

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA Y TEXTIL



“MODELAMIENTO DEL BALANCE DE COMBUSTIBLES Y CUANTIFICACIÓN DEL INVENTARIO DE CO₂ MEDIANTE EL MÉTODO DE LOS FACTORES DE EMISIÓN APLICADO A UNA REFINERÍA DE PETRÓLEO COMO REQUISITO PARA LA CERTIFICACIÓN ISO 14064”

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO QUÍMICO

PRESENTADO POR:

SERGIO JESÚS ARAUJO OTAEGUI
NILS EVANS HARTLEY GÓMEZ SÁNCHEZ

LIMA – PERÚ

Digitalizado por:

2013

Modelamiento del balance de combustibles y cuantificación del inventario de CO₂ mediante el método de los factores de emisión aplicado a una refinería de petróleo como requisito para la certificación ISO 14064

Resumen

La presente tesis presentará la metodología a seguir para desarrollar el balance de combustibles y la cuantificación de los inventarios de CO₂ mediante el método de los factores de emisión en una refinería de petróleo como requerimiento para la certificación ISO 14064-I (Principios y requerimientos a nivel de la organización para la cuantificación y reporte de las emisiones y remociones de los Gases de Efecto Invernadero). En tal sentido se ha definido aplicar esta metodología a una refinería (denominada refinería en estudio), que desea aplicar a esta certificación internacional, y así obtener los beneficios de la misma.

En la parte inicial de este trabajo se hará una revisión general de la norma ISO 14064-I y se revisarán también los lineamientos dados por el Protocolo de Gases de Efecto Invernadero, documento que sirvió como base para el desarrollo de esta norma. Seguidamente se hará una descripción de los límites operativos de la refinería de petróleo en estudio, donde se describirá de manera breve las unidades de proceso con las que se cuenta, y de manera detallada los combustibles que se utilizan, mostrándose sus redes de distribución y los focos de emisión de CO₂. Finalmente se efectuará el balance volumétrico describiendo las ecuaciones de compensación utilizadas y se modelará el balance por cada tipo de combustible.

Las emisiones de CO₂ se clasifican en emisiones directas e indirectas, siendo las primeras las emisiones producto de actividades que netamente realiza la refinería en estudio en su locación y las segundas, las emisiones que se realizan a través de entidades terceras no necesariamente dentro de su locación. Dentro de la primera clasificación se subdividen las emisiones por combustión y por proceso, la primera de ellas obtenida producto de la quema directa de combustibles fósiles, y la segunda, producto del procesamiento físico o químico de materiales (en el caso de la refinería en estudio se trata del coque de FCC).

Una vez determinada la actividad de los combustibles (proveniente del balance volumétrico), la metodología requiere calcular el poder calorífico inferior y el factor de emisión de los mismos, lo que se desarrollará en los siguientes capítulos. Dentro de estos apartados se determinará también, con una

metodología adecuada, la actividad del coque de FCC, siendo este el mayor aportante de CO₂ de la refinería.

La verificación final del inventario exige un nivel de incertidumbre aceptable, es por eso que en el siguiente capítulo se exponen las consideraciones necesarias para calcularla, ya que es inherente al tratamiento de datos y se obtiene producto de las correlaciones utilizadas en el desarrollo de la metodología. A su vez se exige un nivel de aseguramiento de la fiabilidad de los datos de tal manera que no sean considerados parte de un error o discrepancia material, que será motivo de desarrollo en el capítulo posterior. Así también, se determinarán las responsabilidades de las áreas de la refinería implicadas en la elaboración del inventario.

Finalmente se mencionará en los capítulos finales, en términos generales, los beneficios identificados que provienen de la obtención de la certificación ISO 14064-I, a mediano y largo plazo y se mencionarán como parte final, algunos ejemplos de proyectos de reducción de emisiones de CO₂ que son aplicables a la refinería en estudio.

Contenido

Resumen	ii
I. INTRODUCCIÓN	8
1.1. Antecedentes	8
1.2. Objetivo general	14
1.3. Objetivos específicos	14
II. REVISIÓN GENERAL DE LA NORMA ISO 14064 Y DOCUMENTOS COMPLEMENTARIOS	15
2.1. Partes	15
2.2. Beneficios de la certificación	15
2.3. Objeto y campo de aplicación	16
2.4. Términos y definiciones	16
2.5. Principios	18
2.6. Límites operativos	19
2.6.1. Cuantificación de emisiones y remociones de los GEI	19
2.7. Proyectos de reducción de emisiones o de aumento de remociones de los GEI	21
2.8. Evaluación y reducción de la incertidumbre	21
III. Resumen del Protocolo de GEI	22
3.1. Principios de contabilidad y reporte de los GEI	22
3.2. Determinación de los límites organizacionales	22
3.3. Determinación de los límites operacionales	23
3.4. Identificación y cálculo de las emisiones de los GEI	24
3.5. Gestión de la calidad del inventario	24
3.6. Reporte de emisiones de los GEI	25
3.7. Verificación de emisiones de los GEI	26
IV. GENERALIDADES DE LA REFINERÍA DE PETRÓLEO	28
4.1. Descripción de las unidades de proceso y servicios	28
4.2. Esquema de refino	30
4.3. Generalidades de los combustibles utilizados	30
4.3.1. Fuel gas	30
4.3.2. Fuel oil	31

4.4. Descripción de la configuración de las redes de distribución de los combustibles.....	32
4.4.1. Fuel gas.....	32
4.4.2. Fuel oil.....	32
4.5. Compensación de medidores de caudal de corrientes gaseosas y líquidas.....	35
4.5.1. Medidores asociados a la red de fuel gas:.....	35
4.5.2. Medidores asociados a la red de fuel oil:.....	36
4.6. Modelamiento del balance de combustibles.....	36
4.6.1. Balance de fuel gas.....	36
4.6.1.1. Balance volumétrico – Red de fuel gas.....	36
4.6.1.2. Balance volumétrico - Fuel gas ácido:.....	38
4.6.1.3. Balance másico – Red de fuel gas / Fuel gas ácido:.....	38
4.6.2. Balance de fuel oil.....	38
4.6.2.1. Balance volumétrico - Fuel oil.....	38
4.6.2.2. Balance másico conciliado del fuel oil.....	39
4.7. Compensación de medidores de caudal de corrientes gaseosas y líquidas.....	40
4.7.1. Caudales de gases.....	40
4.7.1.1. Datos necesarios.....	40
4.7.1.2. Ecuación de compensación.....	41
4.7.2. Caudal de líquidos.....	42
4.7.2.1. Datos necesarios.....	42
4.7.2.2. Ecuación de compensación.....	42
V. DEFINICION DE LOS LÍMITES OPERATIVOS.....	44
5.1. Emisiones directas de CO ₂	45
5.1.1. Emisiones de CO ₂ por combustión.....	45
5.1.1.1. Focos de emisión de CO ₂ por combustión.....	45
5.1.2. Emisiones de CO ₂ por proceso.....	46
5.1.2.1. Foco de emisión de CO ₂ por proceso.....	46
5.1.3. Fuentes de Emisión de CO ₂	48
5.1.3.1. Fuel gas.....	48
5.1.3.2. Combustibles Líquidos.....	49
5.1.3.3. Coque de FCC.....	50

5.2.	Emisiones Indirectas de CO ₂	50
5.3.	Emisiones fugitivas	50
VI.	METODOLOGÍA DE CUANTIFICACIÓN DEL INVENTARIO DE CO ₂ – MÉTODO DE LOS FACTORES DE EMISIÓN	52
6.1.	Definiciones	52
6.2.	Emisiones directas.....	56
6.2.1.	Emisiones por Combustión	57
6.2.1.1.	Determinación de la Actividad de los combustibles.....	57
6.2.1.2.	Determinación del Poder Calorífico Inferior de los Combustibles.....	57
6.2.1.3.	Determinación del Contenido de Carbono y Factor de Emisión de los combustibles	59
6.2.1.4.	Determinación del Factor de Oxidación	60
6.2.2.	Emisiones por Proceso	60
6.2.2.1.	Determinación de la actividad del Coque de FCC.....	60
6.2.2.2.	Determinación del Factor de Emisión del Coque de FCC	63
6.3.	Emisiones indirectas - Energía eléctrica importada	63
6.3.1.	Factor de Emisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).....	64
VII.	DETERMINACIÓN DE LA INCERTIDUMBRE	65
7.1.	Generalidades.....	65
7.1.1.	Incertidumbre de la función suma	65
7.1.2.	Incertidumbre de la función resta	66
7.1.3.	Incertidumbre de multiplicación y división	66
7.1.4.	Incertidumbre de funciones no lineales	67
7.1.5.	Incertidumbres de las Emisiones de CO ₂	67
VIII.	CÁLCULOS Y RESULTADOS: EMISIONES E INCERTIDUMBRE.....	68
8.1.	Emisiones directas.....	68
8.1.1.	Emisiones de combustión	68
8.1.2.	Emisiones de proceso.....	77
8.2.	Emisiones indirectas	79
8.3.	Incertidumbres	80
IX.	MATERIALIDAD.....	81
9.1.	Definiciones	81

9.2.	Fuentes comunes de error material.....	81
9.3.	Cálculo de materialidad.....	81
9.3.1.	Ecuación General	81
9.3.2.	Materialidad calculada – Medidas correlacionadas	82
9.3.3.	Determinación de Factor “K”	82
9.3.3.1.	Correlación para el caso de falla de medidor de flujo de Fuel gas	82
9.3.3.2.	Correlación para el caso de falla de instrumentación de balance de fuel oil:.....	84
X.	ACTUACIONES	86
10.1.	Laboratorio	86
10.2.	Mantenimiento.....	86
10.3.	Operaciones.....	86
10.4.	Control Avanzado y Sistemas.....	86
10.5.	Procesos	86
10.6.	Medio Ambiente.....	87
XI.	VENTAJAS DE LA CERTIFICACIÓN	88
11.1.	Bonos de Carbono.....	88
11.2.	Mercado de Emisiones	88
11.3.	Proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y de reducción de emisiones	89
11.4.	Ejemplos de proyectos de reducción de emisiones de CO2	89
XII.	CONCLUSIONES.....	92
XIII.	RECOMENDACIONES.....	93
XIV.	BIBLIOGRAFÍA.....	94
XV.	ANEXOS	97
15.1.	Propiedades	97
15.2.	Valores de diseño.....	98
15.3.	Balances Volumétricos Compensados	101
15.4.	Balances Másicos.....	103

I. INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

Los cambios en el clima de la Tierra a lo largo de todo el siglo XX han sido producto de las fuerzas naturales y de las actividades humanas, sobre todo en la utilización de combustibles fósiles, ya que esto último ha ido de la mano con el crecimiento industrial de la raza humana. El aumento de la temperatura de la superficie terrestre y marina han cambiado los patrones espaciales y temporales de las precipitaciones; se ha elevado el nivel del mar y ha aumentado la frecuencia e intensidad de los fenómenos asociados.¹

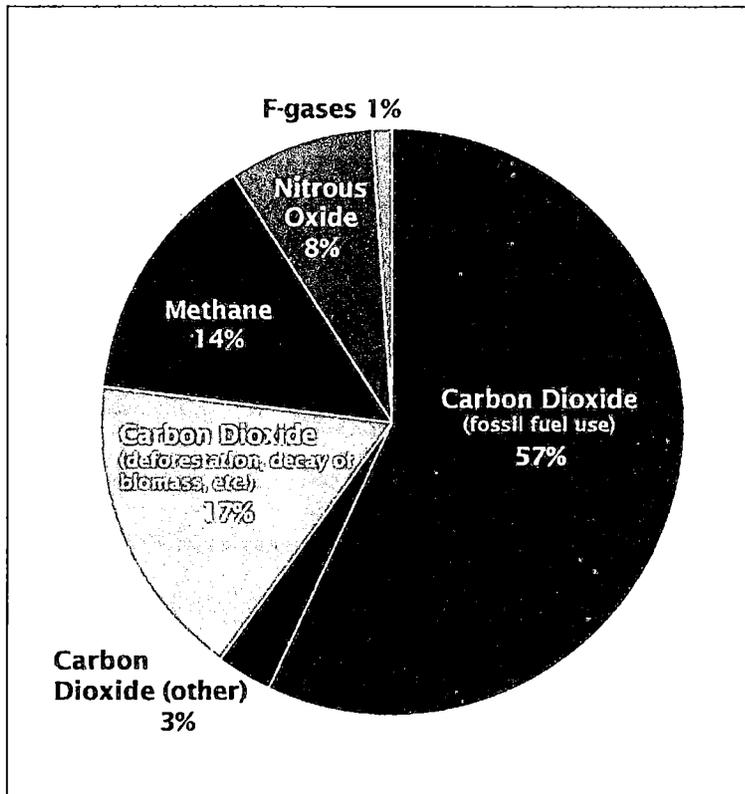
Las concentraciones atmosféricas de Gases de Efecto Invernadero (GEI) han aumentado desde tiempos preindustriales debido a las emisiones producidas por estas actividades, siendo el dióxido de carbono (CO₂) el principal gas emitido que influye considerablemente en este efecto de sobrecalentamiento global. (Ver Figura 1.1).

En esta última década la temperatura global ha aumentado cerca de 1 °C con respecto al periodo 1961-1990, de igual manera el mar ha visto crecer su nivel promedio global en más de 15 centímetros. Otro ejemplo de este efecto es la disminución de la superficie de nieve del hemisferio norte en casi 1,5 kilómetros cuadrados. (Ver Figura 1.2).

De igual forma la concentración de CO₂ ha venido aumentando considerablemente a lo largo de estos años. La concentración en el año 2008 fue de casi 1,5 veces a la de 1990. (Ver Figura 1.3).

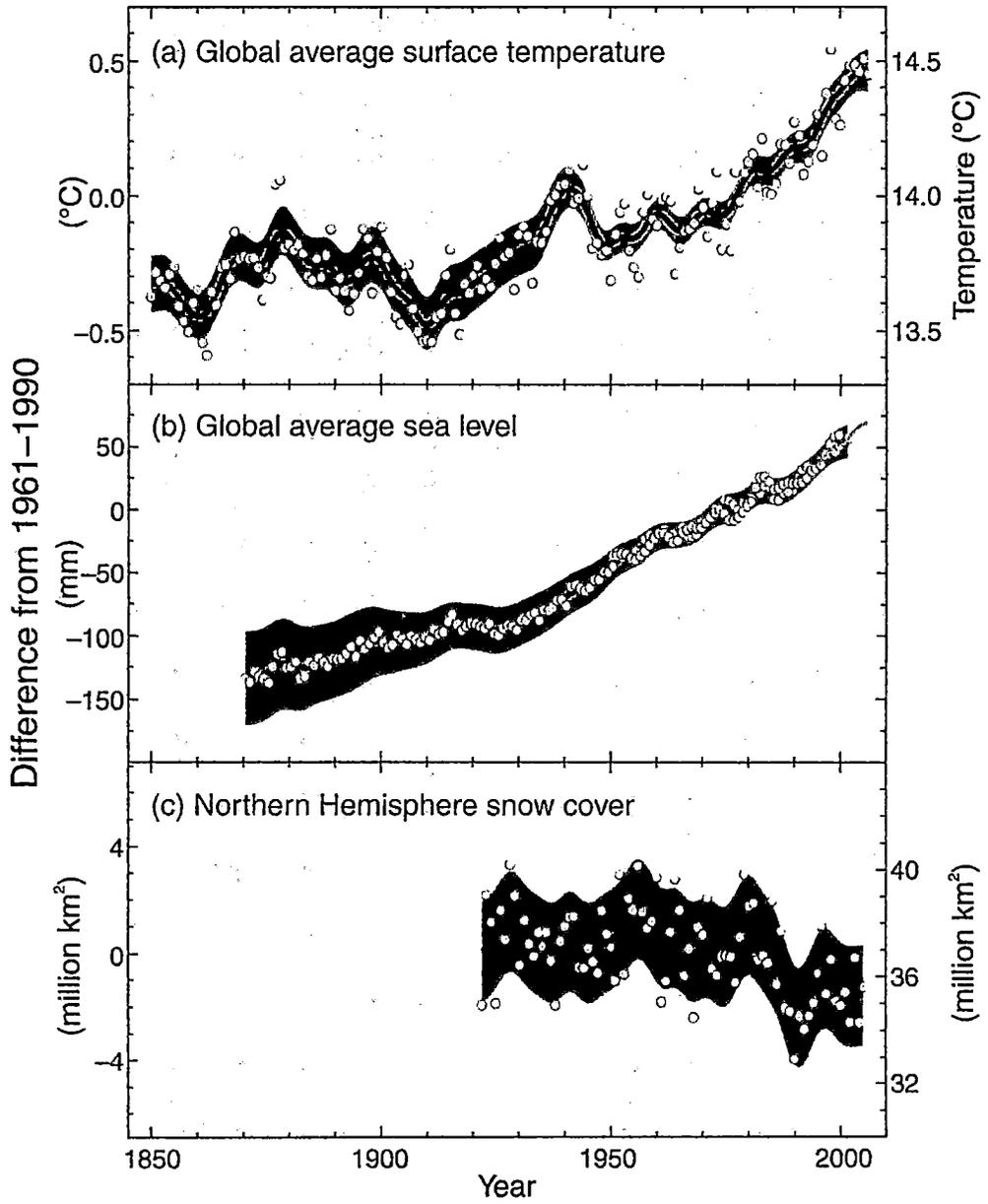
¹Cambio Climático y Diversidad – IPCC. Abril 2002. Resumen Ejecutivo, página 1.

Figura 1.1 Emisiones globales de GEI por gas



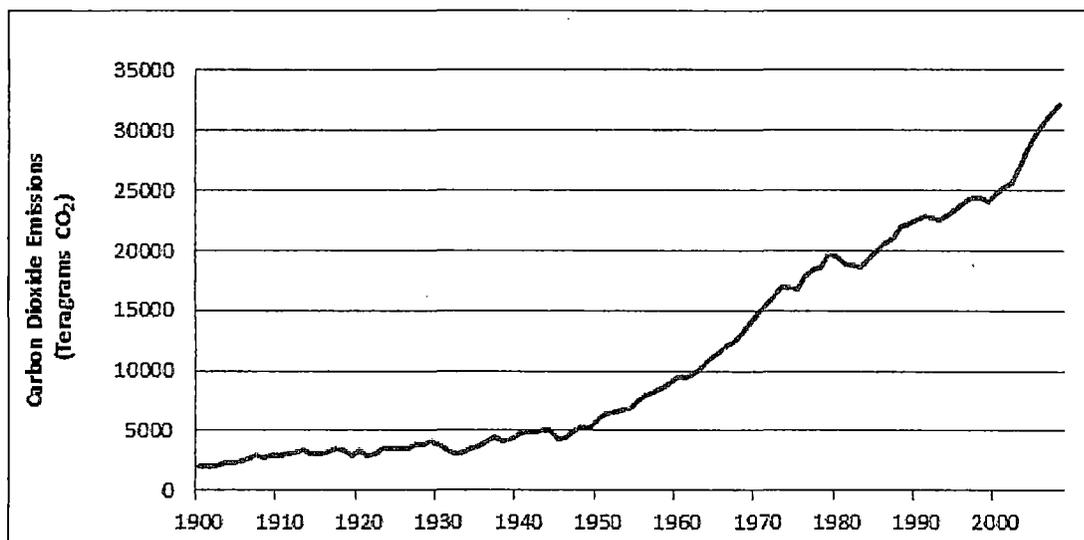
Fuente: IPCC, Fourth Assessment Report, Climate Change (2007)

Figura 1.2. Efectos del aumento de la temperatura global



Fuente: IPCC, Fourth Assessment Report, Climate Change (2007)

Figura 1.3. Emisiones globales de CO₂ de combustibles fósiles 1990-2008



Fuente: EPA - Boden, T.A., G. Marland, and R.J. Andres (2010). Global, Regional, and National Fossil-Fuel CO₂ Emissions.

En el Protocolo de Kioto (1997), los países industrializados se comprometieron a reducir en un 5% las emisiones contaminantes a emitirse entre los años 2008 y 2012 (tomando como referencia las emisiones producidas en el año 1990), con la finalidad de mitigar el efecto producido por los GEI, siendo este uno de los desafíos más grandes que tienen las naciones, los gobiernos y las industrias actualmente. Años después se han llevado a cabo varias convenciones globales acerca del cambio climático sin llegar a acuerdos sustanciales, pero lo cierto es que las metastrazadas inicialmente no se han logrado cumplir, los países excedentarios de emisiones de GEI se ven obligados a adquirir bonos de carbono en el mercado de emisiones para cumplir con los objetivos. En la práctica, todos los países tanto industrializados como en vía de desarrollo, tienen la intención y el compromiso de reducir sus emisiones en el tiempo de manera sostenible.

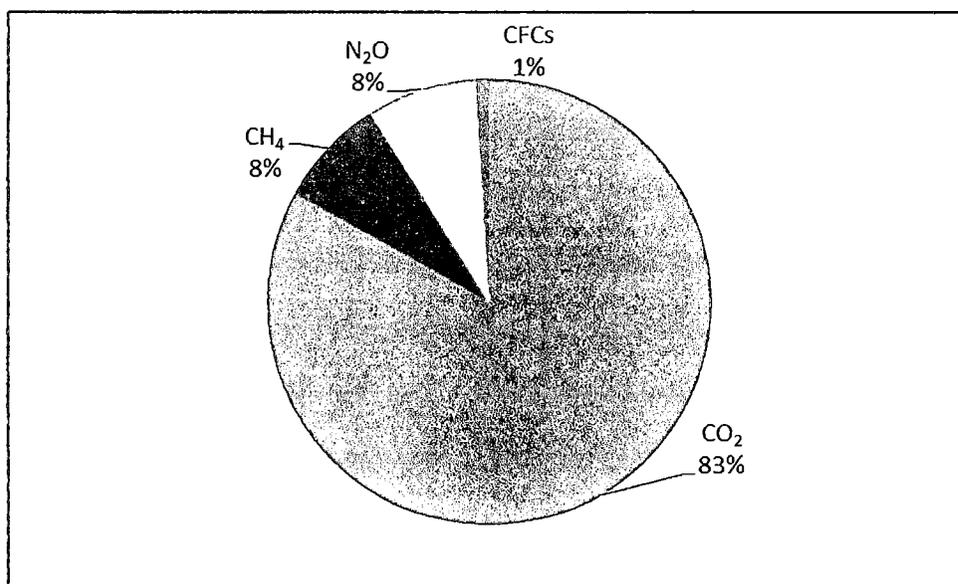
Es en este contexto que nacen entidades como la Organización Mundial del Comercio (OMC), siendo la única organización internacional que se ocupa de las normas que rigen el comercio entre los países. Mediante sus lineamientos, la OMC contribuye a la protección y preservación del medio ambiente mediante su objetivo de apertura de comercio y el cumplimiento de sus normas. En adición,

participa del Programa Doha, donde se incluyen negociaciones específicas sobre el comercio y el medio ambiente.

En este escenario se desarrolló la norma ISO 14064, que permite a las empresas medir y reportar sus emisiones de GEI, poseer un soporte para la comercialización de bonos de carbono y desarrollar proyectos de reducción de emisiones. En tal sentido, se ve necesario presentar la metodología de realización del inventario para el más común de los GEI por su presencia en la industria en el mundo y en nuestro país: El CO_2 .

Además, este gas es el mayor aportante en las emisiones de una refinería. (Ver Figura 1.4).

Figura 1.4. Distribución de emisiones en una refinería



Fuente: Datos de EEA 2004 (European Environment Agency Annual European – Community Greenhouse Inventory 1999-2002 and Inventory Report 2004)

Para el caso del Perú, el crecimiento económico está conllevando a elevar cada vez más los niveles de GEI ya que hay una fuerte demanda de producción eléctrica. El Sector Energía (transporte vehicular y generación eléctrica) pasó del 20% del total de emisiones de GEI en el año 2000 a 25% en el año 2009 (fuente Inventario de GEI 2009 – Perú). Actualmente se están tomando algunas medidas para mitigar el incremento de GEI pero no tenemos implementadas políticas

públicas concretas por parte del Estado Peruano para tal fin. Si bien es cierto se están realizando cambios en nuestra matriz energética por la inclusión del Gas Natural, se requiere mucho esfuerzo del propio Estado y del sector privado, que son los que van a llevar adelante las grandes inversiones vinculadas al tema de transformación energética y a su vez son los más grandes demandantes de energía adicional. La presente tesis se justifica bajo el contexto mundial en que nos encontramos; el compromiso para con el medio ambiente forma parte de las políticas de las empresas más importantes tanto del Perú como del mundo.

Puntualmente, para el caso de la refinería en estudio, se tiene la necesidad de elaborar un plan energético, cuya base se determinó debiera ser la estructuración de un balance de materia y energía de los combustibles empleados para su consumo en hornos, calderas y equipos de combustión. Una vez desarrollado el balance se determinó cuantificar y certificar las emisiones de CO₂, es por eso que para tal fin se decidió certificar sobre la base de la norma ISO - 14064. La certificación mediante esta norma no sólo aportará las bases para un plan energético global sino también obtendrá beneficios de cara a los clientes externos, ya que al ser una certificación internacional de índole ambiental aporta valor a la imagen de la empresa para con el exterior, haciendo más valiosa su percepción. Finalmente, la cuantificación del inventario de CO₂ sirve también como línea base para el desarrollo de futuros proyectos de reducción de emisiones a realizarse por la organización, proyectos que son fácilmente cuantificables en términos de dinero. Estos 3 objetivos debieran ser motivación suficiente para que otras empresas no sólo del rubro de refinación e hidrocarburos adopte los principios, lineamientos e implementación de esta norma.

1.2. Objetivo general

Presentar la metodología del cálculo para la cuantificación del inventario de CO₂ aplicado a una refinería de petróleo como un requisito para la obtención de la certificación ISO 14064.

1.3. Objetivos específicos

- a. Presentar una configuración de la red de los combustibles utilizados (fuel gas y fuel oil) en una determinada Refinería de Petróleo y modelar su balance.
- b. Definir y seleccionar los límites operativos de una determinada Refinería de Petróleo identificando los tipos de emisiones, directa e indirecta asociadas a su operación.
- c. Dar a conocer las pautas necesarias para poder cuantificar el inventario de CO₂ mediante el método de los Factores de Emisión de los combustibles de acuerdo a la norma ISO 14064.
- d. Presentar los criterios necesarios para el cálculo de la incertidumbre asociada a la cuantificación del inventario de CO₂.

II. REVISIÓN GENERAL DE LA NORMA ISO 14064 Y DOCUMENTOS COMPLEMENTARIOS

2.1. Partes

La norma ISO 14064 esta cuenta con 3 partes²:

- **Parte 1:** Especificación con orientación, a nivel de las organizaciones, para la cuantificación y el informe de las emisiones y remociones de Gases de Efecto Invernadero.
- **Parte 2:** Especificación con orientación, a nivel de proyecto, para la cuantificación, el seguimiento y el informe de la reducción de emisiones o el aumento en las remociones de Gases de Efecto Invernadero.
- **Parte 3:** Especificación con orientación para la validación y verificación de declaraciones sobre Gases de Efecto Invernadero.

2.2. Beneficios de la certificación

La aplicación de la norma ISO 14064 podría³:

- Aumentar la integridad ambiental de la cuantificación de Gases de Efecto Invernadero (GEI).
- Aumentar la credibilidad, la coherencia y la transparencia de la cuantificación, el seguimiento y el informe de GEI, incluyendo los proyectos de reducción de emisiones y el incremento de las remociones de GEI.
- Facilitar el desarrollo e implementación de estrategias y planes de gestión de GEI de una organización.
- Facilitar el desarrollo e implementación de los proyectos de GEI.

²Norma Española UNE-ISO 14064-I : Gases de Efecto Invernadero (abril 2006). Prólogo, página 5.

³ Ídem. Prólogo, página 7.

- Facilitar la capacidad de seguimiento del desempeño y el progreso en la reducción de las emisiones y/o el aumento en las remociones de GEI.
- Facilitar los créditos y la transacción de las reducciones de emisiones o del incremento de las remociones de GEI.

2.3. Objeto y campo de aplicación

La parte que se analiza en la presente Tesis es la Parte 1, esta especifica los principios y requisitos para la cuantificación y el informe de emisiones y remociones de GEI a nivel de la organización. Incluye requisitos para el diseño, desarrollo, gestión, informe y/o verificación de un inventario de GEI.

En este caso, por tratarse de una refinería, la tesis se está centrando en la cuantificación de las emisiones de CO₂ debido al proceso productivo de obtención de los productos derivados del petróleo.

2.4. Términos y definiciones⁴

- Gases de Efecto Invernadero (GEI):** Componente gaseoso de la atmósfera, tanto natural como antropogénico, que absorbe y emite radiación a longitudes de onda específicas dentro del espectro de radiación infrarroja emitida por la superficie de la Tierra, la atmósfera y las nubes.
- Fuente de GEI:** Punto o proceso, identificable por separado en una instalación, desde el que se emiten Gases de Efecto Invernadero. Por tanto se trata de la unidad básica de emisión de GEI.
- Focos de GEI:** Equipo de donde se emiten GEI.

⁴ Definiciones tomadas tanto de Norma Española UNE-ISO 14064-I : Gases de Efecto Invernadero (abril 2006). Prólogo, páginas 9-13, como de Decisión de la Comisión para que se establecen Directrices para el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero de conformidad con la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo (18 de julio de 2007), apartado Definiciones, página 7.

- d. **Sumidero de GEI:** Unidad o proceso físico que remueve un GEI de la atmósfera.
- e. **Reservorio de GEI:** Unidad física o componente de la biosfera, la geosfera o la hidrosfera, con la capacidad de almacenar o acumular un GEI removido de la atmósfera por un sumidero de GEI o un GEI capturado de una fuente de GEI.
- f. **Emisión de GEI:** Masa total de un GEI liberado a la atmósfera en un determinado período.
- g. **Remoción de GEI:** Masa total de un GEI removido de la atmósfera en un determinado período.
- h. **Factor de emisión o remoción de GEI:** Factor que relaciona los datos de la actividad con las emisiones o remociones de GEI.
- i. **Emisión directa de GEI:** Emisión de GEI proveniente de fuentes de GEI que pertenecen o son controladas por la organización.
- j. **Emisión indirecta de GEI por energía:** Se denominan así a las emisiones que ocurren desde fuentes cuya propiedad o control corresponde a otra organización. Se consideran a todas las emisiones generadas por la demanda de energía de la compañía como la compra de energía eléctrica, de vapor y de hidrógeno.
- k. **Emisión de GEI por combustión:** Emisiones de GEI que se producen durante la reacción exotérmica de un combustible con oxígeno.
- l. **Emisión de GEI por proceso:** Emisiones de GEI, distintas de las emisiones de combustión, que se producen como resultado de reacciones de origen intencionado y no intencionado entre sustancias, o de su transformación.
- m. **Datos de la actividad del GEI:** Medida cuantitativa de la actividad que produce una emisión o remoción de GEI.

- n. **Nivel de aseguramiento:** Grado de aseguramiento requerido por el usuario previsto (individuo u organización identificado por quienes informan de lo relacionado con los GEI, como aquel que utiliza dicha información para la toma de decisiones) en una validación o verificación.
- o. **Discrepancia material (materialidad):** Errores individuales o una agregación de errores, las omisiones y las distorsiones en la declaración sobre GEI que podrían afectar las decisiones de los usuarios previstos. Es el punto a partir del cual las incertidumbres de mediciones e informes comienzan a ser significativas, es decir, podrían, según el juicio profesional del verificador, condicionar las decisiones tomadas por los usuarios de la información notificada.
- p. **Validación:** Proceso sistemático, independiente y documentado para la evaluación de una declaración sobre GEI en un plan de un proyecto de GEI frente a los criterios de validación acordados.
- q. **Incertidumbre:** Parámetro asociado con el resultado de la cuantificación que caracteriza la dispersión de los valores que se podría atribuir razonablemente a la cantidad cuantificada.

Nota: Como la presente Tesis se basa en el cálculo del inventario de CO₂ puntualmente, en el desarrollo, cada empleo del término GEI en las definiciones se entenderá por CO₂.

2.5. Principios⁵

La aplicación de los principios es fundamental para asegurarse de que la información relacionada con los GEI es cierta e imparcial. La norma ISO 14064 cuenta con los siguientes principios:

⁴Norma Española UNE-ISO 14064-I : Gases de Efecto Invernadero (abril 2006). Apartado Principios, página 13.

- **Pertinencia:** Seleccionar las fuentes, sumideros, reservorios de GEI, datos y metodologías apropiados para las necesidades del usuario previsto.
- **Cobertura total:** Incluir todas las emisiones y remociones pertinentes de GEI.
- **Coherencia:** Permitir comparaciones significativas en la información relacionada con los GEI.
- **Exactitud:** Reducir el sesgo y la incertidumbre, en la medida de lo posible.
- **Transparencia:** Divulgar información suficiente y apropiada relacionada con los GEI, para permitir que los usuarios previstos tomen decisiones con confianza razonable.

2.6. Límites operativos⁶

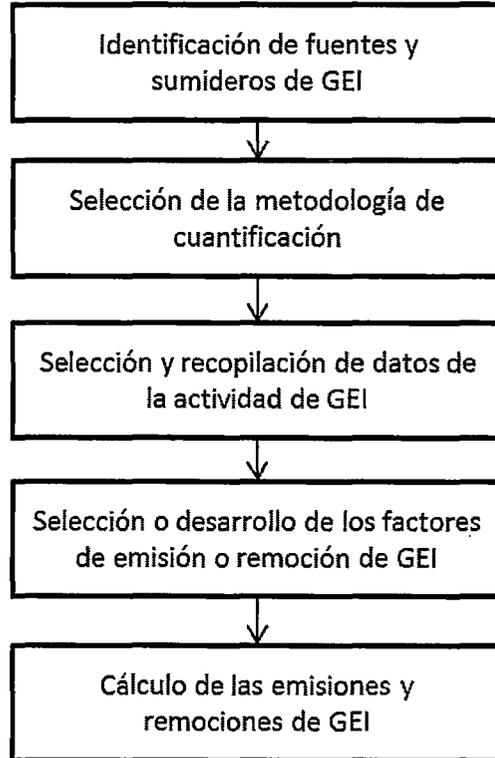
La organización debe establecer y documentar sus límites operativos. Identificar las emisiones y remociones de GEI asociadas a sus operaciones, la clasificación de emisiones directas, indirectas por energía y otras emisiones indirectas.

2.6.1. Cuantificación de emisiones y remociones de los GEI

Las etapas para la cuantificación de emisiones y remociones de GEI son las siguientes:

⁶ Ídem. Apartado Diseño y Desarrollo del Inventario de GEI, páginas 14-17.

Figura 2.1 Esquema de etapas para la cuantificación de emisiones y remociones de GEI



Fuente: Elaboración propia

La selección de las metodologías de cuantificación se da de acuerdo a los diferentes tipos:

a. Cálculos basados en:

- Datos de la actividad de GEI multiplicados por los factores de emisión o remoción de GEI.
- El uso de modelos.
- Correlaciones específicas para la instalación.
- Enfoque relacionado con los balances de masa.

b. Medición:

- Continua.
- Intermitente.

c. Combinación de medición y cálculo: Es el uso de metodologías de medición y de correlaciones para la estimación de las emisiones.

2.7. Proyectos de reducción de emisiones o de aumento de remociones de los GEI⁷

Si la organización informa sobre reducciones en la emisión de GEI o aumentos en la remoción de GEI comprados o desarrollados a partir de proyectos de GEI cuantificados usando metodologías de cuantificación tales como la especificada en la Norma ISO 14064-2, la organización debe hacer una lista, indicando por separado estos proyectos de reducciones en la emisión de GEI o los aumentos en la remoción de GEI.

2.8. Evaluación y reducción de la incertidumbre⁸

La organización debería completar y documentar una evaluación de la incertidumbre para emisiones y remociones de GEI, incluyendo la incertidumbre asociada con los factores de emisión y remoción.

⁷ Ídem. Apartado Componentes del Inventario de GEI, página 19.

⁸ Ídem, página 20.

III. RESUMEN DEL PROTOCOLO DE GEI

Es un documento que emite la SEMARNAT (Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales) en el 2001 con el Consejo Empresarial Mundial para el Desarrollo Sustentable y con el Instituto de Recursos Mundiales como un llamado a las empresas industriales para que en principio voluntariamente midan y reporten el inventario de sus emisiones de GEI (GEI). Una vez la empresa tenga la certeza del impacto, con referencia a los GEI, que genera con el medio ambiente, se desarrolla en el documento una segunda parte con el objetivo de que la empresa pueda certificar programas y proyectos de reducción de emisiones para poder de esta forma mitigar su efecto contaminantes.

Se han tomado los conceptos que intervienen como referencia para el desarrollo de la ISO 14064-I y que se aplican a la presente tesis.

3.1. Principios de contabilidad y reporte de los GEI

Los siguientes principios garantizan que el inventario de GEI constituya una representación imparcial y fidedigna de las emisiones de una empresa: relevancia, integridad, consistencia, transparencia y precisión.

3.2. Determinación de los límites organizacionales

Para reportes corporativos es posible usar 2 enfoques distintos orientados a consolidar las emisiones de GEI: por participación accionaria y los enfoques de control. Según el primer enfoque, la empresa contabiliza sus emisiones de acuerdo a la proporción que posee en la estructura accionaria (rigen los intereses económicos). Bajo el enfoque de control, una empresa contabiliza el 100% de las emisiones atribuidas a las operaciones sobre las cuales ejerce control. La empresa debe seleccionar su política corporativa con respecto a cuantificación de emisiones de GEI entre estos 2 enfoques, una vez hecho esto se aplicará a todos los niveles de la organización.

A su vez dentro del enfoque operacional se definen 2 tipos de enfoques: financiero y operacional. El enfoque financiero lo realiza una empresa si esta

posee la facultad de dirigir sus políticas financieras y operativas con la finalidad de conseguir beneficios económicos de sus actividades. El enfoque operacional lo realiza una empresa si esta tiene autoridad para introducir e implementar políticas operativas en la operación.

La industria del petróleo y gas usualmente utiliza el enfoque de control bajo la política del control operacional.

3.3. Determinación de los límites operacionales

Involucra identificar emisiones asociadas a sus operaciones clasificándolas como emisiones directas o indirectas, y seleccionar el alcance de contabilidad y reporte para las emisiones indirectas.

Las emisiones directas de GEI son emisiones de fuente que son propiedad de o están controladas por la empresa. Las emisiones indirectas se obtienen como consecuencia de las actividades de la empresa pero que ocurren en fuentes que están controladas o son de propiedad de otra empresa.

Se definen 3 alcances para propósitos de reporte y contabilidad de emisiones de GEI:

- Alcance 1: Ocurren de fuentes que son de propiedad de o están controladas por la empresa. Derivados de las siguientes actividades: Generación de electricidad, vapor o calor, procesos físicos o químicos, transporte de materiales, productos, residuos y empleados y emisiones fugitivas.
- Alcance 2: Emisiones indirectas de GEI asociadas a la electricidad adquirida y consumida por la empresa.
- Alcance 3: Otras emisiones indirectas. Son opcionales a contabilizar por parte de la empresa. Se derivan de las actividades de la empresa. Ejemplo: transporte por disposición de residuos.

3.4. Identificación y cálculo de las emisiones de los GEI

Para el cálculo en sí de las emisiones se realizan los siguientes pasos:

- Identificar fuentes de emisiones de GEI: Provenientes de la combustión fija (en equipos estacionarios), combustión móvil (en medios de transporte), emisiones de proceso, emisiones fugitivas.
- Seleccionar un método de cálculo para emisiones de GEI: A menudo las emisiones no se calculan por medición directa de concentración, se obtienen de los balances de masa. La manera más común de calcularlas es mediante los factores de emisión documentados. Estos son cocientes calculados que relacionan las emisiones de GEI a una medida de actividad en una fuente de emisión.
- Recolectar datos sobre actividades y elegir factores de emisión: Para la mayoría de las empresas las emisiones del alcance 1 se calculan con base en las cantidades adquiridas de combustibles comerciales utilizando los factores de emisión calculados. Para la industria del petróleo la referencia es el Instituto Americano del Petróleo (API).
- Aplicar herramientas de cálculo: Existen 2 categorías principales de herramientas de cálculo: Intersectoriales que pueden ser aplicadas a diversos sectores y sectoriales que se aplican a sectores específicos.
- Enviar los datos de emisiones de GEI a nivel corporativo: Se definen 2 enfoques: centralizado (donde las plantas reportan de manera individual datos sobre sus actividades y/o uso de combustibles) y descentralizado (las instalaciones recolectan la información de sus actividades de manera individual y lo reportan a nivel corporativo).

3.5. Gestión de la calidad del inventario

Para instrumentar un sistema de gestión de calidad del inventario se debe:

- Establecer un equipo para la calidad del inventario.
- Desarrollar un plan de gestión de la calidad.
- Controles genéricos de calidad.
- Controles de calidad por categorías específicas de fuentes de emisión.
- Revisar estimaciones y reportes de inventarios finales.

- Institucionalizar procesos formales de retroalimentación.
- Establecer procedimientos de reporte, documentación y archivo.

Factores de emisión y otros parámetros: Estos valores pueden ser factores publicados o de referencia, basados en datos específicos de la empresa, información específica por instalación o mediciones directas de emisiones. Para el consumo de combustible, los valores basados en contenido energético son más precisos que los basados en masa y volúmenes.

Datos de actividad y producción: Recomendaciones:

- Desarrollar procedimientos para recolectar información de manera eficiente y sostenida en el tiempo.
- Convertir la información de consumo de combustibles en unidades de energía, estas se correlacionan mejor con su contenido energético que con su masa.
- Comparar los datos actuales con tendencias históricas.
- Comparar la información con otras referencias.

Tipos de incertidumbre: Las incertidumbres pueden ser clasificadas en incertidumbre científica e incertidumbre de la estimación, esta última surge debido a la cuantificación del inventario y aplicación de operaciones matemáticas para su determinación.

3.6. Reporte de emisiones de los GEI

Se recomienda que un reporte público de GEI:

- Se base en la información disponible en el momento de la publicación, y que esta a su vez sea transparente acerca de sus limitaciones.
- Identifique y reconozca discrepancias materiales relevantes en años previos.
- Incluya las emisiones brutas de una empresa para su límite de inventario elegido.

3.7. Verificación de emisiones de los GEI

El objetivo principal de la verificación es asegurar a los usuarios que la información reportada y las declaraciones asociadas representan un recuento fiel, legítimo y transparente de las emisiones de GEI de una empresa.

Si bien es cierto que la verificación es generalmente llevada a cabo por una tercera parte independiente y externa, este puede no siempre ser el caso. Tanto la verificación interna como la externa deben seguir procesos y procedimientos similares. La verificación interna puede ser una experiencia de aprendizaje que valga la pena para una empresa, la misma que también puede proporcionar información útil a verificadores externos para comprender sus tareas.

El concepto de "materialidad" es esencial para comprender el proceso de verificación. La información es considerada material si, por su inclusión o exclusión, puede verse influenciada cualquier decisión o acción tomada por los usuarios de dicha información.

Una discrepancia material es un error que resulta en una cantidad reportada o en una declaración que es sustancialmente distinta al verdadero valor o significado. Un verificador necesitará formarse un panorama de la materialidad de todos los errores o incertidumbres antes de expresar una opinión.

Los verificadores necesitan evaluar el riesgo de discrepancia material de cada uno de los componentes del proceso de recopilación y reporte de información de GEI. Esta evaluación es utilizada para planificar y dirigir el proceso de verificación. Al evaluar este riesgo, evaluarán lo siguiente:

- La estructura de la organización y el enfoque de aproximación utilizado para asignar la responsabilidad de monitorear y reportar emisiones de GEI.
- El método de aproximación y el compromiso de la administración con el monitoreo y reporte de GEI.
- El desarrollo e implementación de políticas y procesos para el monitoreo y reporte.
- Los procesos utilizados para evaluar y revisar las metodologías de cálculo.

- La complejidad y naturaleza de las operaciones.
- La complejidad del sistema de cómputo utilizado para procesar la información.
- El estado de calibración y mantenimiento de los medidores utilizados, así como los tipos de medidores utilizados.
- La confiabilidad y disponibilidad de los datos ingresados.
- Las suposiciones y estimaciones aplicadas.
- La agregación de datos provenientes de diversas fuentes.
- Otros procesos de verificación a los que los sistemas y datos estén sometidos.

Finalmente, el proceso de verificación debe ser visto como una valiosa adición al proceso de mejora continua, de manera similar el proceso de elección de un verificador, responsables de evaluación e implementación de respuestas a los hallazgos de la verificación deben también tener las habilidades adecuadas y el entendimiento de las cuestiones relacionadas a la contabilidad y el reporte de GEI.

IV. GENERALIDADES DE LA REFINERÍA DE PETRÓLEO

4.1. Descripción de las unidades de proceso y servicios

La Refinería que servirá de referencia para explicar la metodología de la cuantificación del inventario de CO₂ en el desarrollo de la presente tesis contará con las siguientes unidades de proceso y sus respectivas capacidades:

- Dos unidades de destilación Primaria (I y II): Capacidad de procesamiento de 0,06 y 0,13 m³/s de crudo respectivamente.
- Dos unidades de destilación al vacío (I y II): Capacidad de procesamiento de 0,04 y 0,07 m³/s de crudo reducido proveniente de las unidades de destilación primaria.
- Una unidad de craqueo catalítico fluido (FCC): Capacidad de procesamiento de 0,03 m³/s de gasóleos provenientes de las destilaciones primarias o de vacío.
- Una unidad de hidrotratamiento (Unifining): Capacidad de procesamiento de 0,0057 m³/s de nafta ligera y/o nafta pesada (gasolina) proveniente de las unidades de destilación primaria.
- Una unidad de reformación catalítica (Platforming): Capacidad de procesamiento de 0,0042 m³/s de nafta hidrotratada.
- Una unidad de viscorreducción (Visbreaking): Capacidad de procesamiento de 0,05 m³/s de residual de vacío proveniente de las unidades de destilación al vacío.

Adicionalmente, la refinería cuenta con las siguientes unidades auxiliares y de servicios:

- Una turbina de cogeneración: Capacidad de producción de 11,7 MW y una caldera de recuperación de calor para la producción de vapor de 4,17 MPa con quemadores de postcombustión.

- Una unidad de tratamiento de gas ácido (Aminas): Carga de diseño de 0,049 kmol/s de fuel gas ácido proveniente de la unidad de FCC para su posterior combustión en la turbina de cogeneración.
- Una unidad de tratamiento de aguas ácidas: Capacidad de procesamiento de 0,017 m³/h de aguas ácidas proveniente de las unidades de proceso: destilación primaria I y II, destilación al vacío I y II, FCC, Unifining y Visbreaking.
- Una unidad de tratamiento de sodas gastadas: Capacidad de procesamiento de 1,786x10⁻⁴ m³/s de soda gastada proveniente de las diversas unidades de proceso de la refinería.
- Servicios industriales: Sistema de pre-tratamiento de agua cruda: Planta de filtración y unidades de tratamiento de agua: Desionización, dos módulos en paralelo de ósmosis inversa y una torre de agua de refrigeración compuesto de 3 celdas de enfriamiento. A parte, la refinería cuenta con tres calderas acuotubulares de producción de vapor de 1,72 MPa que ingresa a la red de vapor de alta de la refinería y 2 Calderetas en la unidad de vacío II y Visbreaking. También cuenta con una caldera de recuperación de calor y 2 calderetas en la unidad de FCC, estas últimas producen vapor de 4,12 MPa que ingresa a la red de vapor de muy alta presión de la refinería.
- Una planta de tratamiento de efluentes: Diseñada con 3 líneas de tratamiento: Línea de aguas aceitosas: Caudal de 0,036 m³/s. Línea de deslastre: Caudal medio de 0,014 m³/s. Línea de aguas sanitarias: Caudal medio de 5,83x10⁻⁴ m³/s.

A su vez, la Refinería cuenta con 2 antorchas:

- Un sistema de antorcha (Flare): Carga de diseño de 21,3 kg/s de fuel gas y/o vapores de hidrocarburo proveniente de la operación en conjunto de la refinería y/o de las descargas de emergencia.
- Un sistema de antorcha de vapores de hidrocarburos (oxidador térmico) provenientes de los desplazamientos generados por las cargas en Islas de cisternas ubicadas en el área de despacho: Carga de diseño de 0,062 Nm³/s.

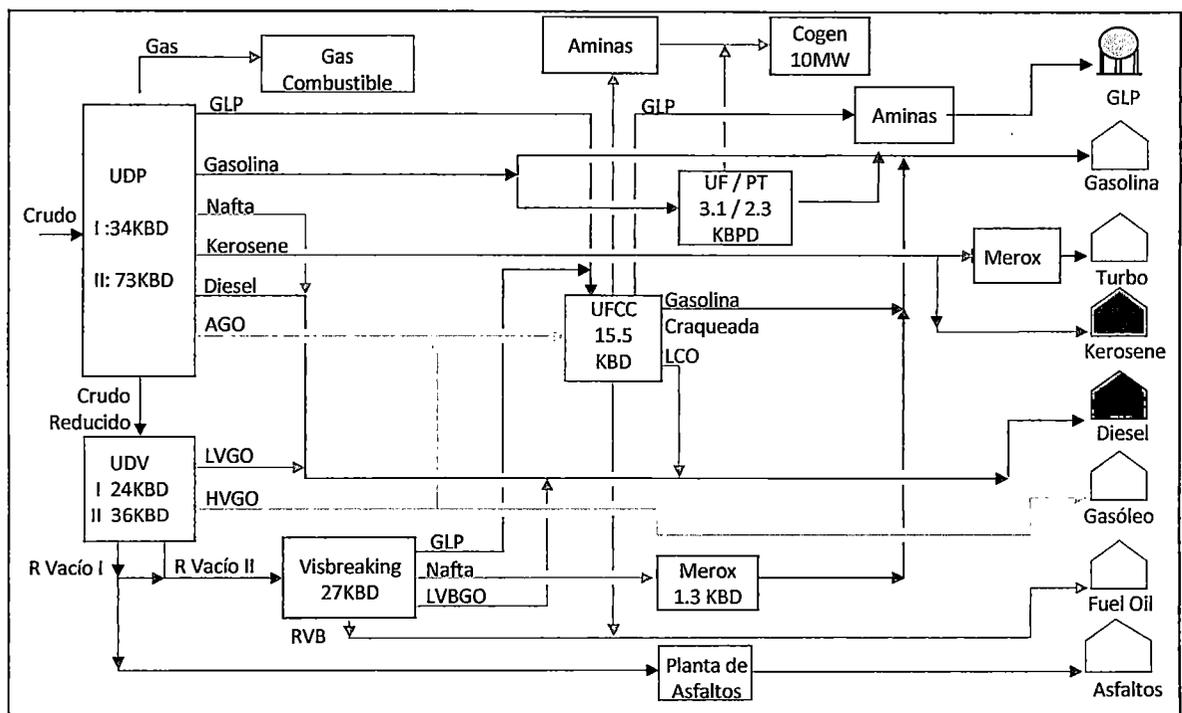
Finalmente, como Información adicional:

- Como información para la posterior inclusión en los focos de emisión de CO₂, la Refinería cuenta con seis calentadores de inmersión con fuel gas en tanques de asfalto: Se cuenta con un quemador de Fuel gas para cada tanque de almacenamiento de asfalto, cuyo fin es mantener una temperatura de almacenamiento adecuada de acuerdo al tipo de asfalto contenido en el tanque.

4.2. Esquema de refino

La refinería presenta el siguiente esquema de refino (Figura 4.1):

Figura 4.1 Esquema actual de la refinería



Fuente: Elaboración propia

4.3. Generalidades de los combustibles utilizados

4.3.1. Fuel gas

En la Refinería se consumen 5 tipos distintos de fuel gas (FG) que varían según su procedencia y composición:

a. Fuel gas de tanque balance de Destilación Primaria I (01D101): Destinado al consumo de las unidades de Destilación Primaria I, Destilación al Vacío I, Unifining, Platforming, calderas de vapor de 1,72 MPa y a los quemadores de fuel gas de los tanques de asfalto.

b. Fuel gas de tanque de balance de Destilación Primaria II (02D101): Destinado al consumo de de las unidades de Destilación Primaria II, Destilación al Vacío II, Visbreaking, Caldera de recuperación de calor de Cogeneración y como combustible a los pilotos del Incinerador de fuel gas ácido de la Unidad de Aminas.

Dada la variedad de aportantes a estos tanques de balance, la composición de dicho gas combustible es particular para cada uno.

c. Fuel gas mezcla a la Turbina de Cogeneración 50TG1: Conformado por la mezcla del fuel gas dulce de la Unidad de Aminas y el fuel gas aportado por la Unidad de Platforming. Esta mezcla se quema en la Turbina de cogeneración.

d. Fuel gas ácidos: Proveniente de las unidades de Destilación al Vacío I y II (que se consume en los Hornos de dichas unidades: 03H2A, 03H2B y 04H1), el fuel gas ácido proveniente de la Unidad de Aguas Ácidas (se consume en el Horno de Vacío II: 04H1), el Off-Gas de la Unidad de Sodas Gastadas (se consume en el Horno de Destilación II: 02H1) y el gas ácido de la unidad de Aminas que se quema en el Incinerador de gas ácido de dicha unidad: 48H1.

e. Vapores de hidrocarburos al Oxidador térmico 36H1: Como se comentó anteriormente, se incineran los vapores de hidrocarburo producto de los desplazamientos debido a las cargas de las cisternas de la planta de despacho en el Oxidador Térmico ubicado en dicha planta.

4.3.2. Fuel oil

El fuel oil (FO) empleado en la refinería que se emplea como autoconsumo está sujeto a un procedimiento de preparación idéntico al de cualquier otro producto

de venta de la refinería. La preparación del producto se efectúa en el tanque de almacenamiento 31T14A. Dicho tanque posee un agitador para homogenizar el producto y tiene facilidades para tomar muestras de control.

El FO preparado en el tanque 31T14A se envía a los tanques 41T20A/B localizados en el área de Energía en donde se efectúa el ajuste de temperatura mediante calentamiento con vapor (ajuste de viscosidad para quemado) y se distribuye para su uso en los hornos y calderas de la Refinería.

4.4. Descripción de la configuración de las redes de distribución de los combustibles

4.4.1. Fuel gas

Se representa la configuración de la red de fuel gas de la refinería en el siguiente esquema (Figura 4.2):

4.4.2. Fuel oil

Se representa la configuración de la red de fuel oil de la refinería en el siguiente esquema (Figura 4.3):

4.5. Compensación de medidores de caudal de corrientes gaseosas y líquidas

4.5.1. Medidores asociados a la red de fuel gas:

Se representan los medidores asociados a la red de fuel gas de la refinería así como sus instrumentos de compensación en la siguiente tabla (Tabla 4.1)⁹:

Tabla 4.1 Medidores asociados a la red de fuel gas de la refinería

Aportes				
	Medidor de flujo	Instrumentos para compensación		Tipo de Transmisor de Flujo
01D101	22FI007	N/A	N/A	Multivariable
02D101	04FT705	04PI708	04TI710	Presión Diferencial
	24FI705	24PI708	24TI710	Presión Diferencial
	50FI004	50PI013	50TI008	Multivariable
	02FI039	N/A	N/A	Multivariable
23D15/22D6	50FI014	50PI027	50TI021	Multivariable

Consumidores				
	Medidor de flujo	Instrumentos para compensación		Tipo de Transmisor de Flujo
01H1A	01FI701	N/P	N/P	Presión Diferencial
01H1B	01FI704	N/P	N/P	Presión Diferencial
03H2A	03FI708	N/P	N/P	Presión Diferencial
03H2B	03FI304	N/P	N/P	Presión Diferencial
02H1	02FI039	N/A	N/A	Multivariable
04H1	04FT705	04PI708	04TI710	Presión Diferencial
24H1	24FI705	24PI708	24TI710	Presión Diferencial
22H1	22FI162	N/P	N/P	Presión Diferencial
22H2	22FI741	N/P	N/P	Presión Diferencial
22H3	22FI170	N/P	N/P	Presión Diferencial
22H4	22FI171	N/P	N/P	Presión Diferencial
22H5	22FI174	N/P	N/P	Presión Diferencial
42B1	42FC104	N/A	N/A	Multivariable
42B2	42FC204	N/A	N/A	Multivariable
42B3	42FC304	N/A	N/A	Multivariable
48H1-PILOTOS	48FI017	N/P	N/P	Presión Diferencial
50TG1	50FI014	50PI027	50TI021	Multivariable
50CRC	50FI288	50PI288	50TI288	Multivariable
FLARE-PILOTOS	28FI856	N/P	N/P	Presión Diferencial
TKS. ASFALTO	N/P *	N/P	N/P	---

Mermas				
	Medidor de flujo	Instrumentos para compensación		Tipo de Transmisor de Flujo
FLARE	28FI857	N/A	N/A	Másico
GAS ACIDO A 48H1	48FI003	N/A	N/A	Multivariable

Gases Ácidos				
	Medidor de flujo	Instrumentos para compensación		Tipo de Transmisor de Flujo
04H1-AGUAS ACIDAS	51FI003	N/P	N/P	Presión Diferencial
04H1-GAS DE UDVI	04FT703	N/P	N/P	Presión Diferencial
02H1-SODAS GASTADAS	52FI020	N/P	N/P	Presión Diferencial
03H2A/2B-GAS DE UDVI	N/P *	N/P	N/P	---

Leyenda:

N/A: No aplican los instrumentos de compensación para el medidor de flujo indicado.
 NP: No posee instrumentos de compensación para el medidor de flujo indicado.
 NP*: No posee instrumento de medición de flujo.

Fuente: Elaboración propia

⁹ Balance de Fuel gas, Refinería (30 de marzo de 2009). Apartado Anexos, página 8.

4.5.2. Medidores asociados a la red de fuel oil:

Se representan los medidores asociados así como sus medidores de compensación a la red de Fuel oil de la Refinería en la siguiente tabla (Tabla 4.2):

Tabla 4.2 Medidores asociados a la red de fuel oil de la refinería

EQUIPO	MEDIDOR DE F.O.		INSTRUM. DE COMPENS.
	SUMINISTRO	RETORNO	
Hornos UF/PT- UDPI/UDVI	22FI002	22FI004	-
Horno 22H1	22FI164	22FI165	-
Horno 22H2	22FI742	22FI743	-
Horno 22H3	22FI169	22FI168	-
Horno 22H4	22FI172	22FI173	-
Horno 22H5	22FI175	22FI176	-
Caldero 42B1	42FC102	-	42TI118A
Caldero 42B2	42FC202	-	42TI218A
Caldero 42B3	42FC302	-	42TI318A
Horno 02H1	02FI010/02FI023	-	-
Horno 04H1	04FT704	04FT706	-
Horno 24H1	24FT704	24FT706	-
Horno 01H1A	01FI800	01FI702	-
Horno 01H1B	01FI801	01FI705	-
Horno 03H2A	03FI003	03FI709	-
Horno 03H2B	03FI004	03FI005	-
Horno 02H1	02FI010/02FI023	-	-

Fuente: Elaboración propia

4.6. Modelamiento del balance de combustibles

4.6.1. Balance de fuel gas

El siguiente balance de Fuel gas se modelará en función de los medidores y al esquema de configuración de la red de Fuel gas de la Refinería.

4.6.1.1. Balance volumétrico – Red de fuel gas

El criterio para cerrar los balances volumétricos de Fuel gas es el siguiente:

$$\text{Aportes} = \text{Consumos} + \text{Mermas} \dots(1)$$

Se tiene el aportante: Tanque de Balance de Destilación Primaria I (01D101) y sus consumidores según se definió anteriormente: 01H1A, 01H1B, 03H2A, 03H2B, 22H1, 22H2, 22H3, 22H4, 22H5, 42B1, 42B2, 42B3, Flare-Pilotos y los quemadores de fuel gas de los tanques de asfalto. Se cuenta con un medidor totalizador para el aportante: 22FI007 y se cuenta también con placas de orificio (listadas anteriormente) para todos los consumidores menos para los quemadores de fuel gas de los tanques de asfalto que se obtiene por diferencia, con lo cual el criterio de la ecuación (1) cierra el balance para el 01D101:

$$V_{\text{TKS-Asfalto}} = V_{22\text{FI}007} - (V_{01\text{FI}701} + V_{01\text{FI}704} + V_{03\text{FI}708} + V_{03\text{FI}304} + V_{22\text{FI}162} + V_{22\text{FI}741} + V_{22\text{FI}170} + V_{22\text{FI}171} + V_{22\text{FI}174} + V_{42\text{FC}104} + V_{42\text{FC}204} + V_{42\text{FC}304} + V_{28\text{FI}856}) \dots (2)$$

Donde:

V_i : flujo volumétrico compensado (Nm³/h) de la placa orificio i

Para el aportante: Tanque de balance de Destilación Primaria II (02D101) y sus consumidores según se definió anteriormente: 02H1, 04H1, 24H1, 48H1-Pilotos, 50CRC y 28F2 (considerando que la composición del gas quemado en el Flare es la del 02D101), se listan los flujos volumétricos compensados como aportes y consumidores, por lo cual se cierra el balance para el 02D101, según el criterio de la ecuación (1), considerando el gas al 28F2: Flare como parte de las mermas.

Para los aportantes conformados por la mezcla del fuel gas dulce de la Unidad de Aminas y el fuel gas aportado por la Unidad de Platforming y sus consumidores: 50TG1 y 48H1, el balance volumétrico se modela de manera similar que para el 02D101. Se listan los flujos volumétricos compensados como aportes y consumidores, por lo cual se cierra el balance para el Fuel gas de FCC, según el criterio de la ecuación (1), considerando el gas ácido al 48H1: Incinerador como parte de las mermas.

4.6.1.2. Balance volumétrico - Fuel gas ácido:

Como todo el fuel gas ácido producido se consume, con el criterio de la ecuación (6), se cierra el balance de fuel gas ácido.

4.6.1.3. Balance másico – Red de fuel gas / Fuel gas ácido:

Se obtienen los flujos másicos de los Aportantes, Consumidores y Merms con la siguiente ecuación:

$$M_{FG} = V_{FG} \times \frac{PM_{FG}}{22,4} \dots (3)$$

Donde:

M_{FG} : flujo másico de fuel gas (kg/s)

V_{FG} : flujo volumétrico validado de fuel gas (Nm³/s)

PM_{FG} : Peso molecular de la corriente de fuel gas (g/mol)

Finalmente los flujos másicos de los aportantes, consumidores y merms se expresan en ton/día.

4.6.2. Balance de fuel oil

El siguiente balance de fuel oil se modelará en función de los medidores y al esquema de configuración de la red de fuel oil de la refinería.

4.6.2.1. Balance volumétrico - Fuel oil

El criterio para cerrar los balances volumétricos de fuel oil considera la sumatoria de los consumos de combustible en cada equipo, salvo en los puntos en que se cuenten con totalizadores.

El consumo de fuel oil de los hornos de UDP I y UDV I (01H1A/B y 03H2A/B) y los hornos de Unifining y Platforming (22H1, 22H2, 22H3, 22H4 y 22H5) se determina por medición total a través de dos medidores de coriolis 22FI002 y 22FI004 (suministro y retorno en kg/s respectivamente), determinado por diferencia de lecturas de acuerdo a la expresión siguiente:

$$m_{\text{FOU}(22\text{FT}002-22\text{FT}004)} = m_{\text{H1A}} + m_{\text{H1B}} + m_{\text{H2A}} + m_{\text{H2B}} + m_{\text{H1A}} + m_{22\text{H1}} + m_{22\text{H2}} \\ + m_{22\text{H3}} + m_{22\text{H4}} + m_{22\text{H5}} \dots (4)$$

Donde:

m_{FOU} : Flujo másico total consumido en unidades UDP I/UDV I y UF/PT en kg/s obtenido por diferencia de medidores de Coriolis (22FI002 – 22FI004).

m_{XXX} : Flujo másico consumido en hornos de UDPI/UDVI y UF/PT total consumido en unidades UDP I/UDV I y UF/PT en kg/h obtenido a partir de medidores volumétricos existentes para cada equipo.

El consumo de fuel oil en el horno 02H1, 04H1, 24H1 y en calderas 42B1, 42B2 y 42B3 se determina mediante medición de caudal en forma independiente.

Luego el consumo total de Fuel oil de Refinería se determina mediante la expresión:

$$m_{\text{FOT}} = m_{\text{FOU}} + m_{02\text{H1}} + m_{42\text{B1}} + m_{42\text{B2}} + m_{42\text{B3}} + m_{04\text{H1}} + m_{24\text{H1}} \dots (5)$$

Donde:

m_{FOT} : Flujo másico total consumido en unidades de Refinería en kg/s.

m_{FOU} : Flujo másico total consumido en unidades UDP I/UDV I y UF/PT en kg/s obtenido por diferencia de medidores de coriolis (22FI002 – 22FI004).

m_{XXX} : Flujo másico consumido en hornos 02H1, 04H1, 24H1 y calderas 42B1/2/3 expresado kg/s.

4.6.2.2. Balance másico conciliado del fuel oil

Los caudales másicos de Fuel oil para cada equipo se obtienen mediante la siguiente expresión:

$$m_{\text{FO}} = Q_{\text{FO}} \times \text{densidad}_{15^{\circ}\text{C}} \dots (6)$$

Donde:

m_{FO} : actividad total de Fuel oil (kg/s)

Q_{FO} : consumo volumétrico total compensado de Fuel oil (m^3/s)

Densidad_{15°C} : densidad del fuel oil medido a 15°C (kg/m^3).

Finalmente los flujos máxicos se expresan en toneladas por día.

4.7. Compensación de medidores de caudal de corrientes gaseosas y líquidas

La medición de caudales de corrientes gaseosas o líquidas mediante una placa de orificio se fundamenta en la medida de la diferencia de presión estática que ejerce el fluido antes de atravesar la placa y después de la misma.

El caudal medido es proporcional a la raíz cuadrada de la presión estática diferencial. El factor de proporcionalidad depende de las propiedades físicas del fluido y de las características de la placa (diámetro).

Las placas de orificio se diseñan para unas condiciones de operación determinadas en cuanto a presión y temperatura, para un peso molecular dado, en el caso de gases, y para una densidad a 15 °C, en el caso de líquidos.

Como consecuencia de las divergencias que pueden existir en cuanto a las condiciones de presión y temperatura del diseño de la placa de orificio y las condiciones actuales, y las divergencias en cuanto a las propiedades del fluido que circula a través de la placa de orificio en su diseño y en las condiciones actuales, la presión diferencial que se mide en la placa, y por lo tanto el caudal, debe compensarse.

4.7.1. Caudales de gases

4.7.1.1. Datos necesarios

Se precisa conocer la siguiente información respecto a la operación actual:

- Temperatura del gas: (T_{op} en K).
- Presión del gas: (P_{op} unidades absolutas).

- Composición del gas: (Cromatografía).

Estas propiedades se medirán en el punto más próximo a la placa de orificio.

La composición del gas (cromatografía) permite calcular el peso molecular mediante la siguiente fórmula:

$$PM_{op} = \sum_{i=1}^{i=n} \frac{PM_i \times \% Vol_i}{100} \text{ (g/mol)} \quad \dots (7)$$

Donde:

PM_{op} : Peso Molecular de la mezcla de gases (g/mol)

PM_i : Peso Molecular del componente i (g/mol)

$\% Vol_i$: Fracción molar (volumen) del componente i (%)

Adicionalmente, se precisan conocer los mismos datos para el diseño original de la placa de orificio:

- Temperatura del gas (T_D en K)
- Presión del gas (P_D en unidades absolutas)
- Peso molecular del gas (PM_D en g/mol)

4.7.1.2. Ecuación de compensación

La medida compensada del caudal se obtendrá de la siguiente fórmula:

$$Q_C = Q_{SC} \times F_C \quad \dots (8)$$

Donde:

Q_C : Caudal compensado en Nm³/s (0°C y 101,325 kPa)

Q_{SC} : Caudal medido (sin compensar)

F_C : Factor de corrección

El factor de corrección F_C se obtendrá como sigue:

$$F_C = \sqrt{\frac{PM_D \times T_D}{P_D}} \times \sqrt{\frac{P_{OP}}{T_{OP} \times PM_{OP}}} \quad \dots (9)$$

Donde los subíndices “D” y “OP” hacen alusión a los datos de diseño y datos a condiciones de operación de la placa respectivamente.

4.7.2. Caudal de líquidos

4.7.2.1. Datos necesarios

Se precisa conocer respecto a la operación actual:

- Densidad del líquido a 15 °C [$D_{OP} (15\text{ °C})$]
- Temperatura de operación [T_{OP} en °C]

Estas propiedades se medirán en el punto más cercano a la placa de orificio.

Adicionalmente, se precisan conocer los siguientes datos para el diseño original de la placa de orificio:

- Densidad de diseño a 15 °C [$D_d (15\text{ °C})$]
- Densidad de diseño a la temperatura de operación de diseño [$D_d (T_d)$]

4.7.2.2. Ecuación de compensación

La medida de caudal compensada se obtendrá como sigue:

$$Q_C = Q_{SC} \times F_C \quad \dots (10)$$

Donde:

Q_C : Caudal compensado en m^3/s a 15 °C

Q_{SC} : Caudal medido (sin compensar)

F_C : Factor de corrección

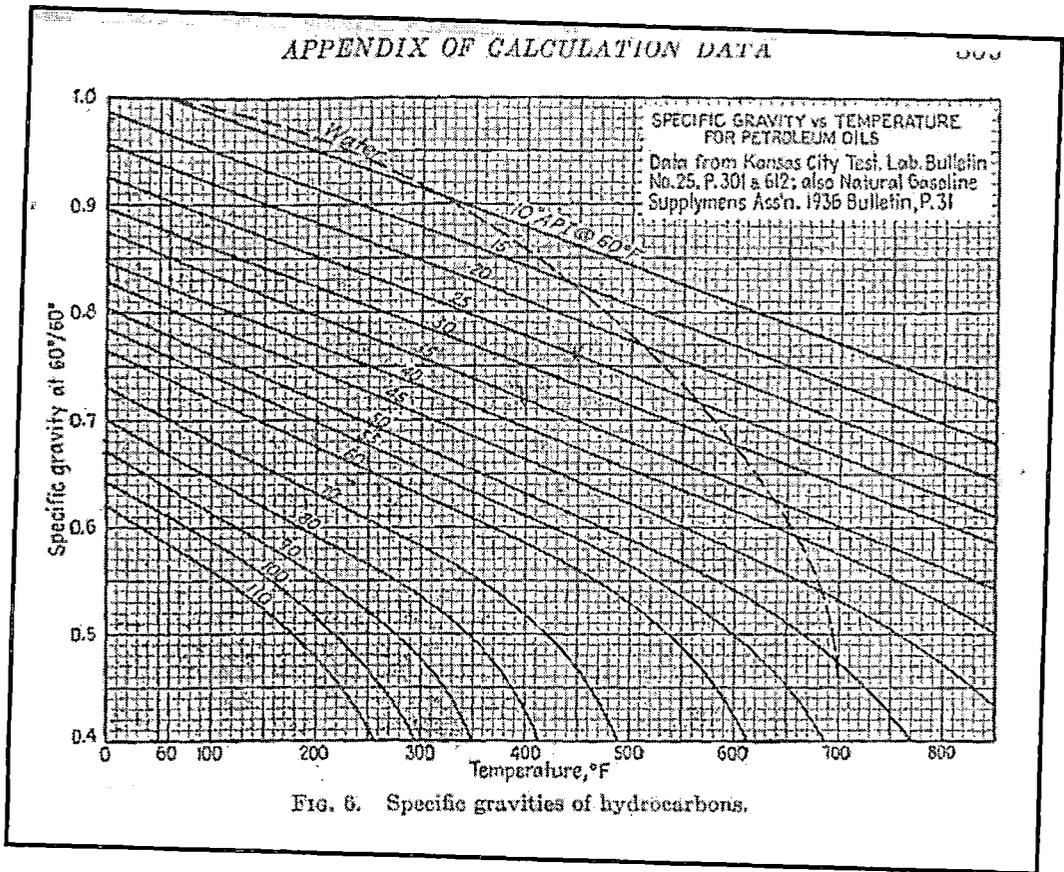
El factor de corrección se calcula de la siguiente forma:

$$F_C = \frac{D_d(15^\circ\text{C})}{\sqrt{D_d(T_d)}} \times \frac{\sqrt{D_{OP}(T_{OP})}}{D_{OP}(15^\circ\text{C})} \quad \dots (11)$$

El único dato que no es conocido, es la densidad del producto actual a la temperatura de operación [$D_{OP} (T_{OP})$], que se determinará a partir de la densidad

a 15 °C del producto actual y la temperatura de operación, mediante el procedimiento API correspondiente o mediante la siguiente figura (Figura 1):

Figura 4.4 Obtención de densidad de derivados del petróleo a condiciones de operación



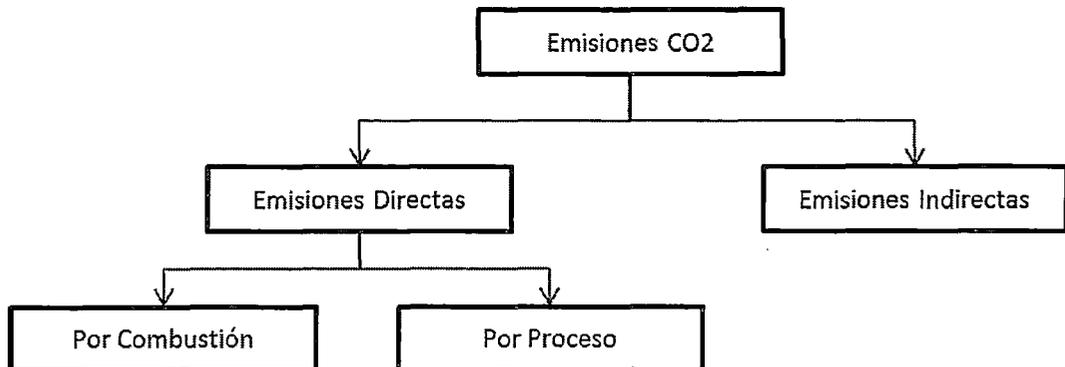
Fuente: American Petroleum Institute; Technical Data

V. DEFINICION DE LOS LÍMITES OPERATIVOS

Como se mencionó en el Capítulo 2 en la Revisión General de la Norma ISO 14064 y Documentos Complementarios al inicio de la presente Tesis, las emisiones de CO₂ se clasifican en directas o indirectas, las cuales deben ser identificadas previamente para luego identificar los focos de emisión de CO₂ como parte de la definición de los límites operativos de la refinería.

Los tipos de emisiones se pueden esquematizar de la siguiente manera (Figura 5.1):

Figura 5.1 Tipos de emisiones de CO₂



Fuente: Elaboración propia

5.1. Emisiones directas de CO₂

Clasificadas en emisiones por combustión y por proceso.

5.1.1. Emisiones de CO₂ por combustión

Están considerados todas las emisiones de CO₂ producto de la reacción exotérmica de un combustible con oxígeno. En tal sentido se definen los focos de emisión de CO₂ por combustión para la refinería:

5.1.1.1. Focos de emisión de CO₂ por combustión

La Refinería cuenta con los siguientes focos de emisión de CO₂ por combustión:

- Dos hornos de Destilación Primaria I: 01H1A, 01H1B.
- Un horno de Destilación Primaria II: 02H1.
- Dos hornos de Destilación al Vacío I: 03H2A, 03H2B.
- Un horno de Destilación al Vacío II: 04H1.
- Un horno de Visbreaking: 24H1.
- Dos hornos de Unifining: 22H1, 22H2.
- Tres hornos de Platforming: 22H3, 22H4, 22H5 (2 chimeneas).
- Tres calderas de producción de vapor de 1.72 MPa: 42B1, 42B2, 42B3.
- Seis quemadores de fuel gas en los calentadores de Inmersión de los tanques de asfalto: 31T331A/B / 31T332 A/B / 31T333 A/B (1 chimenea en cada tanque).
- Una caldera de recuperación de calor en la Unidad de Cogeneración 50TG1: 50B1.
- Un Incinerador de fuel gas ácido en la Unidad de Aminas: 48H1.
- Un sistema de antorcha (Flare): 28F2.
- Un sistema de antorcha de vapores de hidrocarburos (Oxidador Térmico): 36H1.

5.1.2. Emisiones de CO₂ por proceso

Están considerada la emisiones de CO₂ que se producen como resultado de reacciones de origen intencionado y no intencionado entre sustancias, o de su transformación.

5.1.2.1. Foco de emisión de CO₂ por proceso

La Refinería cuenta con el siguiente foco de emisión de CO₂ por proceso¹⁰:

- Una caldera de recuperación de calor en la unidad de FCC: 21B1. Genera emisiones de CO₂ producto de la regeneración del catalizador de la unidad de FCC en el Regenerador de FCC.

Los respectivos focos de emisión de CO₂ se encuentran ubicados en un plot plan de la refinería en el siguiente esquema (Figura 5.2):

¹⁰ Ídem. Apartado Procedimiento, página 4.

Figura 5.2 Vista de la refinería – Focos de emisión de CO₂ en la Refinería¹¹



Fuente: Datos proporcionados por la refinería

¹¹ ídem. Apartado Anexos, página 10.

5.1.3. Fuentes de Emisión de CO₂

También denominadas como los combustibles que se consumen en la Refinería y tienen la capacidad de emitir CO₂ por combustión.

5.1.3.1. Fuel gas

Los focos que emiten CO₂ a causa de la combustión de Fuel gas se representan en la siguiente tabla con su correspondiente fuente (Tabla 5.3):

Tabla 5.1 Focos de emisión CO₂ por combustión y fuentes de fuel gas de la refinería

Focos de Emisión de CO ₂ por Combustión	Fuentes Fuel Gas								
	Fuel Gas				Fuel Gas Ácido				
	Fuel Gas 01D101	Fuel Gas 02D101	Fuel Gas Mezcla	Vapores de HC	Aguas Ácidas	Sodas Gastadas	D.Vacío I	D.Vacío II	Aminas
01H1A	X	----	----	----	----	----	----	----	----
01H1B	X	----	----	----	----	----	----	----	----
02H1	----	X	----	----	----	X	----	----	----
03H2A	X	----	----	----	----	----	X	----	----
03H2B	X	----	----	----	----	----	X	----	----
04H1	----	X	----	----	X	----	----	X	----
24H1	----	X	----	----	----	----	----	----	----
22H1	X	----	----	----	----	----	----	----	----
22H2	X	----	----	----	----	----	----	----	----
22H3/4/5 (2 chimeneas)	X	----	----	----	----	----	----	----	----
42B1	X	----	----	----	----	----	----	----	----
42B2	X	----	----	----	----	----	----	----	----
42B3	X	----	----	----	----	----	----	----	----
48H1	----	X	----	----	----	----	----	----	X
50B1	----	X	X	----	----	----	----	----	----
28F2	X	----	----	----	----	----	----	----	----
6 Tks. Asfalto	X	----	----	----	----	----	----	----	----
36H1	----	----	----	X	----	----	----	----	----

Fuente: Elaboración propia

Observación: Para el caso del incinerador de gas ácido de la Unidad de Aminas: 48H1, se consumen 2 calidades diferentes de fuel gas, una se quema en los pilotos (para mantener la fuente de ignición encendida) y la otra se quema en la incineración y combustión propiamente en dicho equipo. Para el caso de la Turbina de Cogeneración 50TG1, se quema una calidad de fuel gas en la Caldera de Recuperación de Calor y otra en la incineración y combustión propiamente en la turbina para producción de electricidad.

5.1.3.2. Combustibles Líquidos

5.1.3.2.1. Fuel oil

Los focos de emisión de CO₂ por combustión de Fuel oil son¹²:

- Hornos de Destilación Primaria I: 01H1A, 01H1B.
- Horno de Destilación Primaria II: 02H1.
- Hornos de Destilación al Vacío I: 03H2A, 03H2B.
- Horno de Destilación al Vacío II: 04H1.
- Horno de Visbreaking: 24H1.
- Hornos de Unifining: 22H1, 22H2.
- Hornos de Platforming: 22H3, 22H4, 22H5.
- Calderas de vapor de 1.72 Pa: 42B1, 42B2, 42B3.

Los focos que emiten CO₂ a causa de la combustión de Fuel oil se representan en la siguiente tabla con su correspondiente fuente (Tabla 5.4):

Tabla 5.2 Focos de emisión CO₂ por combustión y fuente fuel oil de la refinería

Focos de Emisión de CO ₂ por Combustión	Fuente Fuel Oil	Comentario
01H1A	X	Usado muy esporádicamente
01H1B	X	Usado muy esporádicamente
02H1	X	Usado muy esporádicamente
03H2A	X	Usado muy esporádicamente
03H2B	X	Usado muy esporádicamente
04H1	X	No utilizado desde arranque de unidad
24H1	X	No utilizado desde arranque de unidad
22H1	X	Utilizado frecuentemente
22H2	X	Utilizado frecuentemente
22H3/4/5 (2 chimeneas)	X	Utilizado frecuentemente
42B1	X	Utilizado frecuentemente
42B2	X	Utilizado frecuentemente
42B3	X	Utilizado frecuentemente

Fuente: Elaboración propia

¹² Ídem. Apartado Procedimiento, página 5.

El fuel oil se consume en los Hornos de Destilación Primaria I, II y Vacío I, según los requerimientos de la operación.

Los hornos de Destilación al Vacío II y Visbreaking tienen la posibilidad de consumir fuel oil, pero debido a los requerimientos de la operación estos sólo consumen los fuel gas mencionados anteriormente.

5.1.3.2.2. Diesel

Este combustible se produce en las unidades de la refinería para su combustión en la Turbina de Cogeneración: 50TG1. Este combustible se consume esporádicamente, según los requerimientos de la operación en sustitución del fuel gas mezcla.

5.1.3.3. Coque de FCC

Tal y como se mencionó anteriormente, en la Unidad de FCC se realiza la regeneración del catalizador a alta temperatura para el quemado del coque depositado sobre él (este carbón depositado sobre el catalizador se genera como consecuencia de las reacciones de craqueo térmico), con combustión completa, por lo que es una fuente origen de emisiones de CO₂ denominada por Proceso, siendo despreciables las emisiones de CO (según análisis Orsat de laboratorio).

5.2. Emisiones Indirectas de CO₂

De acuerdo a la definición descrita e la norma ISO 14064-I , la única fuente que genera emisiones de CO₂ de manera indirecta es la compra de Energía Eléctrica a EDELNOR.

5.3. Emisiones fugitivas

Son las emisiones de CO₂ producidas por el transporte, producción, almacenamiento de combustibles. Tales como fugas del aire acondicionado, fugas de CH₄ de conductos expresados en toneladas de CO₂ equivalente.

Estas emisiones no aportan considerablemente al inventario de CO₂, según algunos casos de estudio representan menos del 1% de las emisiones totales¹³.

¹³Fuente: Guía de Parámetros ambientales, revisión 3. Repsol YPF.

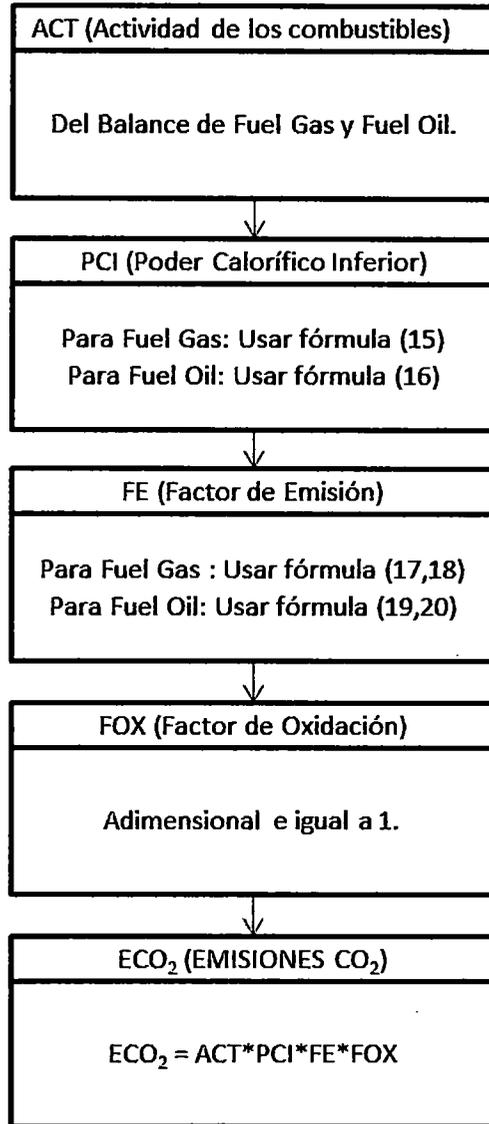
VI. METODOLOGÍA DE CUANTIFICACIÓN DEL INVENTARIO DE CO₂ – MÉTODO DE LOS FACTORES DE EMISIÓN

6.1. Definiciones

- **Aportantes:** Se denominan así a las unidades que contribuyen a la red de Fuel gas.
- **Consumidores:** Se denominan así a los equipos (hornos, calderas, etc) que consumen fuel gas de la red.
- **Mermas:** Se denomina así a la cantidad de fuel gas quemado en el 28F2: Flare y en el 48H1: Incinerador de gas ácido de Aminas.

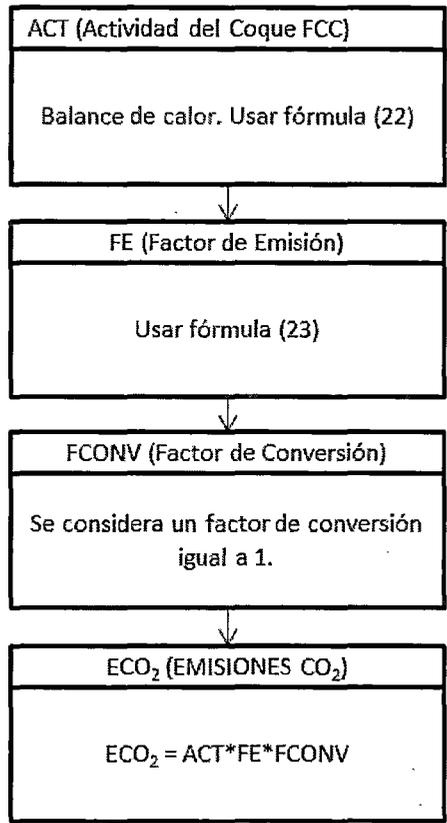
La metodología empleada para cada tipo de emisión se puede resumir mediante los siguientes esquemas:

Figura 6.1 Emisiones directas por combustión



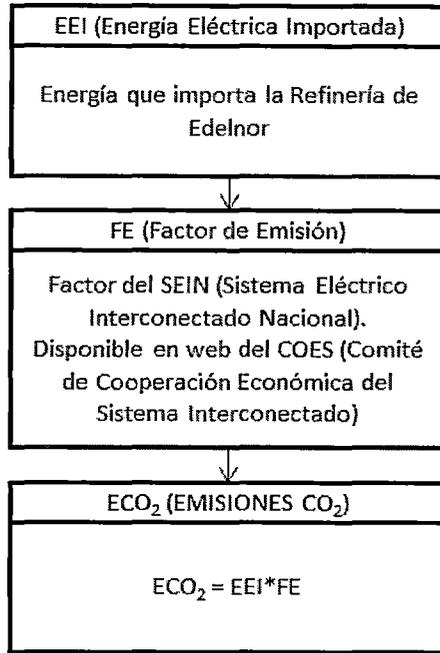
Fuente: Elaboración propia

Figura 6.2 Emisiones directas por proceso



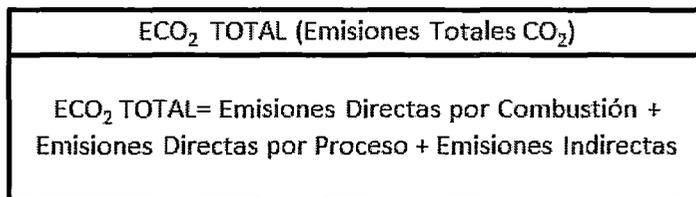
Fuente: Elaboración propia

Figura 6.3 Emisiones indirectas – Energía Eléctrica Importada



Fuente: Elaboración propia

Figura 6.4 Emisiones Totales de CO₂



Fuente: Elaboración propia

6.2. Emisiones directas

El procedimiento general de cálculo de las emisiones de CO₂ mediante el método de los Factores de Emisión está basado en la fórmula siguiente:

$$\text{Emisión CO}_2 = \text{Datos de la Actividad} \times \text{Factor de Emisión} \times \text{Factor de Oxidación} \quad \dots (12)$$

Donde:

$$\text{Datos de la actividad} = \text{Actividad} \times \text{Poder Calorífico Inferior} \quad \dots (13)$$

Actividad: Es el consumo másico de combustible por unidad de tiempo.

PCI: Abreviatura del Poder Calorífico Inferior. Es la cantidad de energía que una unidad de masa de combustible desprende al producir una reacción química de oxidación con desprendimiento de vapor de agua. En este proceso no se contabiliza el calor desprendido por el cambio de fase del agua por encontrarse ya en fase vapor.

Datos de Actividad: Se define como el contenido en energía del combustible consumido durante un período de notificación. Es el producto de la actividad del combustible por el Poder Calorífico Inferior del combustible.

Factor de Emisión: Factor relacionado con el tipo y características del combustible que relaciona (mediante un cociente) los datos de actividad con las emisiones o remociones de GEI. Cada combustible produce una emisión específica de CO₂ que se encuentra íntimamente ligada al contenido en carbono del combustible en cuestión.

Factor de Oxidación: Factor adimensional que refleja las ineficiencias en cualquier proceso de combustión que se traducen en contenidos de carbono sin quemar o parcialmente oxidado como hollín o cenizas. Para el caso de refinería se ha definido con el valor de la unidad (1.0).

6.2.1. Emisiones por Combustión

El cálculo de las emisiones directas por combustión se realiza por la siguiente fórmula:

$$E_{\text{CO}_2} = \text{ACT} \times \text{PCI} \times \text{FE} \times \text{FOX} \quad \dots (14)$$

Donde:

E_{CO_2} : Emisiones de CO_2 (toneladas de CO_2)

ACT: Consumo de combustibles (fuel oil, fuel gas, gas mezcla de Cogeneración, etc) (kg)

PCI: Poder Calorífico Inferior (GJ/t)

FE: Factor de Emisión (kg CO_2 /GJ)

FOX: Factor de Oxidación (adimensional).

Nota:

La Norma ISO 14064 exige expresar las emisiones en toneladas de CO_2 .

6.2.1.1. Determinación de la Actividad de los combustibles

Los consumos de combustibles se obtienen a partir de los correspondiente balances de materia diarios de la refinería.

6.2.1.2. Determinación del Poder Calorífico Inferior de los Combustibles

Poder Calorífico Inferior: Es la cantidad de energía que una unidad de masa de combustible desprende al producir una reacción química de oxidación con desprendimiento de vapor de agua. En este proceso no se contabiliza el calor desprendido por el cambio de fase del agua por encontrarse ya en fase vapor.

6.2.1.2.1. Fuel gas

A partir del análisis de cromatografía del fuel gas reportada por el laboratorio (%Vol_i) se obtiene el Poder Calorífico Inferior (PCI)¹⁴:

¹⁴ Norma ASTM D 3588: 1998 Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels.

$$PCI_{FG} = \frac{\sum_{i=1}^n \%Vol_i \times PCI_i}{\sum_{i=1}^n \%Vol_i \times PM_i} \times 22,4 \times 1000 \quad \dots (15)$$

Donde:

PCI_{FG} : Poder calorífico inferior del fuel gas (GJ/t)

$\%Vol_i$: porcentaje en volumen del componente i (%)

PCI_i : Poder calorífico inferior del componente i (GJ/m³)

PM_i : Peso molecular del componente i (g/mol)

Nota:

La obtención del Poder Calorífico Inferior de los componentes presentes en la cromatografía del Fuel gas se obtienen de la tabla 1C1.1 del API Data Book 5ta edición-año 1992 y se listan en la Tabla 18 del anexo adjunto.

Cabe mencionar que para los Fuel gases Ácidos de: Destilación al Vacío I, Destilación al Vacío II, Aminas, Aguas Ácidas y el Off-Gas de Sodas Gastadas se están considerando composiciones de diseño de dichas unidades, las que se encuentran listadas en las Tablas 3, 4, 5, 6 y 7 del anexo adjunto.

6.2.1.2.2. Fuel oil

Para el caso del fuel oil se usará la siguiente formula¹⁵:

$$PCI_{FO} = (16796 + 54,5 \times spgr_{FO} - 0,217 \times spgr_{FO}^2 - 0,0019 \times spgr_{FO}^3) \times 0,002325877 \quad \dots (16)$$

Donde:

PCI_{FO} : Poder calorífico inferior del Fuel oil (GJ/t)

$spgr_{FO}$: Gravedad específica del Fuel oil a 15°C

¹⁵ ISO 8217:2005 - Petroleum products - Fuels (class F) - Specifications of marine fuels.

6.2.1.3. Determinación del Contenido de Carbono y Factor de Emisión de los combustibles

Para cada tipo de combustible se determinarán los factores de emisión calculando previamente el contenido de carbono.

6.2.1.3.1. Fuel gas

$$\%C_{FG} = \frac{\sum_{i=1}^n \%Vol_i \times N^{\circ}C_i \times 12,0107}{\sum_{i=1}^n \%Vol_i \times PM_i} \quad \dots (17)$$

$$FE_{FG} = \frac{\%C_{FG} \times 36,67}{PCI_{FG}} \quad \dots (18)$$

Donde:

$\%C_{FG}$: Contenido de carbono en el fuel gas (%)

FE_{FG} : Factor de emisión del fuel gas (kg/CO₂)

$\%Vol_i$: %Vol del componente i en la cromatografía del fuel gas (%)

PM_i : Peso molecular del componente i (g/mol)

PCI_i : Poder calorífico del componente i (GJ/m³).

$N^{\circ}C_i$: Número de carbonos en el componente i.

6.2.1.3.2. Fuel oil

$$\%C_{FO} = A_0 \times spgr_{FO}^{(A_1 + A_2 \times s)} \times [\ln(V_{50} + 0,7)]^{(A_3 + A_4 \times s)} \quad \dots (19)$$

$$FE_{FO} = \frac{\%C_{FO} \times 36,67}{PCI_{FO}} \quad \dots (20)$$

Donde:

$\%C_{FO}$: Porcentaje de carbono (en peso) en el fuel oil

FE_{FO} : Factor de Emisión del fuel oil (kgCO₂/GJ)

PCI_{FO} : Poder calorífico inferior del fuel oil (GJ/t)

$sp-gr_{FO}$: Gravedad específica del fuel oil a 15°C

$A_0 = 90,190479$

$$A_1 = 0,259396$$

$$A_2 = 0,04402021$$

$$A_3 = -0,01060177$$

$$A_4 = -0,006191972$$

s: Contenido en azufre de la muestra (% peso)

V_{50} : viscosidad cinemática a 50°C de la muestra (St)

6.2.1.4. Determinación del Factor de Oxidación

FO: Factor de Oxidación, adimensional, por defecto el valor de 1.0.

6.2.2. Emisiones por Proceso

El Proceso implicado en las emisiones de CO₂ en la refinería tal y como se mencionó anteriormente es la regeneración del catalizador en la unidad de FCC.

El procedimiento de cálculo de las emisiones de CO₂ esta basado en la fórmula siguiente:

$$\text{Emisiones CO}_2 = \text{Actividad} \times \text{Factor de emisión} \times \text{Factor de Conversión} \dots \quad (21)$$

Se considera un factor de conversión de 1.0.

6.2.2.1. Determinación de la actividad del Coque de FCC

La cantidad de coque se evalúa, a partir de la medida del balance de calor, de acuerdo al siguiente procedimiento:

Instrumentación implicada en el cálculo:

Tags	Descripción
21FI218	Caudal aire total al Regenerador
21AI112	Temperatura del aire ambiente entrada soplante
21TT216	Temperatura descarga soplante
21PI220	Presión descarga aire soplante
21FX218	Caudal aire total al Regenerador corregido

Análisis de laboratorio implicado en el cálculo:

Análisis Orsat a los humos del Regenerador. Los Tags son los siguientes:

21FCCHRG.O2OS: % mol de Oxígeno.

21FCCHRG.CO2OS: % mol de CO₂.

21FCCHRG.COOS: % mol de CO.

Cálculo del carbón estequiométrico formado:

a. Análisis del gas de salida a chimenea

(a.1) % O₂ = ----- % molar

(a.2) % CO₂ = ----- % molar

(a.3) % CO = ----- % molar

(a.4) % N₂ = 100 – (a.1) – (a.2) – (a.3) = % molar

b. Cálculo del caudal de humos

Cálculo del caudal de aire seco: El aire húmedo se mide con el instrumento 21FI218. Este caudal de aire húmedo es corregido (21FX218) por temperatura y por presión, teniendo en cuenta la temperatura (21TT216) y la presión (21PI220) del aire a la salida de la soplante.

$$AS = [AH] * \left(\frac{1000}{22,4} \right) * (1 - \Psi) \quad \dots (b.1)$$

Donde:

Ψ: Humedad absoluta (kg agua/kg aire)

AS: Aire seco (mol)

AH: Aire húmedo corregido (mol)

El valor de la humedad absoluta del aire a partir de los siguientes datos:

- Presión ambiente
- Temperatura ambiente
- Humedad relativa (valor constante igual a 97%)

La humedad absoluta se calcula como:

$$\Psi = \frac{PM_{agua}}{PM_{aire}} * \left[\frac{\phi * P^{SAT}}{P - [\phi * P^{SAT}]} \right] \quad \dots (b.2)$$

Donde:

Ψ : Humedad absoluta (kg agua/kg aire)

PM_{agua} : Peso molecular del agua. (18 g/mol)

PM_{aire} : Peso molecular del aire. (28.966 g/mol)

P: Presión atmosférica (Pa)

Φ : Humedad relativa. (asumida igual a 97%)

P^{SAT} : Presión de saturación del aire y depende de la temperatura ambiente.

La ecuación para el cálculo de la P^{SAT} es la siguiente:

$$\ln P^{SAT} = 23,19637 - \frac{3816,44}{T - 46,13} \quad \dots (b.3)$$

Donde:

T: Temperatura ambiente (K)

P^{SAT} : Presión de saturación del aire (Pa)

Cálculo de caudal molar de humos en chimenea en base seca:

$$\text{Moles aire seco} \times (\%N_2\text{aire}) = \text{Moles humos} \times (\%N_2\text{humos}) \quad \dots (b.4)$$

$$\text{Moles humos} = \text{Moles aire seco} \times \frac{79,1}{\%N_2\text{humos}} \quad \dots (b.5)$$

c. Productos del gas de chimenea

$$\text{Caudal molar } O_2 = \frac{(b.5) \times (a.1)}{100} \quad \dots (c.1)$$

$$\text{Caudal molar } CO_2 = \frac{(b.5) \times (a.1)}{100} \quad \dots (c.2)$$

Caudal molar de H₂O:

$$O_2 \text{ que entra} = (b.1) \times 0,21 \quad \dots (c.3)$$

$$O_2 \text{ que sale} = (c.1) + (c.2) \quad \dots (c.4)$$

$$H_2O \text{ por diferencia} = 2 \times (c.3) - (c.4) \quad \dots (c.5)$$

d. Régimen de quemado

$$\text{Carbono} = (c.2) \times 12 \quad \dots (d.1)$$

$$\text{Hidrógeno} = (c.5) \times 2,02 \quad \dots (d.2)$$

$$\text{Coque total} = (d.1) + (d.2) \quad \dots (22)$$

6.2.2.2. Determinación del Factor de Emisión del Coque de FCC

El Factor de Emisión considerado responde a la fórmula, obtenida de Corinair (ver Referencia):

$$\text{Factor Emisión Coque} = 0,918 \times PM_{CO_2} / PA_C = 3,366 \text{ ton } CO_2 / \text{ton coque} \quad \dots (23)$$

Donde:

PM_{CO₂}: Peso molecular del CO₂.

PA_C: Peso atómico del Carbono.

La imposibilidad técnica del control a través del muestreo del coque obliga a la evaluación indirecta de esta emisión.

6.3. Emisiones indirectas - Energía eléctrica importada

El factor de emisión de CO₂ del SEIN¹⁶ se calcula en base a la generación eléctrica total del país (hidráulica y térmica) y los combustibles consumidos por las centrales térmicas (considerando tipo). Los datos requeridos para dicho cálculo son suministrados por el Comité de Operación Económica del

¹⁶SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

Sistema Interconectado (COES) y que se encuentran disponibles en su página web <http://www.coes.org.pe>.

6.3.1. Factor de Emisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)

A partir de los datos de energía eléctrica importada por la Refinería el cálculo de las emisiones se determina a partir de la expresión siguiente:

$$ECO_2 = FE \times EEI / 1000 \quad \dots (24)$$

Donde:

ECO₂: Emisiones de CO₂ indirectas (toneladas de CO₂/ mes).

EEI: Energía Eléctrica importada por la Refinería (kWh/mes).

FE: Factor de Emisión del SEIN (kg CO₂ /kWh)

VII. DETERMINACIÓN DE LA INCERTIDUMBRE

7.1. Generalidades

Exactitud: Grado de conformidad entre el valor medido y el valor real. La exactitud del proceso de medida está afectada por factores tales como el tipo y la localización física del aparato de medida, el procedimiento de calibración del mismo, etc.

Incertidumbre: Es el ancho del intervalo, generalmente simétrico, dentro del cual se encuentra, con una alta probabilidad, el valor verdadero de la magnitud medida. El intervalo de incertidumbre se expresa habitualmente como el intervalo dentro del cual una medida se espera que tenga un 95% de confianza.

El método de análisis de incertidumbres y algoritmos están basados en un método simplificado recomendado por el IPCC (IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories, sección 6.3) para medidas no correlacionadas.

7.1.1. Incertidumbre de la función suma

Dada una función $S = A+B$. La incertidumbre de S está dada por:

$$U_S = \frac{\sqrt{(A \times U_A)^2 + (B \times U_B)^2}}{A+B} \dots (25)$$

En donde U_A , U_B son las incertidumbres de los valores de A y B , respectivamente

Esta fórmula se utiliza en la estimación de la incertidumbre total para el conjunto de emisiones procedentes de varias fuentes. La fórmula es válida cuando las incertidumbres están expresadas en términos relativos, es decir, como porcentaje sobre la magnitud de la variable en cuestión.

En teoría, este método requiere que todas las variables utilizadas como base del cálculo sean independientes. Estrictamente hablando esto no es cierto para todas las variables en un caso real como el de una refinería. Sin embargo, si se seleccionan las fuentes de emisión sobre la base de tipos de combustible, la relación entre las variables básicas utilizadas en el cálculo queda minimizada, y de este modo su impacto sobre la incertidumbre total calculada es bajo.

7.1.2. Incertidumbre de la función resta

Dada una función $R = A - B$. La incertidumbre de S está dada por:

$$U_S = \frac{\sqrt{(A \times U_A)^2 + (B \times U_B)^2}}{A - B} \quad \dots (26)$$

En donde U_A y U_B son las incertidumbres de los valores de A y B, respectivamente.

7.1.3. Incertidumbre de multiplicación y división

Dada una función $P = A \times B$. o $P = A / B$. La incertidumbre de P esta dada por:

$$U_P = \sqrt{U_A^2 + U_B^2} \quad \dots (27)$$

En donde U_A y U_B son las incertidumbres de los valores A y B, respectivamente.

Esta fórmula se puede utilizar para estimar la incertidumbre combinada para las emisiones de una fuente calculadas como producto del dato de actividad, el factor de emisión y el factor de oxidación. La fórmula es válida cuando las incertidumbres están expresadas tanto en términos absolutos como relativos, es decir, como porcentaje sobre la magnitud de la variable en cuestión. Se aplica de la misma manera para el caso de divisiones.

7.1.4. Incertidumbre de funciones no lineales

Dada la función $Z = f_{(x_1, x_2)}$, donde x_1, x_2 deben ser variables independientes.

La incertidumbre de la función es la siguiente:

$$U_{(z)} = \sqrt{\left(\frac{\partial z}{\partial x_1}\right)^2 \times u^2_{(x_1)} + \left(\frac{\partial z}{\partial x_2}\right)^2 \times u^2_{(x_2)}} \dots (28)$$

En donde $u_{(x_1)}$ y $u_{(x_2)}$ son las incertidumbres de las variables x_1 y x_2 respectivamente.

7.1.5. Incertidumbres de las Emisiones de CO₂

Siendo la expresión general del cálculo de la emisión de CO₂:

$$\text{Emisión CO}_2 = \text{actividad} \times \text{PCI} \times \text{FE} \times \text{FOX}$$

La expresión de la incertidumbre de la emisión se simplifica a la incertidumbre de un producto:

$$inct_{emisión\ CO_2} = \sqrt{inct^2_{actividad} + inct^2_{PCI} + inct^2_{FE} + inct^2_{FOX}} \dots (29)$$

VIII. CÁLCULOS Y RESULTADOS: EMISIONES E INCERTIDUMBRE

Los balances volumétricos compensados y los balances máxicos se encuentran en la sección de anexos (anexos: 13.3 y 13.4).

8.1. Emisiones directas

8.1.1. Emisiones de combustión

Fuel gas

Se calcula el PCI para el fuel gas del 01D101: Se multiplica cada uno de los %Vol_i resultados de la cromatografía del laboratorio por su respectivo PM_i y PCI_i:

i	Componente de la cromatografía	%Vol _i	PM _i (g/mol)	PCI _i (GJ/m ³)	%Vol _i x PM _i	%Vol _i x PCI _i
1	Hidrógeno	42,63	2,02	0,01	0,86	0,00
2	Metano	15,20	16,04	0,03	2,44	0,01
3	Etano	9,67	30,07	0,06	2,91	0,01
4	Etileno	2,76	28,05	0,06	0,77	0,00
5	Propano	7,14	44,10	0,09	3,15	0,01
6	Dióxido de carbono	0,48	44,01	0,00	0,21	0,00
7	Propileno	1,54	42,08	0,08	0,65	0,00
8	i-Butano	2,99	58,12	0,11	1,74	0,00
9	n-Butano	5,13	58,12	0,11	2,98	0,01
10	Propadieno	0,00	40,06	0,11	0,00	0,00
11	Sulfuro de hidrógeno	0,57	34,08	0,02	0,19	0,00
12	trans-2-Buteno	0,08	56,11	0,11	0,04	0,00
13	Oxígeno+Argón	0,44	32,00	0,00	0,14	0,00
14	iso buteno	0,17	56,11	0,11	0,10	0,00
15	Nitrógeno	2,75	28,01	0,00	0,77	0,00
16	1 buteno	0,09	56,11	0,11	0,05	0,00

17	Neopentano	0,00	72,15	0,14	0,00	0,00
18	cis-2-Buteno	0,06	56,11	0,11	0,03	0,00
19	Ciclopentano	0,01	70,13	0,13	0,01	0,00
20	Monóxido de Carbono	1,83	28,01	0,01	0,51	0,00
21	i-Pentano	2,01	72,15	0,14	1,45	0,00
22	n-Pentano	1,26	72,15	0,14	0,91	0,00
23	1,3 butadieno	0,00	54,09	0,10	0,00	0,00
24	2,3 dimetilbutano	0,00	86,18	0,16	0,00	0,00
25	2 metil pentano	2,88	86,18	0,16	2,48	0,00
26	2,2 dimetilbutano	0,16	86,18	0,16	0,14	0,00
27	3 metil pentano	0,08	86,18	0,16	0,07	0,00
28	Hexanos	0,10	86,18	0,16	0,08	0,00
29	Vapor de Agua	0,00	18,02	0,00	0,00	0,00
30	Amoniaco	0,00	17,03	0,01	0,00	0,00
Sumatoria					22,68	0,04

Luego, según la ecuación (15) se calcula el PCI del FG en 01D101:

$$PCI = \frac{0,04}{22,68} \times 22,4 \times 1000 = 43,4 \frac{GJ}{t}$$

Calculo del FE para el Fuel gas del 01D101:

De la cromatografía:

i	Componente de la cromatografía	%Voli	PMi (g/mol)	%Voli x PMi	N°Ci	%Voli x N°Ci x 12,0107
1	Hidrógeno	42,63	2,02	0,86	0	0,00
2	Metano	15,20	16,04	2,44	1	1,83
3	Etano	9,67	30,07	2,91	2	2,32
4	Etileno	2,76	28,05	0,77	2	0,66
5	Propano	7,14	44,10	3,15	3	2,57
6	Dióxido de carbono	0,48	44,01	0,21	1	0,06
7	Propileno	1,54	42,08	0,65	3	0,55

8	i-Butano	2,99	58,12	1,74	4	1,43
9	n-Butano	5,13	58,12	2,98	4	2,46
10	Propadieno	0,00	40,06	0,00	3	0,00
11	Sulfuro de hidrógeno	0,57	34,08	0,19	0	0,00
12	trans-2-Buteno	0,08	56,11	0,04	4	0,04
13	Oxígeno+Argón	0,44	32,00	0,14	0	0,00
14	iso buteno	0,17	56,11	0,10	4	0,08
15	Nitrógeno	2,75	28,01	0,77	0	0,00
16	1 buteno	0,09	56,11	0,05	4	0,04
17	Neopentano	0,00	72,15	0,00	5	0,00
18	cis-2-Buteno	0,06	56,11	0,03	4	0,03
19	Ciclopentano	0,01	70,13	0,01	5	0,01
20	Monóxido de Carbono	1,83	28,01	0,51	1	0,22
21	i-Pentano	2,01	72,15	1,45	5	1,21
22	n-Pentano	1,26	72,15	0,91	5	0,76
23	1,3 butadieno	0,00	54,09	0,00	4	0,00
24	2,3 dimetilbutano	0,00	86,18	0,00	6	0,00
25	2 metil pentano	2,88	86,18	2,48	6	2,08
26	2,2 dimetilbutano	0,16	86,18	0,14	6	0,12
27	3 metil pentano	0,08	86,18	0,07	6	0,06
28	Hexanos	0,10	86,18	0,08	6	0,07
29	Vapor de Agua	0,00	18,02	0,00	0	0,00
30	Amoniaco	0,00	17,03	0,00	0	0,00
Sumatoria				22,68	-	16,59

Ahora, se calcula el contenido de carbono presente según la ecuación (17)

$$\%C_{FG} = \frac{16,59}{22,68} = 73,15\%$$

Luego, con la ecuación (18) se halla el Factor de emisión:

$$FE_{FG} = \frac{73,15 \times 36,67}{43,68} = 61,8 \frac{\text{kgCO}_2}{\text{GJ}}$$

Por último, se calcula las emisiones para este combustible. Se tiene:

Aporte del Fuel gas del 01D101 = 0,82175 kg/s

$PCI_{FG} = 43,4 \text{ GJ/t}$

$FE_{FG} = 61,8 \text{ kgCO}_2/\text{GJ}$

$FOX = 1$ (adimensional)

Según la ecuación (14) y aplicando factores de conversión:

$$E_{CO_2} = 0,82175 \times (24 \times 3600) \times 43,4 \times \left(\frac{1}{1000}\right) \times 61,8 \times \left(\frac{1}{1000}\right) \times 1$$

$$E_{CO_2(\text{Fuel Gas 01D101})} = 190,5 \frac{\text{tCO}_2}{\text{día}}$$

Fuel oil

Se calcula el PCI para el Fuel oil, siendo la gravedad específica del Fuel oil a 15 °C: 0,994 (dato del laboratorio), según la ecuación (16):

$$PCI_{FO} = (16796 + 54,5 \times 0,994 - 0,217 \times 0,994^2 - 0,0019 \times 0,994^3) \times 0,002325877$$

$$PCI_{FO} = 39,2 \frac{\text{GJ}}{\text{t}}$$

Ahora, se calcula el contenido de carbono según la ecuación (19):

Del laboratorio se tiene:

Contenido de azufre en el Fuel oil: 1,24%

Viscosidad: 4093,0 St

$$\%C_{FO} = 90,190479 \times 0,994^{(0,259396 + 0,04402021 \times 1,24)} \times (\text{Ln}(4093 + 0,7))^{(-0,01060177 - 0,006191972 \times 1,24)}$$

$$\%C_{FO} = 86,6\%$$

Luego, con la ecuación (20) se calcula el factor de emisión del Fuel oil:

$$FE_{FO} = \frac{86,6 \times 36,67}{39,2} = 81,03 \frac{\text{kgCO}_2}{\text{GJ}}$$

Finalmente, se calcula las emisiones para este combustible según la ecuación (14) y aplicando factores de conversión:

Para el aporte de Fuel oil del 01H1A: 0,20232 kg/s

$$E_{\text{CO}_2} = 0,20232 \times (24 \times 3600) \times 39,2 \times \left(\frac{1}{1000}\right) \times 81,03 \times \left(\frac{1}{1000}\right) \times 1$$

$$E_{\text{CO}_2(\text{Fuel Oil } 01\text{H}1\text{A})} = 55,5 \frac{\text{tCO}_2}{\text{día}}$$

Se presentan las tablas de resultados para todos los combustibles:

Tabla 8.1 Poder Calorífico Inferior (GJ/t)

	01-jul	02-ene	03-ago
Gas de 01D101	43,4	45,5	42,6
Gas de 02D101	44,2	42,2	42,1
Gas mezcla Cogeneración	42,1	38,8	42,7
Gas ácido de Aminas	10,1	10,1	10,1
Gas ácido de UDV I	40,7	40,7	40,7
Gas ácido de UDV II	32,8	32,8	32,8
Gas ácido Aguas Ácidas	4,2	4,2	4,2
Gas ácido WAO	0,2	0,2	0,2
Fuel Oil	39,2	39,2	39,2
Diesel a Cogeneración	39,1	39,2	39,2
Vapores HC - 36H1	26,5	26,5	26,5

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8.2 Factor de Emisión (kgCO₂/GJ)

	01-jul	02-ene	03-ago
Gas de 01D101	61,8	52,4	60,5
Gas de 02D101	63,9	68,8	67,9
Gas a Turbina	58,1	63,5	60,1
Gas ácido de Aminas	34,1	34,1	34,1
Gas ácido de UDV I	62,3	62,3	62,3
Gas ácido de UDV II	67,1	67,1	67,1
Gas ácido Aguas Ácidas	0,0	0,0	0,0
Gas ácido WAO	0,0	0,0	0,0
Fuel Oil	81,0	80,7	81,1
Diesel a Cogeneración	82,6	80,8	82,4
Vapores HC - 36H1	71,3	71,3	71,3

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8.3 Emisiones por fuente (tCO₂/día)

	01-jul	02-ene	03-ago
Gas de 01D101	190,5	61,1	200,1
Gas de 02D101	370,9	219,5	281,1
Gas a Turbina	167,3	161,3	161,0
Gas ácido de Aminas	3,6	4,8	2,4
Gas ácido de UDV I	8,6	8,6	8,6
Gas ácido de UDV II	12,4	12,4	12,4
Gas ácido Aguas Ácidas	0,0	0,0	0,0
Gas ácido WAO	0,0	0,0	0,0
Fuel Oil	488	543	506
Diesel a Cogeneración	0,0	0,0	0,0
Vapores HC - 36H1	19,8	19,9	19,9
Coque FCC	305,2	229,4	313,9
Emisiones totales	1565,9	1259,9	1504,9

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8.4 Emisiones de CO₂ Fuel Gas (tCO₂/día)

	01-jul	02-ene	03-ago
01H1A	33,8	0,0	22,6
01H1B	34,2	9,0	25,5
03H2A	8,4	0,0	6,2
03H2B	10,3	1,2	9,7
22H1	9,4	0,0	9,5
22H2	9,4	6,2	10,1
22H3	12,1	0,0	8,5
22H4	0,0	0,0	2,3
22H5	4,0	2,6	1,2
42B1	39,0	7,1	37,8
42B2	0,0	1,8	21,6
42B3	0,7	17,9	11,8
FLARE-PILOTOS	0,0	0,0	0,0
TKS. ASFALTO	16,9	15,1	33,4
02H1	51,5	8,8	71,8
04H1	151,9	133,3	140,0
24H1	98,7	32,7	0,0
48H1 QUEM-PILOTOS	9,3	15,0	10,6
50TG1	167,3	161,3	161,0
50CRC	30,7	0,0	21,9
FLARE	37,4	29,6	36,8
GAS ÁCIDO A 48H1	3,6	4,8	2,4
Total Emisión Fuel Gas	728,7	446,7	644,6

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8.5 Emisiones de CO₂ Fuel Gas Ácido (tCO₂/día)

	01-jul	02-ene	03-ago
03H2A	5,2	0,0	5,2
03H2B	3,5	3,5	3,5
04H1	12,4	10,0	13,2
Total Emisión FG Ácido	21,1	13,4	21,8

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8.6 Emisiones de CO₂ Fuel Oil (tCO₂/día)

	01-jul	02-ene	03-ago
01H1A	55,5	0,0	72,1
01H1B	68,2	55,6	86,1
03H2A	13,6	0,0	20,1
03H2B	6,9	10,2	4,0
22H1	6,4	4,7	0,0
22H2	0,0	1,9	0,0
22H3	14,5	9,2	16,0
22H4	16,6	6,0	18,0
22H5	5,6	0,0	7,4
02H1	241,4	217,0	228,2
04H1	0,0	0,0	0,0
24H1	0,0	0,0	0,0
42B1	0,0	69,5	0,0
42B2	0,0	79,8	0,0
42B3	59,3	89,0	53,8
Total Emisión Fuel Oil	488,0	542,9	505,6

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8.7 Emisiones de CO₂ Otras Fuentes (tCO₂/día)

	01-jul	02-ene	03-ago
Diesel - 50TG1	0,0	0,0	0,0
Incinerador - 36H1	19,8	19,8	19,8

Fuente: Elaboración propia

Del análisis de los resultados mostrados a manera de ejemplo, se puede resaltar lo siguiente:

- Los valores tomados por diseño se mantienen constantes, p. ej. composición y flujo de los vapores de hidrocarburos al oxidador térmico (36H1).
- Debido a las dietas de los crudos que se procesan en cada unidad de destilación primaria, se observa que los valores de poder calorífico inferior y factor de emisión son variables, con lo cual las emisiones de CO₂ para las fuentes de Fuel Gas de 01D101 y 02D101 dependen directamente del tipo de crudo procesado.
- Se observa que para los datos recogidos el 2 de enero, las emisiones de CO₂ resultan ser menores a los otros 2 días, ya que en ese día en particular se encontraron fuera de servicio 2 hornos (01H1A y 03H2A) por mantenimiento.
- La reducción de emisiones en el 42B3 (caldero 3) se logra debido a la optimización energética del consumo de vapor en las diversas unidades de refino, específicamente debido a la reducción de vapor en Visbreaking. El detalle de dicho proyecto de reducción de emisiones se explicará líneas abajo.

Validación de resultados

A manera de ejemplo se verificará la validez de estos resultados con datos de mediciones en un foco de emisión provisto por una empresa certificadora externa (datos obtenidos del 1ro de julio).

Tabla 8.8 Datos tomados en foco 04H1

Hora	12:22	12:27	12:32	Promedio
Combustible	Fuel gas + Gas ácido			
T aire	23,2	24,9	24	24,03
T gas	258,6	257,6	256,3	257,50
O2 (%)	8,42	8,24	8,16	8,27
CO ppm	0	0	7,14	2,38
NOx	179	180	180	179,67
SO2	475	534	529	512,67
CO2 (%)	5,9	6,1	5,8	5,93
H2S (ppm)	55	60,3	61,2	58,83
CxHy (ppm)	0	40	0	13,33
Eficiencia (%)	79	79,3	79,3	79,20
Exceso de Aire (%)	59,00	56,90	56,00	57,30

Fuente: Empresa certificadora externa

Con estos datos los resultados reportados son:

Tabla 8.9 Resultados análisis

Gas de humos de chimenea (Nm ³ /h)	74402,4
Dióxido de Carbono (corr. 11% O ₂) (mg/m ³ N)	91379,7
Emisiones CO₂ (t/día)	163,2

Fuente: Empresa certificadora externa

Comparando con los resultados de la metodología, para el mismo foco y fuente del mismo día (datos promedios): 151,9 tCO₂/día (ver tabla 8)

Según los resultados obtenidos la diferencia es de: 163,2 – 151,9 = 11,3 tCO₂/día, expresado en porcentaje: **6,9%**

8.1.2. Emisiones de proceso

Se calcula la actividad del Coque de FCC según el procedimiento 6.2.2.1:

La presión de saturación del aire según la ecuación (b.3)

Con la temperatura ambiente (21Al112) igual a 21,84 °C (294,99 K)

$$\ln(P^{\text{SAT}}) = 23,19637 - \frac{3816,44}{294,99 - 46,13}$$

$$P^{\text{SAT}} = 2593,28 \text{ Pa}$$

Luego, se reemplaza la P^{SAT} en la ecuación (b.2) para determinar la humedad absoluta (Ψ):

$$\Psi = \frac{18}{28,966} \times \left(\frac{0,97 \times 2593,28}{101325 - 0,97 \times 2593,28} \right)$$

$$\Psi = 0,016 \frac{\text{kg agua}}{\text{kg aire}}$$

Ahora, se calcula el caudal molar de aire seco según la ecuación (b.1):

Con el flujo de aire por el instrumento 21FX218 igual a 12,65 (m³/s)

$$\text{Aire seco} = 12,65 \times \frac{1000}{22,4} \times (1 - 0,016)$$

$$\text{Aire seco} = 555,59 \text{ mol/s}$$

El análisis Orsat muestra el siguiente resultado:

Componente (% molar)	Resultado
%O ₂	1,89
%CO ₂	14,72
%CO	0

Se calcula el %N₂ con la ecuación (a.4):

$$\%N_2 = 100 - (1,89 + 14,72 + 0) = 83,39\%$$

Se calcula el flujo molar de humos por la chimenea según la ecuación (b.5):

$$\text{Moles Humos} = 555,59 \times \frac{79,1}{83,39} = 527,01 \frac{\text{mol}}{\text{s}}$$

Ahora, según las ecuaciones (c.1), (c.2) y (c.3) calculamos el flujo molar de H₂O:

Flujo molar	Cálculo	Resultado (mol/s)
CO ₂	$\frac{14,72 \times 527,01}{100}$	77,58
O ₂	$\frac{1,89 \times 527,01}{100}$	9,96
O ₂ entra	0,21 x 555,59	116,67
O ₂ sale	77,58 + 9,96	87,54
H ₂ O	2 x (116,67 - 87,54)	58,28

Se calcula el flujo másico de Carbono e Hidrógeno según ecuaciones (d.1) y (d.2) respectivamente:

$$\text{Carbono} = 77,58 \times 12,01 = 931,68 \text{ g/s}$$

$$\text{Hidrógeno} = 58,28 \times 2,02 = 116,72 \text{ g/s}$$

Finalmente, se calcula el flujo másico del Coque según la ecuación (22)

$$\text{Coque total} = 931,68 + 116,72 = 1049,4 \text{ g/s} (= 3,8 \text{ toneladas por hora})$$

Siendo el factor de emisión del coque de FCC igual a 3,4 kgCO₂/GJ y el total de las emisiones igual a 305,2 toneladas de CO₂ por día.

8.2. Emisiones indirectas

Considerando el factor de emisión por el consumo eléctrico equivalente a 0,213 kgCO₂/kWh, y un consumo promedio de energía de 93456,6 kWh, las emisiones por este concepto son:

$$\text{Emisiones} = 93457,6 \times 0,213 = 19,9 \text{ tCO}_2/\text{día}$$

8.3. Incertidumbres

Tabla 8.10 Incertidumbres por tipo de combustible (%)

	01-jul	02-ene	03-ago
Gas de 01D101	2,0	1,6	1,7
Gas de 02D101	0,8	0,8	0,7
Gas a Turbina	2,2	1,5	1,5
Gas ácido de Aminas	10,7	10,7	10,7
Gas ácido de UDV I	4,0	4,0	4,0
Gas ácido de UDV II	5,2	5,2	5,2
Gas ácido Aguas Ácidas	-	-	-
Gas ácido WAO	-	-	-
Fuel Oil	9,1	2,8	3,4
Diesel a Cogeneración	-	-	-
Vapores HC - 36H1	26,0	26,0	26,0
Coque FCC	7,8	7,8	7,8
Incertidumbres totales	3,3	1,9	1,8

Fuente: Elaboración Propia

IX. MATERIALIDAD

9.1. Definiciones

- a. **Materialidad o importancia (o discrepancia material)** es el punto a partir del cual las incertidumbres de mediciones e informes comienzan a ser significativas, es decir, podrían, según el juicio profesional del verificador, condicionar las decisiones tomadas por los usuarios de la información notificada.
- b. **Correlación.** Es una medida sobre el grado de relación entre dos o más variables expresada en términos de una función matemática. Es caracterizada mediante el coeficiente de regresión respectivo.
- c. **Valor Atípico.** Un valor atípico es una observación que es numéricamente distante del resto de los datos.
- d. **Desviación Estándar.** Es una medida de dispersión para variables de razón y de intervalo. Es una medida (cuadrática) de lo que se apartan los datos de su media, y por tanto, se mide en las mismas unidades que la variable en referencia.

9.2. Fuentes comunes de error material

Se han identificado como fuentes comunes de error material a las fallas que se puedan presentar en los instrumentos de medida de caudal, termocuplas y analizadores de oxígeno.

9.3. Cálculo de materialidad

9.3.1. Ecuación General

Cuando se tenga conocimiento de la falla de un instrumento durante la realización del balance de combustibles se considerará en principio la materialidad calculada como el total de las emisiones de CO₂ obtenidas a partir de dicho instrumento según la ecuación general (ecuación 14)

$$\text{Materialidad} = \text{Actividad} * \text{PCI} * \text{FE} * \text{FOX}$$

9.3.2. Materialidad calculada – Medidas correlacionadas

Si se desea calcular la materialidad producto de medidas correlacionadas, la ecuación a emplear es la siguiente:

$$M^* = K^* \times \text{Actividad} \times \text{PCI} \times \text{FE} \times \text{FOX} \dots (30)$$

Donde:

M*: Materialidad calculada para medidas correlacionadas con el instrumento en cuestión

Actividad*: Consumo de combustibles (Fuel oil, Residual de Vacío, Fuel gas, Gas Mezcla de Cogeneración, etc) calculada a partir de medidas correlacionadas del instrumento en cuestión

K*: Error porcentual en la correlación de las medidas. (%)

PCI: Poder Calorífico Inferior del Combustible. (GJ/t)

FE: Factor de Emisión del Combustibles. (kg CO₂/GJ)

FOX: Factor de Oxidación. (adimensional)

9.3.3. Determinación de Factor “K”

9.3.3.1. Correlación para el caso de falla de medidor de flujo de Fuel gas

Se realiza un análisis estadístico para una muestra de valores correspondiente al último año o al último período de cálculo de emisiones (período que abarque la mayor cantidad de datos). Se evalúa la correlación existente entre el porcentaje de apertura de la válvula de control respectiva (%OP) y la medida de flujo volumétrico de Fuel gas que mide el instrumento, obteniéndose correlaciones de las siguientes formas:

$$f(x) = y = A(x)^3 + B(x)^2 + C(x) + D \dots (9.1)$$

$$f(x) = y = A(x) + B \dots (9.2)$$

$$f(x) = y = A(x)^2 + B(x) \dots (9.3)$$

Donde:

x: %OP de la válvula de control respectiva.

y: Flujo volumétrico calculado según correlación.

A, B, C y D: Factores de la correlación.

Cabe señalar que la forma de la correlación, (sea 9.1, 9.2 o 9.3) se escoge analizando su coeficiente de regresión. Un mayor valor de éste (valores cercanos a 1) muestra una mejor respuesta en la correlación, o en otras palabras un mejor ajuste a la correlación. Dicho análisis se realiza luego de descartar valores atípicos en el listado de datos.

Finalmente se calcula la desviación estándar de los valores contenidos en la muestra de la siguiente manera:

$$\sqrt{\sigma^2} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (X_i - \mu)^2}{N}} \quad \dots (9.4)$$

Donde:

δ : Desviación estándar

X_i : Valor puntual de la medida

μ : Valor promedio

N: Número de datos

El resultado representativo de la muestra será:

$$f(x) = u \pm \frac{\sigma}{\sqrt{N}} \quad \dots (9.5)$$

Donde el término $\frac{\sigma}{\sqrt{N}}$ se expresa en términos porcentuales y se conoce con el nombre de error estándar. Esto bajo la consideración que la distribución de datos sigue una distribución normal con una confianza de 95%.

Por lo tanto se obtendrá de este último análisis, el parámetro "K":

$$K = \frac{\sigma}{u \sqrt{N}} \times 100\% \quad \dots (9.6)$$

Por último, la materialidad producto de la correlación entre el porcentaje de apertura de las válvulas (%OP) tendrá la siguiente forma: Reemplazando en (ecuación 30):

$$M^* = \frac{\sigma/\sqrt{N}}{u} \times 100\% \times \text{Actividad}^* \times \text{PCI} \times \text{FE} \times \text{FOX} \dots (9.7)$$

Nota: Para realizar este análisis estadístico de validación del modelo se requieren datos consistentes y un período no menor a un año.

9.3.3.2. Correlación para el caso de falla de instrumentación de balance de fuel oil:

a. Falla de termocupla

Para el caso de falla de una termocupla principal se ubicará una Termocupla alternativa para el cálculo de las emisiones de CO₂. Entendiéndose como termocupla alternativa a la termocupla que se encuentre en servicio con el mismo producto bajo el mismo período de tiempo y que se pueda demostrar la existencia de una correlación entre ella y la termocupla principal. La correlación existente será lineal y se determinará el error promedio entre ambas medidas de la siguiente forma:

$$T_{\text{alternativa}} = T_{\text{titular}} \pm \varepsilon \dots (9.8)$$

Donde:

$T_{\text{alternativa}}$: Medidas registradas de la termocupla alternativa

T_{titular} : Medidas registradas de la Termocupla titular

ε : Error promedio o desviación entre las 2 medidas

El valor de la termocupla titular se calculará a partir de la termocupla alternativa, siendo este el resultado que se aplicará al balance de combustible respectivo. Para este caso se calculará la materialidad según ecuación 30.

Nota: De manera similar al cálculo anterior se requieren datos consistentes, luego de la eliminación de valores atípicos, análisis del coeficiente de

regresión. Este método es aplicable para una serie de datos en un período no menor a un año.

b. Falla de Analizador de Oxígeno

Para el caso de falla de un analizador de oxígeno se reemplazará dicho valor por el resultado del análisis Orsat a los Humos del Horno respectivo y se realizará el balance de combustibles según sea el método de aplicación. Se considerará como materialidad aquéllos días que estando el analizador fuera de servicio no se hayan realizado análisis Orsat. La materialidad de forma similar al caso anterior se calculará según ecuación 30.

X. ACTUACIONES

Se mencionan las funciones y responsabilidades de todas las áreas involucradas para la medida, cálculo y seguimiento de las emisiones de CO₂.

10.1. Laboratorio

- Realizar los análisis de los parámetros necesarios para la determinación de las emisiones de CO₂, de acuerdo con los Planes Analíticos establecidos.

10.2. Mantenimiento

- Realizar calibraciones y verificaciones de los instrumentos incluidos en la medida de emisiones de CO₂.
- Mantener disponibles los resultados de las verificaciones e incertidumbres de los instrumentos que intervienen en el cálculo de emisiones de CO₂.

10.3. Operaciones

- Realizar una orden de trabajo cuando se detecte un incorrecto funcionamiento de algún instrumento de su área incluido en la medida de emisiones de CO₂.

10.4. Control Avanzado y Sistemas

- Es responsable del correcto funcionamiento de las herramientas informáticas donde se registran los datos que intervienen en la elaboración de los informes de emisiones de CO₂.

10.5. Procesos

- Calcular el contenido en carbono, poder calorífico inferior (PCI) y los factores de emisión de CO₂ para combustibles. Calcular las incertidumbres del contenido en carbono, poder calorífico

inferior(PCI) y factores de emisión de CO₂ y mantener disponibles los cálculos realizados.

- Mantener actualizado el documento del Cálculo del consumo de combustibles y materias primas que generan emisiones de CO₂, con los instrumentos que intervienen en el cálculo de emisiones de CO₂. Revisar los informes mensuales y anuales de emisiones.
- Elaborar y mantener actualizada la metodología de cálculo de emisiones de CO₂ e incertidumbres.

10.6. Medio Ambiente

- Coordinar la integración de la documentación referente a emisiones de CO₂ en el Sistema de Gestión.
- Presentar a la Administración el informe anual de emisiones de CO₂ una vez verificado.
- Preparar un plan para la realización de verificaciones internas periódicas, previa a la auditoría externa de certificación.

XI. VENTAJAS DE LA CERTIFICACIÓN

11.1. Bonos de Carbono

Un bono de carbono (también llamado crédito de carbono) es un derecho que permite emitir una tonelada de dióxido de carbono o la masa de otro gas del efecto invernadero (GEI) con un equivalente de dióxido de carbono (tCO₂e) equivalente a una tonelada de CO₂.

El sistema de bonos de carbono fue ratificado en el Protocolo de Kyoto, cuyo objetivo es parar el incremento de las emisiones de dióxido de carbono.

Estos créditos son otorgados a países o grupos que hayan reducido sus emisiones de GEI por debajo de sus metas establecidas en el Protocolo de Kyoto.

Los créditos de carbono pueden ser comercializados en el mercado internacional de emisiones de acuerdo a su precio actual de mercado.

11.2. Mercado de Emisiones

El mercado de emisiones (o comercio de derechos de emisiones) es uno de los Mecanismos de Flexibilidad del Protocolo de Kyoto. Es una herramienta administrativa con enfoque de mercado en donde una autoridad central (usualmente un organismo gubernamental) establece un límite sobre la cantidad de gases contaminantes que pueden ser emitidos.

Las empresas son obligadas a gestionar un número de bonos y las compañías que necesiten aumentar las emisiones por encima de su límite deberán comprar créditos a otras compañías que contaminen por debajo del límite de créditos que se le ha sido concedido.

La transferencia de estos créditos es una compra donde el comprador esta pagando una cantidad de dinero por contaminar y el vendedor se ve recompensado por haber logrado reducir sus emisiones.

Para GEI el mercado de emisiones más importante es el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea (RCDE UE)

11.3. Proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y de reducción de emisiones

Los MDL es otro de los Mecanismos de Flexibilidad el cual provee de Unidades de Reducción Certificada de Emisiones (un tipo de Bonos de Carbono) a los proyectos de reducción de emisiones.

En este caso, un país desarrollado invierte en tecnologías de desarrollo limpio en un país en vías de desarrollo. El recorte de la emisión derivada de esta inversión se documenta en un certificado que la compañía puede intercambiar por derechos de emisión en su país de origen o en otro de los países en los que opera.

11.4. Ejemplos de proyectos de reducción de emisiones de CO₂

a. Reducción de consumo de vapor de alta en fondos de columna de Visbreaking

Fundamento: Para maximizar el rendimiento de LVBGO (gasóleo ligero de Visbreaking), se inyecta vapor HS a los fondos de la Fraccionadora de la Unidad. Se ha detectado que la inyección de vapor es constante y continua, aún cuando no se requiera la producción de LVBGO como componente del pool de diesel, lo que implica un gasto innecesario.

Aplicación: La inyección de vapor estará condicionada, sólo para los modos de operación en que se requiera el envío de la producción de LVBGO al pool de diesel de acuerdo a lo recomendado por el programa semanal de producción.

Un menor consumo de vapor en las unidades de procesos, sostenido y sustentado en el tiempo nos conlleva a un menor consumo de aceite combustible en calderas, lo que indirectamente representa una menor emisión de CO₂ en la Refinería.

Para un proyecto de esta envergadura y aplicado para una unidad de Visbreaking diseñada para procesar 0,05 m³/s de Residual de Vacío, se estima ahorrar 5,847 GJ/año lo que equivale a 441 t CO₂/año.

Ejemplo de cálculo:

PCI (Fuel oil) = 39,2 GJ/t

FE (Fuel oil) = 81,2 kgCO₂/GJ

Gravedad específica = 0,994

Ahorro de vapor de calderas = 130 kg/h

Datos operativos del caldero:

Presión de vapor = 1,68MPa

Temperatura del vapor = 315°C

Presión del deareador = 0,11 MPa

Exceso de O₂ = 9%

Temperatura de chimenea = 270,2°C

Calculamos la diferencia de entalpías tanto del agua a la entrada como del vapor saturado que dejaríamos de producir por el caldero (mediante las tablas de agua y vapor) = 2,55 GJ/t

Calculamos el Duty = $(2,55 \times 130)/1000 = 0,33$ GJ/h

Calculamos la eficiencia del caldero mediante una correlación entre exceso de O₂ y temperatura de chimenea = 78,2%

Calculamos el Heat Release del Caldero = $(0,33/78,2) \times 100 = 0,42$ GJ/h

Calculamos el Fuel oil no consumido = $(0,42 \times 0,994)/39,2/1000 = 10,65$ kg/h

**Calculamos el CO₂ no emitido = $(10,65/1000) \times (24 \times 39,2 \times 81,2 \times 1)/1000$
= 0,82 tCO₂/dia = 300 tCO₂/año**

b. Reducción de emisiones de CO₂ por sustitución de Horno de unidad de Destilación Primaria I por uno de mayor eficiencia

Fundamento: Se ha estado operando con dos hornos en la unidad de Destilación Primaria I. La eficiencia ha ido disminuyendo en el tiempo debido a la antigüedad de estos, lo cual ha influido directamente en las emisiones de CO₂.

Aplicación: El reemplazo de estos dos hornos por uno de mayor eficiencia y capacidad nos conlleva no solo a un mejor consumo de combustible y por tanto de emisiones, sino también a una disminución importante de costos en el mantenimiento de este equipo.

Cálculo:

Se compara las emisiones de este nuevo horno versus los anteriores:

Tabla 11.1 Reducción de emisiones al sustituir los hornos 01H1A/B

		01H1A+B	01H101
		Existente	Nuevo
Duty	GJ/h	98,3	87,3
Eficiencia	%	73,0	85,2
Heat Release total	GJ/h	134,6	102,6
Consumo combustible	m ³ FOE/h	3,35	2,55
Emisiones	tCO ₂ /año	92415,9	56176,9

Fuente: Elaboración propia

Reducción de emisiones: 92415,9 – 56176,9 = 36239 tCO₂/año

XII. CONCLUSIONES

- De todos los focos de la refinería en estudio, el mayor emisor resultó ser el 21C4 (Regenerador de la unidad de Craqueo Catalítico Fluido - FCC) con 305,2 toneladas de CO₂ por día.
- De todas las fuentes, la mayor emisora resultó ser el fuel gas siendo 60% mayor a las emisiones del coque de la unidad de Craqueo Catalítico Fluido (FCC).
- En nuestro caso, las emisiones de CO₂ del fuel gas son mayores que las del fuel oil en 21% a pesar que tanto el poder calorífico inferior como el factor de emisión son mayores en este segundo combustible. La diferencia se da por el mayor consumo de fuel gas en la refinería.
- Las incertidumbres de las emisiones de CO₂ calculadas a partir de los datos medidos de las fuentes que poseen medidores en campo resultaron ser menores que las incertidumbres de las emisiones de CO₂ de las fuentes en las que usaron valores de diseño. Por ejemplo, para el caso del fuel gas del 01D101 la incertidumbre fue $\pm 2\%$ mientras que la incertidumbre del fuel gas ácido de la Unidad de Aminas fue de $\pm 10,7\%$.

XIII. RECOMENDACIONES

- Se recomienda simplificar este procedimiento de cálculo instalando a futuro un único medidor a la salida de cada tanque de suministro de fuel gas resultando una menor incertidumbre, la cual se tendría que cuantificar.
- Se recomienda cuantificar el porcentaje de reducción de emisiones al hacer una sustitución de combustibles, por ejemplo al usar fuel gas en vez de fuel oil.
- La refinería en estudio esta implementando un proyecto de sustitución de combustibles por gas natural. Se recomienda cuantificar el efecto de este reemplazo en las emisiones de CO₂ que se producirían ya que esta sustitución podría considerarse como un Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).
- La presente tesis sirve como base para la posterior cuantificación de las emisiones a nivel de la organización. Se recomienda complementar el presente cálculo con los demás aportantes de la huella de carbono de la compañía.
- Se recomienda aplicar esta metodología únicamente para emisiones de CO₂, sin embargo se sabe que los GEI son otros más (CH₄, H₂O_(v), SO_x, NO_x, etc.), cuyas emisiones también deben ser reportadas haciendo uso de metodologías alternativas.
- Se recomienda tomar como base la metodología presentada para otro tipo de industrias, sin embargo el modelo desarrollado para la presente tesis es aplicable únicamente a la refinería en estudio debido a que toma en cuenta las características de las fuentes, configuraciones de las redes de combustible y el esquema de proceso.
- Si en un futuro, la refinería cambia su configuración de combustibles (sustituye o añade una fuente, foco, etc.) se recomienda reformular el modelo.

XIV. BIBLIOGRAFÍA

- International Organization for Standardization (ISO); Abril 2006; Norma Española UNE-ISO 14064-1: GEI. Parte 1: Especificación con orientación, a nivel de las organizaciones, para la cuantificación y el informe de las emisiones y remociones de GEI, Madrid, AENOR.
- International Organization for Standardization (ISO); ISO 8217:2005; Petroleum products - Fuels (class F) - Specifications of marine fuels.
- Norma ASTM D-3588:1998; Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels.
- Protocolo de Gases de Efecto Invernadero: Estándar Corporativo de Contabilidad y Reporte (edición revisada); World Business Council for Sustainable Development, World Resources Institute, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).
- Decisión de la comisión por la que se establecen directrices para el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero de conformidad con la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo (2007/589/CE); 18 de julio de 2007.
- Convención Marco sobre el Cambio Climático de las Naciones Unidas (UNFCCC); 16 de noviembre de 2011; Datos de los inventarios nacionales de GEI correspondientes al período 1990-2009.
- REPSOL; 2006; Norma para el desarrollo del inventario de GEI; Madrid.

- Departamento de Medio Ambiente y Vivienda; 2008; Seguimiento y notificación de emisiones de GEI: Guía práctica para la implementación de un sistema de gestión de datos para el seguimiento y la notificación de emisiones de GEI, Cataluña.
- Guía práctica para la implementación de un Sistema de Gestión de Datos para el Seguimiento y Notificación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero: Guía práctica para el establecimiento de criterios para la evaluación de incertidumbres en el marco del Comercio de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero (EU ETS), Cataluña 2008.
- DNV KEMA Energy & Sustainability; Assessment of the accuracy and quality of monitoring undertaken in the context of CO₂ emissions trading in various sectors across europe - testing the tier approach in practice, 2005, Arnhem.
- EURACHEM/CITAC; Guide CG4: Quantifying uncertainty in analytical measurement—Second Edition; 2000, UK.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC); 2001; Good practice guidance and uncertainty management in national greenhouse gas inventories- sección 6.3, IPCC.
- Análisis y evaluación de las emisiones de gases de efecto invernadero en la industria del Petróleo y el Gas; Jaime Martin Juez – Tesis Doctoral 2005.
- Procedimiento de cálculo para la determinación de contenido de carbono en combustibles líquidos: Informe Técnico; José Luis Peña Diez, Eva Romero Girón Gracia, Francisco Javier Carbajal, Madrid 2005.
- American Petroleum Institute; 1992; API Technical Data Book –Fifth Edition.
- Perry, Robert H. / Green, Don W.; 2001; Manual del Ingeniero Químico – 6ta Edición, McGraw-Hill.
- Kreith, Frank/Bohn, Mark S.; 2000; Principios de transferencia de calor - 6ta edición, California, Thomson Learning.

- Boden, T.A./ G. Marland/ R.J. Andres ; 2010; Global, Regional, and National Fossil-Fuel CO₂ Emissions; Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, U.S. ,Department of Energy, Oak Ridge, Tenn., USA.
- B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave, L.A. Meyer (eds); 2007; Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

XV. ANEXOS

15.1. Propiedades

Tabla 15.1 Pesos Moleculares

Componente	PMi (g/mol)
Hidrógeno	2,016
Metano	16,043
Etano	30,07
Etileno	28,054
Propano	44,097
Dióxido de carbono	44,01
Propileno	42,081
i-Butano	58,124
n-Butano	58,124
Propadieno	36,033
Sulfuro de hidrógeno	34,076
trans-2-Buteno	56,108
Oxígeno+Argón	31,999
iso buteno	56,108
Nitrógeno	28,013
1 buteno	56,108
Neopentano	72,151
cis-2-Buteno	56,108
Ciclopentano	70,135
Monóxido de Carbono	28,01
i-Pentano	72,151
n-Pentano	72,151
1,3 butadieno	54,092
2,3 dimetilbutano	86,178
2 metil pentano	86,178
2,2 dimetilbutano	86,178
3 metil pentano	86,178

Hexanos	86,178
Vapor de Agua	18,015
Amoniaco	17,031

Fuente: Elaboración propia

15.2. Valores de diseño

Tabla 15.2 Gas Ácido de UDVI

Componente	PCI (GJ/m ³)	PM _i (g/mol)	%Vol
Metano	0,034	16,043	44,34
Etano	0,060	30,07	13,34
Propano	0,086	44,097	10,44
i-butano	0,112	58,124	5,34
n-butano	0,112	58,124	1,34
i-butileno	0,107	56,108	3,94
Trans-2-butileno	0,107	56,108	3,34
Sulfuro de hidrógeno	0,022	34,076	8,94
Hidrógeno	0,010	2,016	6,74
Nitrógeno	0,000	28,013	2,24

Fuente: Elaboración propia

Tabla 15.3 Gas Ácido de UDVII

Componente	PCI (GJ/m ³)	PM _i (g/mol)	% Vol
Agua	0,000	18,02	0,00
Nitrógeno	0,000	28,013	30,24
Sulfuro de hidrógeno	0,022	34,076	4,61
Metano	0,034	16,043	19,85
Etano	0,060	30,07	10,06
Propano	0,086	44,097	9,35
i-butano	0,112	58,124	1,22
n-butano	0,112	58,124	5,34
n-pentano	0,138	72,151	19,33

Fuente: Elaboración propia

Tabla 15.4 Gas Ácido de Aminas

Componente	PCI (GJ/m³)	PM_i (g/mol)	%Vol
Hidrógeno	0,0102	2,016	0
Metano	0,0339	16,043	0,27
Etano	0,0603	30,070	0,17
Etileno	0,0559	28,054	0,39
Propano	0,0863	44,097	0
Dióxido de carbono	0,0000	44,010	21,82
Propileno	0,0814	42,081	0,05
i-Butano	0,1119	58,124	0,38
n-Butano	0,1122	58,124	0,35
Propadieno	0,1089	36,033	0
Sulfuro de hidrógeno	0,0219	34,076	64,48
trans-2-Buteno	0,1068	56,108	0
Oxígeno+Argón	0,0000	31,999	0
1 buteno	0,1073	56,108	0
Nitrógeno	0,0000	28,013	0,09
iso buteno	0,1066	56,108	0
cis-2-Buteno	0,1068	56,108	0
Ciclopentano	0,1309	70,135	0
i-Pentano	0,1379	72,151	0
n-Pentano	0,1382	72,151	0,09
1,3 butadieno	0,1018	54,092	0
2,3 dimetilbutano	0,1638	86,178	0
2 metil pentano	0,1638	86,178	0
3 metil pentano	0,1640	86,178	0
Hexanos	0,1642	86,178	0,03
Monóxido de Carbono	0,0119	28,01	0
Neopentano	0,1373	72,151	0
Agua	0,0000	18,02	11,88
NH ₃	0,0141	17,03	0

Fuente: Elaboración propia

Tabla 15.5 Gas Ácido de Aguas Ácidas

Componente	PCI (GJ/m ³)	PM _i (g/mol)	% Vol
Agua	0,000	18,02	79,85
NH ₃	0,014	17,03	9,63
H ₂ S	0,022	34,076	10,52

Fuente: Elaboración propia

Tabla 15.6 Off-Gas Sodas Gastadas

Componente	%Vol
Hidrógeno	0
Metano	0
Etano	0
Etileno	0
Propano	0
Dióxido de carbono	0
Propileno	0
i-Butano	0
n-Butano	0
Propadieno	0
Sulfuro de hidrógeno	0
trans-2-Buteno	0
Oxígeno	7,2
iso buteno	0
Nitrógeno	92,8
1 buteno	0
Neopentano	0
cis-2-Buteno	0
Ciclopentano	0
Monóxido de Carbono	0
i-Pentano	0
n-Pentano	0
1,3 butadieno	0
2,3 dimetilbutano	0
2 metil pentano	0
2,2 dimetilbutano	0
3 metil pentano	0
Hexanos	0
Vapor de Agua	0
Amoniaco	0

Fuente: Elaboración propia

15.3. Balances Volumétricos Compensados

Tabla 15.7 Fuel Gas Red (Nm³/s x10³)

		01-jul	02-ene	03-ago
Aportes	01D101	857,7	471,1	1021,4
	02D101	874,0	428,8	640,0
	23D15	969,3	863,5	940,0
Consumos	01H1A	162,8	0,0	115,3
	01H1B	164,5	69,8	130,0
	03H2A	40,2	0,0	31,8
	03H2B	49,4	9,5	49,7
	02H1	101,1	17,3	163,5
	04H1	357,9	260,5	318,6
	24H1	232,7	64,0	0,0
	22H1	45,2	0,0	48,4
	22H2	45,4	47,6	51,6
	22H3	58,3	0,0	43,1
	22H4	0,0	0,0	11,5
	22H5	19,4	20,1	6,2
	42B1	187,7	54,8	192,7
	42B2	0,0	14,2	110,3
	42B3	3,6	138,3	60,2
	48H1-PILOTOS	21,9	29,3	24,2
	50TG1	890,6	758,8	888,4
	50CRC	72,3	0,0	49,9
	FLARE-PILOTOS	0,1	0,1	0,1
	TKS. ASFALTO	81,1	116,7	170,3
Mermas	FLARE	88,1	57,8	83,8
	GAS ÁCIDO A 48H1	78,6	104,7	51,7

Fuente: Elaboración propia

Tabla 15.8 Fuel Gas Ácido (Nm³/s x 10³)

		01-jul	02-ene	03-ago
Aportes	03C7	32,1	12,9	32,1
	04C7	38,3	30,8	40,6
	51C1	93,6	183,0	108,7
	52D3	13,9	17,0	18,2
Consumos	03H2A	19,3	0,0	19,3
	03H2B	12,9	12,9	12,9
	04H1-04C7	38,3	30,8	40,6
	04H1-SWS	93,6	183,0	108,7
	02H1-52D3	13,9	17,0	18,2

Fuente: Elaboración propia

Tabla 15.9 Fuel Oil (m³/s x 10³)

		01-jul	02-ene	03-ago
Aporte	Tanque 31T14A	1,8	2,0	1,8
Consumos	01H1A	0,2	0,0	0,3
	01H1B	0,2	0,2	0,3
	03H2A	0,0	0,0	0,1
	03H2B	0,0	0,0	0,0
	22H1	0,0	0,0	0,0
	22H2	0,0	0,0	0,0
	22H3	0,1	0,0	0,1
	22H4	0,1	0,0	0,1
	22H5	0,0	0,0	0,0
	02H1	0,9	0,8	0,8
	04H1	0,0	0,0	0,0
	24H1	0,0	0,0	0,0
	42B1	0,0	0,3	0,0
	42B2	0,0	0,3	0,0
42B3	0,2	0,3	0,2	

Fuente: Elaboración propia

Tabla 15.10 Otras fuentes de emisión (m³/s x 10³)

Fuente	Foco	01-jul	02-ene	03-ago
D2 a Cogener.	50TG1	0,0	0,0	0,0
Vapores HC	36H1	62,1	62,1	62,1

Fuente: Elaboración propia

15.4. Balances Másicos

Tabla 15.11 Fuel Gas Red (kg/s x 10³)

		01-jul	02-ene	03-ago
Aportes	01D101	821,7	296,7	898,9
	02D101	1521,3	875,5	1136,5
	23D15	911,9	920,2	805,3
Consumos	01H1A	156,0	0,0	101,5
	01H1B	157,6	44,0	114,4
	03H2A	38,5	0,0	28,0
	03H2B	47,3	6,0	43,7
	02H1	211,4	35,3	290,3
	04H1	623,0	531,9	565,8
	24H1	405,0	130,6	0,0
	22H1	43,3	0,0	42,6
	22H2	43,5	30,0	45,4
	22H3	55,8	0,0	38,0
	22H4	0,0	0,0	10,1
	22H5	18,6	12,7	5,5
	42B1	179,8	34,5	169,6
	42B2	0,0	8,9	97,1
	42B3	3,4	87,1	53,0
	48H1-PILOTOS	38,2	59,8	43,0
	50TG1	790,9	759,0	725,8
	50CRC	125,9	0,0	88,7
	FLARE-PILOTOS	0,1	0,1	0,1
	TKS. ASFALTO	77,7	73,5	149,9

Mermas	FLARE	153,4	117,9	148,7
	GAS ÁCIDO A 48H1	121,1	161,2	79,5

Fuente: Elaboración propia

Tabla 15.12 Fuel Gas Ácido (kg/s x 10³)

		01-jul	02-ene	03-ago
Aportes	03C7	39,5	15,8	39,5
	04C7	65,2	52,5	69,2
	51C1	81,9	160,2	95,2
	52D3	17,6	21,5	22,9
Consumos	03H2A	23,7	0,0	23,7
	03H2B	15,8	15,8	15,8
	04H1-04C7	65,2	52,5	69,2
	04H1-SWS	81,9	160,2	95,2
	02H1-52D3	17,6	21,5	22,9

Fuente: Elaboración propia

Tabla 15.13 Fuel Oil (kg/s x 10³)

		01-jul	02-ene	03-ago
Aporte	Tanque 31T14A	1777,4	1987,2	1840,3
Consumos	01H1A	202,3	0,0	262,4
	01H1B	248,4	203,6	313,2
	03H2A	49,5	0,0	73,0
	03H2B	25,0	37,3	14,7
	22H1	23,2	17,2	0,0
	22H2	0,0	7,0	0,0
	22H3	53,0	33,8	58,3
	22H4	60,6	21,8	65,5
	22H5	20,2	0,0	26,9
	02H1	879,3	794,2	830,5
	04H1	0,0	0,0	0,0

24H1	0,0	0,0	0,0
42B1	0,0	254,4	0,0
42B2	0,0	292,2	0,0
42B3	215,9	325,8	195,7

Fuente: Elaboración propia

Tabla 15.14 Otras fuentes de emisión (kg/s x 10³)

Fuente	Foco	01-jul	02-ene	03-ago
D2 a Cogeneración	50TG1	0,0	0,0	0,0
Vapores HC	36H1	121,6	121,6	121,6
Coque FCC	21C4	1049,4	789,0	1079,3

Fuente: Elaboración propia