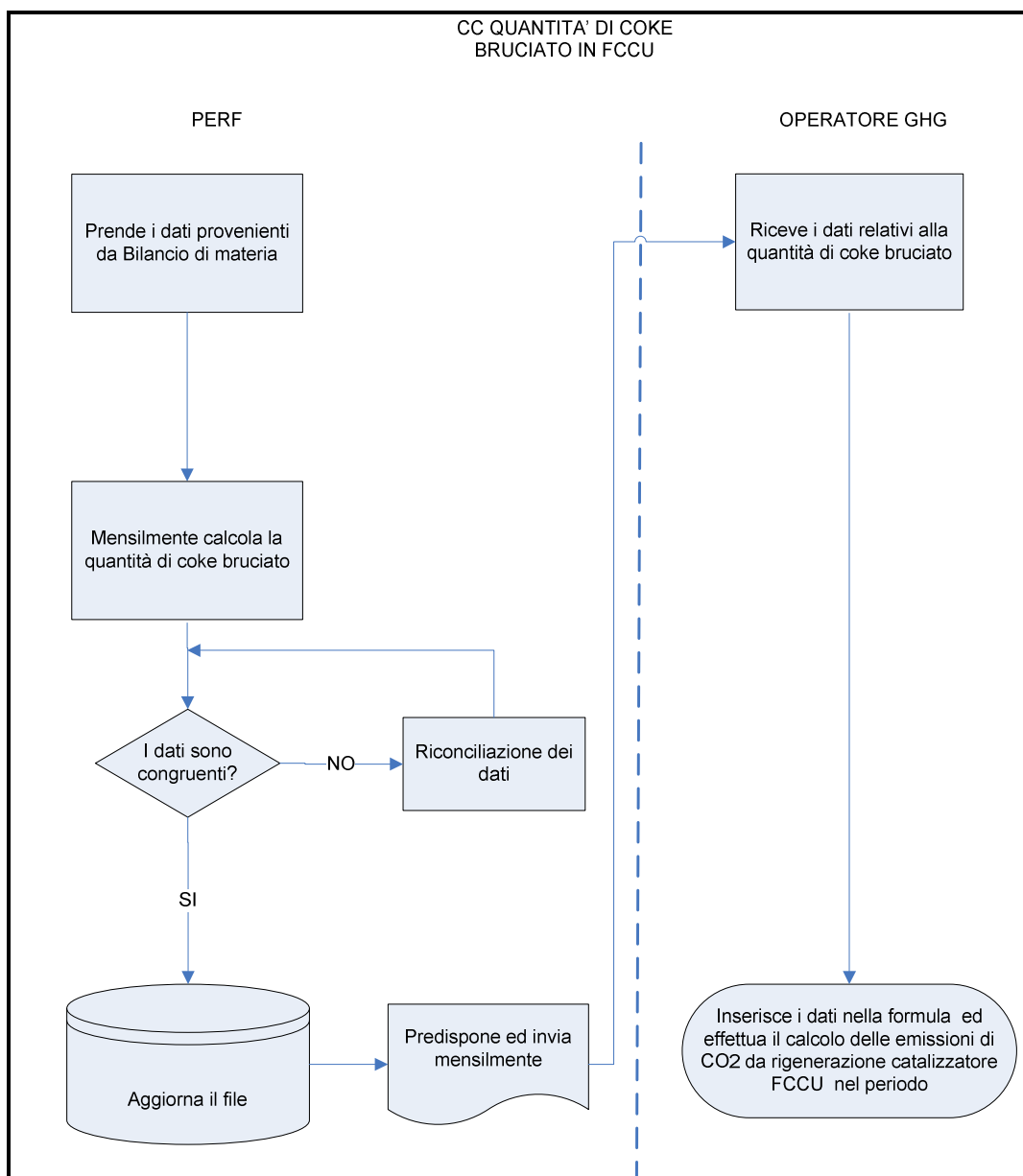
(*) Vedi allegato 3 al Protocollo: "Determinazione dati e fattori specifici alle singole attività"

Le equazioni precedenti (equaz. 8.4.1 a, b) si basano sull'assunzione conservativa che la combustione del carbonio del coke a CO₂ avvenga in modo stechiometrico (completo).

Quantità di Coke da FCCU

Per il calcolo della quantità di coke bruciato **PERF** utilizza il bilancio di materia riconciliato dell'impianto FCC. Tale calcolo viene acquisito da **PERF** con cadenza mensile.

PERF aggiorna il file relativo alle quantità di coke bruciato e, via e-mail, lo invia con cadenza mensile all'**OPERATORE GHG** che determina la quantità totale di coke bruciato nel periodo da inserire nella formula per il calcolo delle emissioni di CO₂ da rigenerazione catalizzatore FCCU.

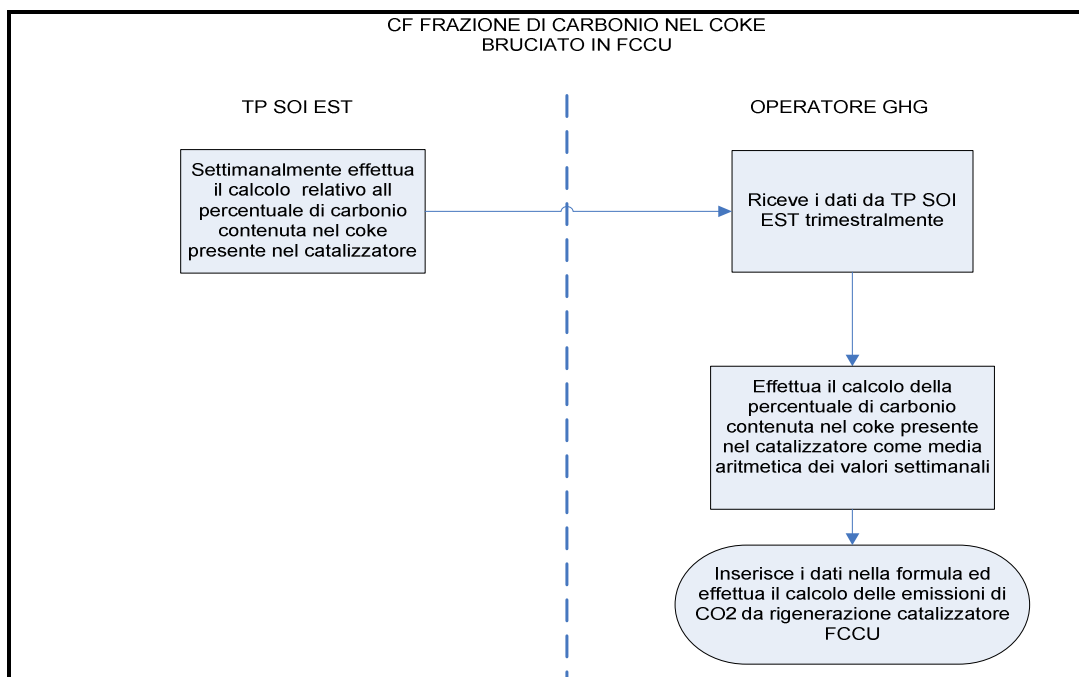


Determinazione del Fattore di Emissione e del tenore di carbonio nel coke bruciato sul catalizzatore

La Raffineria deve effettuare il calcolo del fattore di emissione con un livello di approccio 1, che prevede la determinazione con analisi da laboratorio (Cfr. Tabella A delle disposizioni di attuazione e Allegati I/II delle Linee Guida UE). Il fattore di emissione, viene determinato per mezzo del dato relativo alla percentuale di carbonio presente sul catalizzatore rigenerato, che viene ricavata settimanalmente a cura **TP**

SOI EST in corrispondenza del test di performance dell'impianto utilizzando un apposito foglio di calcolo predisposto dalla società fornitrice del catalizzatore. Tali dati vengono trasmessi trimestralmente all'**OPERATORE GHG**, il quale a sua volta, determina il valore medio del trimestre e lo inserisce nella formula per il calcolo delle emissioni di CO₂ da rigenerazione catalizzatore FCCU.

NOTA: L'approccio descritto, pur non essendo in linea con quanto previsto dalle Linee Guida che prevedono il campionamento del coke depositato, appare essere ad oggi l'unico tecnicamente realizzabile e comune con le prassi di settore. L'approccio è stato anche confermato da lavori di studio ad opera del CONCAWE e portato all'attenzione del ministero dell'ambiente da parte di Unione Petrolifera.



Calcolo della precisione

I dati che vengono determinati e che rientrano nella formula di calcolo sono legati:

- alla quantità di coke depositata sul catalizzatore e bruciata nel periodo di riferimento
- alla percentuale di carbonio presente nel coke.

La precisione del dato finale relativo alle emissioni di CO₂ da rigenerazione del catalizzatore è funzione della precisione associata a tali determinazioni:

- C_{COKE} = Frazione di Carbonio nel COKE;
- FE_{FCC} = Fattore di emissione del rigeneratore catalitico (FCC);
- COKE_BRUCIATO = quantità di coke depositato sul catalizzatore e bruciato nel periodo;

Il fattore di ossidazione non è stato considerato in quanto, il valore è assegnato dalle Linee Guida UE, quindi ad esso non può essere associato un valore di precisione calcolabile.

Di seguito viene riportata in sintesi la descrizione del calcolo delle incertezze relative alla determinazione delle variabili in gioco, che viene sviluppato con apposito foglio di calcolo.

Quantità di coke depositato nel catalizzatore e bruciato nel periodo

La precisione relativa alla determinazione dei quantitativi di coke bruciati nel periodo di riferimento, dipende dal metodo utilizzato per la determinazione del dato.

L'incertezza del metodo è legata alla determinazione della quantità di coke depositato sul catalizzatore è essenzialmente influenzata dall'incertezza legata all'analizzatore del campione di flue gas (U_A).

L'incertezza complessiva può quindi essere calcolata con la formula:

$$U_{COKE-BRUCIATO} \approx U_A$$

Frazione di carbonio contenuta nel Coke

L'incertezza legata alla determinazione della frazione di carbonio contenuta nel coke che si deposita nel catalizzatore, è legata all'incertezza della strumentazione utilizzata per il calcolo (analizzatori e flange) che, a sua volta, è influenzata dall'incertezza legata all'analizzatore del campione di flue gas (U_A).

L'incertezza complessiva può quindi essere calcolata con la formula:

$$U_{C-COKE} \approx U_A$$

Fattore di emissione da rigenerazione catalizzatore FCC

Il fattore di emissione legato alla rigenerazione del catalizzatore dell'impianto FCCU, determinato con l'espressione riportata precedentemente (equaz. 8.4.1_a), è funzione della frazione di carbonio presente nel coke. Quindi l'incertezza nella determinazione dello stesso può essere determinata con l'espressione di seguito riportata:

$$U_{FE_FCC} = U_{C_COKE}$$

Incertezza complessiva nella determinazione delle emissioni da rigenerazione in continuo del catalizzatore (impianto FCC)

Determinati i valori delle rispettive incertezze di tali variabili: U_{FE} , $U_{COKE_BRUCIATO}$ (cfr. par. 7.1), per il calcolo della precisione totale associata al valore di emissioni di CO_2 da rigenerazione del catalizzatore si utilizza la seguente formula:

$$U_{CO_2-FCC} = \sqrt{U_{FE_FCC}^2 + U_{COKE_BRUCIATO}^2}$$

Taratura degli strumenti e attività di manutenzione

La strumentazione utilizzata per la determinazione delle variabili presenti nella formula 8.4.2 è costituita da:

- analizzatore in linea dei fumi in uscita dal camino FCCU.

Per gli analizzatori è predisposta una manutenzione programmata con cadenza annuale, secondo le **I.O. 62 e 63**. La documentazione relativa all'avvenuta manutenzione viene conservata da **SERTEC**.

8.4.2 - Emissioni di CO₂ da impianto di produzione idrogeno

Nel caso particolare della Raffineria di Sannazzaro l'idrogeno viene prodotto utilizzando come gas di carica il Fuel Gas di Alta Pressione; **OPERATORE GHG** calcola con cadenza trimestrale le emissioni di CO₂ da impianto idrogeno servendosi della formula di seguito riportata.

$$FE = \text{frazione massiva C} \times \frac{PM_{CO_2}}{PM_C} \quad (\text{equaz. 8.4.2_a})$$

$$E_{CO_2} = \text{Quantità Idrocarburi Carica} \times FE \quad (\text{equaz. 8.4.2_b})$$

PARAMETRO FORMULA	U.M.	Valore	Livello da Linee Guida UE	Incertezza da Linee Guida UE
Quantità di Idrocarburi in carica	[tonn]	Da misure flange	2	± 2,5%
FE = Fattore di Emissione	[t CO ₂ / t carica]	Da calcolo	2	Da punto 10 Allegato I (*)
Frazione massiva di C	[tC / tGas]	Da calcolo	n.a.	Da punto 10 Allegato I (*)
PM CO ₂ / PM C	[tCO ₂ / tC]	44,0098/12,011	n.a.	n.a.

(*) Vedi allegato 3 al Protocollo: "Determinazione dei dati e fattori specifici alle singole attività"

Quantità di combustibile in carica all'impianto idrogeno

L'impianto Idrogeno della Raffineria prende in carica FG di alta pressione misurato dalla flangia 25 FI 009. Settimanalmente l'operatore steam reformer preleva un campione in carica e lo invia a LABO per le analisi. I dati sono inseriti nel LIMS a cura LABO e sono visualizzati dall'**Operatore GHG** che calcola con cadenza trimestrale le emissioni di CO₂.

Determinazione del Fattore di Emissione e del tenore di carbonio nel gas in carica all'impianto idrogeno

La Raffineria deve effettuare il calcolo del fattore di emissione con un livello di approccio 2, che prevede la determinazione con analisi da laboratorio (Cfr. Tabella A delle disposizioni di attuazione e Allegati I/II delle Linee Guida UE). Il fattore di emissione, viene determinato per mezzo del tenore di carbonio che esprime percentualmente quanto carbonio è contenuto nel Gas analizzato in carica all'impianto. Tali analisi sono effettuate dal laboratorio interno della Raffineria che utilizza strumentazioni e metodi di calcolo riconosciuti a livello internazionale:

- Tenore di Carbonio: composizione gascromatografica e calcolo stechiometrico

La percentuale di carbonio nel gas in carica viene calcolata dall'**OPERATORE GHG** utilizzando i dati sulla composizione percentuale del gas che **LABO** settimanalmente inserisce a LIMS.

Calcolo della Precisione

la precisione legata al calcolo delle emissioni di CO₂ da produzione di idrogeno è funzione dell'incertezza associata alla determinazione della quantità di gas in carica all'impianto idrogeno e della percentuale di carbonio contenuta nel gas stesso.

- $C_{GAS_IN_CARICA}$ = Frazione di Carbonio nel GAS usato come carica;
- FE_{H_2} = Fattore di emissione impianto per la produzione di idrogeno;
- **QUANTITA' IDROCARBURI IN CARICA** = quantità di idrocarburi in carica all'impianto per la produzione di idrogeno nel periodo.

Di seguito viene riportata in sintesi la descrizione del calcolo delle incertezze relative alla determinazione delle variabili in gioco, che viene sviluppato con apposito foglio di calcolo.

Quantità di gas in carica all'impianto idrogeno

La precisione legata alla determinazione dei quantitativi di gas in carica all'impianto idrogeno nel periodo di riferimento, viene determinato con le misure della flangia posta in ingresso all'impianto, che contabilizza il quantitativo di gas in tonnellate.

L'incertezza complessiva nella determinazione della quantità di idrocarburi in carica sarà quindi:

$$U_{IDROCARBURI-CARICA} \approx U_{FLANGIA}$$

Eni Divisione Refining & Marketing – Raffineria di Sannazzaro

Frazione di carbonio contenuta nel GAS in carica

L'incertezza legata alla determinazione della frazione di carbonio contenuta nel GAS in carica, è legata al metodo applicato in laboratorio per la determinazione delle caratteristiche analitiche del gas. Il laboratorio effettua le analisi sul GAS (gascromatografia) in base alle quali l'**OPERATORE GHG** determina la percentuale di carbonio contenuta.

Nel range definito per le misure, i metodi applicati restituiscono il dato con un errore indicato con:

$$- U_{C_GAS_CARICA}$$

Fattore di emissione da impianto per la produzione di idrogeno

Il fattore di emissione legato all'impianto per la produzione di idrogeno è determinato con l'espressione riportata precedentemente (equaz. 8.4.2_a), quindi l'incertezza nella determinazione dello stesso è funzione della frazione di carbonio presente nel GAS in carica può essere determinato con l'espressione di seguito riportata:

$$U_{FE_H2} = U_{C_GAS}$$

Incertezza complessiva nella determinazione delle emissioni da impianto per la produzione di idrogeno

Determinati i valori delle rispettive incertezze di tali variabili: U_{FE_H2} e U_{GAS_CARICA} (cfr. par. 7.1), per il calcolo della precisione totale associata al valore di emissioni di CO₂ da impianto per la produzione di idrogeno si utilizza la seguente formula:

$$U_{CO2_H2} = \sqrt{U_{FE_H2}^2 + U_{GAS_CARICA}^2}$$

Taratura degli strumenti e attività di manutenzione

La strumentazione che viene utilizzata per la determinazione delle variabili presenti nella formula relativa alla determinazione delle emissioni di CO₂ da impianto idrogeno è costituita da:

- un gas cromatografo da laboratorio;
- dalle flange di misura (Gas in carica all'impianto idrogeno).

Sul primo è stato definito un programma di taratura e manutenzione così come riportato nella **I.O. 62** e **I.O. 63**.

8.5 CALCOLO DELLE EMISSIONI DI CO₂ DA TORCIA

Le emissioni da torcia in vengono stimate con la classica formula utilizzata nel caso della combustione stazionaria di un gas. Tale formula, in linea a quanto specificato dalle linee guida UE, dipende dal livello di approccio che viene richiesto, che risulta essere funzione dei quantitativi annui di emissioni di CO₂ da torcia. Per la Raffineria di Sannazzaro le torce rientrano per quantità tra le fonti minori e quindi come tali, il livello di approccio da applicare è stato abbassato di una unità rispetto a quello specificato nella Tabella A delle “*disposizioni di attuazione delle Linee Guida UE*”, esse possono essere calcolate utilizzando la seguente formula:

$$\text{ECO}_2 = (\text{PERDITE IN TORCIA da Raffineria} \times \text{FE} \times \text{FO}_x) + (\text{Syngas in torcia} \times \text{FE} \times \text{FO}_x)$$

(equaz. 8.5.1)

dove:

PARAMETRO FORMULA	U.M.	Valore	Livello da Linee Guida UE	Incertezza da Linee Guida UE
FE = Fattore di Emissione	[tCO ₂ / m ³]	0,00785 Da Linee Guida § 2.1.1.2	1	n.a.
Quantità di gas in torcia	[m ³]	Da Sistema CONSUMI	1	± 7,5%
Quantità di Syngas in torcia	[ton/trim]	Da TP IGAS	1	
FO _x = fattore di ossidazione	[adimensionale]	0.99 Da Linee Guida § 2.1.1.2	1	n.a.

Determinazione dei quantitativi di gas inviati in Torcia

La quantità totale di gas bruciato nelle torce è stimata come quota parte delle perdite sul totale lavorato fornite da **PERF**, come risulta dalla chiusura del bilancio merci su base mensile, comprensiva del Syngas che dalla Gassificazione in caso di particolari assetti di impianto può andare direttamente in torcia.

Il dato di partenza delle perdite viene riconciliato, a cura **PERF**, con un bilancio di materia tra materie prime in ingresso, prodotti semilavorati (stoccati), prodotti in uscita ed i consumi di raffineria (FO, FG, coke FCCU).

La percentuale delle perdite totali di raffineria che viene inviata alle torce, al netto del Syngas, è stata stimata dalla società SOLOMON essere pari al 30%.

Le modalità per il conteggio delle emissioni di CO₂ da torcia si possono schematizzare nel seguente modo:

perdite TOTALI (dato fornito da PERF) - Syngas in torcia (dato fornito da IGAS) = PERDITE da Raffineria PERDITE da Raffineria x 30% = PERDITE IN TORCIA da Raffineria
--

Il dato in tonnellate, viene convertito dall' **OPERATORE GHG** in metri cubi utilizzando il valore relativo alla densità del FG di bassa determinato settimanalmente da **LABO**.

Determinazione del fattore di emissione

Il fattore di emissione utilizzato nella formula di calcolo delle emissioni di CO₂ da torcia è quello indicato dalle Linee guida UE (Rif. Par. 2.1.1.2), in quanto la torcia rientra tra le fonti minori di emissioni della Raffineria. Per esso si applica quindi un valore pari a 0,00785 [tCO₂ / m³], ricavato dalla combustione di butano puro, scelto prudenzialmente come proxy dei gas bruciati in torcia.

Calcolo della precisione

Per quanto riguarda la precisione associata al dato di emissioni di GHG da torcia calcolato, questa può essere determinata coerentemente con le indicazioni del paragrafo 7.1. Le variabili in gioco, determinanti ai fini della precisione delle misure (le altre sono delle costanti), sono:

- Quantità di gas a torcia = quantità di gas avviato alla torcia (oggi stimata);
- FE = fattore di emissione.

il fattore di ossidazione non è stato considerato in quanto, il valore è assegnato dalle Linee Guida UE, quindi ad esso non può essere associato un valore di precisione calcolabile.

Di seguito viene riportato in sintesi la descrizione del calcolo delle incertezze relative alla determinazione delle variabili in gioco, che viene sviluppato con apposito foglio di calcolo.

Quantità di gas in Torcia

Avendo utilizzato per la determinazione dei gas in torcia una stima (sulla base del bilancio di massa di Raffineria), a tale dato è stato attribuito un valore di precisione cautelativo rispetto a quello delle flange presenti nelle altre raffinerie del Gruppo ENI.

Fattore di emissione Torcia

L'incertezza legata alla determinazione al fattore di emissione non verrà definito in quanto la combustione in torcia rientra tra le fonti minori di emissione della Raffineria, quindi il livello di approccio applicabile è il 1, con un valore ricavato dalle Linee Guida UE.

Incertezza complessiva nella determinazione delle emissione da torcia

L'incertezza complessiva legata alla combustione del gas alla torcia coincide con quella del gas consumato $U_{\text{QUANTITA' GAS TORCIA}}$:

$$U_{\text{CO}_2\text{-TORCIA}} \approx U_{\text{QUANTITA' GAS TORCIA}}$$

Dove:

$$U_{\text{QUANTITA GASTORCIA}} = U_{\text{TORCIA}_1}$$

8.6 CALCOLO DELLE EMISSIONI DI CO₂ DA ALTRE FONTI (de minimis)

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

1. Rigeneratore del catalizzatore in discontinuo - reforming catalitico (RC3);

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

Rigenerazione del catalizzatore in discontinuo – reforming catalitico

In Raffineria, una minima parte delle emissioni di CO₂ deriva dal processo di rigenerazione del catalizzatore dell'impianto RC3. Il processo prevede la combustione del coke che si deposita sul catalizzatore esausto con la conseguente generazione di emissioni di CO₂.

Le emissioni di CO₂ da processi di rigenerazione del catalizzatore in continuo sono stimate con la seguente equazione:

FC= frazione di carbone sul coke bruciato (media analisi di lab)

$$FE = \text{frazione massiva C} \times \frac{PM_{CO_2}}{PM_C} \quad (\text{equaz. 8.6.1})$$

$$E_{CO_2} = \text{quota di ctz rigenerato tons/trim} \times FE \quad (\text{equaz. 8.6.2})$$

PARAMETRO FORMULA	U.M.	Valore	Livello da Linee Guida UE	Incertezza da Linee Guida UE
Quantità di Idrocarburi in carica	[tonn]	Da calcolo	2	± 2,5%
FE = Fattore di Emissione	[t CO ₂ / t carica]	Da calcolo	2	Da punto 10 Allegato I (*)
Frazione massiva di C	[tC / tGas]	Da analisi	n.a.	Da punto 10 Allegato I (*)
PM CO ₂ / PM C	[tCO ₂ / tC]	44,0098/12,011	n.a.	n.a.

Quantità di coke depositato sul catalizzatore

La quantità di catalizzatore rigenerato è calcolata da TP SOI OVEST utilizzando come dati il numero di cicli di rigenerazione indicati dal DCS, moltiplicati per la quantità di catalizzatore caricato all'inizio del ciclo di lavorazione. La quantità di catalizzatore caricato, è un dato ottenuto verificando la pesata del catalizzatore caricato in impianto (a cura TP SOI OVEST). Il dato sul quantitativo di catalizzatore rigenerato viene poi utilizzato dall'OPERATORE GHG nella formula per il calcolo delle emissioni trimestrale di CO₂ da impianto di rigenerazione catalizzatore REFORMER (RC3).

8.7 CALCOLO DELLE EMISSIONI DI CO₂ DA IMPIANTO IGAS

La finalità del processo di Gassificazione è quella di convertire gli idrocarburi pesanti in un gas di sintesi pulito, che consenta di ottenere energia elettrica attraverso una centrale turbogas dedicata (esterna alla raffineria di proprietà di Enipower - EP). Nei reattori di gassificazione si realizza infatti l'ossidazione parziale, non catalitica, degli idrocarburi pesanti in presenza di ossigeno e vapore.

Il gas di sintesi prodotto è costituito prevalentemente da idrogeno e monossido di carbonio. Il calore del gas di sintesi è recuperato in una speciale caldaia che permette la produzione di vapore ad alta pressione. Una serie di unità di trattamento permette poi la pulizia del gas dagli incombusti e dagli inquinanti, quali azoto e zolfo. Un'unità dedicata permette inoltre la rimozione di una parte dell'idrogeno contenuto nel gas di sintesi per usi interni alla raffineria.

La carica è costituita prevalentemente dal residuo pesante (TAR) proveniente dall'unità Visbreaker.

I prodotti principali in uscita sono idrogeno ad alta purezza, inviato alla rete di raffineria, ed il gas di sintesi che alimenta invece una turbina a gas della centrale Enipower, adiacente alla raffineria.

In condizioni di emergenza, qualora il Syngas prodotto dall'impianto di gassificazione non possa essere inviato alla turbogas della Centrale Termoelettrica di Enipower (EP), lo stesso viene mandato alla torcia di Raffineria.

PARAMETRO FORMULA	U.M.	Valore	Livello da Linee Guida UE	Incertezza da Linee Guida UE
Quantità di TAR in carica	[tonn]	Da calcolo	2	± 2,5%
FE = Fattore di Emissione	[t CO ₂ / t gas]	Da calcolo	2	Da punto 10 Allegato I ^(*)
Frazione massiva di C	[tC / tGas]	Da analisi	n.a.	Da punto 10 Allegato I ^(*)
PM CO ₂ / PM C	[tCO ₂ / tC]	44,0098/12,011	n.a.	n.a.
FOx	[adimensionale]	1	n.a.	n.a.

Eni Divisione Refining & Marketing – Raffineria di Sannazzaro

PROTOCOLLO PER LA CONTABILIZZAZIONE ED IL REPORTING DEI GAS AD EFFETTO SERRA

(*) Vedi allegato 3 al Protocollo: "Determinazione dei dati e fattori specifici alle singole attività"
Il fattore di ossidazione è stato considerato pari a 1 in quanto tutto il carbonio che entra nel processo di Gassificazione come TAR viene convertito direttamente in CO₂ o in prodotti che andranno comunque a formare CO₂ all'interno della Raffineria o all'esterno (vedi Syngas a EP e ceneri).

Determinazione delle emissioni di CO₂

Le emissioni dall'impianto IGAS vengono calcolate con la seguente formula:

$$E_{CO_2} = E_{CO_2}(TAR) - [(E_{CO_2}(\text{SYNGAS a EP}) + E_{CO_2}(\text{CENERI}) + E_{CO_2}(\text{SYNGAS a TORCIA}))]$$

(equaz. 8.7.1_a)

La formula sopra riportata permette di calcolare le emissioni di CO₂ indirettamente considerando il bilancio

$$\text{carica} \Rightarrow \text{ceneri} + \text{Syngas a EP} + \text{Syngas in torcia}$$

nel calcolo sono quindi considerate:

- le emissioni di CO₂ che si hanno dalla combustione del residuo pesante dal Visbreaker (TAR).

Di seguito si riporta la formula utilizzata per il calcolo delle emissioni di CO₂ da combustione di TAR:

$$E_{CO_2TAR} = FE \times \text{CARICA TAR} = \text{Tons/periodo CO}_2$$

- le emissioni di CO₂ da Syngas inviato ad EP (che figurano come emissioni indirette per la Raffineria e non vengono conteggiate)

Di seguito si riporta la formula utilizzata per il calcolo delle emissioni di CO₂ da combustione di Syngas a EP:

$$E_{CO_2SYNGASaEP} = FE \times \text{Syngas a EP} = \text{Tons/periodo CO}_2$$

- le emissioni di CO₂ che si hanno dalla combustione delle ceneri in uscita dal processo e che vengono vendute per il recupero metalli, che quindi figurano come emissioni indirette per la Raffineria e non vengono conteggiate.

Di seguito si riporta la formula utilizzata per il calcolo delle emissioni di CO₂ da combustione delle ceneri:

$$E_{CO_2} = FE \times \text{Ceneri} = \text{Tons/periodo CO}_2$$

- le emissioni di CO₂ dovute al Syngas inviato in torcia (contabilizzate nelle emissioni da torcia).

Di seguito si riporta la formula utilizzata per il calcolo delle emissioni di CO₂ da combustione di Syngas a Torcia:

$$E_{CO_2} = FE \times \text{Syngas a Torcia} = \text{Tons/periodo CO}_2$$

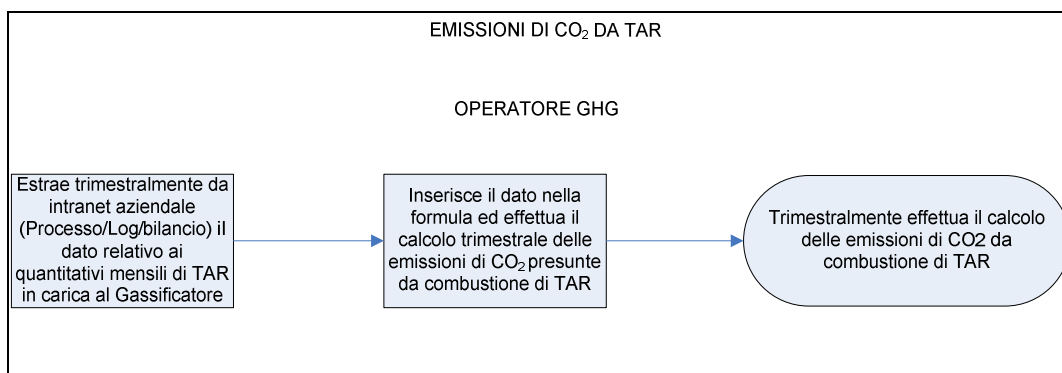
Di seguito si riporta una tabella di sintesi delle principali variabili e grandezze in gioco nel calcolo delle emissioni di CO₂ dall'impianto di Gassificazione.

	PARAMETRO	UdM
TAR (CARICA IGAS)	% C	tC/tcomb
	TAR	t/mese
	FE	tCO ₂ / tcomb
	fatt. di ossidazione (OF)	adimension.
	44,0098/12,011	tCO ₂ /tC
SYNGAS A EP	% C	tC/tcomb
	SYNGAS	t/mese
	FE	tCO ₂ / tcomb
	fatt. di ossidazione (OF)	adimension.
	44,0098/12,011	tCO ₂ /tC
CENERI OUT	% C	tC/tcomb
	CENERI	t/mese
	FE	tCO ₂ / tcomb
	fatt. di ossidazione (OF)	adimension.
	tC/tcomb	tC/tcomb
SYNGAS A TORCIA	% C	tC/tcomb
	SYNGAS	t/mese
	FE	tCO ₂ / tcomb
	fatt. di ossidazione (OF)	adimension.
	44,0098/12,011	tCO ₂ /tC

Determinazione dei quantitativi

1. Quantità di TAR in carica alla Gassificazione

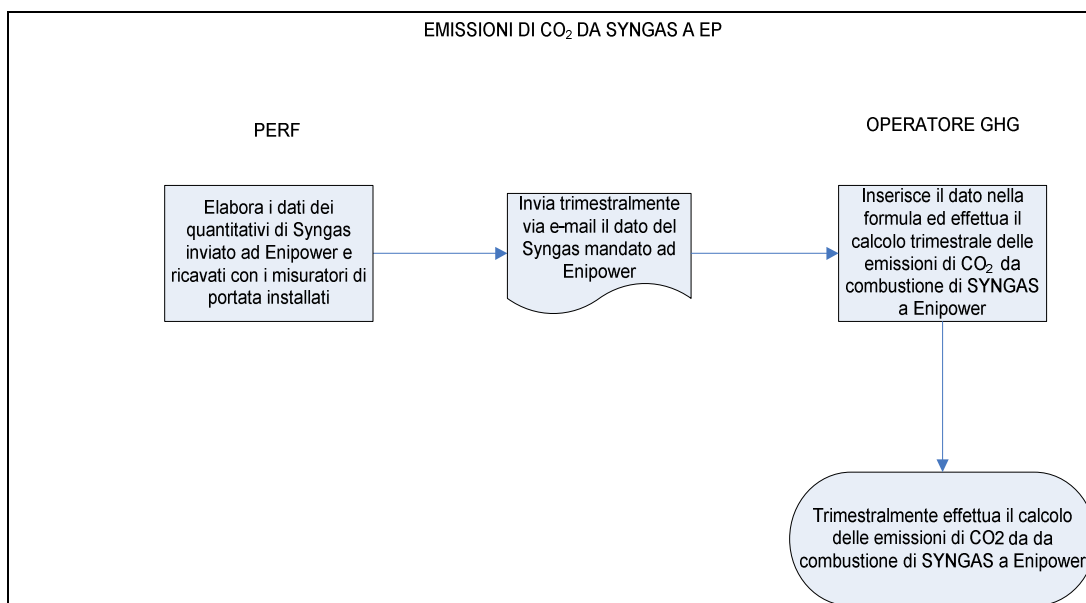
La quantità di TAR in carica alla Gassificazione viene acquisito mensilmente dall'Operatore GHG consultando la pagina intranet **Processo/Log/Bilancio pag 10** sotto le sigle dei misuratori di portata 30FXI108 e 30FXI208. Il dato (somma dei misuratori di portata) viene poi utilizzato su base trimestrale per il conteggio della CO₂ emessa dal TAR.



2. Quantità e qualità del SYNGAS inviato a EniPower

La misura della portata del Syngas ad EP (30FI570) viene, unitamente alla qualità determinata dal Gas Cromatografo in linea 30AI562, storicizzata in report dedicati presenti su intranet di Raffineria e validati da TP IGAS e successivamente utilizzati da PERF per il bilancio di Raffineria e la fatturazione verso EP.

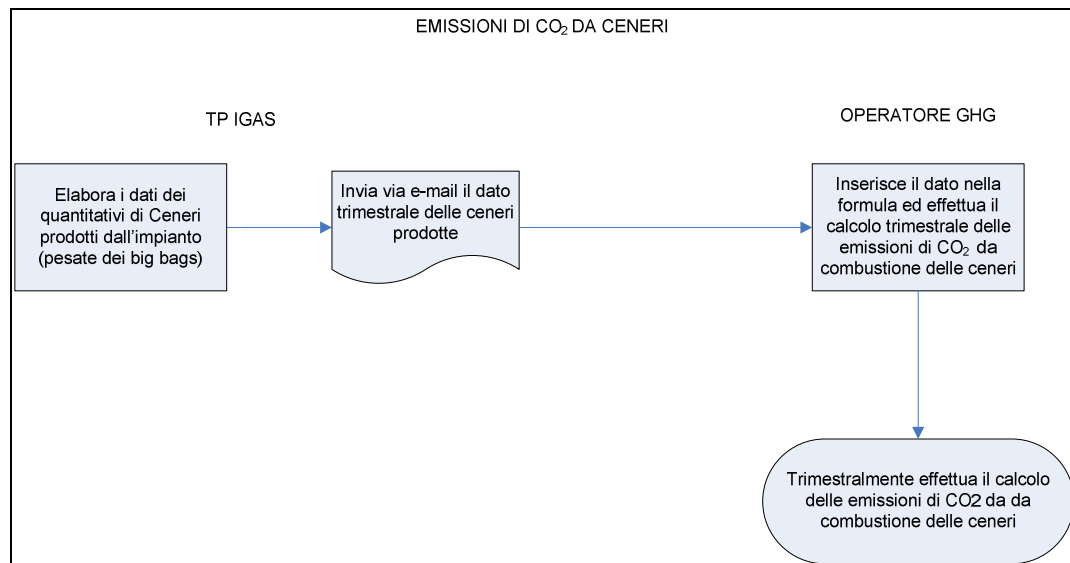
Operatore GHG, trimestralmente consuntiva qualità e quantità del Syngas a EP attraverso l'elaborazione di tali report.



3. Quantità di CENERI inviate a recupero metalli

La quantità di ceneri in uscita dall'impianto viene rilevata durante la fase di insaccamento dall'operatore IGAS che registra manualmente il valore della pesata su apposito modulo.

Sulla base di tali valori, RIGAS prepara una packing list in cui sono riportati tutti i big bags preparati ed i relativi pesi. RIGAS trimestralmente invia via e-mail all'Operatore GHG tutte le packing list relative al periodo.



4. Quantità di SYNGAS inviato in torcia

Il Syngas viene mandato in torcia durante le fasi fermata ed avviamento dell'impianto ed in casi di emergenza, ovvero qualora dovesse verificarsi un problema presso la Centrale Enipower con la conseguente interruzione dell'alimentazione della Turbogas con Syngas. I quantitativi di Syngas inviati in torcia sono stimati dalla funzione TP IGAS come previsto dalla IO 66.

Determinazione del fattore di emissione

Il fattore di emissione utilizzato nella formula di calcolo delle emissioni di CO₂ da Gassificazione, viene determinato singolarmente per ogni combustibile/prodotto considerato nel calcolo (TAR, Syngas ad EP, ceneri e Syngas a Torcia).

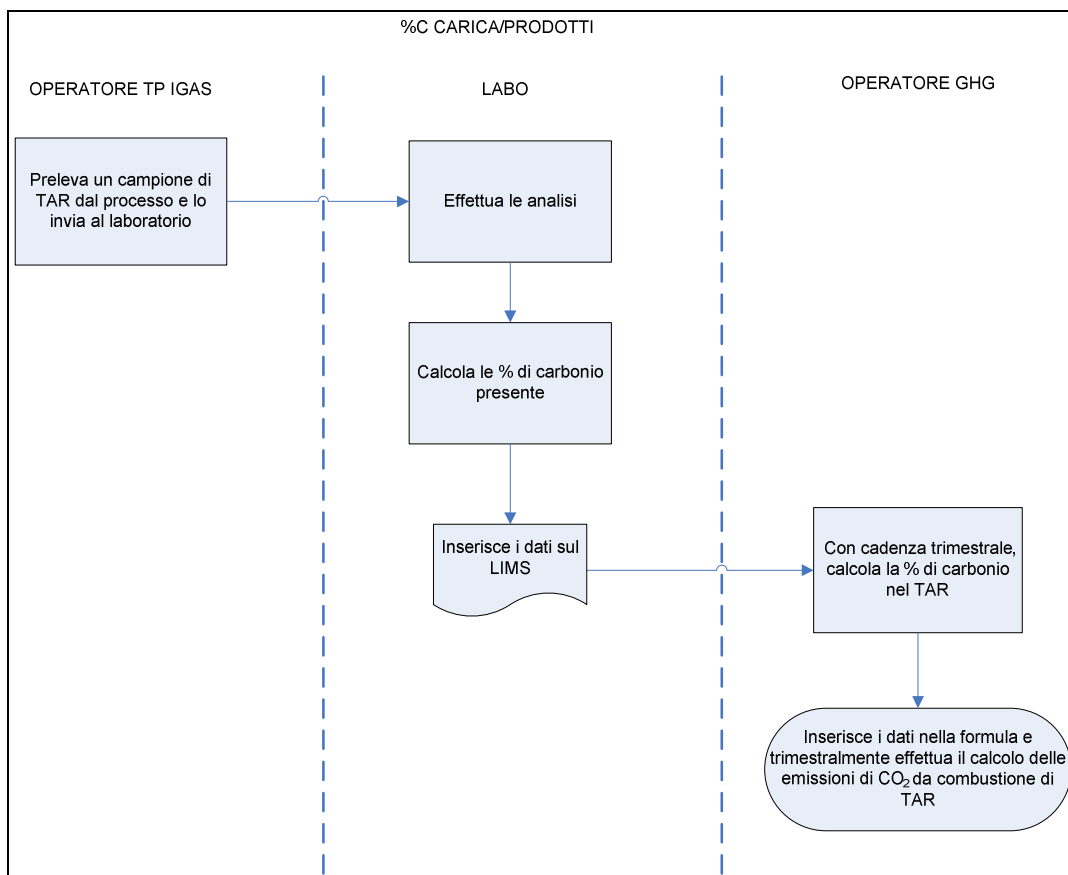
I dati relativi alla percentuale di carbonio contenute nei combustibili/prodotti vengono determinati con la frequenza di seguito indicata:

- % C residuo pesante dal Visbreaker (TAR), frequenza settimanale con analisi svolte da LABO

- % C Syngas mandato ad EP, mediante GC in linea (lo stesso valore viene considerato per la %C sul Syngas inviato in torcia)
- % C ceneri in uscita dal processo con cadenza indicativamente mensile a seconda della produzione, svolte dalla società che effettua il recupero metalli.

Di seguito si riporta la formula utilizzata per il calcolo del fattore di emissione:

$$FE = \text{FrazioneMassiva C} \times \frac{PM_{CO_2}}{PM_C} = tCO_2 / t \quad (\text{equaz. 8.7.1_b})$$



Determinazione del fattore di ossidazione

Il fattore di ossidazione utilizzato per i calcoli viene posto pari a 1, non viene quindi riportato nelle formule.

Calcolo della precisione

Per quanto riguarda la precisione associata al dato di emissioni di GHG da IGAS, questa può essere determinata coerentemente con le indicazioni del paragrafo 7.1. Le variabili in gioco, determinanti ai fini della precisione delle misure (le altre sono delle costanti), sono:

- Quantità di TAR in caria = misura da flange;
- Quantità di Syngas a EP = misura da flange;
- Quantità di Syngas a Torcia = quantità di gas avviato alla torcia (oggi stimata);
- FE = fattore di emissione da analisi di laboratorio (TAR, Syngas e ceneri).

Di seguito viene riportato in sintesi la descrizione del calcolo delle incertezze relative alla determinazione delle variabili in gioco, che viene sviluppato con apposito foglio di calcolo.

Carica TAR

La precisione legata alla determinazione dei quantitativi di TAR in carica all'impianto di gassificazione dipende essenzialmente dalla precisione tipica degli strumenti di misura utilizzati (misuratori di portata basati sul principio di Coriolis), tale incertezza può quindi essere calcolata con la formula:

$$U_{CARICA-TAR} \approx \sqrt{U_{FLANGE}^2}$$

Quantità di Syngas a EP

La precisione legata alla determinazione dei quantitativi di Syngas inviati ad Enipower dipende essenzialmente dalla precisione tipica degli strumenti di misura utilizzati (misuratori di portata basati sul principio di Coriolis) tale incertezza può quindi essere calcolata con la formula:

$$U_{SYNGAS-EP} \approx \sqrt{U_{MISURATOREdiPORTATA}^2 + U_{pressione}^2 + U_{temperatura}^2 + U_{Densità}^2}$$

Ceneri

La precisione legata alla determinazione dei quantitativi di Ceneri in uscita dal processo di gassificazione e dipende essenzialmente dalla precisione tipica degli strumenti di misura utilizzati (pese), tale incertezza può quindi essere calcolata con la formula:

$$U_{CENERI} \approx \sqrt{U_{PESE}^2}$$

Quantità di Syngas in Torcia

Avendo utilizzato per la determinazione dei gas in torcia una stima, a tale dato è stato attribuito un valore di precisione cautelativo rispetto a quello delle flange presenti nelle altre raffinerie del Gruppo ENI.

Frazione di carbonio contenuta nel TAR, nel Syngas e nelle Ceneri

L'incertezza sulla determinazione della frazione di carbonio contenuta nel TAR, nel Syngas e nelle Ceneri, è legata al metodo applicato in laboratorio per la determinazione delle caratteristiche analitiche dello stesso (composizione, peso molecolare, percentuali in peso, ecc.). Il laboratorio effettua le seguenti analisi:

- sul TAR - l'errore verrà indicato con - U_{C_TAR}
- sul Syngas (gascromatografia on-line) e da queste per calcolo viene determinata la frazione di carbonio contenuta nel gas – l'errore sarà indicato con - U_{C_SYNGAS}
- sulle ceneri – l'errore che sarà indicato con - U_{C_CENERI}

Fattore di emissione del TAR, del Syngas e delle Ceneri

I fattori di emissione legati alla combustione del TAR, del Syngas e delle Ceneri è determinato con l'espressione riportata nei precedentemente (equaz. 8.7.1_b), quindi l'incertezza nella determinazione degli stessi è funzione delle incertezze delle frazione di carbonio presente nel TAR, nel Syngas e nelle Ceneri e può essere determinato con le espressioni di seguito riportate:

$$U_{FE_TAR} = U_{C_TAR}$$

$$U_{FE_SYNGAS} = U_{C_SYNGAS}$$

$$U_{FE_CENERI} = U_{C_CENERI}$$

Incertezza complessiva nella determinazione delle emissioni da IGAS

Determinati i valori delle rispettive incertezze di tali variabili: $U_{CO2-TAR}$, $U_{CO2-SYNGAS/AP}$, $U_{CO2-CENERI}$ e $U_{CO2-SYNGAS/TORCIA}$ (cfr. par. 7.1), per il calcolo della precisione totale associata al valore di emissioni di CO₂ da IGAS si utilizza la seguente formula:

$$U_{CO2-FLUE\ GAS} = \sqrt{U_{CO2-TAR}^2 + U_{CO2-SYNGAS/EP}^2 + U_{CO2-CENERI}^2 + U_{CO2-SYNGAS/TORCIA}^2}$$

Dove: $U_{CO2-TAR} = \sqrt{U_{TAR}^2 + U_{FE_TAR}^2}$

$$U_{CO2-SYNGAS/EP} = \sqrt{U_{SYNGAS-EP}^2 + U_{FE_TSYNGAS}^2}$$

$$U_{CO2-CENERI} = \sqrt{U_{CENERI}^2 + U_{FE_CENERI}^2}$$

$$U_{CO2-SYNGAS/TORCIA} = \sqrt{U_{SYNGAS-TORCIA}^2 + U_{FE_SYNGAS}^2}$$

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

Una volta nota l'incertezza associata ad ogni fonte di GHG (U_{sorgente}) e noto il contributo relativo (A) 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.

Tra le precisioni sopra determinate, quelle relative alle fonti/sorgenti principali di emissione di CO₂ della Raffineria sono:

$U_{\text{CO2-FG}}$
 $U_{\text{CO2-FO}}$
 $U_{\text{RIG-CAT}}$
 U_{H2}
 U_{TORCIA}
 U_{IGAS}

Il contributo quantitativo relativo (A) delle emissioni di ogni fonte rispetto al quantitativo totale di GHG in uscita dalla Raffineria è:

- $A_{\text{CO2-FG}} = E_{\text{CO2_FG}}/E_{\text{CO2_TOT}}$
- $A_{\text{CO2-FO}} = E_{\text{CO2_FO}}/E_{\text{CO2_TOT}}$
- $A_{\text{RIG-CAT}} = E_{\text{CO2_RIG-CAT}}/E_{\text{CO2_TOT}}$
- $A_{\text{H2}} = E_{\text{CO2_H2}}/E_{\text{CO2_TOT}}$
- $A_{\text{TORCIA}} = E_{\text{CO2_TORCIA}}/E_{\text{CO2_TOT}}$
- $A_{\text{IGAS}} = E_{\text{CO2_IGAS}}/E_{\text{CO2_TOT}}$

Combinando ognuna di queste coppie di valori corrispondenti (U_i , A_i) come segue, si ottiene l'incertezza "pesata" delle diverse sorgenti:

- $\bar{U}_i = U_i * A_i$

Noti questi valori, la precisione relativa al valore di emissione di CO₂ della Raffineria è pari a:

$$U_{\text{CO2}} = \sqrt{\bar{U}_{\text{CO2-FG}}^2 + \bar{U}_{\text{CO2-FO}}^2 + \bar{U}_{\text{RIG-CAT}}^2 + \bar{U}_{\text{CO2-H2}}^2 + \bar{U}_{\text{TORCIA}}^2 + \bar{U}_{\text{IGAS}}^2}$$

I risultati dei precedenti calcoli possono essere riassunti in una tabella come quella proposta di seguito.

La stessa procedura di calcolo può essere applicata ai dati relativi alle emissioni di metano.

Tabella 8 – Esempio di tabella riassuntiva per la determinazione della precisione dei dati relativi alle emissioni di CO₂ della Raffineria di Sannazzaro per le fonti principali e per le fonti minori (non sono riportate invece le fonti considerate de minimis)

FONTE/SOR GENTE di GHG	VARIABILE	U_{var} (%) Precisione delle singole variabili	U_{sorgente} Precisione delle fonti/sorgenti	A % sul quantitativo totale delle emissioni di CO₂ della Raffineria	U_{pesata} Incertezza pesata (= U_{sorgente} * A)	Incertezza totale per tipologia di combustibile	Incertezza totale di Raffineria
CO ₂ da Fuel Gas (Alta Pressione)	Dati attività (CONSUMO FG - AP)	± 4,488	± 4,605%	17.415%	± 0,802%	3.85%	± 2.53%
	Fattore di Emissione	± 1,03					
	Fattore di Ossidazione	n.a.					
CO ₂ da Fuel Gas (Bassa Pressione)	Dati attività (CONSUMO FG - BP)	± 6,639	± 5.256%	35.937%	± 1.889%	2.03%	
	Fattore di Emissione	± 1,03					
	Fattore di Ossidazione	n.a.					
CO ₂ da Fuel Oil	Dati attività (CONSUMO FO)	± 0,500	± 2,032%	10.17%	± 0,207%	-	
	Fattore di Emissione	± 1,97					
	Fattore di Ossidazione	n.a.					
CO ₂ da rigenerazione catalizzatori in continuo (FCC)	Dati attività (Coke bruciato)	± 5,000	± 7,071%	19.037%	± 1.346%	-	
	Fattore di Emissione	± 5,00					

Eni Divisione Refining & Marketing – Raffineria di Sannazzaro

FONTE/SOR GENTE di GHG	VARIABILE	U_{var} (%)	$U_{sorgente}$	A	U_{pesata}	Incertezza totale per tipologia di combustibile	Incertezza totale di Raffineria
		Precisione delle singole variabili					
	Fattore di ossidazione	n.a.					
CO ₂ da impianto idrogeno	Quantità di idrocarburi in carica all'impianto	± 1.62	± 1.920%	9,417%	± 0,180%	-	
	Fattore di Emissione	± 1,03					
	Fattore di Ossidazione	n.a.					
CO ₂ da torcia	Quantità di gas in torcia	± 10,000	± 10%	3.377%	± 0,3377%	-	
	Fattore di Ossidazione	n.a.					
	Fattore di Emissione	n.a.					
CO ₂ da gassificazione	quantità di TAR in carica	0.2%	±0.20%	±33.707%	±0.353%	0.0040%	
	Fattore di Emissione da TAR	1.03%					
	quantità di SYNGAS a EP	0.4%	±0.40%	±28.232%	±0.180%		
	Fattore di Emissione da SYNGAS	0.5%					

FORNITORE/SOR- GENTE di GHG	VARIABILE	U_{var} (%) Precisione delle singole variabili	U_{sorgente} Precisione delle fonti/sorgenti	A % sul quantitativo totale delle emissioni di CO₂ della Raffineria	U_{pesata} Incertezza pesata (= U_{sorgente} * A)	Incertezza totale per tipologia di combustibile	Incertezza totale di Raffineria
	quantità di ceneri in uscita	2.0%	±2.0%	±0.00002%	±0.00001%		
	Fattore di Emissione da ceneri	0.5%	±0.5%				
	quantità di SYNGAS a torcia	10.0%					
	Fattore di Emissione da SYNGAS a torcia	na	±10.0%	±0.082%	±0.0826%		

n.a. = non applicabile;

N.B. i calcoli sono stati effettuati utilizzando i valori di emissione di CO₂ [tonnellate/anno], relative all'anno 2005.

ALLEGATI

Allegato 1: Allegato A delle 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 200-2003). 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 delle Disposizioni di Attuazione delle LG UE C(130) 2004 – 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/2b

2 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: (*) Determinazione di dati e fattori specifici alle singole attività (da punto 10 Allegato I)

10. Determinazione di dati e fattori specifici alle singole attività

10.1 Determinazione dei poteri calorifici netti e dei fattori di emissione per i combustibili

La procedura specifica per la determinazione del fattore di emissione specifico all'attività considerata, compresa la procedura di campionamento per un tipo specifico di combustibile, è definita d'accordo con l'autorità competente prima dell'inizio del periodo di riferimento in cui sarà applicata.

Le procedure applicate per il campionamento del combustibile e per la determinazione del potere calorifico netto, del tenore di carbonio e del fattore di emissione dello stesso si basano sulle norme CEN pertinenti (riguardanti ad esempio la frequenza dei campioni, le procedure di campionamento, la determinazione del potere calorifico lordo e netto e del tenore di carbonio per i diversi tipi di combustibile) non appena esse sono disponibili. Se non sono disponibili norme CEN, si applicano le norme ISO o le norme nazionali. Se non esistono norme applicabili, le procedure possono essere eseguite ove possibile conformemente a progetti di norme o a linee guida sulle migliori pratiche del settore.

Tra le norme CEN applicabili sono comprese, a titolo di esempio, le seguenti:

– EN ISO 4259:1996: "Prodotti petroliferi. Determinazione ed applicazione dei dati di precisione in relazione ai metodi di prova".

Tra le norme ISO applicabili sono comprese, a titolo di esempio, le seguenti:

- ISO 13909-1,2,3,4: 2001 Hard coal and coke - Mechanical sampling
- ISO 5069-1,2: 1983: Brown coals and lignites; Principles of sampling;
- ISO 625:1996 Solid mineral fuels - Determination of carbon and hydrogen - Liebig method;
- ISO 925:1997 Solid mineral fuels - Determination of carbonate carbon content - Gravimetric method;
- UNI-EN-ISO 9300-1997: Misurazione della portata di gas per mezzo di ugelli Venturi in regime critico;
- ISO 9951-1993/94: Measurement of gas flow in closed conduits – Turbine meters.

Esistono anche norme nazionali che riguardano la caratterizzazione dei combustibili:

- DIN 51900-1:2000 "Testing of solid and liquid fuels – Determination of gross calorific value by the bomb calorimeter and calculation of net calorific value – Part 1: Principles, apparatus, methods";
- DIN 51857:1997 "Gaseous fuels and other gases - Calculation of calorific value, density, relative density and Wobbe index of pure gases and gas mixtures";
- DIN 51612:1980 "Testing of liquefied petroleum gases; calculation of net calorific value"; 39
- DIN 51721:2001 "Testing of solid fuels - Determination of carbon and hydrogen content" (also applicable for liquid fuels).

La determinazione del fattore di emissione, del tenore di carbonio e del potere calorifico netto è affidata a un laboratorio accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 ("Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura"). È importante notare che la frequenza di campionamento, la procedura di campionamento e la preparazione dei campioni sono elementi critici ai fini dell'accuratezza del fattore di emissione specifico all'attività (oltre che ai fini della precisione del procedimento analitico per la determinazione del tenore di carbonio e del potere calorifico netto). Essi dipendono in larga misura dallo stato e dall'omogeneità del combustibile/materiale. Il numero di campioni necessario è elevato per i materiali molto eterogenei come i rifiuti solidi urbani; risulta invece molto meno elevato per la maggior parte dei combustibili gassosi o liquidi commerciali.

La determinazione del tenore di carbonio, del potere calorifico netto e del fattore di emissione di un lotto di combustibile è effettuata conformemente alle pratiche generalmente accettate in materia di campionamento rappresentativo. Il gestore fornisce elementi atti a comprovare la rappresentatività del tenore di carbonio, dei poteri calorifici e dei fattori di emissione ricavati, nonché l'assenza di errori sistematici.

Il fattore di emissione è utilizzato unicamente per il lotto di combustibile di cui è destinato ad essere rappresentativo.

La documentazione completa relativa alle procedure usate dal laboratorio per la determinazione del fattore di emissione e l'insieme completo dei risultati sono conservati e messi a disposizione del responsabile della verifica.

10.2 Determinazione dei fattori di ossidazione specifici alle singole attività

La procedura specifica per la determinazione del fattore di ossidazione specifico all'attività considerata, compresa la procedura di campionamento per un tipo specifico di combustibile e per l'impianto, è definita d'accordo con l'autorità competente prima dell'inizio del periodo di riferimento in cui sarà applicata.

Le procedure applicate per la determinazione dei fattori di ossidazione specifici alle singole attività (ad es. per mezzo del tenore di carbonio della fuliggine, delle ceneri, degli effluenti e di altri rifiuti o sottoprodotti) si basano sulle norme CEN pertinenti non appena queste sono disponibili. Se non sono disponibili norme CEN, si applicano le norme ISO o le norme nazionali. Se non esistono norme applicabili, le procedure possono essere eseguite ove possibile conformemente a progetti di norme o a linee guida sulle migliori pratiche del settore.

La determinazione del fattore di ossidazione o dei dati sottostanti è affidata a un laboratorio accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 ("Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura").

La determinazione dei fattori di ossidazione specifici alle singole attività a partire da lotti di materiale è effettuata conformemente alle pratiche generalmente accettate in materia di campionamenti rappresentativi. Il gestore fornisce elementi atti a comprovare la rappresentatività dei fattori di ossidazione ricavati, nonché l'assenza di errori sistematici.

La documentazione completa relativa alle procedure usate dall'organizzazione per la determinazione del fattore di ossidazione e l'insieme completo dei risultati sono conservati e messi a disposizione del responsabile della verifica.

10.3 Determinazione dei fattori di emissione relativi ai processi e dei dati sulla composizione

La procedura specifica per la determinazione del fattore di emissione specifico all'attività considerata, compresa la procedura di campionamento per un materiale specifico, è definita d'accordo con l'autorità competente prima dell'inizio del periodo di riferimento in cui sarà applicata.

Le procedure applicate per il campionamento e la determinazione della composizione di un materiale o per l'individuazione di un fattore di emissione relativo a un processo si basano sulle norme CEN pertinenti non appena queste sono disponibili. Se non sono disponibili norme CEN, si applicano le norme ISO o le norme nazionali. Se non esistono norme applicabili, le procedure possono essere eseguite ove possibile conformemente a progetti di norme o a linee guida sulle migliori pratiche del settore.

La determinazione della composizione o del fattore di emissione è affidata a un laboratorio accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 ("Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura").

La determinazione dei fattori di emissione relativi ai processi e dei dati sulla composizione per lotti di materiale è effettuata conformemente alle pratiche generalmente accettate in materia di campionamenti rappresentativi. Il gestore fornisce elementi atti a comprovare la rappresentatività dei fattori di emissione o dei dati sulla composizione ricavati, nonché l'assenza di errori sistematici.

I valori ottenuti con queste procedure sono utilizzati unicamente per il lotto di materiale di cui sono destinati ad essere rappresentativi.

La documentazione completa delle procedure usate dall'organizzazione per la determinazione del fattore di emissione o dei dati sulla composizione e l'insieme completo dei risultati sono conservati e messi a disposizione del responsabile della verifica.

Allegato 4: Schema di flusso semplificato del ciclo produttivo della Raffineria di Sannazzaro

