

Concón, 06 de febrero de 2020

**N° 21/2020**

**Ref.:** D.S N° 105/2018 Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica, para las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví.

**Ant.:** Carta N°166/2019 Remite Propuesta de Metodología de Estimación de Emisiones según lo requerido en el D.S. N° 105/2018 del Ministerio del Medio Ambiente.

**Mat.:** Da respuesta a requerimiento solicitado mediante Resolución Exenta 1982/2019 SMA del 31 de diciembre del 2019

Señor  
Rubén Verdugo Castillo  
Jefe de la División Fiscalización  
Superintendencia del Medio Ambiente  
Teatinos # 280, piso 8  
**Santiago**

De nuestra consideración,

Por medio de la presente, y en representación de ENAP Refinerías S.A., remito a ud. la respuesta a la Resolución de la referencia, la cual formula observaciones y requiere la presentación de una nueva versión de la Metodología de Estimación de Eficiencia Global del Sistema de Recuperación de Azufre y Metodología de Estimación de Emisiones de ENAP Refinerías S.A. presentada en el marco de los artículos 16 y 18 del D.S. N°105/2018 del Ministerio del Medio Ambiente, que "Aprueba Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica de las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví",

A continuación, se detallan las modificaciones realizadas al documento "Propuesta Metodológica Estimación de Emisiones para ENAP Refinería Aconcagua" (a continuación "Metodología"), el cual se acompaña a esta carta.

**A. Declaración de las emisiones reportadas los años 2015, 2016 y 2017, del cumplimiento del D.S. N°138/2005 del Ministerio de Salud, utilizadas para la determinación de las emisiones máximas permitidas presentadas en la tabla 10 del PPDA CQP.**

Se presentan las emisiones reportadas los años 2015, 2016 y 2017 utilizadas para la determinación de las emisiones máximas permitidas presentadas en la tabla 10 del PPDA CQP en Anexo A.3 de la Metodología.

**B. Incorporar a la propuesta, todas las fuentes fijas existentes en la zona afecta al plan: ERA Concón, ERA Quintero y Central Combinada ERA, que no se encuentren en la propuesta entregada el 30 de septiembre de 2019, según el detalle señalado en las letras i, ii y iii:**

**i. Para unidad fiscalizable “Refinería”:**

Equipo	N° interno	N° RETC
Horno Planta Visco-reductora	B-161	PC000360-8
Chimenea Planta de Ácido	B-1000	PC000371-3
Lavador de Gases CCR	E-440	PS005346-5

La fuente de emisión “Horno Planta Viscoreductora” (B-161) n° de Registro PC000360-8 se encuentra en estado “Inactiva” en el sistema ventanilla única, debido a que esta se encuentra fuera de Operación desde el año 2011. El mismo caso de ocurre para la fuente de emisión Chimenea Planta de Ácido (B-1000), n° de Registro PC000371-3, la cual se encuentra detenida desde hace más de 10 años, por lo que no se consideran en la Metodología.

En el caso del equipo Lavador de Gases CCR (E-440) n° de registro PS005346-5, se presenta su metodología de estimación de emisiones en la sección “Emisiones Lavador de Gases” de la Metodología.

**ii. Para la unidad fiscalizable “Central Combinada ERA”:**

Equipo	N° interno	N° RETC
Generador	10BDV10	EL036853-9
Generador	10BDV20	EL036854-7
Caldera recuperadora de calor (HRSG)	11HA10	IN003466-5
Turbina	11MB	PC003861-K

La Unidad Cogeneradora corresponde al establecimiento número de registro RETC 5473202. La metodología de estimación de emisiones de su caldera, turbina a gas y grupos electrógenos, se presenta en la sección “Emisiones Unidad Cogeneradora”.

**iii. Cualquier otra fuente emisora, que tenga número de registro, no incluida en la propuesta ingresada el 30 de septiembre de 2019.**

Se incluyen todas las fuentes inscritas en el sistema RETC, Formulario F-138.

**C. Además, de manera general, para cada una de las fuentes de la letra B, deberán considerar:**

- 1. Indicar su N° de registro en RETC.**
- 2. Identificar la descripción y la georreferencia de todas las fuentes emisoras.**
- 3. Indicar las materias primas y/o el o los combustibles que utiliza.**
- 4. Indicar el detalle pormenorizado de los factores de emisión (procedencia) y datos, registros y análisis que se utilizarán para llegar al resultado de las emisiones por fuente y por contaminante (MP, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, COV según corresponda).**
- 5. Señalar las características de la chimenea/ducto (diámetro y altura), si es independiente o comparte ducto de salida de los gases hacia la atmósfera con otra fuente. En caso que una unidad posea más de un ducto también debe ser indicado.**
- 6. Indicar como se cuantificará el nivel de actividad de la fuente, es decir, si utiliza flujómetro, pesómetro u otro medio de cuantificación para cada fuente o si se comparte con otras fuentes emisoras.**
- 7. Establecer como se calculará el consumo mezcla de combustibles, cuando corresponda, y como se establece el factor de emisión asociado a la mezcla, para la estimación de cada contaminante asociado.**
- 8. Exponer el medio por el cual se verificará el cálculo de la emisión por fuente.**
- 9. Detallar la ruta de cálculo para cada fuente emisora (Detallar los factores de conversión de unidades a Sistema Internacional), hasta obtener los resultados en ton/año.**
- 10. Si las fuentes se encuentran sujetas a muestreos/mediciones que se utilizan para estimar emisiones deberán: Adjuntar a la propuesta los informes de muestreos discretos de MP y las mediciones de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> que se utilicen para determinar un factor de emisión.**

La información solicitada en los primeros tres puntos, se encuentran en Anexo A.4 de la Metodología. Respecto al punto 5 las chimeneas que comparten ducto de salida corresponden a: B-130 y B-51, B-651 y B-652, B 301 y B 302, B-371 y B-372, B-471 y B-472, B- 1201 y B-1202. El punto 4, 6, 7, 8, 9 y 10 se encuentran en la metodología presentada.

---



**D. Identificar las fuentes sujetas a monitoreo continuo de emisiones CEMS a causa del PPDA CQP, e Indicar en qué etapa se encuentran el proceso de instalación y validación inicial de los CEMS.**

En la siguiente tabla se presentan las fuentes que están sujetas a monitoreo continuo de emisiones según lo que establece el PPDA CQP:

Artículo PPDA CQP	Fuente	Estado de Implementación	Validación inicial	Estado actual
Art. 7°	Caldera B-210	Implementado	Res. Ex. 509/2019	Ensayos de validación anual realizados del 13/12/19 al 08/01/20
Art. 7°	Caldera B-220	Implementado	Res. Ex. 511/2019	Ensayos de validación anual realizados del 13/12/19 al 10/01/20
Art. 7°	Caldera B-230	Implementado	Res. Ex. 1612/2018	Ensayos de validación anual realizados del 25/11/19 al 11/01/20
Art. 7°	Caldera B-240	Implementado	Res. Ex. 510/2019	Ensayos de validación anual realizados del 25/11/19 al 06/12/19
Art. 7°	Caldera U-751	Implementado	Res. Ex. 512/2019	Ensayos de validación anual realizados del 25/11/19 al 10/12/19
Art. 17°	URA 1	En ejecución	-	Ingeniería de detalles y compras en ejecución.
Art. 17°	URA 2	En ejecución	-	Ingeniería de detalles y compras en ejecución.
Art. 17°	URA 3	En ejecución	-	Ingeniería de detalles y compras en ejecución.
Art. 17°	FCCU	En ejecución	-	Ingeniería de detalles y compras en ejecución.

\*URA: Unidad Recuperadora de Azufre; FCCU: Cracking Catalítico.

Las fuentes correspondientes a las calderas B-210, B-220, B-230, B-240 y U-751 poseen CEMS instalados cuyos ensayos de validación inicial se ejecutaron en el primer cuatrimestre de 2018. Para estas unidades, se ejecutaron ensayos de validación anual y validación total en algunos casos, entre noviembre 2019 y enero 2020, todo lo cual fue informado a través de la plataforma SIVEM de la SMA.

En el caso de las fuentes contenidas en el artículo 17°, URAs y FCCU, ERA ha se encuentra en proceso de adquisición de equipos y componentes y ejecución de la ingeniería de detalles correspondiente, esperándose iniciar la construcción y puesta en marcha el segundo semestre del presente año.

**E. La estimación de emisiones final deberá ser presentada por sección (fuentes/operación), agrupada por ERA Concón, ERA Quintero y Cogeneradora.**

De acuerdo a lo establecido en el art. 18 del PPDA, se presentarán las emisiones de acuerdo a las secciones solicitadas en la letra E de la Res. Ex. N° 1982/2020 una vez que se entreguen calculadas de acuerdo a la metodología presentada posterior aprobación por parte de la SMA.

**F. Se deberán corregir y/o complementar los antecedentes incluidos en la propuesta del 30 de septiembre de 2019, según lo descrito a continuación:**

**a) Corregir y complementar información específica de la sección 2 y 12, “Emisiones de Calderas” y “Emisiones de Turbina”:**

**i. Para las calderas IN000649-5, IN000GS0-9, IN000651-7, IN001036-0 y IN000652-5 y la turbina PC003440-1, asimismo de las fuentes IN003466-5 y PC003861-K; que se encuentren afectas a la Ley N° 20.780, utilizar la propuesta e información de ese instrumento para la determinación de las emisiones que se informen en el marco del PPDA.**

En la sección “Emisiones de Calderas y Hornos”, y en la sección “Emisiones de turbina” se presenta la metodología de estimación de emisiones de acuerdo con lo aprobado por la SMA según Res. Ex. N°1297- 2016, para la Cuantificación de Emisiones de Fuentes Fijas Afectas a Impuestos Verdes.

**ii. Para la caldera IN000761-0, señalar:**

**- Los FE (factor de emisión) por parámetro a cuantificar, dentro de la misma sección.**

Los factores de emisión por parámetro para la caldera B-5212 se incorporan dentro de la sección “Emisiones de Calderas y Hornos” de la metodología de estimación de emisiones.

**- Esclarecer la nota (a) de la tabla 3 “La potencia térmica y el control de NOx pueden ser modificados”, especificar este tipo de cambios y justificar el por qué.**

Durante la elaboración de esta metodología, se evaluó la disminución de la potencia térmica de algunas calderas e instalación de quemadores Low NOx.

**- Señalar como se determinará el volumen molar de combustible consumido en la caldera y frecuencia de medición requerida para los cálculos de emisión.**

En la sección “Aspectos generales Metodología”, se indica que este se obtiene mediante PI Data Link, dicho sistema cuenta con diferentes intervalos de datos según el TAG que se utilice. Para el volumen molar de combustible se utilizan datos mensuales.

**- Señalar como se determinará el Poder Calorífico Superior (PCS) del combustible, con qué frecuencia requerida para los cálculos de emisión.**

Para el caso del Gas Natural como se señala en la sección "Emisiones de Calderas y Hornos", se obtiene mediante registros entregados por el proveedor del gas natural con una frecuencia mensual.

**iii. Señalar como se determinará la fracción molar de H<sub>2</sub>S en el combustible, con qué frecuencia requerida para los cálculos de emisión.**

Para el caso del Gas Natural como se señala en la sección "Emisiones de Calderas y Hornos", se obtiene mediante registros entregados por el proveedor del gas natural con una frecuencia mensual.

**b) Corregir y complementar información específica de la sección 3, "Emisiones de Hornos":**

**i. Señalar el nombre interno de cada fuente y planta o indicar el significado de las siglas utilizadas para su identificación, por ejemplo, el equipo TAG B-51 es el "Horno Planta Topping 1 (TV1)"**

Se señala en tabla 5 de la Metodología.

**ii. Corregir en la tabla 5 la unidad del factor, dice lb/sfc y debe decir lb/10<sup>6</sup> sfc, según la bibliografía entregada.**

Se corrige en tabla 6 de la Metodología.

**iii. Al señalar que los factores de emisión deben ser ajustados al poder calorífico del combustible, utiliza un calor específico de referencia de 1.020 (btu/scf), al respecto indicar en que funda su utilización.**

Este valor corresponde al poder calorífico superior del gas natural considerado por US-EPA, en capítulo 1.4 AP 42. Se aclara en metodología.

**iv. Respecto a la ecuación (2), propuesta para el cálculo de las emisiones de SO<sub>2</sub>, esta ecuación está incompleta, toda vez que no hay congruencia de unidades en los lados de la igualdad.**

Se corrige en ecuación 3 de la Metodología.

$$E = A * \frac{C_{H_2S}}{10^6} * \frac{M_{SO_2}}{V}$$

Dónde:

E: Emisión de SO<sub>2</sub> [kg]

A: Actividad para un intervalo [Sm<sup>3</sup>]

C<sub>H<sub>2</sub>S</sub>: Concentración de ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S) en el combustible [ppmv] desde lectura del cromatógrafo en línea ligado al sistema de datos PI

M<sub>so2</sub>: Peso molecular del SO<sub>2</sub> corresponde a 64,066 [kg/kmol]



**V:** Volumen molar del fuel gas evaluado en condiciones estándar 68°F y 1 atm, equivale a 24,055 [Sm<sup>3</sup>/kgmol]. Calculado a partir de la ecuación de termodinámica  $V=ZRT/P$ , con  $Z=1$ .

**v. Indicar el combustible que utiliza cada uno de los 19 hornos, es decir, si funcionan exclusivamente con gas natural, fuel gas de refinería, mezcla de ambos u otro.**

Se indica en tabla 5 de la Metodología los combustibles para cada uno de los hornos. Cabe señalar que el Fuel Gas de Refinería es un combustible gaseoso que se genera internamente en los distintos procesos que tienen lugar en la Refinería. Todo el Fuel Gas es colectado en una red de Fuel Gas y, en gran parte, este Fuel Gas es aprovechado por la Refinería como combustible para generar energía. La mezcla del Gas Natural y Fuel Gas de Refinería tiene lugar en el equipo mezclador F-620 de la Refinería.

**vi. Indicar si los 19 hornos tienen flujómetros independientes o compartidos u otra forma de determinar los consumos de combustibles.**

Los flujómetros de los hornos son independientes entre sí, y los registros de los flujos de combustible se pueden obtener en línea mediante el Sistema PI Data Link.

**vii. Explicar cómo validan el nivel de actividad obtenido de forma directa desde el sistema de datos PI de la refinería que se hace mención en la página N° 10 de la propuesta.**

El nivel de actividad, en este caso, corresponde a los consumos de combustibles obtenidos desde el PI, los cuales se validan realizando una comparación con la información que se obtiene desde el TAG de PI que corresponde al porcentaje de apertura de la válvula de control de flujo de combustible para cada horno de refinería.

**viii. Señalar como se determinará la fracción molar de H<sub>2</sub>S del combustible y con qué frecuencia, requerida para los cálculos de emisión.**

Se obtiene esta concentración del ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S) en el combustible, ppmv, desde lectura de cromatógrafo en línea ligado al sistema de datos PI Data Link, para la estimación de emisiones se considera frecuencia mensual.

**ix. Señalar como se determinará el PCS del combustible y con qué frecuencia, requerida para los cálculos de emisión.**

El Poder calorífico superior del fuel gas se determina diariamente por análisis interno en laboratorio de ERA. Este valor se almacena en línea y se puede obtener desde sistema PI data Link. En el caso del Gas Natural, se obtiene de registros del proveedor. Para ambos se requiere una frecuencia mensual de los datos para la estimación de emisiones.

**x. Indicar la referencia respecto a lo señalado para volumen molar del combustible evaluado en condiciones estándar de 60° F y 1 atm.**

La referencia se obtiene desde el documento "Emission Factor Documentation For AP-42 Section 1.4 Natural Gas Combustion" de la US-EPA.

**xi. Esclarecer la nota (a) en la tabla 4 "La potencia térmica y el control de NOx pueden ser modificados", especificar este tipo de cambios y justificar el por qué.**

Durante la elaboración de la metodología se evaluó la disminución de la potencia térmica de algunos equipos e instalación de quemadores Low NOx.

**c) Corregir y complementar información específica de la sección 4, "Emisiones de Cracking Catalítico":**

**i. Indicar los factores de emisión para MP y NOx que utilizará esta metodología.**

Se indica en la sección "Emisiones de Cracking Catalítico" que se utilizará metodología de factores de emisión basados en monitoreos de emisión puntuales para el Cracking Catalítico.

**ii. Según información entregada, el monitoreo de emisiones de SO<sub>2</sub> se relaciona con mediciones de carga de azufre. Al respecto indicar cómo se determinará la cantidad de azufre diario que se carga en la unidad de cracking catalítico y cuál será el medio verificador de esta medida. Esto se sustenta al existir diferencia entre las dos primeras mediciones (19 de junio y 03 de septiembre), y la última medición del 24 de septiembre, respecto al promedio de las 2 primeras. Además, indicar el significado de la sigla "GO" de la ecuación de la recta en el anexo 1 de la propuesta.**

En esta nueva presentación de la propuesta metodológica de estimación de emisiones se propone que durante el plazo de implementación y validación de los CEMS, las emisiones de SO<sub>2</sub> serán cuantificadas mediante la medición continua de SO<sub>2</sub> en los gases de combustión de la chimenea de FCCU y el cálculo de caudal de gases de combustión de acuerdo a lo indicado en el Anexo A.2 de la Metodología.

**iii. En el anexo 1 se exponen los resultados de tres mediciones del año 2019, para la determinación del SO<sub>2</sub>. Al respecto, justificar por qué se utiliza esta cantidad de mediciones para establecer la ecuación de la recta que propone para determinar las emisiones.**

De acuerdo con lo señalado anteriormente, las emisiones de SO<sub>2</sub> serán cuantificadas mediante la medición continua de SO<sub>2</sub> en los gases de combustión de la chimenea, por lo que no aplican comentarios.

**iv. En el caso de disponer de muestreos/mediciones que se utilizarán para estimar emisiones debe Adjuntar a la propuesta los informes de muestreos discretos de MP y las mediciones de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> que se utilicen para determinar un factor de emisión.**

De acuerdo con lo señalado anteriormente, las emisiones de SO<sub>2</sub> serán cuantificadas mediante la medición continua de SO<sub>2</sub> en los gases de combustión de la chimenea, por lo que no aplican comentarios.



En el caso de  $\text{NO}_x$  y MP se acoge la solicitud. Los informes de resultados de monitoreos de emisiones se presentarán al momento de informar las emisiones anuales de esta fuente.

**v. Aclarar cómo se determina la carga de azufre FCC en  $\text{km}^3/\text{d}$  (mil metros cúbicos día), parámetro indicado en la propuesta como necesario para determinar las emisiones de  $\text{SO}_2$ .**

De acuerdo con lo señalado anteriormente, las emisiones de  $\text{SO}_2$  serán cuantificadas mediante la medición continua de  $\text{SO}_2$  en los gases de combustión de la chimenea, por lo que no aplican comentarios.

**vi. Cualquier cálculo asociado a una sección como la ecuación de la recta, este dentro de la misma sección a la que este referida y en anexo exponer los datos como los gráficos utilizados.**

De acuerdo con lo señalado anteriormente, las emisiones de  $\text{SO}_2$  serán cuantificadas mediante la medición continua de  $\text{SO}_2$  en los gases de combustión de la chimenea, por lo que no aplican comentarios.

**d) Corregir y complementar información específica de la sección 5, "Emisiones Unidades Recuperadoras de Azufre":**

**i. Incorporar en este análisis los factores de emisión para  $\text{NO}_x$ , MP y COV.**

Se incorpora en la sección "Emisiones de Unidades de Recuperación de Azufre" para la estimación de  $\text{NO}_x$  y los COV en forma de THC, es decir, hidrocarburos totales los cuales se encuentran descritos en el punto 8.13 del AP 42 US EPA. No se realiza estimación de material particulado para las Unidades Recuperadoras de Azufre.

**i. Indicar que combustible utilizan los hornos de post combustión en los que se incineran los gases de cola del proceso de las URA.**

Los hornos de post combustión de las Unidades Recuperadoras de Azufre utilizan gas natural como combustible.

**ii. Indicar como se determinarán los caudales de gases " $Q$ = gases", variable indicada en la ecuación N° 4 de la propuesta.**

Una vez que se validen los sistemas de monitoreo de continuo de emisiones (CEMS), los datos de flujo de se obtendrán desde este instrumento de medición.

**iii. Esclarecer cómo se determinará la concentración de  $\text{SO}_2$ , indicada en la ecuación (4). Siendo que además indica que la ecuación (5) depende de la ecuación (4). Se debe aclarar este punto.**

$$\text{Ec. 4 } E = Q * \frac{C_{SO_2}}{10^9}$$

$$\text{Ec. 5 } FE = \frac{E}{A^5}$$

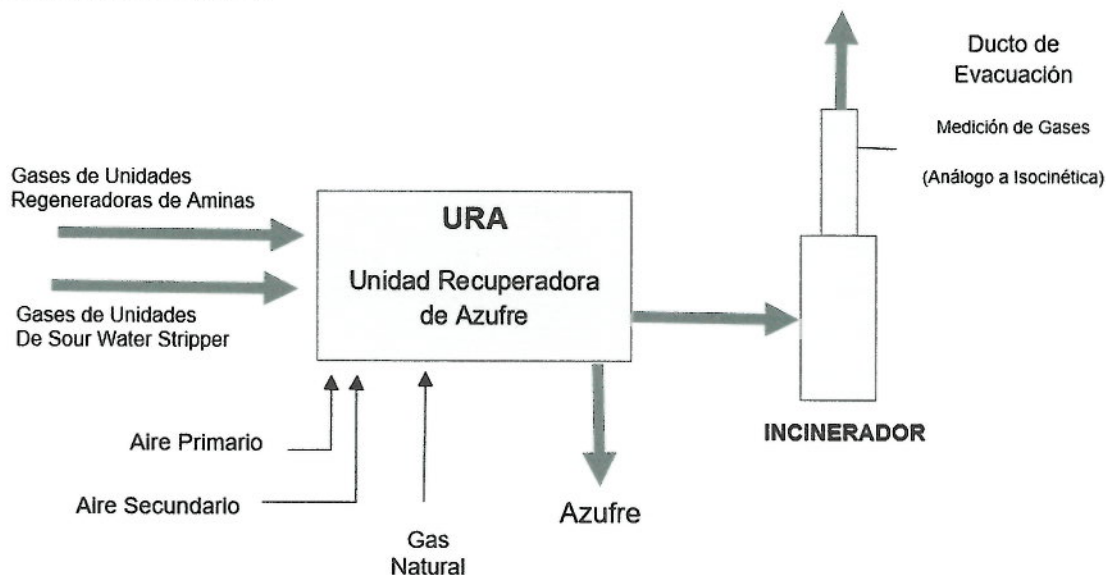
Se aclara que la primera ecuación (actual ecuación 10) se utiliza una vez que se encuentren operando los CEMS y la segunda ecuación (actual ecuación 11) se utilizará previa implementación de los CEMS, utilizando una emisión puntual basada en el último monitoreo de emisiones realizado en las Unidades Recuperadoras de Azufre.

iv. Indicar cómo se determinará la concentración de SO<sub>2</sub> promedio diario en gases de combustión (mg/Nm<sup>3</sup>) de la post combustión de las URA.

Una vez que se validen los sistemas de monitoreo de continuo de emisiones (CEMS), los datos de flujo de se obtendrán desde este instrumento de medición.

v. En el caso del balance de masas determinar cuáles son las corrientes de entrada y salida de la URA, además indicar si existe un único ducto de evacuación de gases es la post combustión de los gases de cola.

En la siguiente imagen se puede ver un diagrama de bloques que esquematiza las corrientes de entrada y salida de las URAs. Cada una de estas Unidades cuenta con una chimenea independiente de evacuación de gases.



e) Corregir y complementar información específica de la sección 6, "Emisiones de Estanques":

i. Respecto a la metodología propuesta para estanques verticales de techo fijo de la sección 7.1.3.2, Cap. 7 AP-42 US EPA "Total Losses from Floating Roof Tanks", señalar cómo

se condice o se relaciona con lo solicitado formalmente por la Autoridad Sanitaria mediante el ORD. N° 1267 del 24 de junio de 2019, respecto a utilizar el Software Tanks en el cálculo de las emisiones de COV para los estanques en la respectiva declaración anual de emisiones del D.S. N° 138/2005 del Ministerio de Salud.

La metodología en la cual se basa la estimación de emisiones mediante el software Tanks, tiene como fundamento los factores de emisión del AP-42 US EPA, por lo tanto son metodologías equivalentes de estimación de emisiones para dicho estanques.

ii. **Respecto a los estanques que se declaren como inactivos durante un periodo menor al que se va a declarar, se debe entregar un medio verificador (por ejemplo, que quede reflejado en el nivel de actividad del estanque para las sustancias orgánicas, de acuerdo al volumen de producto manejado en ese periodo)**

Se acoge aclaración, se adjuntará medio de verificación en caso de que corresponda.

iii. **En el último párrafo de esta sección, se señala que la metodología se convertirá a escala "horaria" utilizando como factor 365 días por año, se debe aclarar que el factor a utilizar será 8760, considerando 365 días por año.**

Se aclara que no se utilizará escala horaria, sino que corresponde a escala diaria, por lo cual si aplica el factor de 365 días por año.

**f) Corregir y complementar información específica de la sección 7, "Emisiones de Antorchas":**

i. **Indicar capacidad de diseño (flujo de diseño) de cada antorcha y el tipo de quemadores, además si posee registro independiente de combustible para cada antorcha.**

**A-100**

Flare Tip Model: Steamizer XP-30

Pilot Model: Wind Proof

Ignition System Type: FFG Ignition Panel



**John Zink XP-30  
STEAM ASSISTED FLARE TIP**

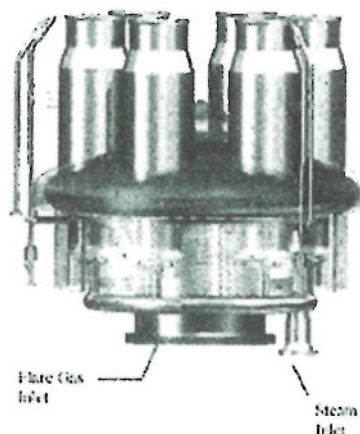
MANUFACTURING SPECIFICATIONS	
WELDING	WQS AND WPR PER ASME SECTION IX
PAINT SPECIFICATION	CARBON STEEL SSPC-SP6 SURFACE PREPARATION
	2 COATS HIGH TEMP. ALUMINUM, 1-2 MILS THICK
	STAINLESS STEEL NO COATINGS REQUIRED

NOZZLE INFORMATION			
DESCRIPTION	SIZE	QUANTITY	TYPE
WASTE GAS INLET	30"	1	ANSI 150 LB RF FLANGE
STEAM INLET	6" inlet	1	ANSI 150 LB RF FLANGE
PILOT GAS MANIFOLD INLET	1"	1	PLAIN END

CONSTRUCTION MATERIAL	
SECTION	MATERIAL
UPPER BODY RISERS	310 SS, 3/16" PLATE
FLAME RETENTION RINGS	310 SS
UPPER STEAM TUBES	310 SS, 3/16" PLATE
LOWER STEAM TUBES	304 SS, 1/4" PLATE
STEAM NOZZELS	CK 20
STEAM MANIFOLD	304 SS
WINDSHIELD	304 SS
HEAT SHIELD	310 SS
LOWER BODY (HEADS)	304 SS
FLARE GAS INLET FLANGE	A105 CS
STEAM INLET FLANGE	A105 CS

DESIGN INFORMATION	
OVERALL LENGTH	10'-1"
WEIGHT	5,300 LB
NUMBER OF PILOTS	3

UTILITY CONSUMPTION			
	MAXIMUM	COOLING	
STEAM RATE <sup>1)</sup>	52,000	1332	LB/HR
PURGE RATE <sup>2)</sup>	1,050	ACF/H	
<sup>1)</sup> 120 PSIG SATURATED STEAM AT INLET CONNECTION			
<sup>2)</sup> ANY GAS THAT DOES NOT REACH DEWPOINT SELF-IGNITE, OR CONTAIN OXYGEN			



**A-200**

Flare Tip Model: Steamizer XP-30

Pilot Model: Wind Proof

## VII. PROCESS DESIGN DATA

### Flare Design Basis

		Maximum	Smokeless
1.	Flow Rate (LB/HR)	600,000	Up to 600,000
2.	Molecular Weight	20.6	20.6
3.	Gas Temperature (°F)	369	369
4.	Inlet Pressure (PSIG)	5.2	5.2
5.	Lower Heating Value (BTU/SCF)	865	865
6.	Composition	(Mole% / Mass%)	(Mole% / Mass%)
	Methane	19.46	19.46
	Ethane	4.89	4.89
	Propane	13.1	13.1
	i-Butane	2.63	2.63
	n-Butane	2.32	2.32
	i-Pentane	0.43	0.43
	n-Pentane	0.54	0.54
	Carbon Dioxide	0.27	0.27
	Nitrogen	18.71	18.71
	Hydrogen Sulfide	749ppm	749ppm
	Hydrogen	34.71	34.71
	Air	0.00	0.00

### Steam Design

Steam Manifold		
1.	Design Capacity	52,000 LB/HR of 120 PSIG steam at 350°F
2.	Cooling Rate	1,332 LB/HR of steam required continuously for cooling and protection.

#### Notes:

- The above capacities are based on indicated pressures and temperatures at the tip inlet flanges.

### Pilot Design

1.	Pilot Mixer Orifice Drilling	MTD #54
----	------------------------------	---------

Primary Fuel		
2.	Molecular Weight	16 or Greater
3.	Lower Heating Value	920 BTU/SCF
4.	Composition	Natural Gas
5.	Flow Rate and Pressure	50 SCFH at 10 PSIG

Secondary Fuel		
6.	Molecular Weight	44
7.	Fuel Lower Heating Value	2385 BTU/SCF
8.	Fuel Composition	Propane
9.	Fuel Flow Rate and Pressure	22 SCFH at 7 PSIG

### Purge Design

1.	Purge Rate	1,089 SCFH
2.	Molecular Weight	18
3.	Lower Heating Value	920 BTU/SCF
4.	Composition	Natural Gas (Reference)
5.	Purge gas	Any gas that does not reach dew point, self-ignite, or contain oxygen.

### Tip Design

1.	Nominal Tip Size	30 inches
2.	No. of Pilots on Flare Tip	3

**L-3741**
**Bases de Diseño**
Capacidad

Emergency Case	: Instrument air failure
Flowrate	: 268.259 [kg/h]
Mw	: 97,3
Temperature	: 223 °C
Estimated LHV	: 9.869 [kcal/kg]

Otras emergencias

Emergency Case	Electric Power failure	Fire Unit 3000	Blocked Outlet Unit 3000	Others
Flowrate [kg/h]	92.667	77.754	85.613	46.065
Mw	47,3	21,7	24,6	19,1
Temperature [°C]	309	171	111	122
Estimated LHV [kcal/kg]	10.047	10.456	10.367	10.559

Heat radiation

The allowable ground level radiation (solar included) shall be limited as follows:

8.140 [kcal/(h m <sup>2</sup> )]	
2.965 [kcal/(h m <sup>2</sup> )]	For working area
1.355 [kcal/(h m <sup>2</sup> )]	At the fence

ii. Indicar tiempo de funcionamiento de las antorchas, por ejemplo, si estas se encuentran operativas los 365 días del año.

En operación normal, se tendrá un flujo constante de gas de refinería tratado, que mantendrá una presión positiva, que evitará la entrada de aire y generará una llama que estará encendida los 365 días al año.

iii. Indicar cómo se mide el crudo que se alimenta a la refinería, que requiere el factor de emisión para el cálculo de la emisión y la frecuencia de determinación.

Se modifica la metodología de estimación de emisiones para antorchas, considerando lo indicado en el AP-42, Capítulo 13, sección 13.5 Industrial Flares, utilizando como nivel de actividad el flujo de gas quemado en las antorchas, expresado como energía.

iv. En los casos de estimación de COV, el factor de emisión de COV debe estar en concordancia con lo indicado en los planes operacionales.



La emisión de COVs en las antorchas no se encuentra dentro de las medidas establecidas en el Plan Operacional de Refinería Aconcagua aprobado mediante la Res. Ex. N° 8 y modificada por la Res. Ex. N° 10 de la SEREMI de Medio Ambiente.

**g) Corregir y complementar información específica de la sección 8, "Emisiones de Torres de Enfriamiento":**

**i. Justificar por qué no se estimarán las emisiones de NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>.**

No se presenta una estimación de emisiones para el CO, NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>, puesto que las torres de enfriamiento no generan este tipo de contaminantes ya que no son fuentes de combustión.

**ii. Indicar la cantidad de torres de enfriamientos.**

Existen dos Torres de Enfriamiento en ERA. Ambas se presentan como una fuente de emisión en sistema RETC.

**iii. Indicar cómo y con qué frecuencia se miden los TDS y su medio de verificación.**

Se realiza un análisis de laboratorio diariamente por proveedor externo, el cual mide la conductividad en el agua de las torres de enfriamiento. A partir de este dato se obtiene mediante una relación directa la concentración de TDS presentes en la muestra.

**iv. Indicar cómo será el tratamiento de datos para la fórmula de cálculo de emisiones para PM10 (Ecuación 6), debido a que ésta utiliza dentro de sus parámetros variables dinámicas, si se realiza automáticamente, como TDS que es función de la conductividad.**

En las partes de la ecuación donde es necesario ingresar promedios, se realizan promedios con intervalos de longitud de un mes de forma preferencial, por lo cual se realiza de la misma forma que la conductividad.

**v. En los casos de estimación de COV, el factor de emisión de COV debe estar en concordancia con lo indicado en los planes operacionales.**

La emisión de COVs en las torres de enfriamiento no se encuentra dentro de las medidas establecidas en el Plan Operacional de Refinería Aconcagua aprobado mediante la Res. Ex. N° 8 y modificada por la Res. Ex. N° 10 de la SEREMI de Medio Ambiente.

**h) Corregir y complementar información específica de la sección 9, "Emisiones de la Unidad Coker":**

**i. Justificar por qué no se estiman SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>.**

Las emisiones a las cuales se refiere en la sección "Emisiones de Coker" de la metodología hacen referencia al acopio de coque y el almacenamiento en los tambores de coque. Las cuales no constituyen una fuente de combustión que emite los contaminantes antes mencionados, las

principales emisiones de este tipo de la Unidad de Coquización Retardada son generadas por el Horno del Coker y la antorcha que se encuentran en las secciones "Emisiones de Calderas y Hornos" y "Emisiones de Antorchas" de la Metodología.

**ii. Añadir las emisiones por descarga en domo de almacenamiento y las operaciones de traspaso de material a través del movimiento de la maquinaria, cintas transportadoras y carga de camiones.**

Para los sistemas abiertos están considerados factores AP-42. En el caso de los sistemas cerrados, como las cintas transportadoras, sus emisiones no se consideran relevantes.

**iii. Indicar características de la pila: de tamaño aproximado de una pila, cantidad de pilas que se acopian en el patio de acopio, y si estas poseen tamaños similares o variables.**

El área de la pila tiene una superficie aproximada de 200 m<sup>2</sup> con una altura promedio de 4 metros, corresponde a una sola pila.

**iv. Especificar cómo se determina la humedad requerida para la determinación del FE drum (tambores de coque), con qué frecuencia y añadir procedimientos de muestreos para esta determinación.**

La humedad del coque que se carga en los tambores de coque se determina mediante análisis de laboratorios diarios realizados por proveedor externo cuyos valores se cargan al PI data Link, dichos muestreos se realizan mediante el método ASTM D3302.

**v. Indicar cuál es el valor del FE pila (pila de coque).**

Se indica en la sección "Emisiones de Coker" de la Metodología para emisiones de la pila de coque.

**vi. Indicar si se considerará constante la velocidad del viento todo el año o, en caso contrario, como se informará el valor que se utilizará para la determinación de los FE drum Y FE pila.**

Para la estimación de emisiones se considerará un promedio mensual de los datos informados en la Estación Meteorológica de Concón los cuales pueden ser obtenidos en línea mediante el sistema PI Data Link.

**vii. Indicar si las dimensiones para calcular el área expuesta ( $A_{exp}$ ) es un valor que se determina con qué frecuencia, si este varía en el tiempo o se mantiene constante, y su medio de verificación.**

Se considera que el área expuesta es relativamente constante, ya que la geometría de la pila no varía considerablemente en el tiempo.

**viii. Indicar cómo se determina el tiempo de exposición de la pila, y su medio de verificación (si es un tiempo de residencia, indicar cuánto es ese tiempo aproximadamente).**

Se considera exposición continua de la pila durante todo el año.

i) **Corregir y complementar información específica de la sección 10, “Emisiones del Patio de Carga”:**

i. **En la tabla 16, los datos del factor original de propano no tienen unidades.**

Se agrega unidades para el factor original propano.

ii. **Indicar factor de conversión de unidades (para pasar de lb/103 gal a kg/Sm<sup>3</sup>) en la tabla 16.**

Esto corresponde a una transformación de unidades directa:

$$1 \text{ lb}/1000 \text{ gal} = 119,83 \text{ kg}/\text{m}^3$$

iii. **Se cita una ecuación para obtener el flujo de vapores, sin embargo, esta no se encuentra en el documento (ver página 26) en oración "...mientras que el flujo de vapores se obtiene mediante la siguiente ecuación:"; agregar la ecuación y su referencia.**

Esto corresponde a un error de tipeo. Se elimina esta frase del documento.

iv. **Indicar referencia del valor de FE<sub>evap</sub> (ecuación 21) a utilizar para el MP, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> para el combustor.**

La referencia es la AP-42 Cap 1.5, tabla 1.5-1. Se usan factores de butano para representar los vapores orgánicos del Patio de Carga, mientras que, para el LPG, se usa una suma ponderada de los factores de propano y butanos disponibles en la misma tabla referencia para representar la mezcla.

v. **Indicar en que se sustenta que la eficiencia de captación de vapores (eff) es del 70% mínimo.**

La eficiencia del 70% corresponde al valor conservador informado por la EPA en el capítulo 5, sección 5.2 "Transportation And Marketing Of Petroleum Liquids", página 5.2 6.

vi. **Indicar la referencia de los factores de la tabla 17, factor de conversión de unidades y en que se utilizarán, ya que no está explícito en la propuesta. Considerar también en que se sustenta que el LPG disponible sea 50% de butano y 50% propano.**

Esto corresponde a una suposición para el cálculo. Se asume que la mezcla de gases corresponde en un 50% a butano y 50% propano.

vii. **Indicar como se obtendrán la medición de los flujos de vapores (Q<sub>VAP</sub>) y los flujos de LPG (Q<sub>LPG</sub>) y su frecuencia.**

---



Se indica en sección "Emisiones Patio de Carga".

**viii. Eliminar ecuación 22, se refiere al sistema de captura que ya se señaló en la ecuación 19.**

Se acoge, se elimina.

**ix. El parámetro FEvap está señalado en forma incompleta "Factor de emisión para", que se utiliza en la ecuación 21 Según literatura de referencia, este parámetro correspondería al factor de emisión de vapores orgánicos volátiles a quemar en el combustor, provenientes de la recuperación del patio de carga.**

Se corrige en documento de la Metodología.

**x. En los casos de estimación de COV, el factor de emisión de COV debe estar en concordancia con lo indicado en los planes operacionales.**

En el caso del Patio de Carga, estas fuentes de emisión no se encuentran dentro de los Planes Operacionales.

**j) Corregir y complementar información específica de la sección 11, "Emisiones de Grupos Electrónicos":**

**i. Añadir equipo de emergencia de Quintero (G-5001) cuyo N° registro RETC es EL004646-K.**

El equipo G-5001 se encuentra fuera de servicio, de manera indefinida, por lo que no se considera en la Metodología. Este se encuentra como fuente inactiva en el Sistema RETC.

**ii. Indicar cómo se determinará el volumen energético de combustible consumido para cada GE y con qué frecuencia se hará.**

Puesto que estos generadores eléctricos se utilizan en caso de emergencia, su consumo de combustible ocurre principalmente durante las pruebas de verificación del funcionamiento de los equipos. De esta manera, el consumo de combustible de los Grupos Electrónicos se determina en base al volumen de combustible cargado a cada equipo por el Operador, el cual lo registra manualmente.

**k) Corregir y complementar información específica de la sección 12, "Emisiones de Turbina":**

**i. Indicar qué factor se usa para el NOx de esta turbina (sin control de emisiones o con control de emisiones).**

La turbina a gas J-236 no posee quemadores con control de emisiones de NOx.

**iii. Indicar cómo se determinará el volumen energético de combustibles consumido para cada GE, con qué frecuencia y cuál será el medio verificador.**

La turbina a gas J-236 corresponde a un sistema de seguridad de suministro de energía eléctrica que se utiliza solamente en caso de emergencia y pruebas de funcionamiento. A pesar de lo anterior, el Operador del equipo registra el suministro de combustible (kerojet), el cual proviene del estanque T-255 (es de uso exclusivo para la el kerojet de la turbina). Esto se realiza manualmente desde la lectura del medidor de nivel, previa y posteriormente a que la turbina se pone en marcha. A partir de estos valores, según factor del estanque (volumen/altura), se calcula el consumo de combustible.

**I) Corregir y complementar información específica de la sección 13, "Emisiones de Planta de Ácido Sulfúrico:**

**i. Exponer los factores de emisión para esta unidad (horno de planta de ácido) de los contaminantes MP y NOx, así como la forma de estimación.**

En el caso de las emisiones de NOx y MP de la Planta, estas se estiman considerando que funciona como una fuente de combustión al quemar Fuel Gas en el horno de descomposición de ácido sulfúrico, por lo que su metodología de estimación de emisiones se presenta en la sección "Emisiones de Calderas Hornos".

**ii. Explicar cómo se relaciona esta planta de ácido sulfúrico con la Unidad de Emisión denominada "Planta Nueva Alquilación".**

El proceso de Alquilación de Refinería, genera Alquilato para la producción de gasolinas de alto octanaje. Esta unidad utiliza como catalizador ácido sulfúrico fresco al 99,2%, generando ácido gastado a aproximadamente el 90%. La planta SAR (Sulfuric Acid Regeneration) procesa este ácido gastado para regenerarlo y volver su concentración al 99,2%.



**iii. Indicar cuál es la referencia bibliográfica de la ecuación 25. No se encontró en el Cap 8, sección 10, AP 42, entregar más detalle de su ubicación para trazabilidad de la ecuación propuesta.**

No se relaciona la referencia bibliográfica indicada, con el proceso de ERA.

**iv. Indicar cuál es la eficiencia de la conversión de diseño de SO<sub>2</sub> de la planta de ácido.**

La Planta SAR tiene una eficiencia de 99,7% de conversión de ácido sulfúrico gastado a ácido sulfúrico fresco.

**v. La producción de H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> se obtendrá del PI o balance de planta. Al respecto explicar por qué no se obtiene de una sola procedencia.**

La producción de ácido sulfúrico se obtendrá desde el sistema PI, el cual registra de manera continua la producción de la Planta. Los balances de la planta se realizan con los datos obtenidos desde PI, por lo que ambas fuentes de información son equivalentes. De acuerdo con esto, sólo se indica obtención desde PI en la Metodología.

**m) Corregir y complementar información específica de la sección 14, “Emisiones de Planta de Tratamiento de Efluentes”:**

**i. En Tabla 23, incorporar el nombre de cada una de las fuentes de emisión para relacionarlos con su respectivo código interno y N° registro RETC.**

Se agrega en la Metodología, en la sección “Emisiones de Planta de Tratamiento de Efluentes”, el detalle de las fuentes de emisión de Concón y Terminal Quintero y los números de registro correspondientes.

**ii. En Tabla 24, falta incorporar las fuentes emisoras existentes en la Unidad Fiscalizable de Quintero.**

Se agrega a la tabla las fuentes de emisión de Sistema de Tratamiento de Efluentes del Terminal Quintero.

**iii. En los factores de emisión para Separadores API 1 y 3 de la Tabla 24, señalar cuál es la importancia que tiene en el factor respecto al período enero a noviembre 2018 y diciembre 2018, respectivamente.**

En septiembre de 2018 en Terminal Quintero y en diciembre de 2018, se en Concón, se implementaron cubiertas a los Separadores API de sus Sistemas de Tratamiento de Efluentes. De acuerdo con esto, las emisiones del año 2018 se estiman con distintos factores de emisión para cada periodo de tiempo. En adelante, las emisiones se estiman considerando sólo el factor de emisión con los equipos cubiertos, el cual se indica en tabla.

**iv. No incorpora como fuente emisora de COV la Piscina de Expansión señalada en su Plan Operacional y que se encuentra a la salida del Equipo DAF (F-4001).**

Esta fuente de emisión de COV corresponde al equipo Unidad de flotación por aire disuelto (PS005268-K). Se agrega en la tabla el número interno F-4001.

**v. En los casos de estimación de COV, los factores de emisión de COV debe estar en concordancia con lo indicado en los planes operacionales.**

Los factores de emisión se encuentran en concordancia con lo indicado en los Planes Operacionales tanto de Concón, aprobado por la Res. Ex. N°8/2019 MMA y modificada por la Res. Ex. N°10/2019



MMA, y Terminal Quintero, aprobado por la Res. Ex. N°16/2019 MMA y modificada por la Res. Ex. N° 31/2019 MMA.

**n) Corregir y complementar información específica de la sección 15 “Balance de Azufre”, siguiente:**

**i. Se solicita una sección detallada con esta estimación y que dé cuenta de la evaluación de la eficiencia mínima exigida en el artículo 16 del PPDA (98% de eficiencia) para dar cumplimiento al plan.**

Se incorpora sección “Balance de Azufre Global”

**ii. Adjuntar el balance de azufre que permita determinar su recuperación con todo el detalle de todas las variables involucradas. Se deberá especificar el tipo de balance que se utilizará, por ejemplo masa global o total, balances parciales, balance molar por componente, etc. Así mismo, se deberá detallar lo que entra al sistema, lo que se genera (si en el proceso ocurre una reacción química), lo que sale del sistema; lo que se consume, y por último lo que se acumula. Para ello debe identificar todas las corrientes y variables del balance.**

Se adjunta balance de azufre con información solicitada en anexo. Se utilizó Balance de masa total

**iii. Indicar para el factor  $S_r$  (Azufre recuperado en ton/día) cómo se determinará la geometría del acopio, su peso y de qué manera se llevará acabo ese control.**

Ver sección “Balance de Azufre Global”

**iv. Para el factor  $S_t$  (Azufre total en ton/día), indicar detalladamente, cómo se mide el volumen en el ingreso procesado diariamente y su contenido de azufre.**

Ver sección “Balance de Azufre Global”

**v. Para el factor  $S_p$  (Azufre en los productos en ton/día), indicar detalladamente, cómo se mide el volumen de productos diariamente y su contenido de azufre de cada producto (LPG, solvente, gasolina nafta, keroseno, diésel, gas oil, fuel oil, slop, coque). Además, señalar cuáles son las especificaciones de venta de cada uno e indicar cómo obtendrá el valor de  $S_{O2}$  emitido diario de la refinería.**

Ver sección “Balance de Azufre Global”.

**vi. En la explicación del azufre en productos, se señala la que, “En el caso de los productos para los cuales se dispone de información diaria de su composición de azufre, se utilizará esta información, en los casos en que no se realiza este análisis diario, el valor de concentración se obtendrá del valor máximo de azufre de acuerdo con la especificación del producto para venta”. Al respecto, señalar cuáles son los casos en los cuales no se realiza análisis diario de composición de azufre.**

Se consideró especificación para Gasolina 88 y Gasolina 91. Gravedad específica 0,75 y contenido de azufre de 15 ppm.

vii. **Complementar la propuesta con la planilla excel que se menciona se utilizará e los cálculos, identificando todas las corrientes de ingreso y las corrientes de salida del establecimiento del balance, además en cuales de ellas se determinará concentraciones de azufre. Identificar las áreas donde se acumulan materias para efecto de cuadrar el balance y como serán determinados sus corrientes de flujos y concentraciones de azufre.**

Ver sección "Balance de Azufre Global". Se envía planilla excel.

viii. **Indicar cuál es el porcentaje de recuperación de azufre de ERA que usualmente tiene la planta.**

La eficiencia global anual es del orden 98%

ix. **Confirmar la capacidad instalada para procesar (destilar) 104.000 barriles día, de petróleo crudo.**

Se confirma el dato.

x. **Indicar si existen otros insumos que se procesan, que puedan modificar el balance de azufre que sale de los estanques y que influyan en el Azufre Total.**

Las cargas complementarias. Estas afectan el balance de azufre, por lo tanto, están consideradas.

xi. **Indicar en el balance, el azufre contenido en los combustibles consumidos en la refinería por las respectivas fuentes de emisión.**

Se adjunta componencial de combustible de Refinería

Sin otro particular, saluda atentamente a usted,

ENAP Refinerías S.A.

Edmundo Piraino Suez  
Gerente Refinería Aconcagua

**METODOLOGÍA  
ESTIMACIÓN DE EMISIONES  
REFINERÍA ACONCAGUA, TERMINAL QUINTERO Y  
COGENERADORA SEGÚN PPDA**





## **RESUMEN EJECUTIVO**

El presente documento tiene por objetivo presentar la propuesta metodológica de estimación de emisiones de las instalaciones de ENAP Refinerías S.A. ubicadas en Concón, en el Terminal Marítimo de Quintero y la Unidad Cogeneradora a la Superintendencia del Medio Ambiente con la finalidad de dar cumplimiento al Artículo 18 del Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica para las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví, número 105 (en adelante PPDA), publicado el 30 de marzo de 2019. El plazo para presentar esta propuesta es de 6 meses a partir de la publicación del PPDA, es decir, hasta el 30 de septiembre de 2019.

Si bien el PPDA no especifica la metodología de cálculo de emisiones para todas las fuentes de la refinería, se especifica que las calderas con capacidad mayor a 20 MWt (artículo 7), los sistemas de recuperación de azufre y la planta de cracking catalítico (artículo 17) deberán contar con CEMS para la cuantificación de emisiones, concentraciones de contaminantes y flujos de gases en el ducto.

Este documento plantea una metodología de cálculo de emisiones basada en CEMS para las fuentes mencionadas en el párrafo anterior y otras metodologías de estimación de emisiones para las demás fuentes, basadas principalmente en documentos oficiales de la US-EPA (ej. factores de emisión y balance de materia), se plantea además una metodología provisional mientras no estén operativos los CEMS para las fuentes antes citadas.

Los contaminantes incluidos en esta metodología corresponden a SO<sub>2</sub>, MP, NO<sub>x</sub>, CO y COVs. El listado de fuentes emisoras consideradas se muestra en las Tabla 1 y Tabla 2.

**Tabla 1.** Resumen de metodologías aplicadas para emisiones de fuentes ERA-Concón

Tipo de fuente emisora	Nº fuentes	Metodologías <sup>c</sup> para las emisiones de:				
		MP	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CO	COV
Calderas	5	FE/CEMS	M/CEMS	FE/CEMS	FE	FE
Hornos	21	FE	M	FE	FE	FE
Cracking Catalítico	1	FE/CEMS	M/CEMS	FE	M	○
Unidad Recup. Azufre	3	FE	FE/CEMS	FE	FE	FE
Estanques	93	○	○	○	○	○
Antorchas	3	FE	M	FE	FE	FE
Torres de Enfriamiento <sup>a</sup>	1	FE	○	○	○	FE
Coker	1	M	○	○	○	○
Patio de Carga <sup>b</sup>	1	M/FE	M/FE	M/FE	M/FE	M/FE
Grupos Electrógenos	5	FE	FE	FE	FE	FE
Turbinas	1	FE	FE	FE	FE	FE
Planta de Ácido Sulfúrico	1	FE	M/FE	FE	FE	FE
Planta de Tratamiento Efluentes	13	○	○	○	○	FE
Lavador de Gases	1	○	○	○	○	FE

<sup>a</sup>: Se refiere a una única fuente, según registro RETC

<sup>b</sup>: Incluye emisiones del combustor de vapores

<sup>c</sup>: Siguiendo la nomenclatura FE: Factores de emisión; ○: No aplica; M: método de balance de materia u otro conjunto de aproximaciones.

**Tabla 2.** Resumen de metodologías aplicadas para emisiones de fuentes ERA - Quintero

Tipo de fuente emisora	Nº fuentes	Metodologías <sup>a</sup> para las emisiones de:				
		MP	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CO	COV
Calderas	1	FE	M	FE	FE	FE
Estanques	35	○	○	○	○	FE
Grupos Electrónicos	1	FE	FE	FE	FE	FE
Planta de Tratamiento Efluentes <sup>b</sup>	3	○	○	○	○	FE

<sup>a</sup>: Siguiendo la nomenclatura FE: Factores de emisión; ○: No aplica; M: método de balance de materia u otro conjunto de aproximaciones.

**Tabla 3.** Resumen de metodologías aplicadas para emisiones de fuentes de Cogeneradora

Tipo de fuente emisora	Nº fuentes	Metodologías <sup>a</sup> para las emisiones de:				
		MP	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CO	COV
Calderas	1	FE/ CEMS	M/ CEMS	FE/ CEMS	FE/ CEMS	FE/ CEMS
Turbinas	1	FE	M	FE	FE	FE
Grupos Electrónicos	2	FE	FE	FE	FE	FE

<sup>a</sup>: Siguiendo la nomenclatura FE: Factores de emisión; ○: No aplica; M: método de balance de materia u otro conjunto de aproximaciones.



---

## TABLA DE CONTENIDOS

<b>RESUMEN EJECUTIVO.....</b>	<b>2</b>
<b>TABLA DE CONTENIDOS.....</b>	<b>5</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>8</b>
<b>2. ASPECTOS GENERALES METODOLOGÍA .....</b>	<b>9</b>
<b>2.1. Metodología de factores de emisión.....</b>	<b>9</b>
<b>2.2. Frecuencia de datos y Sistema de datos PI.....</b>	<b>9</b>
<b>3. EMISIONES DE CALDERAS Y HORNOS.....</b>	<b>11</b>
<b>3.1. Metodología de factores de emisión.....</b>	<b>14</b>
<b>3.2. Metodología de balance de materia para emisiones de SO<sub>2</sub> .....</b>	<b>14</b>
3.2.1 Equivalencia con metodología impuesto verde.....	15
<b>4. EMISIONES DE CRACKING CATALÍTICO.....</b>	<b>17</b>
<b>4.1. Metodología de balance de materia para emisiones de SO<sub>2</sub> y CO.....</b>	<b>17</b>
<b>4.2. Metodología de factores de emisión basados en análisis puntuales .....</b>	<b>18</b>
<b>5. EMISIONES DE UNIDADES DE RECUPERACIÓN DE AZUFRE .....</b>	<b>19</b>
<b>5.1. Metodología CEMS para emisiones de SO<sub>2</sub> .....</b>	<b>20</b>
<b>5.2. Metodología de factores de emisión desde isocinéticas.....</b>	<b>21</b>
<b>5.3. Metodología de factores de emisión desde bibliografía .....</b>	<b>21</b>
<b>6. EMISIONES DE ESTANQUES.....</b>	<b>22</b>
<b>7. EMISIONES DE ANTORCHAS .....</b>	<b>23</b>
Actividad de antorchas.....	23

Cálculo de emisiones – Factores de emisión.....	23
Cálculo de emisiones – Balance de materia (SO <sub>2</sub> ) .....	24
<b>8.    EMISIONES DE TORRES DE ENFRIAMIENTO .....</b>	<b>25</b>
<b>8.1.  Metodología Rank 5 para cálculo de emisiones MP .....</b>	<b>26</b>
<b>9.    EMISIONES DE COKER.....</b>	<b>27</b>
<b>9.1.  Metodología para emisiones de <i>Decoking</i> .....</b>	<b>27</b>
<b>9.2.  Metodología para emisiones MP Decoking .....</b>	<b>29</b>
<b>9.3.  Metodología para emisiones de manejo de coque .....</b>	<b>30</b>
<b>9.4.  Metodología para domo de almacenamiento.....</b>	<b>30</b>
<b>10.   EMISIONES DEL PATIO DE CARGA.....</b>	<b>32</b>
<b>10.1. Metodología de cálculo emisiones de <i>combustor</i> .....</b>	<b>34</b>
<b>11.   EMISIONES DE GRUPOS ELECTRÓGENOS.....</b>	<b>37</b>
<b>12.   EMISIONES DE TURBINA .....</b>	<b>39</b>
<b>13.   EMISIONES DE PLANTA DE ÁCIDO SULFÚRICO .....</b>	<b>41</b>
<b>13.1. Metodología de Balance de materia para SO<sub>2</sub> .....</b>	<b>41</b>
<b>14.   EMISIONES DE PLANTAS DE TRATAMIENTO DE EFLUENTES .....</b>	<b>43</b>
<b>15.   EMISIONES LAVADOR DE GASES.....</b>	<b>47</b>
<b>16.   EMISIONES UNIDAD COGENERADORA .....</b>	<b>48</b>
<b>17.   BALANCE DE AZUFRE GLOBAL.....</b>	<b>50</b>
<b>18.   REFERENCIAS .....</b>	<b>57</b>
<b>19.   ANEXOS .....</b>	<b>58</b>

---

A.1 Tablas de TAG y registro RETC para estanques de ERA .....	58
A.2 Procedimiento de cálculo de caudal de gases de combustión regenerador FCCU ..	60
A.3 Declaraciones de Emisiones Utilizadas para la determinación de las emisiones máximas permitidas presentadas en la tabla 10 del PPDA CQP .....	62



## **1. INTRODUCCIÓN**

La presente propuesta metodológica surge a raíz de nuevos requerimientos por parte de la Autoridad Ambiental, en el marco del Plan de Prevención y Descontaminación Ambiental (PPDA) N° 105 del 2018 área de acción en las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví. El mencionado PPDA instruye acciones generales a implementarse, junto con nuevos requerimientos para tres empresas ubicadas en su área de acción. Una de estas empresas es ENAP Refinería Aconcagua, con sus establecimientos de Refinería Concón y Terminal Quintero.

Uno de los requerimientos del PPDA a corto plazo para ENAP Refinería Aconcagua, y objetivo general del presente informe, es la presentación de propuestas de metodología en el cálculo de emisiones de material particulado (MP), dióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ), óxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ), monóxido de carbono (CO) y compuestos orgánicos volátiles (COV) en sus instalaciones, que se utilizará para verificar el cumplimiento del límite global de emisiones de ENAP, de la tabla 10 del PPDA. Las Declaraciones de Emisiones utilizadas para verificar este límite se pueden ver en Anexo A.3.

Los nuevos requerimientos ambientales por parte de la Autoridad Ambiental hacen necesario actualizar las metodologías previas de cálculo de emisiones de contaminantes usadas en ENAP Refinería Aconcagua y Terminal Quintero. Para ello, se ha realizado un estudio de la aplicabilidad de diversas metodologías de cálculo de emisiones, proponiendo en la mayoría de los casos, metodologías respaldadas por organismos internacionales como la Agencia Ambiental Estadounidense US-EPA y la organización europea CONCAWE.

En las siguientes secciones, se describen las metodologías propuestas para cálculo de emisiones en cada uno de los tipos de fuentes emisoras identificadas abarcando la totalidad de los establecimientos de ENAP Refinería Aconcagua, Terminal Quintero y Cogeneradora.

## **2. ASPECTOS GENERALES METODOLOGÍA**

### **2.1. Metodología de factores de emisión**

Se presenta la ecuación general de estimación de emisiones de la US-EPA, la que es utilizada a lo largo de todo informe. Las emisiones de contaminantes, E, se calculan como:

$$E = A \cdot EF \cdot \left(1 - \frac{ER}{100}\right) \quad (1)$$

Dónde:

E Emisión, ton/d.

A Actividad, m<sup>3</sup> de combustible u otro que se especifique.

EF Factor de emisión, ton/m<sup>3</sup> u otro que se especifique.

ER Porcentaje de eficiencia total de abatimiento de emisiones, %.

El nivel de actividad (A) en esta oportunidad corresponde al consumo total combustible, tiempo de operación, generación de productos, u otro a especificar. Para la mayoría de las fuentes, este dato puede obtenerse desde sistema PI.

El factor de emisión (EF o FE) se obtiene de bibliografía como por ejemplo AP-42, Protocolo EPA de Refinerías, BREF 2015, Reportes de CONCAWE, entre otras fuentes, previa conversión a unidades consistentes.

La eficiencia de abatimiento (ER) solo se considerará en caso de que exista algún estudio o documento del fabricante que lo acredite.

### **2.2. Frecuencia de datos y Sistema de datos PI**

Denomínese como “periodo” el segmento de tiempo objeto de un estudio de emisiones determinado. Un periodo estará comprendido a su vez por “intervalos” regulares, los que, dependiendo de su tamaño, pueden afectar la precisión de los cálculos. Para cada una de las fuentes dentro de su tipo, debe elegirse una misma longitud de intervalo para hacer los resultados comparables. La longitud de intervalo elegida debe ser reportada en los informes de cálculo de emisiones y/o rutas de cálculo relacionadas.

No obstante lo anterior, en el cálculo de un total desde PI, se obtiene iguales resultados independientemente de su longitud de intervalo. Y ésta sólo afecta a los cálculos realizados fuera de PI, también denominados “punto a punto”, “hora a hora”, “mes a mes”, según se determine.

El sistema de datos PI (OSI Soft® PI System) de ERA permite recibir los datos de los diferentes medidores en campo, monitoreándolos en tiempo real y permitiendo su almacenamiento, de tal forma de contar con la información histórica accesible y protegida de actividades de fuentes de emisión, datos meteorológicos, datos operacionales, etc.

La administración del PI System cuenta con un sistema que registra quien, qué y cómo se han modificado los datos registrados, asegurando el contar con calidad fidedigna para la información recopilada y almacenada.

Para la mayor parte de los equipos, la actividad se extrae desde PI como una suma de totales, lo que significa que el software del sistema PI ocupa todos los datos disponibles para el cálculo de un total de un periodo dado. Para un punto PI, ligado a cierto TAG, pueden existir distintas frecuencias de obtención de datos. Así, para los puntos PI ligados a instrumentos continuos se pueden obtener datos nuevos cada minuto, y para otros puntos como por ejemplo, la producción de azufre de las unidades URA, se aporta un nuevo dato sólo una vez al día.

Para las caracterizaciones de fuel gas, para los datos meteorológicos y otros similares se emplean datos promedios calculados desde PI, donde una vez más, el software recurre a todos los datos disponibles para un intervalo dado.



### 3. EMISIONES DE CALDERAS Y HORNOS

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con cinco (5) calderas en Concón ubicadas en el área de Suministros, una caldera (1) en el Terminal de Quintero y 21 hornos de proceso en Concón. En Tablas 4 y 5 se presenta el listado de calderas y hornos de ERA, respectivamente.

**Tabla 4:** Calderas de ERA.

TAG	N° Registro RETC	Ubicación	Potencia térmica, MWt	Control de NO <sub>x</sub>	Combustible
B-210	IN000649-5	Concón	84,6	✓	Fuel Gas
B-220	IN000650-9	Concón	60,1		Fuel Gas
B-230	IN000651-7	Concón	66,7		Fuel Gas
B-240	IN001036-0	Concón	70,5	✓	Gas Natural
U-751	IN000652-5	Concón	63,4		Fuel Gas
B-5212	IN000761-0	Quintero	8		Gas Natural

**Tabla 5:** Hornos de ERA.

TAG	Descripción	N° Registro RETC	Potencia MMbtu/h	Control de NO <sub>x</sub>	Combustible
B-130	Horno de Topping 1	PC000358-6	148	✓	Fuel Gas
B-51	Horno de Topping 1	PC000357-8	57	✓	Fuel Gas
B-52	Horno de Unidad de Vacío 1	PC000359-4	38		Fuel Gas
B-651	Horno de Unidad de Vacío 2	PC000367-5	32	✓	Fuel Gas
B-652	Horno de Unidad de Vacío 2	PC000368-3	94	✓	Fuel Gas
B-301	Horno de Unidad Mild Hidrocracking	PC000361-6	21		Fuel Gas
B-302	Horno de Unidad Mild Hidrocracking	PC000362-4	29		Fuel Gas
B-371	Horno Unidad de Reformación	PC000363-2	95		Fuel Gas
B-372	Horno Unidad de Reformación	PC000364-0	19		Fuel Gas

TAG	Descripción	N° Registro RETC	Potencia MMbtu/h	Control de NOx	Combustible
B-471	Horno Unidad de Hidrotratamiento de Nafta	PC000365-9	18		Fuel Gas
B-472	Horno Unidad de Hidrotratamiento de Nafta	PC000366-7	16		Fuel Gas
B-1201	Horno Unidad de Hidrocracking	PC000374-8	56		Fuel Gas
B-1202	Horno Unidad de Hidrocracking	PC000375-6	85		Fuel Gas
B-1701	Horno Unidad de Hidrosulfurización de gasolinas	PC000376-4	16	✓	Fuel Gas
B-1801A	Horno Unidad de Hidrosulfurización de diesel	PC000377-2	22	✓	Fuel Gas
B-1801B	Horno Unidad de Hidrosulfurización de diesel	PC002474-5	22	✓	Fuel Gas
B-1981	Horno de Unidad de Regeneración de ácido	PC002238-6	10		Fuel Gas
B-751	Horno de Planta de Cracking	PC000369-1	65		Fuel Gas
B-801	Horno de Unidad de Isomerización	PC000370-5	40		Fuel Gas
B-3001	Horno de Unidad de Coquización Retardada	PC000382-9	133	✓	Fuel Gas
B-190	Horno de Unidad de Vacío	(Nota 1)	2,85		Fuel Gas

Nota 1: Nro. de registro se obtendrá una vez que se registre esta fuente, en abril de 2020.

Mientras no se aplique la metodología mediante el uso de CEMS, se utilizará la metodología aprobada por la SMA según Res. Exenta N°1297- 2016, para la Cuantificación de Emisiones de Fuentes Fijas Afectas a Impuestos Verdes, basada en factores de emisión y balance de materia. El método de factores de emisión se empleará en general para el cálculo de todas las otras emisiones de este tipo de equipos, mientras que para SO<sub>2</sub> se propone una metodología de balance de materia, descrita al final de esta sección.

Las calderas y hornos de ERA y TQ emplean uno de estos combustibles: (1) Gas natural o (2) *Fuel gas*. El gas natural es suministrado a ERA por medio de un proveedor externo, mientras que el *fuel gas* es de composición variable en el tiempo y proviene desde un único equipo homogeneizador F-620 al que ingresan gas natural y gas de refinería. A la salida de F-620 se encuentra un cromatógrafo en línea y un flujómetro, los que reportan sus lecturas a través del sistema de datos PI.

Para la correcta aplicación de la metodología de factores de emisión, se debe aplicar corrección por razón de poderes caloríficos de los distintos combustibles. La actividad corregida se obtiene multiplicando el caudal estándar de una fuente por la razón  $\frac{PCS_{gas}}{1020}$ , donde el Poder Calorífico Superior (PCS) está en Btu/scf, y el divisor corresponde al poder calorífico superior del gas natural considerado por US-EPA. Esta corrección es realizada a cada intervalo temporal, debido a que el PCS va cambiando a lo largo del tiempo. Para las calderas y hornos que emplean gas natural como combustible. Nótese que esta forma da idénticos resultados al trabajar con factores de emisión corregidos por PCS, como lo recomienda AP-42 en Tabla 1.4-1, literal “a”.

$$A_i^{corr} \left[ \frac{kSm^3}{intervalo} \right] = A_i \cdot PCS_i \frac{1}{1020} \quad (2)$$

Dónde:

$PCS_i$  Poder calorífico superior del combustible en el intervalo i-ésimo, desde sistema PI para fuel gas y desde registros de Proveedores de GN para el gas natural, Btu/scf

$A_i$  Consumo de combustible para el intervalo i-ésimo, desde sistema PI,  $kSm^3$

Para las metodologías de balance de combustible gaseoso (Calderas, hornos y unidades de recuperación de azufre), se consideran las condiciones estándar de presión y temperatura de 1 atm y 68° F (20°C), según lo señalado en el documento “*Emission Factor Documentation For Ap-42 Section 1.4 Natural Gas Combustion*” de la US-EPA.



### 3.1. Metodología de factores de emisión

Los factores de emisión a emplear para el cálculo de emisiones de hornos y calderas se encuentran en Tabla 6.

**Tabla 6:** Factores de emisión para combustión de gas natural en hornos y calderas.

Contaminante	FE original	Unidades	Factor convertido ton/kSm <sup>3</sup>	Calidad del factor	Referencia
NOx <sup>a</sup>	100	lb/ 10 <sup>6</sup> scf	0,00160	B	US-EPA AP-42 1.4
NOx <sup>b</sup>	280	lb/ 10 <sup>6</sup> scf	0,00448	A	
MP	7,6	lb/ 10 <sup>6</sup> scf	0,0045	D	
COV	5,5	lb/10 <sup>6</sup> scf	8,81E-05	C	
CO	84	lb/ 10 <sup>6</sup> scf	0,0013	B	US-EPA AP-42 1.4

a: Para calderas u hornos con potencia menor a 100 MMbtu/h. Si se dispone de quemadores con control de NO<sub>2</sub>, este factor se reduce al 50%, con factor de calidad D. Extraído desde US-EPA AP-42 1.4 “*Natural Gas Combustion*”.

b: Para calderas u hornos con potencia mayor a 100 MMbtu/h. Si se dispone de quemadores con control de NO<sub>2</sub>, este factor se reduce al 50%, con factor de calidad D. Extraído desde US-EPA AP-42 1.4 “*Natural Gas Combustion*”.

d: Para calderas y hornos con quemadores de baja emisión de NOx, usar factor 0,64 en su lugar.

e: Desde RTI, *Emissions Estimation Protocol for Petroleum Refineries*, 2015.

### 3.2. Metodología de balance de materia para emisiones de SO<sub>2</sub>

Para calcular las emisiones de SO<sub>2</sub> de hornos de proceso y calderas se propone un balance de materia en línea con la metodología “*Rank 3A*” para combustión en fuentes estacionarias descrita en la sección 4 del documento “*Emissions Estimation Protocol for Petroleum Refineries*”. Versión 3, 2015 de la US-EPA, la cual considera que todo el azufre contenido en el combustible se convierte en SO<sub>2</sub> y es emitido al ambiente. Las emisiones de SO<sub>2</sub> desde hornos de proceso se calculan usando la ecuación (3). Nótese que esta metodología es equivalente a la presentada para efectos de cuantificación de emisiones de impuestos verdes de ERA.

$$E = A \cdot \frac{C_{H_2S}}{10^6} \cdot \frac{M_{SO_2}}{V} \quad (3)$$

Dónde:

E Emisión de SO<sub>2</sub>, kg.

A Actividad para un intervalo dado, Sm<sup>3</sup>.

C<sub>H<sub>2</sub>S</sub> Concentración del ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S) en el combustible, ppmv, desde lectura de cromatógrafo en línea ligado al sistema de datos PI.

M<sub>SO<sub>2</sub></sub> Peso molecular del SO<sub>2</sub>, 64,066 kg/kg-mol.

V Volumen molar del fuel gas evaluado en condiciones estándar 68° F y 1 atm, igual a 24,055 Sm<sup>3</sup>/kg-mol. Calculado a partir de la ecuación termodinámica  $V = ZRT/P$ , con Z=1.

### 3.2.1 Equivalencia con metodología impuesto verde

En este apartado se comprueba la equivalencia de la metodología de cálculo de emisiones de SO<sub>2</sub> respecto de la anterior metodología de impuesto verde. En ella, se usó como factor de emisión:

$$FE_{SO_2} = 2 \cdot S_{F620} \left[ \frac{g S}{Sm^3} \right] \quad (4)$$

Dónde:

FE<sub>SO<sub>2</sub></sub> Factor de emisiones de SO<sub>2</sub>

S<sub>F620</sub> Contenido de azufre combustible, g/Sm<sup>3</sup>

El parámetro S<sub>F620</sub> posee la siguiente definición:

$$S_{F620} = \left( \frac{Masa}{H_2S} \right) \cdot \left( \frac{Relacion estequiométrica}{S/H_2S} \right) \quad (5)$$

$$S_{F620} = \left( \frac{C_{H2S}}{10^6} \cdot \frac{1}{V} \cdot M_{H2S} \right) \cdot \left( \frac{M_S}{M_{H2S}} \right)$$

Se enuncia la ecuación general de cálculo de emisiones:

$$E = F E_{SO2} \cdot A$$

$$E = (2 \cdot S_{F620}) \cdot A$$

$$E = 2 \cdot \left( \frac{C_{H2S}}{10^6} \cdot \frac{1}{V} \cdot M_{H2S} \right) \cdot \left( \frac{M_S}{M_{H2S}} \right) \cdot A$$

La ecuación es reordenada,

$$E = A \cdot \left( \frac{C_{H2S}}{10^6} \right) \cdot \left( \frac{2M_S}{V} \right) \cdot \frac{M_{H2S}}{M_{H2S}}$$

Considerando que  $2M_S \approx M_{SO2}$ , se llega a la ecuación siguiente, que es equivalente a ((3)).

$$E = A \cdot \left( \frac{C_{H2S}}{10^6} \right) \cdot \left( \frac{M_{SO2}}{V} \right)$$



#### 4. EMISIONES DE CRACKING CATALÍTICO

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con una unidad de Cracking Catalítico Fluidizado (FCC), la cual es una fuente de emisiones de variados contaminantes. En Tabla muestra las fuentes de emisiones registradas en Ventanilla Única RETC relacionadas a las emisiones de FCC.

**Tabla 7:** Fuentes de emisión registradas FCC en ERA.

TAG	N° Registro RETC	Ubicación
B-755	PC000380-2	Concón

En esta sección se presentan las metodologías para el cálculo de emisiones del regenerador FCC, las emisiones generadas por el horno de cracking, horno B-751, se consideran en la sección “**EMISIONES DE CALDERAS Y HORNOS**”.

##### 4.1. Metodología de balance de materia para emisiones de SO<sub>2</sub> y CO

Durante el plazo de implementación y validación de los CEMS, las emisiones de SO<sub>2</sub> serán cuantificadas mediante la medición continua de SO<sub>2</sub> en los gases de combustión de la chimenea de FCCU y el cálculo del caudal de gases de combustión de acuerdo con lo indicado en Anexo A.2. Las emisiones serán determinadas partir de la siguiente ecuación:

$$Em_{SO_2} = 10^{-6} \cdot C_{SO_2} \cdot q_{flue\ gas} \cdot PM_{SO_2} / V_{STD} \quad (6)$$

Dónde:

Em	Emisión de SO <sub>2</sub> para un intervalo dado, kg/d.
C <sub>SO2</sub> ppm	Concentración en línea de SO <sub>2</sub> en la chimenea de FCCU, desde sistema PI,
$q_{flue\ gas}$	Caudal de gases de combustión seco en la chimenea, Sm <sup>3</sup> /d
$PM_{SO_2}$	Peso molecular de SO <sub>2</sub> , considerado como 64,066 kg/kgmol
$V_{STD}$ Sm <sup>3</sup> /kgmol	Volumen molar en condiciones estándar, 68°F y 1 atm, igual a 24,055

El procedimiento de cálculo para la determinación de  $q_{flue\ gas}$  se incluye en Anexos.

De forma análoga a lo realizado para SO<sub>2</sub>, las emisiones de CO, se calculan mediante las siguientes ecuaciones, donde  $C_{CO}$  es extraído desde sistema PI en unidades ppm.

$$Em_{CO} = 10^{-6} \cdot C_{CO} \cdot q_{flue\ gas} \cdot PM_{CO}/V_{STD} \quad (7)$$

#### 4.2. Metodología de factores de emisión basados en análisis puntuales

En el caso de las emisiones de MP, NO<sub>x</sub> desde la unidad de FCC serán cuantificadas de acuerdo con lo indicado en el enunciado “f)” del artículo 17 del PPDA N°105/2018, siendo determinadas mediante el uso de un factor de emisión determinado mediante el último monitoreo semestral disponible.

El factor de emisión puntual será calculado como:

$$FE = E/A \quad (8)$$

Donde E es la emisión en ton/d medida por el análisis isocinético puntual y A es el nivel de actividad de la Unidad de Cracking Catalítico expresado como la carga a FCC en m<sup>3</sup>/d. semestrales para el cómputo de emisiones anuales.

Una vez determinados los factores de emisión de trabajo, se emplea la siguiente ecuación para el cálculo de emisiones:

$$E_i = A \cdot FE_i \quad (9)$$

Dónde:

$E_i$  Emisión del contaminante “i” durante un periodo determinado

A Actividad, reportada como volumen de alimentación fresca ingresado a unidad FCCU, m<sup>3</sup> desde sistema de datos PI.

$FE_i$  Factor de emisión promedio para un periodo de estudio, desde análisis isocinéticos del periodo, kg/m<sup>3</sup>.

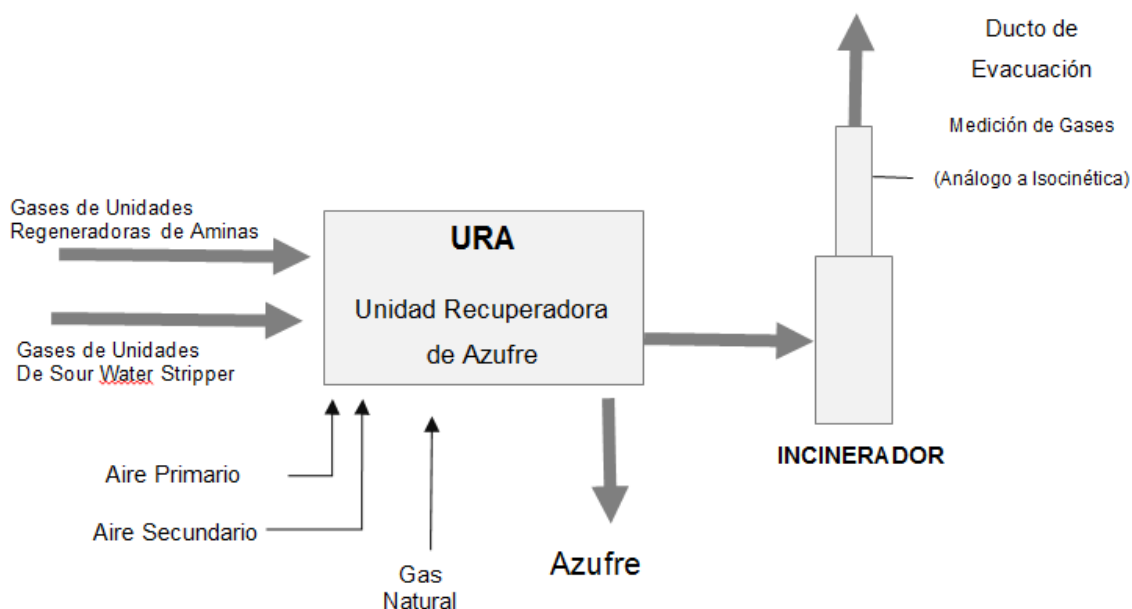
## 5. EMISIONES DE UNIDADES DE RECUPERACIÓN DE AZUFRE

En la Tabla 8 se muestra una lista de los equipos emisores pertenecientes a las unidades de recuperación de azufre (URA).

**Tabla 8:** Hornos Post-Combustión URA

TAG	Nro. Registro RETC	Ubicación
L-1101 (URA I)	PC000372-1	Concón
L-1644 (URA II)	PC000373-k	Concón
L-3504 (URA III)	PC000381-0	Concón

La siguiente figura muestra un diagrama simplificado de las corrientes de entrada y salida de una Unidad Recuperadora de Azufre.



**Figura 1:** Esquema Unidad Recuperadora de Azufre

En el cálculo de emisiones atmosféricas se definen los siguientes tipos de actividades ligados a URA:



1. Producción de azufre ( $A^S$ ), ton S.
2. Consumo de combustible en horno de reacción Claus ( $A^{Claus}$ ), Sm<sup>3</sup>.
3. Consumo de combustible en incinerador de Tail gas ( $A^{Inc}$ ), Sm<sup>3</sup>.
4. Consumo total de combustible URA, suma del consumo del reactor y del incinerador ( $A^{tot}$ ), Sm<sup>3</sup>, tal que:

$$A^{tot} = A^{Claus} + A^{Inc}$$

5. Actividades de tipo energético a partir de consumos ( $A^{IncE}$ ,  $A^{ClausE}$ ,  $A^{totE}$ , respectivamente), expresados en TJ.
6. Actividades de consumo másico de gas ( $A^{IncM}$ ,  $A^{ClausM}$ ,  $A^{totM}$ , respectivamente), expresados en kg.

Se recuerda que para las metodologías de balance de combustible gaseoso (Calderas, hornos y unidades de recuperación de azufre), se consideran las condiciones estándar de presión y temperatura de 1 atm y 68°F (20°C), según lo señalado en el documento “*Emission Factor Documentation For Ap-42 Section 1.4 Natural Gas Combustion*” de la US-EPA.

### 5.1. Metodología CEMS para emisiones de SO<sub>2</sub>

Las emisiones de SO<sub>2</sub> de las URA serán determinadas mediante el uso de CEMS, en línea con el cumplimiento del artículo 17 del PPDA N°105/2018.

De acuerdo con el enunciado “c)” del artículo 17 del PPDA N°105/2018, el “azufre” emitido a la atmósfera se determina mediante balance de masa. La ecuación general de cálculo de emisiones a partir de datos entregados por un analizador CEMS se muestra a continuación. La ecuación final dependerá de los parámetros propios del CEMS que se disponga.

$$E = Q \cdot C_{SO_2} / 10^9 \quad (10)$$

Dónde:

E	Emisión, ton/d.
Q	Volumen total de gases de combustión, desde analizador, Nm <sup>3</sup> /d, condiciones normales 25°C y 1 atm.
C <sub>SO<sub>2</sub></sub>	Promedio diario de concentración de SO <sub>2</sub> en gases de combustión, desde analizador, mg/Nm <sup>3</sup> .

## 5.2. Metodología de factores de emisión desde isocinéticas

Antes de la implementación y validación de los CEMS, las emisiones de SO<sub>2</sub> desde las URA serán cuantificadas utilizando un factor de emisión proveniente del último muestreo isocinético disponible para el periodo de estudio. Se definirá al factor de emisión puntual como:

$$FE = E/A^S \quad (11)$$

Dónde:

- FE Factor de emisión puntual, ton/tonS.  
 E Emisión de un contaminante específico durante la medición, ton/d.  
 A Nivel de actividad expresado como recuperación de azufre diario durante la medición, tonS/d.

## 5.3. Metodología de factores de emisión desde bibliografía

Para el cálculo de emisiones de contaminantes NO<sub>x</sub>, CO y COVs, se propone el uso de factores de emisión US-EPA AP-42 que dependen de la actividad reportada como producción de azufre. Los factores de emisión y sus respectivas actividades están especificados en Tabla 9.

**Tabla 9.** Factores de emisión para Unidades Recuperadoras de Azufre.

Contaminante	F.E. original	u.d.m. <sup>(a)</sup>	F.E.	u.d.m. <sup>(a)</sup>	Actividad req.	Referencia <sup>(b)</sup>
NO <sub>x</sub>	0,22	lb/tonS	0,00011	ton/tonS	A <sup>S</sup>	AP-42, Tabla 8.13-2
CO	1,3	lb/tonS	0,00065	ton/tonS	A <sup>S</sup>	AP-42, Tabla 8.13-2
THC	0,04	lb/tonS	0.000018	ton/tonS	A <sup>S</sup>	AP-42, Tabla 8.13-2

(a): Abreviación para representar “unidades de medida”.

(b): Los factores extraídos de AP-42, Tabla 8.13-2 poseen calidad de factor *Moderately*. Factor de emisión desde Tabla 1.4-1 con calidad “B”. No se especifica calidad de factor de emisión para los correspondientes extraídos desde reporte CONCAWE.

## 6. EMISIONES DE ESTANQUES

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con 93 estanques en Concón y 35 en el terminal de Quintero sumando un total de 128 estanques que podrían almacenar productos orgánicos. El listado de fuentes emisoras de esta categoría se encuentra en el Anexo “A.1 Tablas de TAG y registro RETC para estanques de ERA”. En los estanques sólo se considera el cálculo de emisiones de COV.

Las emisiones de COV generadas por el almacenamiento de productos orgánicos en los estanques de la refinería requiere de la utilización de la metodología establecida en el capítulo 7 de la US-EPA AP 42 “*Liquid Storage Tanks*”, manteniendo las propiedades y parámetros de entrada utilizados años anteriores para la declaración de emisiones del D.S. N° 138/2005.

El cálculo de emisiones de estanques verticales de techo fijo considera la metodología descrita en la sección 7.1.3.1 “*Total Losses From Fixed Roof Tanks*” del capítulo 7 de la US-EPA AP-42 5ta edición.

El cálculo de emisiones de estanques de techo flotante exterior e interior considera la metodología descrita en la sección 7.1.3.2 “*Total Losses From Floating Roof Tanks*” del capítulo 7 de la US-EPA AP-42 5ta edición.

Un estanque podrá ser declarado como inactivo debido a circunstancias propias de la gestión de operación de la refinería durante el año operativo de análisis, la cuales pueden cambiar en el tiempo. Por ejemplo, un estanque que acumula una sustancia inorgánica será declarado como inactivo ya que no tendrá emisiones de vapores orgánicos.

La metodología utiliza como parámetros de entrada las condiciones meteorológicas de la ubicación de los estanques. Se utilizarán datos de la estación Concón.

Las propiedades físicas de los productos almacenados en los estanques de la refinería serán equivalentes al producto descrito en la Tabla 7.1-2 del capítulo 7 de la US-EPA AP-42 que tenga la presión de vapor absoluta (RVP) más parecida al producto evaluado. En caso de que el producto se aleje de los descritos por esta tabla se recurrirá al paquete de propiedades del *software Tanks* de la US-EPA versión 4.09D, otras tablas del capítulo 7 de la US-EPA AP-42 o una estimación de las propiedades físicas.

## 7. EMISIONES DE ANTORCHAS

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con tres antorchas en Concón. Estas se presentan en la siguiente tabla:

**Tabla 10.** Antorchas de ERA.

<b>TAG</b>	<b>N° Registro</b>
A-100	PC000378-0
A-200	PC000379-9
Antorcha de Coker	PC000383-7

### **Actividad de antorchas**

Las actividades de las antorchas se definen según la siguiente ecuación:

$$A_i \left[ \frac{TJ}{periodo} \right] = \frac{1}{10^6} \sum_{k=1}^N (Q_{GN, k} \cdot PCI_{GN, k} + Q_{FG, k} \cdot PCI_{FG, k}) \quad (12)$$

$A$  Actividad de flujo energético de antorcha.

$Q_{GN, k}$  Volumen totalizado de gas natural consumido en la antorcha dada para el mes “k”, kSm<sup>3</sup>.

$Q_{FG, k}$  Volumen totalizado de *fuel gas* consumido en la antorcha dada para el mes “k”, kSm<sup>3</sup>.

$PCI_{GN, k}$  Poder calorífico inferior del gas natural para el mes “k”, desde registros mensuales de Electrogas, kJ/Sm<sup>3</sup>

$PCI_{FG, k}$  Poder calorífico inferior del *fuel gas* para el mes “k”, desde sistema PI, kJ/Sm<sup>3</sup>

$\frac{1}{10^6}$  factor de conversión de MJ a TJ.

### **Cálculo de emisiones – Factores de emisión**

Para el cálculo de emisiones de MP, CO, COV, NO<sub>x</sub> se emplea ecuación **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** en conjunto con los factores de emisión mostrados a continuación:



**Tabla 4.** Factores de emisión base energética para antorchas.

Contaminante	$EF_i$	Calidad del factor	Unidades	Referencia
MP	~0		lb/MMBtu	EEPPR, 2015, Tabla 6-3
NOx	0,068	B	lb/MMBtu	EEPPR, 2015, Tabla 6-2
COV	0,57	E	lb/MMBtu	EEPPR, 2015, Tabla 6-2
CO	0,31	E	lb/MMBtu	EEPPR, 2015, Tabla 6-2

#### **Cálculo de emisiones – Balance de materia (SO<sub>2</sub>)**

Se emplea procedimiento análogo al de los hornos y calderas, considerando esta de forma conjunta el aporte de Gas natural y del *fuel gas*.

$$Em_{SO_2} = Q_{GN} \cdot 2 \cdot Az_{GN} \cdot \left| \frac{10^{-6} \text{ ton}}{g} \right| + \frac{64,1 \cdot 10^{-6}}{24,055} \cdot Q_{FG} \cdot C_{H_2S, FG} \cdot \left| \frac{10^{-3} \text{ ton}}{kg} \right| \quad (13)$$

Dónde:

$Em_{SO_2}$  Emisiones de SO<sub>2</sub>, ton/mes.

$Q_{GN}, Q_{FG}$  Flujo totalizado de gas natural y *fuel gas* para un mes determinado, respectivamente.

$C_{H_2S, FG}$  Concentración azufre en *fuel gas* en el intervalo “i”, desde sistema de datos PI, ppmv

$Az_{GN}$  Concentración de azufre en gas natural, desde reportes mensuales, g/Sm<sup>3</sup>.

64,1 Masa molar SO<sub>2</sub>, kg/kgmol

24,05 Volumen molar en condiciones estándar, 68°F y 1 atm, Sm<sup>3</sup>/kgmol

## 8. EMISIONES DE TORRES DE ENFRIAMIENTO

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con un circuito cerrado de refrigeración que incluye torres de enfriamiento de flujo inducido.

**Tabla 12.** Torres de Enfriamiento ERA.

TAG	N° Registro RETC	Ubicación
PLE - 04	PS000966-2	Concón

En las torres de enfriamiento de la refinería se consideran solamente las emisiones de MP<sub>10</sub> y COV, esto respaldado por las referencias consultadas. Respecto a las emisiones de MP, se utiliza un cálculo estimativo en base a pérdidas aéreas. Para las emisiones de COV se emplean factores de emisión. Los factores de emisión para emisiones de COV se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 13.** Factores de emisión para torres de enfriamiento.

Contaminante	FE ref.	Unidades	FE	Unidades	Referencia
MP <sub>10</sub>	Véase Metodología Rank 5 para cálculo de emisiones <b>MP</b> "				EEPPR, 2015
COV	0,08	kg/10 <sup>6</sup> L	8 · 10 <sup>-5</sup>	kg/m <sup>3</sup>	AP-42, Sec5.1, tabla 5.1-3

a: Factor para circuito de refrigeración con emisiones controladas.

b: Factores en base a flujo de agua circulante, valor que puede obtenerse desde sistema de datos PI.

### 8.1. Metodología Rank 5 para cálculo de emisiones MP

Las emisiones de MP considera la utilización de la metodología “Rank 5” para Torres de Enfriamiento, descrita en el reporte RTI, US-EPA “*Emissions Estimation Protocol for Petroleum Refineries*”, 2015. El ajuste del cálculo de emisiones de MP se realiza utilizando la información del análisis de conductividad, mediante la ecuación siguiente. En las partes de la ecuación donde es necesario ingresar promedios, se realizan promedios con intervalos de longitud de un mes de forma preferencial, para evitar trabajar con variables dinámicas tales como promedios trimestrales, anuales, etc.

$$E_{PM} = EF_{drift} \cdot Wtfrac_{TDS} \cdot Flow_{CW} \cdot 60 \frac{min}{hr} \cdot H_{periodo} \cdot \frac{1ton}{2000 lb} \quad (14)$$

Dónde:

$E_{PM}$	Emisiones de PM para un intervalo dado, short ton.
$EF_{drift}$	Factor de pérdidas aéreas, 1700 lb/MMgal para torres de tiro inducido
$Wtfrac_{TDS}$	Fracción másica de sólidos disueltos totales, TDS/10 <sup>6</sup> , adimensional.
$H_{\{periodo\}}$	Número de horas periodo para el cual se tiene medición de TDS
Flow	Flujo de agua de refrigeración, desde sistema de datos PI, gal/min

La concentración de sólidos totales se puede obtener mediante análisis de conductividad, según la ecuación 15.

$$TDS = CF_{TDS} \cdot Conductividad \quad (15)$$

Dónde:

TDS	Sólidos disueltos totales, ppm
$CF_{TDS}$	Factor de correlación, típicamente entre 0,5 y 1,0, por defecto 0,67 pmmw/μmho/cm
Con.	Conductividad, desde análisis de frecuencia diaria, μmho/cm

Metodología de estimación de Emisiones para Refinería Aconcagua, Terminal Quintero y Cogeneradora según PPDA

## 9. EMISIONES DE COKER

**Tabla 14.** Fuente de emisiones fugitivas registrada planta Coker.

TAG	Nro. Registro RETC	Tipo
N/A	PS001022-9	Emisiones fugitivas

ERA posee una planta de Coquificación (Coker) de tipo coquificación retardada, las cuales poseen operación semi batch. Las emisiones atmosféricas consideradas en esta sección guardan relación con los distintos tipos de operación de la coquización y el manejo del producto, y no solamente las emisiones producidas en la planta de coker. Se destacan los siguientes tipos de operación:

1. Operación semi estacionaria de llenado de tambores de coque
2. *Decoking*, etapa que incluye el venteo y despresurización de tambores, drenaje de agua de enfriamiento, apertura de tambores y cortado de coque
3. Manejo del coque, que involucra operaciones de carga, descarga y acopio del material.

En operación de tipo semiestacionaria, las emisiones atmosféricas relevantes son las producidas por el horno y la antorcha de planta Coker, cuyo análisis se realiza en las secciones de Hornos y Antorchas, respectivamente.

En las operaciones de manejo de coque se producen principalmente emisiones de MP, según lo establecido por *Emissions Estimation Protocols for Petroleum Refineries*, 2015, Sección 5.3

### 9.1. Metodología para emisiones de *Decoking*

Se propone el uso de metodología Rank 4, descrita en *Emissions Estimation Protocols for Petroleum Refineries*, 2015, Sección 5.3, para cálculo de emisiones de COV. Esta metodología se basa en una estimación de la cantidad de vapor generado en el tambor de coque, según las ecuaciones (16) y (17).

$$E = M_{\text{vapor}} \cdot FE \cdot N \cdot 0,001 \quad (16)$$

Dónde:



E	Emisiones, lb/periodo
$M_{\{vapor\}}$	Flujo de vapor generado y liberado en descargas de tambores, lb/ciclo
FE	Factor de emisión de COV, 1,7 lb/1000lb
N	Número cumulativo de ciclos de descarga de tambores de coque en periodo de interés.

El flujo de vapor  $M_{\{vapor\}}$  se calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$M_{\{vapor\}} = \frac{(1 - f) \cdot (M_w \cdot C_{p,water} + M_{coke} \cdot C_{p,coke})}{\Delta H_{vap}} \cdot \frac{(T - 212)}{2} \quad (17)$$

Dónde:

f	Fracción de pérdidas de calor por los lados del estanque, valor usual 0,1
$M_w$	Masa de agua en estanque previa al final del ciclo de enfriamiento
$C_{\{p,water\}}$	Capacidad calorífica del agua, btu/ lb°F
$M_{\{coke\}}$	Masa seca de coque por ciclo, lb/ciclo
$C_{\{p,coke\}}$	Capacidad calorífica del agua, btu/ lb°F
$\Delta H_{vap}$	Calor latente del agua, btu/lb
T	Temperatura superior <i>Drum</i> medida justo antes del venteo, 216°F mín.

Los factores de emisión se listan en la Tabla.

**Tabla 15.** Factores de emisión operación *Decoking*

Contaminantes	FE	Unidades
COV	1,7	lb/1000 lb vapor

Referencia: *Emissions Estimation Protocols for Petroleum Refineries*, 2015. Tabla 5-5

Tanto  $M_w$  como  $M_{\{coke\}}$  pueden estimarse mediante ecuaciones 5-3 y 5-4 del manual *Emissions Estimation Protocols for Petroleum Refineries*, 2015.

## 9.2. Metodología para emisiones MP Decoking

Las emisiones se calculan mediante un factor de emisión dependiente de información meteorológica, por lo que las emisiones para un periodo dado se calculan como a la suma de las emisiones de los intervalos correspondientes. El factor de emisiones para un intervalo se calcula como:

$$FE_{MP}^{pila^{(2)}} = 1,8 U \quad (18)$$

Dónde:

$FE_{MP}^{pila}$  Factor de emisión de MP para una pila expuesta de carbón, kg/Ha/h

$U$  Velocidad promedio del viento, desde estación meteorológica Concón (Datos PI), m/s

Las emisiones se calculan para un intervalo mediante la ecuación:

$$Em_{MP} = FE_{MP}^{pila^{(2)}} \cdot \text{Área} \cdot t_{exp} \quad (19)$$

Dónde:

$Em_{MP}$  Emisiones MP de una pila expuesta para un intervalo dado, kg

$\text{Área}$  Área expuesta de la pila, considerada como 0,0204 Ha

$t_{exp}$  Tiempo exposición de la pila, para un intervalo de tiempo dado, considerado como razón de 3h por día

### 9.3. Metodología para emisiones de manejo de coque

ENAP Refinería Aconcagua posee dos ubicaciones de acopio de coque: (1) Una pila expuesta de coque y (2) un domo de almacenamiento, ambos unidos por una correa transportadora que envía coque al domo. Para las emisiones de pila expuesta, existen metodologías establecidas US-EPA, mientras que para el domo, se realiza una aproximación simple en base a la metodología de pilas.

Para la estimación de emisiones de MP debidas a la carga, descarga y acopio de coque se emplea la ecuación 1 de US-EPA AP-42, sección 13.2.4. , según lo recomendado en el documento *Emissions Estimation Protocols for Petroleum Refineries*, 2015, secciones 5.3 y 10. La ecuación se presenta a continuación:

$$FE_{MP}^{pila} = 0,0016k \frac{(U/2,2)^{1,3}}{(Hum/2)^{1,4}} \quad (20)$$

Dónde:

$FE_{MP}^{pila}$  Factor de emisión de MP para la carga, descarga y acopio de coque, kg por cada Mg almacenado en una pila de acopio expuesta

k Factor asociado a tamaño, 0,74 para partículas con tamaño menor a 30µm

U Velocidad promedio del viento, desde estación meteorológica Concón, m/s

Hum Humedad del material, desde sistema de datos PI, %.

### 9.4. Metodología para domo de almacenamiento

Adicionalmente a la pila de coque, ENAP Refinería Aconcagua cuenta con un domo de almacenamiento de coque, cuyas emisiones de MP se calculan como las de una pila, considerando un abatimiento de un 99% producto del confinamiento.

$$FE_{MP}^{domo} = FE_{MP}^{pila} \cdot \left(1 - \frac{eff}{100}\right) \quad (21)$$

Dónde:

$FE_{MP}^{domo}$  Factor de emisión de MP para la carga, descarga y acopio de coque, kg por cada Mg almacenado en un domo de almacenamiento de coque

$FE_{MP}^{pila}$  Factor de emisión de MP para la carga, descarga y acopio de coque, kg por cada Mg almacenado en una pila de acopio expuesta

$eff$  Eficiencia de abatimiento de emisiones MP de domo, respecto a una pila expuesta, considerada como 99% (constante).



## 10. EMISIONES DEL PATIO DE CARGA

En el Patio de Carga de ENAP Refinería Aconcagua se realiza el carguío de camiones con diversos productos de la refinería. En la siguiente tabla se muestran las fuentes emisoras registradas en RETC relacionadas al patio de carga.

**Tabla 16:** Fuentes de emisiones patio de carga.

N° Registro RETC	Descripción	Ubicación
PS000991-3	Patio de carga	Concón
PC000697-6	<i>Combustor</i>	Concón

Las emisiones en el patio de carga corresponden principalmente a COV liberados por la evaporación de líquidos refinados de alta volatilidad durante el periodo de carga (US-EPA AP-42, Capítulo 5, Sección 2). Parte de la evaporación de líquidos orgánicos es colectada por el sistema de captación de vapores, el que envía estos vapores a un *combustor*. A su vez, este *combustor* también se considera una fuente emisiones de MP, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>.

Se propone metodología de balances de materia para el cálculo de emisiones de COV difusas de patio de carga.

### Metodología de cálculo flujo de vapores y emisiones COV

Se propone calcular las emisiones de COV por efecto de la carga de combustibles a través de la metodología de factores de emisión. Estos factores dependerán del tipo de producto, sus características químicas y el método de carga, según la siguiente ecuación:

$$L_L = \frac{12,46 S \cdot P \cdot M}{T} \quad (22)$$

Dónde:

$L_L$	Factor de emisión evaporativa (sin sistema de recolección) de vapores de hidrocarburos, lb/10 <sup>3</sup> gal.
$S$	Factor de saturación
$P$	Presión verdadera de vapor, psia.
$M$	Peso molecular de vapor, lb/lb-mol.

Los factores  $L_L$  permiten el cálculo emisiones de vapores fugitivos de los distintos productos que se cargan. Los valores de  $L_L$  se muestran en la Tabla 17. Las emisiones totales compuestos orgánicos totales se calculan como:

$$V_i = L_{Li} \cdot Q_i \quad (23)$$

$$V_{unc} = \sum V_i \quad (24)$$

$$E_p = \left(1 - \frac{eff}{100}\right) \cdot \sum V_i \quad (25)$$

Dónde:

$E_p$	Emisiones atmosféricas de COV fugitivas de patio de carga para un periodo, kg
$V_{unc}$ dato, kg	Generación total de vapores “sin controles” en patio de carga para un periodo
$V_i$	Generación de vapores orgánicos asociada a la carga del producto “i”, kg
$L_{Li}$	Factor de emisiones de vapores orgánicos, en base a volumen cargado, kg/m <sup>3</sup>
$Q_i$	Volumen de producto “i” cargado, m <sup>3</sup>
$eff$	Eficiencia del sistema de captación de vapores, 70% mínimo.

Los valores  $L_L$  se presentan en la

Tabla , para los distintos productos y tipos de carga.

**Tabla 17:** Factores LL refinados en Patio de cargas.

Producto	Equivalencia US-EPA	Tipo de Carga	S	P (psia)	M (lb/lb-mol)	L <sub>L</sub> (lb/10 <sup>3</sup> gal)
Gasolina 97 RP	Gasoline RVP 10 <sup>1</sup>	<i>Bottom loading</i>	0,5	5,2	66	4,11
Gasolina 93 RP	Gasoline RVP 10	<i>Bottom loading</i>	0,5	5,2	66	4,11
Aguarrás Mineral	Jet Kerosene	<i>Bottom loading</i>	0,5	0,01 <sup>2</sup>	130	0,013
Kerosene	Jet Kerosene	<i>Bottom loading</i>	0,5	0,01 <sup>2</sup>	130	0,013
Xileno Industrial	Xylene (-m)	<i>Bottom loading</i>	0,5	0,13	106	0,165
Diesel A-1	Distillate Fuel N° 2	<i>Bottom loading</i>	0,5	0,0065	130	0,01
Pet. Comb. N°6 RP	Residual Oil N° 6	<i>Top loading</i>	1,45	0,00004	190	0,0003
Pet. Comb. N°6 RM	Residual Oil N° 6	<i>Top loading</i>	1,45	0,00004	190	0,0003

\* Presión de vapor reportada a temperatura de 520 °R.

### 10.1. Metodología de cálculo emisiones de *combustor*

Las emisiones del *combustor* son las generadas por la quema constante de LPG para mantención de llama piloto y las generadas por la quema de los vapores colectados. Las emisiones de la quema de vapores y LPG se estiman a partir de los factores disponibles en AP-42 para combustión de butano y combustión de propano. Las emisiones por la combustión de vapores orgánicos se consideran iguales a las de la quema de butano, por ser éste el gas más pesado para el que se disponen datos de emisiones en manual US-EPA AP-42.

<sup>1</sup> Se cambió de metodología INERCO, que consideraba una gasolina RVP 11.5. Las regulaciones chilenas para gasolina no permitirían una presión de esta magnitud, por lo que ambas gasolinas se aproximan como RVP 10. Ver [https://www.enap.cl/pag/115/1300/gasolina\\_9397\\_nor\\_sin\\_plomo](https://www.enap.cl/pag/115/1300/gasolina_9397_nor_sin_plomo), para mayor información.

<sup>2</sup> El cálculo de presión de vapor fue corregido. En informe anterior se reportaba 0,03 para Jet kerosene.



Se considerará que el LPG disponible utilizado para la llama piloto es 50% de butano y propano, teniéndose como factores de emisión los valores promedios volumétricos entre FE de butano y propano (Ver Tabla con datos calculados).

Las emisiones del *combustor* serán calculadas mediante las siguientes ecuaciones:

$$E = m_{LPG}FE_{LPG} + m_{vap}FE_{vap} \quad (26)$$

$$m_{vap} = \left(\frac{eff}{100}\right) \cdot \Sigma V_i \quad (27)$$

Donde:

E	Emisiones <i>combustor</i> , kg/periodo
FE <sub>vap</sub>	Factor de emisiones para quema de vapores patio, kg/kg
FE <sub>LPG</sub>	Factor de emisiones para la combustión de LPG, kg/m <sup>3</sup>
m <sub>vap</sub>	Flujo de vapores al <i>combustor</i> , desde cálculos previos, kg
m <sub>LPG</sub>	Flujo totalizado de LPG para llama piloto en el periodo de estudio, se usa flujo de diseño de 18 kg/d.
eff	Eficiencia del sistema de captación de vapores, considerado como 70%.

**Tabla 18:** Factores de emisión combustión Butano y Propano en *combustor*.

Contaminante	Factor original Butano <sup>b</sup> , lb/10 <sup>3</sup> gal	Factor original Propano <sup>b</sup> , lb/10 <sup>3</sup> gal	Unidades	Factor Butano <sup>f</sup> , kg/kg	Factor Propano <sup>f</sup> , kg/kg
NO <sub>x</sub>	15	13	lb/10 <sup>3</sup> gal	3,07E-03	3,10E-03
MP total	0,8	0,7	lb/10 <sup>3</sup> gal	1,65E-04	9,59E-02
SO <sub>2</sub>	0,09S <sup>(a)</sup>	0,10S <sup>(a)</sup>	lb/10 <sup>3</sup> gal	5,59E-05	4,36E-05
COV <sup>d</sup>	0,9	0,8	lb/10 <sup>3</sup> gal	1,89E-04	2,13E-04
CO	8,4	7,5	lb/10 <sup>3</sup> gal	1,77E-03	1,99E-03

a: Contenido de azufre en gas, gr/100 ft<sup>3</sup>. Para el cálculo de FE se considera el máximo contenido de azufre para propano y butano comercial de 150 ppm (NCh 72 Of. 99), es decir, S = 9,1.

b: Datos extraídos desde US-EPA AP-42, Volumen I, Capítulo 1, sección 5, “*Liquidified Petroleum Gas Combustion*”. Calidad de factores “E”. Cuando la referencia es otra, se especifica mediante un superíndice propio.

c: Reportado originalmente como TOC, con valor 1,1 lb/10<sup>3</sup> gal. Se efectúa sustracción del factor de metano.

d: Reportado para gas natural. Extraído desde RTI, *Emissions Estimation Protocol for Petroleum Refineries*, 2015. Tabla 4-3

e: Las densidades consideradas para propano y butano son de 507 y 579 kg/m<sup>3</sup>, respectivamente. Extraídas desde Apéndices AP-42, página A-6.

**Tabla 19:** Factores de emisión calculados para *combustor* Patio de Carga

Contaminante	FE <sub>LPG</sub> [kg/kg]	FE <sub>vap</sub> [kg/kg]
NO <sub>x</sub>	3,09E-03	3,10E-03
MP	4,80E-02	9,59E-02
SO <sub>2</sub>	4,98E-05	4,36E-05
COV	2,01E-04	2,13E-04
CO	1,88E-03	1,99E-03

## 11. EMISIONES DE GRUPOS ELECTRÓGENOS

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con seis grupos electrógenos ubicados en Concón y Quintero los cuales utilizan como combustible diésel. Estos se presentan la Tabla 20.

**Tabla 20:** Grupos electrógenos de ERA.

<b>TAG</b>	<b>N° Registro RETC</b>	<b>Ubicación</b>	<b>Potencia de salida, kW</b>
J-299	EL004533-1	Concón	77
J-298	EL004550-1	Concón	70
GE-Alquilación	EL026326-5	Concón	403
GE-Coker	EL026330-3	Concón	403
GE-Sala de Control	EL026335-4	Concón	403
G5002	EL004645-1	Quintero	320

Las emisiones de los grupos electrógenos consideran una metodología basada en factores de emisión. La metodología utiliza factores de emisión en base al consumo mensual de combustible ligado a estos equipos.

$$E = A \cdot EF \cdot (1 - ER/100) \quad (28)$$

Donde:

E Emisión, ton/mes

A Nivel de actividad del grupo electrógeno expresado en consumo de combustible,  
desde registros de mantención, L/mes

EF Factor de emisión, ton/L u otro que se especifique.

ER Porcentaje de eficiencia total de abatimiento de emisiones, %.

Se considerará el valor mensual o anual o cualquier otra escala de tiempo como la suma de las emisiones diarias del periodo que se quiere representar.

La eficiencia de abatimiento (ER) solo se considerará en caso de que exista algún estudio o documento del fabricante que lo acredite.

**Tabla 21:** Factores de emisión de grupos electrógenos a diésel.

Contaminante	FE original	Unidades	Factor convertido <sup>(c)</sup> , ton/m <sup>3</sup>	Calidad del factor	Referencia
MP10 <sup>(a)</sup>	0,31	lb/MMbtu	5,11E-03	D	US-EPA, AP-42, Sec3.3
SOx	0,29	lb/MMbtu	4,78E-03	D	
NOx	4,41	lb/MMbtu	7,26E-02	D	
COV <sup>(d)</sup>	0,35	lb/MMbtu	5,77E-03	E	
CO	0,95	lb/MMbtu	1,56E-02	D	

(a): Considerado como factor de emisiones totales de MP

(b): Reportado en unidades lb/MMbtu para *Residual fuel oil*. Extraído desde RTI, *Emissions Estimation Protocol for Petroleum Refineries*, 2015. Tabla 4-3.

(c): Para las conversiones de unidades se utilizó: Densidad de diésel de 845 kg/m<sup>3</sup> y calor de combustión de 137.000 btu/gal, ambos datos extraídos de Apéndices de AP-42.

(d): Reportado como carbono orgánico total (TOC).

Puesto que estos generadores eléctricos se utilizan en caso de emergencia, su consumo de combustible ocurre principalmente durante las pruebas de verificación del funcionamiento de los equipos. De esta manera, el consumo de combustible de los Grupos Electrónicos se determina en base al volumen de combustible cargado a cada equipo por el Operador, el cual lo registra manualmente.

## 12. EMISIONES DE TURBINA

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con una turbina que funciona utilizando kerojet como combustible, la cual no opera de forma continua durante el año. Esta no posee quemadores con control de emisiones de NO<sub>x</sub>.

**Tabla 22:** Fuente emisora Turbina ERA.

TAG	N° Registro RETC	Ubicación
J-236	PC003440-1	Concón

Sus emisiones se estiman, de acuerdo con lo indicado en la propuesta metodológica para la Cuantificación de Emisiones de Fuentes Fijas Afectas a Impuestos Verdes, basada en factores de emisión y balance de materia, según la Res. Exenta N°1297- 2016.

Las turbinas generan emisiones de NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, PM y COV, según lo descrito por US-EPA AP-42, Capítulo 3, Sección 1, *Stationary Gas Turbines*. En el cálculo de las emisiones de turbinas se utiliza la metodología descrita en de US-EPA AP-42, Capítulo 3, Sección 1. Se pueden calcular las emisiones anuales mediante la expresión:

$$E = FE \cdot A \quad (29)$$

$$A = Q \cdot \rho_{\text{kerojet}} \cdot PCI_{\text{kerojet}}$$

Donde:

E Emisiones para un periodo dado, kg o lb, según corresponda.

FE Factor de emisiones, lb/MMbtu o kg/TJ, según corresponda.

A Actividad energética, TJ o Btu, según corresponda.

Q Consumo de combustible en un periodo dado, m<sup>3</sup>.

$\rho_{\text{kerojet}}$  Densidad del kerojet a 15°C, igual al mínimo especificado por ENAP para el producto comercial de 775 kg/m<sup>3</sup>.



$PCI_{\text{kerojet}}$  Poder de calor inferior del kerojet, obtenido de análisis trimestral del combustible (kerojet).

Los factores de emisión extraídos de US-EPA AP-42, Capítulo 3, Sección 1, *Stationary Gas Turbines*, se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 23:** Factores de emisión Turbinas aplicable a ERA.

Contaminante	FE original	Unidades	Calidad del factor
MP10	0,012	lb/MMBtu	C
SOx	1,01*S <sup>(a)</sup>	lb/MMBtu	B
NOx	0,88	lb/MMBtu	C
COV	4,10E-04	lb/MMBtu	E
CO <sup>(b)</sup>	3,30E-03	lb/MMBtu	C

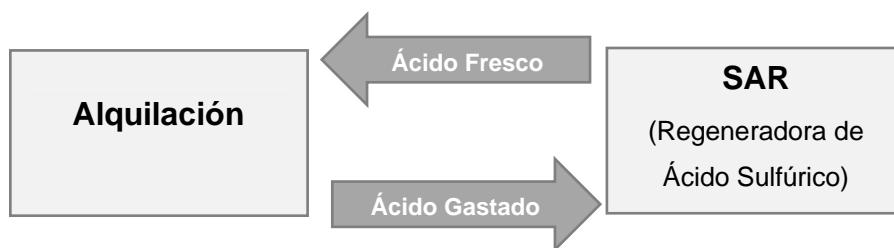
Referencia: US-EPA, AP-42, Sección 3.1

(a): Porcentaje de azufre se obtiene de análisis trimestral del combustible

El suministro de combustible (kerojet) de la turbina a gas J-236 proviene del estanque T-255, el cual es de uso exclusivo. De esta manera, el Operador registra manualmente las alturas leídas desde el medidor de nivel, previa y posteriormente a que la turbina se pone en marcha. A partir de estos valores, según factor del estanque (volumen/altura), se calcula el consumo de combustible.

### 13. EMISIONES DE PLANTA DE ÁCIDO SULFÚRICO

El proceso de Alquilación de Refinería, genera Alquilato para la producción de gasolinas de alto octanaje. Esta unidad utiliza como catalizador ácido sulfúrico fresco al 99,2%, generando ácido gastado a aproximadamente el 90%. La planta SAR (Sulfuric Acid Regeneration) procesa este ácido gastado para regenerarlo y volver su concentración al 99,2%.



**Figura 2: Esquema Unidad de Regeneración de Ácido y Alquilación**

Para las plantas de ácido sulfúrico, las emisiones más importantes son las de SO<sub>2</sub>, según lo establecido por US-EPA, AP-42, Capítulo 8, sección 10, “*Sulfuric Acid*”, 1993. En la Tabla 24 se muestran los datos de fuente emisora registrada en ventanilla única RETC de ERA.

**Tabla 24:** Registro RETC para Planta de Ácido.

TAG	N° Registro RETC	Descripción	Ubicación
B-1981	PC002238-6	Chimenea planta de ácido	Concón

Las metodologías propuestas son: Balance de materia, para emisiones de SO<sub>2</sub>. La metodología fue obtenida de US-EPA, AP-42, Sección 8.10 “*Sulfuric Acid*”, 1993.

En el caso de las emisiones de NO<sub>x</sub> y MP de la Planta, estas se estiman considerando que funciona como una fuente de combustión al quemar Fuel Gas en el horno de descomposición de ácido sulfúrico, por lo que su metodología de estimación de emisiones se presenta en la sección 3 “Emisiones de Calderas Hornos”.

#### 13.1. Metodología de Balance de materia para SO<sub>2</sub>

Las emisiones de la planta de ácido sulfúrico se producen por la ineficiencia en la conversión de dióxido de azufre a trióxido de azufre, durante el proceso de producción. La siguiente

ecuación asume, por medio de un balance, que todo el azufre no reaccionado genera emisiones de SO<sub>2</sub>:

$$E_{SO_2} = \frac{64}{98} \frac{Prod H_2SO_4}{\eta} \cdot (100 - \eta) \quad (30)$$

Donde:

$E_{SO_2}$  Emisiones de SO<sub>2</sub>, ton/d

$\eta$  Eficiencia de conversión de dióxido de azufre, desde datos de diseño 99,7%

$Prod H_2SO_4$  Producción de ácido, desde sistema de datos PI, ton/d

$f_{grav}$  Relación gravimétrica entre masas moleculares de los compuestos, en este caso, igual a 64/98.

## 14. EMISIONES DE PLANTAS DE TRATAMIENTO DE EFLUENTES

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con las siguientes plantas de tratamiento de efluentes:

1. Planta de Tratamiento de Aguas Aceitosas.
2. Planta de Fenoles 1.
3. Planta de Fenoles 2.
4. Planta de tratamiento de aguas Terminal Quintero

Cada una de las plantas enumeradas engloba distintas fuentes de emisión tales como separadores API, balsas de retención, unidades de flotación, entre otros. La Planta de Tratamiento de Aguas Aceitosas sólo incluye tratamientos de tipo primario. Las Plantas de Fenoles 1 y 2, en cambio, poseen unidades de tratamiento biológico.

Las entradas de registro ventanilla única relacionada a plantas de tratamiento de efluentes de ERA se presenta en Tabla 25.

**Tabla 25:** Registro RETC para planta Riles.

N° Registro RETC	TAG	Descripción	Planta de tratamiento	Ubicación
PS000990-5	API1	Separador primario de aceites	Planta de tratamiento de aguas aceitosas	Concón
PS005259-0	API3	Separador primario de aceites		Concón
PS005260-4	Balsa DAF	Balsa regulación de flujo		Concón
PS005268-K	DAF F-4001	Unidad de flotación por aire disuelto		Concón
PS005265-5	T5731, T5732, T5733, T5734	Ecualizador fisicoquímico, Reactores biológicos (2), Clarificador	Planta Fenoles 1	Concón
PS005266-3	T5736	Espesador de lodos		Concón
PS005267-1	L3604	Balsa aguas fuera de especificación	Planta Fenoles 2	Concón

PS005269-8	L3603 A/B	Separador TPI cubierto		Concón
PS005270-1	L3606	Balsa de homogenización		Concón
PS005271-K	L3607	Unidad de flotación por aire disuelto (DAF)		Concón
PS005272-8	L3608, L3609, L3610	Sistema trat. Lodos activados		Concón
PS005273-6	L3612	Clarificador de trat. biológico		Concón
PS005274-4	L3615, L3616	Balsa de lodos		Concón
PS001018-0	API1	Separador API	Planta tratamiento Terminal Quintero	Quintero
PS005277-9	API2	Separador API		Quintero
PS005278-7	API ampliación	Separador API		Quintero

Las principales emisiones de los sistemas de tratamiento de efluentes se deben a emisiones de COV, según RTI, *Emission Estimation Protocol For Petroleum Refineries*, 2015.

En el cálculo de emisiones de COV se propone la metodología de factores de emisión, la que hará uso de las siguientes ecuaciones. Los cálculos de emisiones se realizan preferentemente en base mensual.

$$E_{trat} = \sum E_{fuentes} \quad (31)$$

$$E_{fuentes} = FE_Q \cdot Q \quad (32)$$

$$E_{fuentes} = FE_S \cdot S \cdot A \quad (33)$$

Donde:

E Emisiones de separadores, kg/mes.

$FE_Q$  Factor de emisiones de COV, en base al volumen de agua tratada, kg/m<sup>3</sup>.

Q Flujo de agua tratada, desde planos de diseño o información operacional, m<sup>3</sup>/mes.



$FE_s$  Factor de emisiones de COV en base a superficie expuesta al aire, g/m<sup>3</sup>h

S Superficie expuesta al aire, desde planos de diseño, m<sup>2</sup>.

A Nivel de actividad, desde reportes operacionales, h/mes.

El uso de factor basado en volumen tratado o factor basado en área expuesta responde a la disponibilidad de información en referencias consultadas y a las diferencias intrínsecas entre las unidades de tratamiento. Los factores de emisión a utilizar para cada una de las unidades del sistema de tratamiento de efluentes de la refinería se muestran en la Tabla 26.

**Tabla 26:** Factores de emisión COV para subunidades del sistema de tratamiento ERA

Planta de tratamiento	Fuente de emisión de COV	Fuente asimilable a:	Factor de Emisión	Referencia
Planta de Tratamiento de Aguas Aceitosas	Separadores API 1 y 3	Separadores con <880 mg/L de HC a la entrada	$6,75 \cdot 10^{-4} \text{ kg/m}^3$	CONCAWE Rep 4/19, Sec 13.
	Balsa de retención previa a DAF	DAF descubierto	0,004 $\text{kg/m}^3$	CONCAWE Rep 4/19, Sec 13.
	Unidad de Flotación por Aire Disuelto (DAF)	DAF cubierto	$1,2 \cdot 10^{-4} \text{ kg/m}^3$	CONCAWE Rep 4/19, Sec 13.
Planta de Fenoles 1	Planta de tratamiento biológico (Ecuallizador, Reactores biológicos, clarificador secundario).	Fuente tratamiento biológico	0,2 $\text{g/m}^2\text{h}^{(c)}$	BREF <sup>(a)</sup> , 2015, Sec 3.24
	Espesador de lodos de trat. Biológico <sup>(b)</sup>			
Planta de Fenoles 2	Balsa de aguas fuera de especificación <sup>(b)</sup>	Separador primario, descubierto	20 $\text{g/m}^2\text{h}^{(c)}$	BREF <sup>(a)</sup> , 2015, Sec 3.24
	Separador TPI cubierto	Separador cubierto con <880 mg/L de HC a la entrada	0,000675 $\text{kg/m}^3$	CONCAWE Rep 4/19, Sec 13.
	Balsa homogenización	DAF descubierto	0,004 $\text{kg/m}^3$	CONCAWE Rep 4/19, Sec 13.
	Unidad DAF	DAF descubierto	0,004 $\text{kg/m}^3$	CONCAWE Rep 4/19, Sec 13.
	Sistema de tratamiento biológico de lodos activados	Fuente tratamiento biológico	0,2 $\text{g/m}^2\text{h}^{(c)}$	BREF <sup>(a)</sup> , 2015, Sec 3.24
	Clarificador de trat. biológico			
	Balsas de lodos del trat. biológico			
Planta tratamiento Terminal Quintero	API1	Separadores con <880 mg/L de HC a la entrada	$6,75 \cdot 10^{-4} \text{ kg/m}^3$	CONCAWE Rep 4/19, Sec 13.
	API2			
	API ampliación			

<sup>a</sup>: Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas, 2015

<sup>b</sup>: El esperador de lodos opera de forma discontinua durante el año.

<sup>c</sup>:  $\text{m}^2$  de área expuesta al aire.

## **15. EMISIONES LAVADOR DE GASES**

El lavador de gases E-440 de la Unidad de Reformación catalítica CCR, es un equipo que asegura la inocuidad de los gases de la quema del coque producto de la regeneración del catalizador de la Unidad, antes que estos vayan al cabezal de la Antorcha.

Para la determinación de las emisiones de COV producidas por la Unidad de Reformación Catalítica se utiliza el factor de emisión de la Tabla 5-6 de EPA Emissions Estimation Protocol for Petroleum Refineries el cual está referidos a miles de barriles que ingresan a la unidad, igual a 0,24 lb COV/1000 bbl.

## 16. EMISIONES UNIDAD COGENERADORA

Cogeneradora Aconcagua es una instalación de producción combinada de vapor y electricidad mediante la combustión de gas natural, consistente en una turbina de gas para generar electricidad y una caldera recuperación de calor (HRSG) para la producción de vapor.

El objeto principal de esta instalación es suministrar electricidad y vapor para atender las demandas al respecto de la Refinería Aconcagua. Igualmente, podrá proveer electricidad al Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

El gas natural es quemado en la turbina de gas produciendo electricidad. Los gases de combustión de escape de la turbina, en condiciones normales de funcionamiento, se conducen a la caldera de recuperación de calor, donde ceden parte de su energía térmica a un circuito de agua en el interior de la caldera, transformando el agua en vapor. Tras el paso por la caldera, los gases son emitidos a la atmosfera por una chimenea asociada a dicha caldera.

Mientras no se aplique la metodología mediante el uso de CEMS, se utilizará la metodología aprobada por la SMA según Res. Exenta N°1459- 2017, para la Cuantificación de Emisiones en el Marco de la Ley 20.780, basada en actores de emisión y balance de materia. El método de factores de emisión se empleará para el cálculo de emisiones, mientras que para SO<sub>2</sub> se propone una metodología de balance de materia.

Para la correcta aplicación de la metodología de factores de emisión, se debe aplicar corrección por razón de poderes caloríficos de los distintos combustibles. La actividad corregida se obtiene multiplicando el caudal estándar de una fuente por la razón  $\frac{PCS_{gas}}{1020}$ , donde PCS está en Btu/scf, y el divisor corresponde al poder calorífico superior del gas natural considera por US-EPA. Esta corrección es realizada a cada intervalo temporal, debido a que el PCS va cambiando a lo largo del tiempo. Nótese que esta forma da idénticos resultados al trabajar con factores de emisión corregidos por PCS, como lo recomienda AP-42 en Tabla 1.4-1, literal “a”.

$$A_i^{corr} \left[ \frac{kSm^3}{intervalo} \right] = A_i \cdot PCS_i \frac{1}{1020} \quad (34)$$

Donde:

---

Metodología de estimación de Emisiones para Refinería Aconcagua, Terminal Quintero y Cogeneradora según PPDA

$PCS_i$  Poder calorífico superior del combustible en el intervalo i-ésimo, desde sistema PI para fuel gas y desde registros de Proveedores de GN para el gas natural, Btu/scf

$A_i$  Consumo de combustible para el intervalo i-ésimo, desde sistema PI,  $\text{kSm}^3$

Se consideran las condiciones estándar de presión y temperatura de 1 atm y 68°F (20°C), según lo señalado en el documento "*Emission Factor Documentation For Ap-42 Section 1.4 Natural Gas Combustion*" de la US-EPA.



## 17. BALANCE DE AZUFRE GLOBAL

En Refinería Aconcagua se registran diariamente todos los movimientos de estanques, tanto de los que alimentan a las distintas unidades como de los que almacenan los productos intermedios y finales. Esta información permite realizar un balance diario del complejo, el que se almacena en el VMPA (Visual Mesa Production Accounting). Adicional a esto, se cuenta con mediciones periódica de análisis de laboratorio de la mayoría de los productos además de las respectivas especificaciones de venta (ver anexo A.3)

### **Azufre Total (St)**

El azufre total procesado considera tanto el crudo que ingresa a refinería como los reprocesos y las cargas complementarias.

El crudo procesado, corresponde a una mezcla de distintos crudos, por lo que el volumen procesado se obtiene como la sumatoria de los volúmenes de los distintos crudos (dato VMPA). Estos crudos contienen características propias de densidad (expresado como °API) y % de Azufre que se utilizan para estimar la carga de azufre asociada a los crudos.

Por su parte, para el caso del reproceso y las cargas complementarias, el aporte de azufre se estima con los volúmenes de éstos (VPMA) y sus propiedades (análisis de laboratorio realizados a los distintos estanques o en caso de no contar con información en el año dato de especificación de venta).



**Tabla 27.** Tabla de calibración T-1101.

T-1101		T-1101		T-1101		T-1101	
Altura (cm)	Masa (ton)	Altura (cm)	Masa (ton)	Altura (cm)	Masa (ton)	Altura (cm)	Masa (ton)
50	21,46	100	57,22	150	98,19	200	139,39
51	22,08	101	58,00	151	99,03	201	140,19
52	22,71	102	58,79	152	99,69	202	140,98
53	23,34	103	59,58	153	100,71	203	141,77
54	23,98	104	60,38	154	101,54	204	142,56
55	24,62	105	61,17	155	102,38	205	143,35
56	25,26	106	61,97	156	103,22	206	144,13
57	25,91	107	62,77	157	104,05	207	144,91
58	26,57	108	63,57	158	104,89	208	145,70
59	27,23	109	64,37	159	105,73	209	146,47
60	27,89	110	65,17	160	106,56	210	147,25
61	28,56	111	65,98	161	107,40	211	148,02
62	29,23	112	66,78	162	108,24	212	148,80
63	29,91	113	67,59	163	109,07	213	149,56
64	30,59	114	68,40	164	109,91	214	150,33
65	31,27	115	69,21	165	110,74	215	151,10
66	31,96	116	70,02	166	111,57	216	151,86
67	32,65	117	70,84	167	112,41	217	152,62
68	33,35	118	71,65	168	113,24	218	153,37
69	34,05	119	72,47	169	114,07	219	154,13
70	34,75	120	73,29	170	114,90	220	154,88
71	35,45	121	74,10	171	115,74	221	155,63
72	36,16	122	74,92	172	116,57	222	156,38
73	36,88	123	75,74	173	117,40	223	157,12
74	37,59	124	76,57	174	118,23	224	157,86
75	38,31	125	77,39	175	119,05	225	158,60
76	39,03	126	78,21	176	119,88	226	159,33
77	39,76	127	79,04	177	120,71	227	160,06
78	40,49	128	79,86	178	121,53	228	160,79
79	41,22	129	80,69	179	122,36	229	161,52
80	41,96	130	81,52	180	123,18	230	162,24
81	42,70	131	82,35	181	124,01	231	162,96
82	43,44	132	83,18	182	124,83	232	163,67
83	44,18	133	84,01	183	125,65	233	164,39
84	44,93	134	84,84	184	126,47	234	165,09
85	45,68	135	85,67	185	127,29	235	165,80
86	46,43	136	86,50	186	128,10	236	166,50
87	47,18	137	87,33	187	128,92	237	167,20
88	47,94	138	88,19	188	129,73	238	167,89
89	48,70	139	89,06	189	130,55	239	168,59
90	49,48	140	89,83	190	131,36	240	169,27
91	50,23	141	90,67	191	132,17	241	169,96
92	51,00	142	91,50	192	132,98	242	170,63
93	51,77	143	92,34	193	133,79	243	171,31
94	52,54	144	93,18	194	134,59	244	171,98
95	53,31	145	94,01	195	135,40	245	172,65
96	54,09	146	94,85	196	136,20	246	173,31
97	54,87	147	95,68	197	137,00	247	173,97
98	55,65	148	96,52	198	137,80	248	174,62
99	56,43	149	97,36	199	138,60	249	175,27
						250	175,92

## URA 2

El almacenamiento de la URA 2 corresponde a un foso colector de sección cuadrada, el cual recibe la producción de azufre y se vacía intermitentemente por medio de bombas.

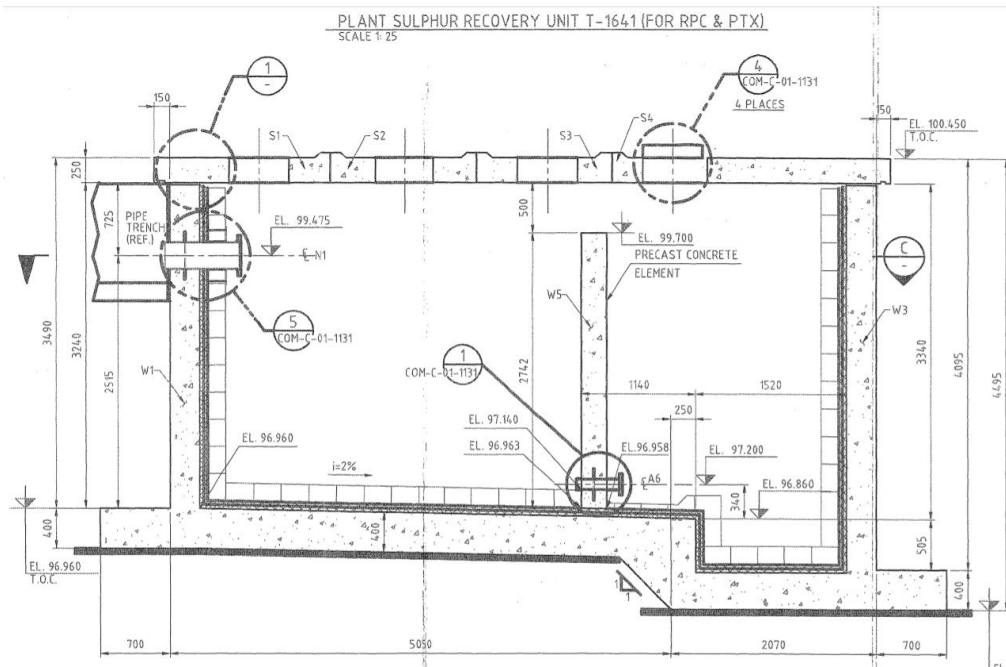
El cálculo de la producción se realiza como el volumen que vacían las bombas multiplicado por el número de veces que se ponen en servicio.

La producción de la URA 2 es:

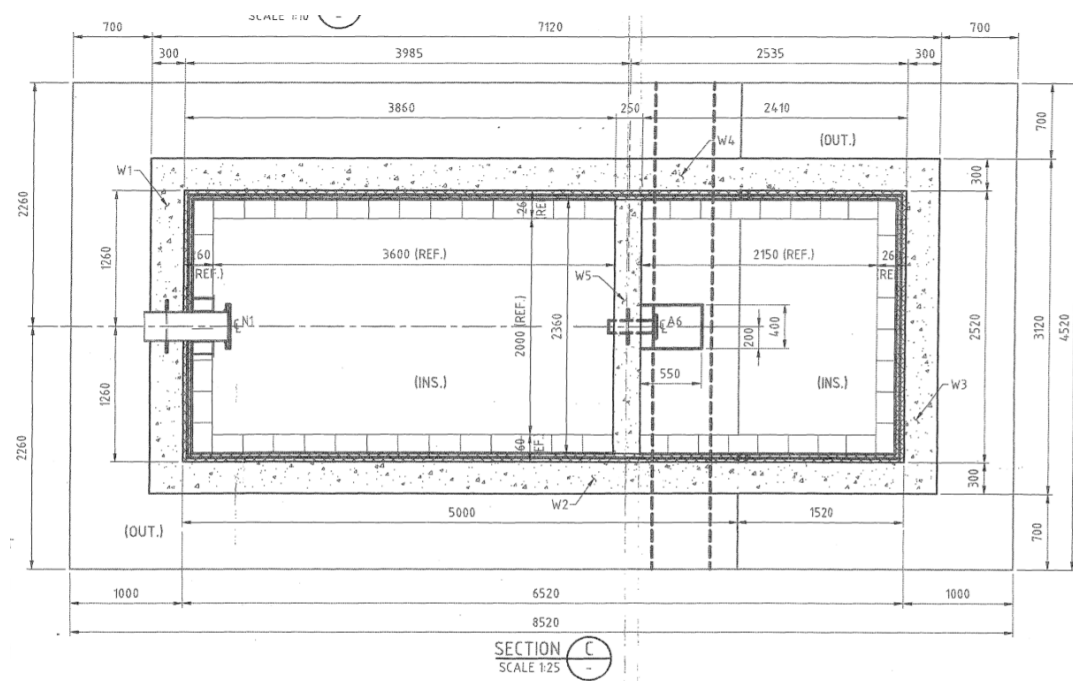
$$\text{Prod}_{\text{URA2}} = A \times B \times \Delta H \times n \times \rho_{\text{azufre}} \quad (35)$$

Donde:

- A : largo sección foso, 2.000 mm
- B : ancho sección foso, 2.150 mm
- $\Delta H$  : Diferencia altura foso entre partida y detención de la bomba.
- n : Número de ciclos de bombeo por día.
- $\rho_{\text{azufre}}$  : densidad del azufre líquido, 1.797 (Kg/cm<sup>3</sup>) @ 127 °C



**Figura 4: T-1641. Foso de azufre URA 2 (vista lateral)**



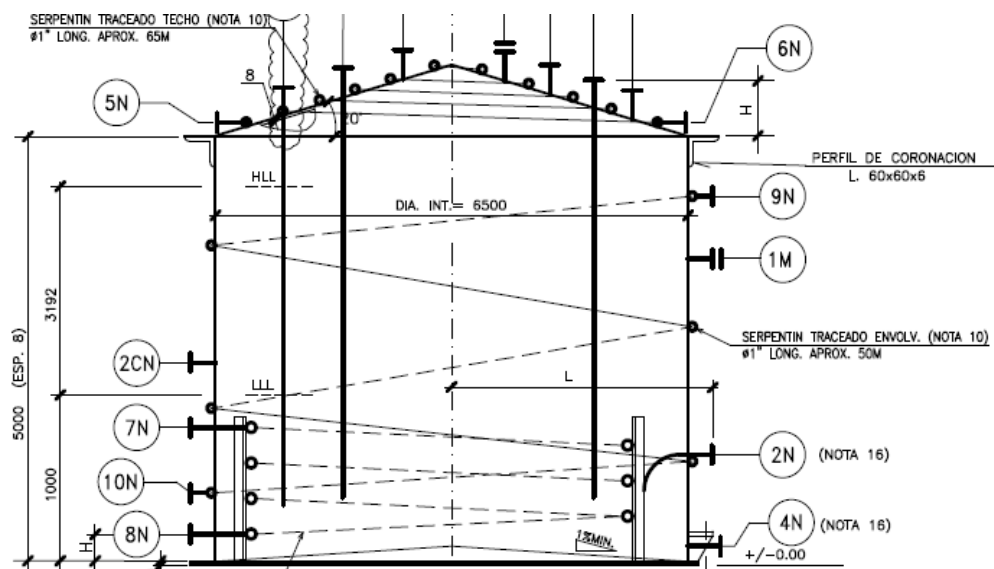
**Figura 5:** T-1641. Foso de azufre URA 2 (vista superior)

Extracto plano: C-7210-D-9K



### URA 3

El almacenamiento de la URA 3 corresponde a un tanque cilíndrico de 5.000 mm de altura x 6.500 mm de diámetro. El cálculo de inventario se realiza por medio de un factor función de la altura del azufre líquido contenido en éste y la densidad del azufre.



**Figura 6:** T-3502. Estanque de azufre URA 3  
Extracto plano: 3500-1-14-01-2

---

### **Azufre Productos (Sp)**

El azufre de los productos considera los LPG (Propanos, Butanos, Propilenos, Isobutano), SOLVENTES, GASOLINAS (incluido cualquier producto que sea base para la generación de gasolinas, tales como Alquilato, Isomerato y Reformato), NAFTAS, KEROSENE, DIESEL, GAS OIL (Incluido COL), FUEL OIL (Incluye Pitch, Cemento Asfáltico y Decantado), SLOP y COKE.

Para todos estos productos, los volúmenes se obtienen desde VMPA y sus propiedades desde análisis de laboratorio realizados a los distintos estanques receptores o especificación de venta.

## 18. REFERENCIAS

La documentación revisada para la confección del presente informe considera:

- [1] US-EPA, *Compilation of Air Pollutant Emissions Factors (AP-42)*, Volume I.
- [2] RTI, “*Emissions Estimation Protocol for Petroleum Refineries*”. Version 3, 2015.
- [3] CONCAWE, Reporte 4/19, *Air Pollutant Emission Estimation Methods For E-PRTR Reporting By Refineries*, 2019.
- [4] Industrial Emissions Directive 2010/75/EU, *Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas*, 2015.
- [5] US-EPA, “*Emission Factor Documentation For Ap-42 Section 1.4 Natural Gas Combustion*”, 1998.

## 19. ANEXOS

### A.1 Tablas de TAG y registro RETC para estanques de ERA

En la siguiente tabla se presentan las fuentes registradas en RETC para estanques de ERA:

**Tabla 28:** Registro RETC para Tanques ERA.

Nº	TAG	RETC	Ubicación	Nº	TAG	RETC	Ubicación
1	255	PS000625-6	Concón	31	303 A	PS000619-1	Concón
2	331	PS000963-8	Concón	32	303 B	PS000617-5	Concón
3	332	PS000641-8	Concón	33	303 C	PS000655-8	Concón
4	333	PS000596-9	Concón	34	309 A	PS000580-2	Concón
5	334	PS000964-6	Concón	35	309 B	PS000581-0	Concón
6	336	PS000589-6	Concón	36	3102 A	PS000584-5	Concón
7	337	PS000588-8	Concón	37	3102 B	PS000585-3	Concón
8	338	PS003898-9	Concón	38	3103 A	PS000586-1	Concón
9	339	PS003899-7	Concón	39	3103 B*	PS000587-k	Concón
10	362	PS000594-2	Concón	40	3104 B	PS002452-1	Concón
11	363	PS000624-8	Concón	41	320 A	PS000595-0	Concón
12	423	PS000604-3	Concón	42	321 A	PS002453-k	Concón
13	432	PS000599-3	Concón	43	321 B	PS002456-4	Concón
14	433	PS000598-5	Concón	44	322 A	PS000591-8	Concón
15	435	PS000621-3	Concón	45	322 B	PS000631-0	Concón
16	436	PS000956-5	Concón	46	325 A	PS000611-6	Concón
17	552	PS000592-6	Concón	47	325 B	PS000647-7	Concón
18	554	PS000653-1	Concón	48	325 C	PS000649-3	Concón
19	556	PS000593-4	Concón	49	325 D	PS000650-7	Concón
20	3350	PS000961-1	Concón	50	330 A	PS000657-4	Concón
21	3450	PS000590-k	Concón	51	330 B	PS000658-2	Concón
22	3452	PS000959-k	Concón	52	335 A	PS000602-7	Concón
23	3453	PS002457-2	Concón	53	335 B	PS000603-5	Concón
24	3454	PS000958-1	Concón	54	4001 A	PS000642-6	Concón
25	190 A	PS000639-6	Concón	55	4001 B	PS003064-5	Concón
26	190 B	PS000640-k	Concón	56	402 A	PS000630-2	Concón
27	301 A	PS000626-4	Concón	57	402 B	PS000960-3	Concón
28	301 B	PS000627-2	Concón	58	403 A	PS000613-2	Concón
29	302 B	PS000646-9	Concón	59	403 B	PS000614-0	Concón
30	302 C	PS000654-k	Concón	60	404 A	PS000636-1	Concón

Nº	TAG	RETC	Ubicación	Nº	TAG	RETC	Ubicación
61	404 B	PS000637-k	Concón	94	T-5004*	PS000764-3	Quintero
62	405 A	PS000962-k	Concón	95	T-5005	PS000765-1	Quintero
63	405 B	PS000597-7	Concón	96	T-5006	PS000773-2	Quintero
64	406 A	PS003067-k	Concón	97	T-5007	PS000758-9	Quintero
65	406 B	PS000645-0	Concón	98	T-5008	PS000762-7	Quintero
66	407 B	PS000601-9	Concón	99	T-5009	PS000761-9	Quintero
67	414 A	PS000633-7	Concón	100	T-5010	PS000763-5	Quintero
68	414 B	PS000634-5	Concón	101	T-5011	PS000760-0	Quintero
69	415 A	PS000659-0	Concón	102	T-5012	PS000772-4	Quintero
70	415 B	PS000660-4	Concón	103	T-5013	PS000759-7	Quintero
71	416 A	PS000615-9	Concón	104	T-5014	PS000749-k	Quintero
72	416 B	PS000616-7	Concón	105	T-5015	PS000769-4	Quintero
73	417 A	PS000582-9	Concón	106	T-5016	PS000770-8	Quintero
74	417 B	PS000583-7	Concón	107	T-5017	PS002443-2	Quintero
75	418 A	PS000609-4	Concón	108	T-5022	PS000771-6	Quintero
76	418 B	PS000610-8	Concón	109	T-5023	PS002446-7	Quintero
77	419 A	PS001005-9	Concón	110	T-5043	PS000767-8	Quintero
78	420 A	PS000622-1	Concón	111	T-5044	PS000768-6	Quintero
79	420 B	PS000623-k	Concón	112	T-5045	PS002445-9	Quintero
80	421 A	PS000635-3	Concón	113	T-5101	PS001586-7	Quintero
81	421 B	PS000632-9	Concón	114	T-5102	PS001587-5	Quintero
82	422 A	PS000628-0	Concón	115	T-5103	PS000748-1	Quintero
83	422 B	PS000629-9	Concón	116	T-5104	PS000747-3	Quintero
84	430 A	PS000612-4	Concón	117	T-5105	PS000750-3	Quintero
85	430 B	PS000620-5	Concón	118	T-5106	PS000751-1	Quintero
86	431 A	PS000607-8	Concón	119	T-5107	PS001588-3	Quintero
87	431 B	PS000608-6	Concón	120	T-5108	PS001589-1	Quintero
88	553 A	PS000648-5	Concón	121	T-5109	PS000752-k	Quintero
89	553 B	PS000656-6	Concón	122	T-5110	PS000753-8	Quintero
90	555 A	PS000618-3	Concón	123	T-5111	PS000754-6	Quintero
91	T-5001	PS000757-0	Quintero	124	T-5112	PS000755-4	Quintero
92	T-5002	PS002444-0	Quintero	125	T-5140	PS000756-2	Quintero
93	T-5003	PS000766-k	Quintero				

## A.2 Procedimiento de cálculo de caudal de gases de combustión regenerador FCCU

Para el cálculo de emisiones de SO<sub>2</sub>, se emplea la misma metodología usada en el documento “Balance de Azufre, Mayo 2019” elaborado por ENAP Aconcagua, la cual se basa en la siguiente ecuación.

$$Em_{SO_2} = 10^{-6} \cdot C_{SO_2} \cdot q_{flue\ gas} \cdot PM_{SO_2} / V_{STD} \quad (35)$$

Donde:

$Em$  Emisión de SO<sub>2</sub> para un intervalo dado, kg/d u otro equivalente.

$C_{SO_2}$  Concentración en línea de SO<sub>2</sub> en la chimenea de FCCU, desde sistema PI, ppm

$q_{flue\ gas}$  Caudal de gases de combustión seco en la chimenea, Sm<sup>3</sup>/d, u otra unidad consistente.

$PM_{SO_2}$  Peso molecular de SO<sub>2</sub>, considerado como 64,066 kg/kg mol

$V_{STD}$  Volumen molar en condiciones estándar, 60°F y 1 atm, Sm<sup>3</sup>/kg mol

El caudal de gases seco se estima a partir del volumen de gases inertes ingresados a proceso, estableciendo el siguiente balance:

$$Inertes_{entrada} = Inertes_{fluegas}$$

Los inertes a la entrada se obtienen como:

$$Inertes_{entrada} = q_{entrada} \cdot (1 - X_{ri}) \cdot Corr_{NtoSTD} \cdot Corr_{hum} \quad (36)$$

Donde:

$Inertes_{entrada}$  Caudal de gases inertes a la entrada del proceso, Sm<sup>3</sup>/d

$q_{entrada}$  Caudal de aire de entrada al proceso, desde sistema PI, Nm<sup>3</sup>/d

$X_{ri}$  Razón de inertes a la entrada, supuesta como 79,1%

$Corr_{NtoSTD}$  Factor de corrección desde condiciones normales a condiciones estándar, igual a 1,0569

$Corr_{hum}$  Corrección por humedad, igual a 0,986, donde se supone una humedad relativa de 80%



A su vez, los inertes en la salida, se relacionan al flujo total mediante la siguiente ecuación:

$$Inertes_{salida} = q_{flue\ gas} \cdot (1 - X_{CO_2} - X_{O_2})$$

Por lo tanto, el caudal de fuel gas se calcula mediante la ecuación (37).

$$q_{flue\ gas} = \frac{Inertes_{entrada}}{(1 - X_{CO_2} - X_{O_2})} \quad (37)$$

Donde:

$q_{flue\ gas}$  Caudal de gases de combustión seco en la chimenea,  $Sm^3/d$ , u otra unidad consistente.

$X_{CO_2}$  Razón de  $CO_2$  en fluegases, desde sistema PI, adimensional.

$X_{O_2}$  Razón de  $O_2$  en fluegases, desde sistema PI, adimensional.

### **Cálculo de emisiones – Metodología de Balance ( $CO$ y $CO_2$ )**

De forma análoga a lo realizado para  $SO_2$ , las emisiones de  $CO_2$ , se pueden calcular mediante las siguientes ecuaciones, donde  $C_{CO}$  y  $C_{CO_2}$  son extraídas desde sistema PI en unidades ppm.

$$Em_{CO} = 10^{-6} \cdot C_{CO} \cdot q_{flue\ gas} \cdot PM_{CO}/V_{STD} \quad (38)$$

$$Em_{CO_2} = 10^{-6} \cdot C_{CO_2} \cdot q_{flue\ gas} \cdot PM_{CO_2}/V_{STD} \quad (39)$$

**A.3 Declaraciones de Emisiones Utilizadas para la determinación de las emisiones máximas permitidas presentadas en la tabla 10 del PPDA CQP**

Fuente	Código RETC	Tipo	ton SO <sub>2</sub> /año		
			2015	2016	2017
A. Coker	PC000383-7	Antorcha	0,061	0,305	0,243
Alquilación	EL026326-5	G. Electrógeno	13,1	0,00653	0,00653
ANTORCHA 30"	PC000378-0	Antorcha	0,826	1,768	1,37
ANTORCHA30	PC000379-9	Antorcha	0,273	3,533	2,77
B-1201	PC000374-8	Horno	1,56	2,78	3,08
B-1202	PC000375-6	Horno	3,25	3,66	4,06
B-130	PC000358-6	Horno	8,98	8,21	11,06
B-1701	PC000376-4	Horno	0,061	0,457	0,487
B-1801A	PC000377-2	Horno	0,183	1,07	1,46
B-1801B	PC002474-5	Horno	0,092	0,549	0,825
B-1981	PC002238-6	Horno	29,8	25,94	28,64
B210	IN000649-5	Caldera	6,51	4,098	5,95
B220	IN000650-9	Caldera	7,36	7,69	7,85
B230	IN000651-7	Caldera	7,55	8,42	9,73
B240	IN001036-0	Caldera	8,21	9,33	10,97
B-3001	PC000382-9	Horno	6,08	6,46	7,59
B-301	PC000361-6	Horno	0,062	0,975	0,852
B-302	PC000362-4	Horno	0,765	1,98	1,95
B-371	PC000363-2	Horno	6,11	5,52	8,66
B-372	PC000364-0	Horno	0,305	1,46	1,52
B-471	PC000365-9	Horno	0,274	1,47	1,65
B-472	PC000366-7	Horno	0,274	1,43	1,43
B-51	PC000357-8	Horno	3,25	2,75	4,63
B-52	PC000359-4	Horno	2,92	2,35	3,02
B-651	PC000367-5	Horno	1,41	1,92	3,02
B-652	PC000368-3	Horno	4,2	5,4	6,92
B-751	PC000369-1	Horno	0,832	0,214	1,13
B755	PC000380-2	Horno	428	481,07	561,99
B-801	PC000370-5	Horno	1,47	2,9	2,78
Coker	EL026330-3	G. Electrógeno	0,0131	0,00653	0,00653
Combuster	PC000697-6	Patio de Carga	0,002525	0,002566	0,002511

Metodología de estimación de Emisiones para Refinería Aconcagua, Terminal Quintero y Cogeneradora según PPDA

Fuente	Código RETC	Tipo	ton SO <sub>2</sub> /año		
			2015	2016	2017
Coquificación	PS001022-9	Coker	0	0	0
GE-110	EL004550-1	G. Electrónico	0,000263	0,000614	0,000877
J 299	EL004533-1	G. Electrónico	0,00316	0,0023	0,00163
J236	PC003440-1	Turbina	4,81E-05	0,000155	0,00159
L-1101	PC000372-1	URA	273	189,293	396,414
L-1644	PC000373-k	URA	694	328,859	261,52
L-3504	PC000381-0	URA	144	150,782	167,83
Sala control	EL026335-4	G. Electrónico	13,1	0,00653	0,00653
U751	IN000652-5	Caldera	7,39	6,82	8,78
<b>Total</b>			<b>1.675</b>	<b>1.269</b>	<b>1.530</b>
		<b>Promedio</b>	<b>1.492</b>		

Fuente	Código RETC	Tipo	ton NO <sub>x</sub> /año		
			2015	2016	2017
A. Coker	PC000383-7	Antorcha	83,8	80,44	87,82
Alquilación	EL026326-5	G. Electrónico	0,0198	0,0988	0,0988
ANTORCHA 30"	PC000378-0	Antorcha	83,8	80,44	87,82
ANTORCHA30	PC000379-9	Antorcha	83,8	80,44	87,82
B-1201	PC000374-8	Horno	9,31	15,2	16,19
B-1202	PC000375-6	Horno	15,8	20,1	20,23
B-130	PC000358-6	Horno	70,4	62,5	68,69
B-1701	PC000376-4	Horno	0,869	1,05	1,11
B-1801A	PC000377-2	Horno	1,97	2,64	2,55
B-1801B	PC002474-5	Horno	1,32	1,52	3,17
B-1981	PC002238-6	Horno	2,78	2,58	3,06
B210	IN000649-5	Caldera	54,3	31,5	42,61
B220	IN000650-9	Caldera	114	116,7	110,55
B230	IN000651-7	Caldera	119	128,9	137,89
B240	IN001036-0	Caldera	60,6	71,3	78,39
B-3001	PC000382-9	Horno	52,4	51,5	58,38
B-301	PC000361-6	Horno	3,14	2,68	2,68
B-302	PC000362-4	Horno	6,24	8,43	8,28
B-371	PC000363-2	Horno	34,2	34,7	40,83
B-372	PC000364-0	Horno	4,03	4,65	4,59

Fuente	Código RETC	Tipo	ton NOx/año		
			2015	2016	2017
B-471	PC000365-9	Horno	5,06	4,96	5,3
B-472	PC000366-7	Horno	4,54	4,56	4,24
B-51	PC000357-8	Horno	7,53	7,064	8,24
B-52	PC000359-4	Horno	13	12,4	8,36
B-651	PC000367-5	Horno	8,43	10,1	10,12
B-652	PC000368-3	Horno	24,6	29,3	29,42
B-751	PC000369-1	Horno	5,19	1,41	5,69
B755	PC000380-2	Horno	116	116,4	200,84
B-801	PC000370-5	Horno	8,89	11,2	11,16
Coker	EL026330-3	G. Electrógeno	0,198	0,0988	0,0988
Combuster	PC000697-6	Patio de Carga	0,0729	0,078	0,0688
Coquificación	PS001022-9	Coker	0	0	0
GE-110	EL004550-1	G. Electrógeno	0,00398	0,00929	0,0133
J 299	EL004533-1	G. Electrógeno	0,0478	0,0347	0,0246
J236	PC003440-1	Turbina	0,0702	0,227	0,412
L-1101	PC000372-1	URA	0,935	0,946	1,56
L-1644	PC000373-k	URA	3,19	3,27	4,13
L-3504	PC000381-0	URA	2,15	3,65	4,77
Sala control	EL026335-4	G. Electrógeno	0,0198	0,0988	0,0988
U751	IN000652-5	Caldera	116	103,6	124,76
		<b>Total</b>	<b>1.118</b>	<b>1.107</b>	<b>1.282</b>
		<b>Promedio</b>	<b>1.169</b>		

Fuente	Código RETC	Tipo	ton MP/año		
			2015	2016	2017
A. Coker	PC000383-7	Antorcha	0	0	0
Alquilación	EL026326-5	G. Electrógeno	0,014	0,00701	0,00701
ANTORCHA 30"	PC000378-0	Antorcha	0	0	0
ANTORCHA30	PC000379-9	Antorcha	0	0	0
B-1201	PC000374-8	Horno	0,707	1,16	1,23
B-1202	PC000375-6	Horno	1,2	1,53	1,54
B-130	PC000358-6	Horno	3,82	3,39	3,73
B-1701	PC000376-4	Horno	0,132	0,159	0,169
B-1801A	PC000377-2	Horno	0,3	0,402	0,387
B-1801B	PC002474-5	Horno	0,201	0,232	0,482

Fuente	Código RETC	Tipo	ton MP/año		
			2015	2016	2017
B-1981	PC002238-6	Horno	0,208	0,196	0,233
B210	IN000649-5	Caldera	2,95	1,71	2,31
B220	IN000650-9	Caldera	3,1	3,17	3
B230	IN000651-7	Caldera	3,23	3,5	3,74
B240	IN001036-0	Caldera	3,29	3,87	4,26
B-3001	PC000382-9	Horno	2,84	2,79	3,17
B-301	PC000361-6	Horno	0,239	0,204	0,23
B-302	PC000362-4	Horno	0,474	0,64	0,629
B-371	PC000363-2	Horno	2,6	2,64	3,1
B-372	PC000364-0	Horno	0,306	0,353	0,349
B-471	PC000365-9	Horno	0,384	0,377	0,403
B-472	PC000366-7	Horno	0,345	0,346	0,322
B-51	PC000357-8	Horno	1,14	1,074	1,25
B-52	PC000359-4	Horno	0,988	0,943	0,64
B-651	PC000367-5	Horno	0,641	0,766	0,769
B-652	PC000368-3	Horno	1,87	2,23	2,24
B-751	PC000369-1	Horno	0,394	0,107	0,432
B755	PC000380-2	Horno	872	839,456	915,49
B-801	PC000370-5	Horno	0,676	0,848	0,848
Coker	EL026330-3	G. Electrógeno	0,014	0,00701	0,00701
Combuster	PC000697-6	Patio de Carga	0,005	0,00539	0,00469
Coquificación	PS001022-9	Coker	0,2442	0,2348	0,2535
GE-110	EL004550-1	G. Electrógeno	0,000283	0,000659	0,000942
J 299	EL004533-1	G. Electrógeno	0,00339	0,00247	0,00175
J236	PC003440-1	Turbina	0,000957	0,00309	0,00563
L-1101	PC000372-1	URA	0,0711	0,0719	0,119
L-1644	PC000373-k	URA	0,243	0,248	0,398
L-3504	PC000381-0	URA	0,163	0,278	0,362
Sala control	EL026335-4	G. Electrógeno	14	0,00701	0,00701
U751	IN000652-5	Caldera	3,15	2,81	3,39
<b>Total</b>			<b>922</b>	<b>876</b>	<b>956</b>
<b>Promedio</b>			<b>918</b>		

#### ***A.4 Especificación principales productos de ENAP***



## Gasolina 93/97 NOR Sin Plomo RM

Propiedad	Requisito	Unidad	Método Análisis
	<b>NCh 64 Of.1995/ DS 66</b>		<b>ASTM</b>
Gravedad API a 60° F	Informar		D 1298 o D 4052
Densidad a 15°C	Informar	Kg/m3	D 1298 o D 4052
Azufre	máx. 15	ppm	D 5453 o D 2622 o D 7039
Benceno	máx. 1,0	% (v/v)	D 4053 o D 3606 o D 5580 o D 6839
Corrosión lámina de Cobre	máx. 1	N°	D 130
Destilación:			D 86 o D 7345
10% Evaporado	máx. 70	°C	
50% Evaporado	máx. 121	°C	
90% Evaporado	máx. 177	°C	
Punto Final	máx. 225	°C	
Residuo	máx. 2,0	% (v/v)	
Estabilidad a la Oxidación	mín. 240	minutos	D 525
Fósforo	Informar	mg/l	D 3231
Goma	máx. 5,0	mg/100 ml	D 381
Octanaje Motor	Informar	NOM	D 2700
Octanaje Research	mín. 93,0/97,0	NOR	D 2699
DIPE	Informar	% (v/v)	D 6839 o D 4815
MTBE	Informar	% (v/v)	D 6839 o D 4815
Oxígeno	máx. 2,0	% (m/m)	D 6839 o D 4815
Plomo	máx. 0,013	g Pb/L	D 3237 o D 5059
Presión de Vapor			D 4953 o D 5191 o D 6378
Clase I ( 1 septiembre – 31 marzo)	máx. 8	psi	
Clase II (1 abril – 31 agosto)	máx. 10	psi	
Razón Vapor – Líquido=20	mín 47	°C	D 4814 o D 5188
Aromáticos	máx. 38	% (v/v)	D 6839 o D 1319
Olefinas	máx. 12	% (v/v)	D 6839 o D 1319
Manganeso (*)	Informar	% (v/v)	D 3831

## Kerosene

Propiedad	Requisito	Unidad	Método Análisis
	NCh 63 Of. 2000/DS 60/ DS 456		ASTM
Gravedad API A 60°F	Informar	°API	D 4052 o D 1298
Densidad a 15° C	Informar	Kg/m3	D 4052 o D 1298
Aromáticos	máx. 25,0	% (v/v)	D 1319 o D 5186 o D 6379
Azufre	máx. 100 (*)	ppm	D 5453 o D 2622
Color Saybolt	mín. +5	N°	D 156
Corrosión lámina de Cobre	máx. 2	N°	D 130
Destilación:			D 86 o D 7345
Punto Final	máx. 280	°C	
Punto de Humo	mín. 20	mm	D1322
Punto de Inflamación	mín. 38	°C	D 56 o D 3828
Viscosidad a 40 °C	máx. 1,9	mm2/s	D 445
	mín. 1,0	mm2/s	

\* La Región Metropolitana de Santiago debe tener un máximo de 50 ppm de azufre

## Kerosene de aviación

Propiedad	Requisito	Unidad	Método Análisis
	NCH 1937 of 2000ASTM D 1655. Última versión		ASTM
Gravedad API a 60°F		°API	D4052 o D 1298
Densidad a 15 °C	máx. 840	kg/m <sup>3</sup>	D 4052 o D 1298
	mín. 775		
COMPOSICION:			
Acidez Total	máx. 0,10	mg KOH/g	D 3242
Aromáticos	máx. 25	% (v/v)	D 1319
	máx. 26,5		D 6379
Azufre Mercaptano o	máx. 0,003	% (m/m)	D 3227
Doctor	Negativo	-	D 4952
Azufre total	máx. 0,30	% (m/m)	D 5453 o D 4294
VOLATILIDAD:			
Destilación:			D 86
10% Recuperado	máx. 205	°C	
50% Recuperado	Informar	°C	
90% Recuperado	Informar	°C	
Punto Final	máx. 300	°C	
Residuo	máx. 1,5	% (v/v)	
Pérdida	máx. 1,5	% (v/v)	
Punto de Inflamación	mín. 38	°C	D 56 o D 3828

**FLUIDEZ:**

Punto de Congelación	máx. -47	°C	D 2386 o D 7153
Viscosidad a -20 °C	máx. 8,0	mm <sup>2</sup> /s	D 445

**COMBUSTION:**

Calor Neto de Combustión	mín. 42,8	MJ/kg	D 4529 o D 3338 o D 4809
--------------------------	-----------	-------	--------------------------

Debe cumplir uno de los sig.  
Requisitos:

1. Punto de Humo o	mín. 25	mm	D 1322
2. Punto de Humo	mín. 18	% (v/v)	D 1322
Naftalenos	máx. 3,0	% (v/v)	D 1840

**CORROSION:**

Corrosión lámina de Cobre	máx. 1	N°	D 130
---------------------------	--------	----	-------

ESTABILIDAD TERMICA:  
2,5 h a 260 °C

Caída de Presión Filtro	máx. 25	mm Hg	
Depósito en el Tubo	<3		

**CONTAMINANTES:**

Goma existente	máx. 7,0	mg/100 ml	D 381
MSEP-A	mín. 85	a	D 3948
	mín. 70	b	

a. Valor límite para producto sin aditivo antiestático

b. Valor límite para producto con aditivo antiestático

## Gases Licuados de Petróleo

GASES LICUADOS DE PETRÓLEO (GLP)		NCh 72 Of. 99			
Propiedad	PROPANO	BUTANO	MEZCLA	Unidad	Método Análisis
	COMERCIAL	COMERCIAL	PROPANO		ASTM
			BUTANO		
			COMERCIAL		
Densidad relativa 60/60 °F	mín. 0,500	-	mín. 0,500	-	D 1657
Contenido de agua libre	-	No	No	-	D 1835
Azufre	máx. 150	máx. 150	máx. 150	ppm	D 3246 o D 6667
Corrosión lámina de Cobre	máx. 1	máx. 1	máx. 1	Nº	D 1838
Odorización	Si	Si	Si	-	NCh 2394
Presión de Vapor a 37,8 °C (100 °F)	máx. 1430	máx. 485	máx. 1430 mín. 917	kPa	D 1267 o D 6897
<b>Residuo Volátil:</b>					
- Temp. ebullición a 95% evaporado o	máx. -38,3	máx. 2,2	máx. 2,2	° C	D 1837
- Butanos y más pesados	máx. 2,5	-	máx. 30	% (v/v)	D 2163
- Pentanos y más pesados	-	máx. 2,0	máx. 2,0	% (v/v)	D 2163
Humedad	pasa	-	-	-	D 2713

## Petróleo uso marino IFO - 380

PETRÓLEO COMBUSTIBLE IFO - 380			
Propiedad	Requisito	Unidad	Método Análisis
	NCh 2286 Of. 1997		ASTM
Gravedad API A 60° F	Informar	°API	D 1298
Densidad a 15 °C	máx. 991,0	kg/m <sup>3</sup>	D 1298
Agua	máx. 0,5	% (v/v)	D 95
Alumino + Silicio	máx. 80	ppm	D 5184 o ISO 10478
Azufre	máx. 3,5	% (m/m)	D 4294 o D 2622
Carbón Ramsbottom	máx. 18	% (m/m)	D 524
Cenizas	máx. 0,15	% (m/m)	D 482
Punto de Escurrimiento	máx. 30	°C	D 97 o D 5950
Punto de Inflamación	mín. 60	°C	D 93 o D 3828
Sedimento Total Potencial	máx. 0,10	% (m/m)	D 4870
Vanadio	máx. 300	ppm	D 5863 o ISO 14597
Viscosidad a 50 °C	máx. 380	mm <sup>2</sup> /s	D 445



## Petróleo Combustible N° 6

Propiedad	Requisito	Unidad	Método Análisis
	NCh 61 Of. 1999/DS 60 DS 456		ASTM
Gravedad API a 60 °F	Informar	°API	D 1298
Densidad a 15 °C	máx. 999,4	kg/m <sup>3</sup>	D 1298
Agua por Destilación y sedimento por extracción	máx. 2.0	% v/v	D 95
Asfaltenos	Informar *	% (m/m)	D 3279
Azufre	máx. 3,0	% (m/m)	D 4294
	máx. 1,0 *	% (m/m)	
Carbón Ramsbottom	Informar	% (m/m)	D 524
Cenizas	Informar	% (m/m)	D 482
	máx. 0.05 *	% (m/m)	
Punto de Ecurrimiento	máx. 32	°C	D 97 o D 5950
Punto de Inflamación	mín. 60	°C	D 93 o D 3828
Sedimento por Extracción	máx. 0.50	%(m/m)	D 473
Vanadio	máx. 500	ppm	D 5863
Viscosidad a 100 °C	máx. 50	mm <sup>2</sup> /s	D 445
	mín. 15	mm <sup>2</sup> /s	

(\*) Región Metropolitana

## Petróleo Diesel Grado A1

Propiedad	Requisito	Unidad	Método Análisis
	NCh 62 Of. 2000/DS 456		ASTM
Gravedad API a 60°F	Informar	°API	D 4052 o D 1298
Densidad a 15 °C	máx. 850	kg/m <sup>3</sup>	D 4052 o D 1298
	mín. 820	kg/m <sup>3</sup>	
Agua y Sedimento	máx. 0,05	% (v/v)	D 2709
Azufre	máx. 15	ppm	D 5453 o D 7039 ó D 2622
Carbón Ramsbottom	máx. 0,21	% (m/m)	D 524
Carbón Micrométodo	máx. 0,20	% (m/m)	D 4530
Cenizas	máx. 0,01	% (m/m)	D 482
Corrosión lámina de Cobre	máx. 1	N°	D 130
Destilación:			D 86
90% Recuperado	máx. 350	°C	
	mín. 282	°C	
Número de Cetano	mín. 50		D 613 o D 7170 D 4737
Lubricidad (60°C)	máx. 460	um	D 6079
Nitrógeno	Informar	ppm	D 4629
Punto de Escurrimiento	máx. -1	°C	D 97 o D 5950 o D 5949
Punto de Inflamación	mín. 52	°C	D 93 o D 3828
Punto obstrucción filtro en frío	Informar	°C	D 6371
Aromáticos Policíclicos	máx. 8	% (m/m)	D 5186 o D6591
Aromáticos Totales	máx. 35	% (m/m)	D 5186 o D6591
Viscosidad a 40 °C	máx. 4,1	mm <sup>2</sup> /s	D 445
	mín. 1,9	mm <sup>2</sup> /s	
Biodiesel (*)	Informar	% (v/v)	D 7371 o EN 14078

(\*) se podrá informar su ausencia si no se ha agregado.

PPDA



## Petróleo Diesel Grado B1

Propiedad	Requisito	Unidad	Método Análisis
	NCh 62 Of. 2000/ DS 60		ASTM
Gravedad API a 60°F	Informar	°API	D 4052 o D 1298
Densidad a 15 °C	máx. 850	kg/m <sup>3</sup>	D 4052 o D 1298
	mín. 820 a		
Agua y Sedimento	máx. 0,05	% (v/v)	D 2709
Azufre	máx. 15	ppm	D 7039 o D 5453
Carbón Micrométodo	máx. 0,20	% (m/m)	D 4530
Carbón Ramsbottom	máx. 0,21	% (m/m)	D 524
Cenizas	máx. 0,01	% (m/m)	D 482
Corrosión lámina de Cobre	máx. 1	N°	D 130
Destilación:			D 86
90% Recuperado	máx. 350	°C	
	mín. 282	°C	
Número de Cetano	mín. 50	N°	D 976 o D 613 o D 7170
Lubricidad (60°C)	máx. 460	um	D 6079
Punto de Ecurrimiento	máx. -1	°C	D 97 o D 5950 o D 5949
	máx. -9 b		
Punto de Inflamación	mín. 52	°C	D 93 o D 3828
Punto obstrucción filtro en frío	Informar	°C	D 6371
Aromáticos Policíclicos	máx. 8	% (m/m)	D 5186 o D 6591
Aromáticos Totales	máx. 35	% (m/m)	D 5186 o D 6591
Viscosidad a 40 °C	máx. 4,1	mm <sup>2</sup> /s	D 445
	mín. 1,9	mm <sup>2</sup> /s	
Biodiesel	Informar	% (v/v)	D 7371 o EN 14078

a. Para Regiones XI y XII el valor mínimo de densidad a 15 °C puede ser 815 kg/m<sup>3</sup>.

b. Para Regiones XI y XII., entre el 15 de abril y 15 de Septiembre.

