



Superintendencia del Medio Ambiente
Gobierno de Chile

INFORME TÉCNICO DE FISCALIZACIÓN AMBIENTAL

EXAMEN DE INFORMACIÓN

**PORCENTAJE DE EFICIENCIA DE RECUPERACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE EMISIONES DE ENAP
REFINERÍAS ACONCAGUA (ERA)
AÑO 2023
D.S. N°105/2018 MMA**

**UNIDAD FISCALIZABLE: REFINERÍA ACONCAGUA – CONCÓN / TERMINAL MARÍTIMO DE QUINTERO
ENAP**

DFZ-2024-2500-V-PPDA

	Nombre	Firma
Aprobado	Juan Pablo Rodríguez.	
Revisado	Karin Salazar N.	
Elaborado	Juan Alfaro Vargas.	



Contenido

Contenido	1
1. RESUMEN.....	2
2. IDENTIFICACIÓN DE LA UNIDAD FISCALIZABLE.....	3
2.1. Antecedentes Generales	3
3. INSTRUMENTOS DE CARÁCTER AMBIENTAL FISCALIZADOS.....	4
4. ANTECEDENTES DE LA ACTIVIDAD DE FISCALIZACIÓN	5
4.1. Motivo y materia específica de la fiscalización ambiental	5
4.2. Revisión documental	6
5. HECHOS CONSTATADOS	7
5.1. Resultados eficiencia del sistema de recuperación de azufre, año 2023	7
5.2. Resultados estimación de emisiones MP, NOx y/o SO ₂ , año 2023 por fuente emisora	11
5.3. Estado de implementación sistema de monitoreo continuo de emisiones CEMS	15
6. CONCLUSIONES.....	17
7. ANEXOS.....	18
• Anexo 1: Corrientes de entrada y salida de balance de azufre	19
• Anexo 2: Listado de fuentes emisoras de ERA Concón, ERA Quintero, Cogeneradora Aconcagua que emiten MP, NOx y/o SO ₂	20
• Anexo 3: Nivel de actividad año 2023, utilizados para las fuentes emisoras de ERA Concón, ERA Quintero y Cogeneradora Aconcagua que emiten MP, NOx y/o SO ₂	21
• Anexo 4: Factores 2023, utilizados para las fuentes emisoras de ERA Concón, ERA Quintero y Cogeneradora Aconcagua que emiten MP, NOx y/o SO ₂	26



1. RESUMEN

El presente documento da cuenta de los resultados de la actividad de fiscalización ambiental realizada por la Superintendencia del Medio Ambiente, a la unidad fiscalizable “REFINERIA ACONCAGUA DE CONCÓN”, emplazado en ruta internacional CH-60 Av. Borgoño 25777, Concón, y la unidad fiscalizable “TERMINAL MARÍTIMO DE QUINTERO ENAP”, ubicada en camino costero 701, Quintero, en la Región de Valparaíso, ambas del titular ENAP REFINERIAS S.A. La actividad consistió en realizar un examen de información basado en los antecedentes presentados por el titular en el marco del cumplimiento del artículo 19° del D.S. 105/2018, del Ministerio el Medio Ambiente, que “Aprueba el Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica de las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví” (en adelante, “PPDA CQP” o “Plan”). Dicho artículo establece los contenidos del informe anual y señala que el titular deberá entregar a la Superintendencia del Medio Ambiente, en enero de cada año, un informe que dé cuenta del cumplimiento de las obligaciones establecidas en los artículos 15°, 16°, y 17° del decreto, respecto al año calendario anterior, referidos a: las emisiones máximas permitidas, la eficiencia de recuperación de azufre y el monitoreo continuo de emisiones.

La materia relevante objeto de la fiscalización corresponde a emisiones atmosféricas y consideró: (i) evaluar las emisiones respecto del máximos permitidos de MP, NOx y SO₂ para el año 2023, de acuerdo con la metodología de cuantificación de emisiones aprobada mediante Resolución Exenta N°75 de 2021 y sus modificaciones en la Resolución Exenta N°912 de 2023 y Resolución Exenta N°64 de 2025; (ii) evaluar la eficiencia del sistema de recuperación de azufre y la verificación del cumplimiento de la eficiencia global de ENAP, de acuerdo a la metodología establecida; (iii) evaluar el artículo 7° y 17° del plan, respecto al estado de implementación del CEMS.

De la revisión documental realizada por la SMA a los antecedentes presentados por el titular es posible constatar lo siguiente:

- (i) Los informes de eficiencia y emisiones de ENAP, correspondiente al año 2023 fueron presentados por medio del Sistema de Seguimiento Atmosférico (SISAT) ajustándose a los plazos y contenidos establecidos en los puntos i) al vii) del artículo 19° del Plan. Adicionalmente, se remitieron a través de Oficina de Partes de la SMA mediante carta conductora N°23/2024, de 2024
- (ii) La eficiencia global de ENAP establecida en el artículo 16° del PPDA CQP, cumple con el mínimo de 98% para el año 2023.
- (iii) Las emisiones de ENAP cumplen con los nuevos límites de emisión, en t/año, vigentes desde el tercer año de publicado el Plan, de acuerdo con lo establecido en la Tabla 10 del artículo 15° del Plan.
- (iv) Respecto al estado de implementación de los CEMS, se encuentran validados para: 6 calderas y 3 URAS, en cuanto al Cracking Catalítico se realiza la instalación de Wet Gas Scrubber y por tanto de nuevos CEMS según lo señalado en la Carta N°241/2023, que se encuentran en proceso de validación de CEMS.

De acuerdo con los resultados del examen de información realizado a los informes reportados por el titular, en conjunto con los antecedentes que los acompañan, es posible señalar que no se constataron hallazgos asociados a las medias establecidas en los artículos 15°, 16° y 19° del PPDA CQP.

El examen de información realizado no obsta que en el futuro se realicen nuevos requerimientos o procedimientos de fiscalización ambiental, ni exime de ninguna clase de responsabilidad que pudiese contraer por cualquier hallazgo respecto del instrumento que lo regula, que se produzca con anterioridad o posterioridad a la fecha en que se efectuó este análisis, y no hubiera sido directamente percibido y/o constatado.



2. IDENTIFICACIÓN DE LA UNIDAD FISCALIZABLE

2.1. Antecedentes Generales

Identificación de la Unidad Fiscalizable: REFINERIA ACONCAGUA – CONCON y TERMINAL MARITIMO DE QUINTERO ENAP	Estado operacional de la Unidad Fiscalizable: En operación
Región: Región de Valparaíso	Ubicación específica de la unidad fiscalizable: Av. Borgoño 25777, Concón, Región de Valparaíso.
Provincia: Valparaíso	Calle en camino costero 701, Quintero, Región de Valparaíso.
Comuna: Concón y Quintero	
Titular(es) de la unidad fiscalizable ENAP Refinería S.A.	RUT o RUN: 87.756.500-9
Domicilio titular(es): Av. Borgoño 25777, Concón, Región de Valparaíso	Correo electrónico: pfarfan@enaprefinerias.cl
	Teléfono: +56 32 2650299
Identificación representante(s) legal (es): Patricio Farfán Bórquez	RUT o RUN: -
Domicilio representante(s) legal(es): Av. Borgoño 25777, Concón, Región de Valparaíso	Correo electrónico: epiraino@enaprefineria.cl
	Teléfono: +56 32 2650299



3. INSTRUMENTOS DE CARÁCTER AMBIENTAL FISCALIZADOS

Identificación de Instrumentos de Carácter Ambiental fiscalizados.					
Nº	Tipo de instrumento	Nº/Descripción	Fecha	Comisión/ Institución	Título
1	PPDA	105	2018	Ministerio del Medio Ambiente	Aprueba plan de prevención y descontaminación atmosférica para las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví.



4. ANTECEDENTES DE LA ACTIVIDAD DE FISCALIZACIÓN

4.1. Motivo y materia específica de la fiscalización ambiental

Motivo		Descripción
X	Programada	Denuncia
		Autodenuncia
		De Oficio
		Otro
		Resolución Exenta N°2153/2023 que fija Programa y Subprogramas de Fiscalización Ambiental de Planes de Prevención y/o Descontaminación para el año 2024.
Materia		Emisiones atmosféricas y eficiencia del sistema de recuperación de azufre.



4.2. Revisión documental

ID	Nombre del documento revisado	Origen/ Fuente	Observaciones
1	Informa reinicio de operación Unidad Cracking Catalítico de Refinería Aconcagua y preparación de metodología de cuantificación de emisiones para presentación a la SMA.	Carta conductora N°241/2023.	-
2	Segunda Actualización de Metodología de Cuantificación de Emisiones de ENAP Refinería Aconcagua.	Carta conductora N°255/2023, de 16 de agosto de 2023.	Presenta segunda actualización de metodología de cuantificación de emisiones de ENAP Refinería Aconcagua.
3	Forma de presentación de emisiones de la fuente de emisión Cracking Catalítico de Refinería Aconcagua para el año 2023.	Carta conductora N°312/2023, de 26 de diciembre de 2023.	Informa uso de CEMS, laboratorio móvil y sustitución de datos, según escenarios de operación.
4	Presenta antecedentes requeridos en Resolución Exenta de la Referencia.	Carta conductora N°08/2024, de 15 de enero de 2024.	-
5	Remite informe de cumplimiento de los artículos 15, 16 y 17 del Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica para las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví y carga en SISAT dentro del plazo establecido.	Carta conductora N°23/2024, de 01 de febrero de 2024 (Reportado en SISAT el 31 de enero de 2023).	Informe Balance de Azufre. Informe de Emisiones 2023. (Anexo 1, Anexo 2- Tanques)
6	Complementa Carta ERA N°08/2024 de fecha 15 de enero de 2024.	Carta conductora N°33/2024, de 07 de marzo de 2024.	Complementa Carta N°8/2024. Informa respaldo técnico del porcentaje de abatimiento.
7	Remites antecedentes requeridos.	Carta conductora N°144/2024, de 04 de diciembre de 2024.	Responde requerimiento de información (Res. Ex. N°2200/2024).



5. HECHOS CONSTATADOS

5.1. Resultados eficiencia del sistema de recuperación de azufre, año 2023

<p>Número de hecho constatado: 1</p> <p>Exigencias:</p> <p>D.S. N° 105/2018, Ministerio del Medio Ambiente, Aprueba plan de prevención y descontaminación atmosférica para las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví.</p> <p>Artículo 16º: “Desde el 1º de enero del año calendario siguiente a la publicación del presente decreto, el sistema de recuperación de azufre (SRA) de ENAP Refinerías Aconcagua, deberá cumplir con una eficiencia mínima del 98% medido como eficiencia global de captura en un año calendario.</p> <p>La eficiencia global exigida para el sistema de recuperación de azufre se calculará mediante la siguiente ecuación:</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 10px; text-align: center;">$\text{Recuperación (\%)} = 100\% * \left\{ \frac{S_r}{(S_t - S_p)} \right\}$</div> <p>Dónde:</p> <ul style="list-style-type: none">• Sr (Azufre recuperado) se determina cada 24 horas por medición directa en el almacén de producto mediante un sistema de medición electrónico o manual, tomando en cuenta la geometría del acopio o almacenamiento, la temperatura y la densidad para calcular el peso del azufre recuperado. En caso de retiro de carga para su envío o comercialización, se debe considerar el peso del azufre extraído en ese mismo periodo. El azufre recuperado de acuerdo a los criterios señalados será expresado en toneladas por día.• St (Azufre total) se obtiene multiplicando el volumen de crudo y de otros insumos procesados en un día, por su peso específico y por la concentración promedio de azufre en peso, expresado en toneladas por día.• Sp (Azufre en productos) se obtiene multiplicando el volumen producido en un día por su peso específico y por la concentración promedio de azufre en peso, expresado en toneladas por día.• Para estimar la eficiencia de recuperación, ENAP Refinería deberá presentar a la Superintendencia del Medio Ambiente en un plazo de 6 meses a partir de la publicación del presente decreto, una propuesta metodológica de estimación de eficiencia global del sistema de recuperación de azufre (SRA). La Superintendencia del Medio Ambiente dispondrá de un plazo de 3 meses para pronunciarse sobre dicha propuesta una vez recibida la misma o sus correcciones. Si hubiese observaciones por parte de la Superintendencia, éstas deberán ser subsanadas en el plazo de 15 días hábiles contados desde su recepción”. <p>Para acreditar la eficiencia del sistema de recuperación de azufre y el cumplimiento de la eficiencia global, ENAP Refinerías Aconcagua deberá remitir a la Superintendencia del Medio Ambiente, los antecedentes que permitan verificar dicho valor dentro de los primeros 30 días hábiles de cada año calendario.</p> <p>Artículo 19º: “ENAP Refinerías Aconcagua deberá entregar a la Superintendencia del Medio Ambiente, en enero de cada año, un informe que dé cuenta del cumplimiento de las obligaciones establecidas en los artículos 15º, 16º y 17º del presente decreto, respecto al año calendario anterior.</p> <p>El informe anual de verificación de cumplimiento deberá contener al menos los siguientes aspectos:</p> <ol style="list-style-type: none">La identificación de todas las fuentes del establecimiento.Memoria de cálculo de las emisiones de MP, SO₂ y NOx estimadas de acuerdo a la metodología validada previamente por la Superintendencia del Medio Ambiente, expresando las emisiones en toneladas/año (t/año).Niveles de confiabilidad de los métodos de estimación y de los factores de emisión utilizados, citando la fuente correspondienteEl azufre emitido en toneladas/año (t/año) desde el SRA, de acuerdo a metodología validada previamente por la Superintendencia del Medio Ambiente.



- v. Capacidad de procesamiento anual de combustible y cantidad de combustible procesado (m³/día).
- vi. El cálculo de las emisiones anuales para todas las fuentes que forman parte del establecimiento y la suma de éstas para todos los contaminantes regulados.

Todos los antecedentes que permitan verificar el valor de eficiencia global señalado en el artículo 16 del presente Decreto.”

Resultado (s) examen de información:

Del examen de información de la documentación revisada, es posible señalar lo siguiente:

El Titular ENAP Refinerías Aconcagua (ERA) presenta informes del año 2023, donde incluyó informe con balance de azufre de ERA año 2023, de acuerdo con el artículo 19°, en conjunto con el cálculo de la eficiencia global del sistema de recuperación de Azufre, conforme al artículo 16° del PPDA.

De acuerdo con lo informado por el titular, 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 al titular 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.

La ecuación para calcular el % de eficiencia de recuperación de azufre es:

$$\text{Recuperación (\%)} = 100\% * \left\{ \frac{S_r}{(S_t - S_p)} \right\}$$

Dónde:

St = Azufre total.

Sr = Azufre Recuperado.

Sp = Azufre Productos.

La descripción de variables del balance es la siguiente:

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.

Azufre Recuperado (Sr):

El azufre recuperado se obtiene a partir de la medición diaria de la masa de azufre recuperada en las Unidades Recuperadoras de Azufre (URAs).

Azufre Productos (Sp):

El azufre de los productos considera los LPG (gas licuado de petróleo) incluyendo Propano, Butano, Propileno, e 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 especificación de venta. Los productos de ERA tienen especificación de contenido máximo de azufre el cual se lista a continuación:



Tabla N°1. Contenido de azufre en productos

Producto	Especificación [ppm]
LPG	150
Solventes	1
Gasolinas	
Gasolina 97 RP	15
Gasolina 97 RM	15
Gasolina 93 RP	15
Gasolina 93 RM	15
Kerosene	
Kerosene aviación	3,000
Kerosene	100
Diesel	
Diesel A-1	15
Diesel B	15
Fuel Oil	
Pet. Comb. RM	10,000
Pet. Comb. Nº 5, Nº 6	30,000
IFO 2020	5,000
IFO 180, IFO 380	35,000
Pitch Asfáltico	45,000
Coke [Ton]	10,000-30,000

Fuente: Informe balance de azufre ERA 2023.

Para los cálculos de balance, el titular adjuntó planilla de cálculo del balance denominada “Eficiencia de Recuperación de Azufre”, además de documento denominado “balance de azufre era 2023”, con el detalle del balance que incluye Azufre Total (St), Azufre Recuperado (Sr) y Azufre Productos (Sp), que se muestra en la figura a continuación:



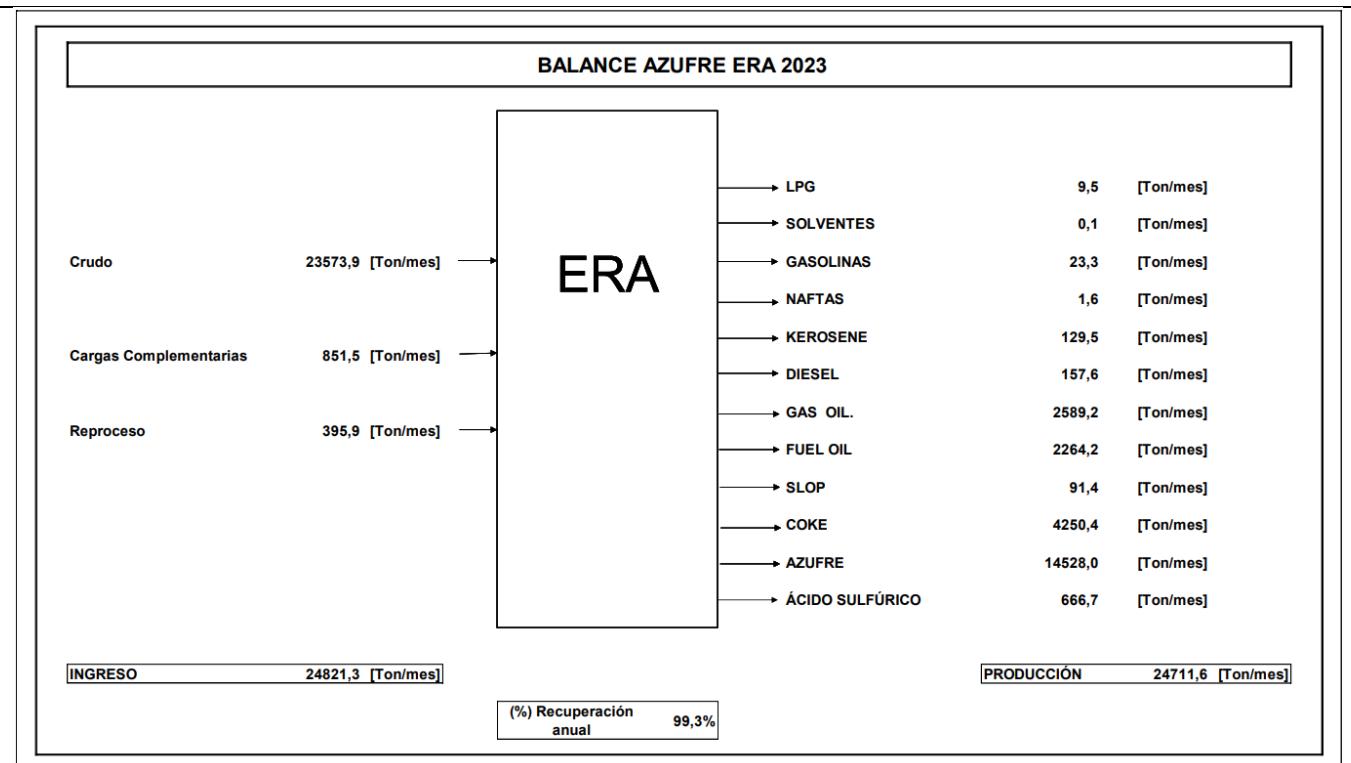


Figura 1: Resumen de balance de azufre ERA, año 2023.

El balance para el año 2023 indica que la eficiencia de recuperación de azufre alcanzó un 99,3%, siendo superior al valor de 98% exigido por el plan. A continuación, en la siguiente tabla se resume los resultados presentados por el titular en relación con el % de recuperación de azufre.

Tabla N°2. Tabla resumen de % recuperación de azufre año 2023.

Año	St (ton/año)	Sr (ton/año)	Sp (ton/año)	% Recuperación	% Recuperación mínima exigida por PPDA
2023	24.821	15.195	9.517	99,3	98
Azufre Total (St)					
Azufre Recuperado (Sr)					
Azufre Productos (Sp)					

Por lo tanto, el informe presentado por ENAP Refinería Aconcagua acredita que la eficiencia global exigida, para el sistema de recuperación de azufre, cumple con tener una eficiencia mínima de 98% para el año 2023.

Respecto a la evaluación de la entrega de los informes, del artículo 19º, se pudo verificar que el informe anual reportado para el año 2023 da cuenta del azufre emitido en toneladas/año (t/año) desde el SRA.



5.2. Resultados estimación de emisiones MP, NOx y/o SO₂, año 2023 por fuente emisora

Número de hecho constatado: 2

Exigencias:

D.S. N° 105/2018, Ministerio del Medio Ambiente, Aprueba plan de prevención y descontaminación atmosférica para las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví. Publicado en el D.O el sábado 30 de marzo de 2019.

Artículo 15°: “A partir de la publicación del presente decreto, el límite de emisión de MP, SO₂ y NOx para ENAP Refinerías Aconcagua, será aquel correspondiente al promedio de sus emisiones reportadas los años 2015, 2016 y 2017, en cumplimiento del D.S. N°138/2005 del Ministerio de Salud, las que representan su condición de operación promedio en ausencia de una norma específica. Adicionalmente, en el plazo de 3 años contado desde la publicación del presente decreto, el límite de emisión de MP para ENAP Refinerías Aconcagua será de 230 ton/año, para SO₂ 1.145 ton/año y para NOx 935 ton/año. Las emisiones máximas permitidas de SO₂ se han calculado de conformidad con la Resolución Exenta N°159/2003, de la Comisión Regional del Medio Ambiente de Valparaíso, que califica favorablemente el Proyecto “Complejo Industrial para aumentar la capacidad de la Refinería de Concón para Producir Diésel y Gasolinas”, que establece un límite de 6 ton/día, que en base anual corresponde a 2.190 ton/año de SO₂.”

Tabla 10. Emisiones máximas permitidas para ENAP Refinerías Aconcagua

EMISIONES MÁXIMAS PERMITIDAS	EMISIONES DE MP (t/año)	EMISIONES DE SO ₂ (t/año)	EMISIONES DE NOx (t/año)
Antes de la publicación del presente decreto	-	2.190	-
Desde la publicación del presente decreto	918	1.492	1.169
En el plazo de 3 años contado desde la publicación del presente decreto	230	1.145	935

Artículo 19°: “ENAP Refinerías Aconcagua deberá entregar a la Superintendencia del Medio Ambiente, en enero de cada año, un informe que dé cuenta del cumplimiento de las obligaciones establecidas en los artículos 15°, 16° y 17° del presente decreto, respecto al año calendario anterior.

El informe anual de verificación de cumplimiento, deberá contener al menos los siguientes aspectos:

- i. La identificación de todas las fuentes del establecimiento.
- ii. Memoria de cálculo de las emisiones de MP, SO₂ y NOx estimadas de acuerdo a la metodología validada previamente por la Superintendencia del Medio Ambiente, expresando las emisiones en toneladas/año (t/año).
- iii. Niveles de confiabilidad de los métodos de estimación y de los factores de emisión utilizados, citando la fuente correspondiente.
- iv. El azufre emitido en toneladas/año (t/año) desde el SRA, de acuerdo a metodología validada previamente por la Superintendencia del Medio Ambiente.
- v. Capacidad de procesamiento anual de combustible y cantidad de combustible procesado (m³/día).
- vi. El cálculo de las emisiones anuales para todas las fuentes que forman parte del establecimiento y la suma de éstas para todos los contaminantes regulados.
- vii. Todos los antecedentes que permitan verificar el valor de eficiencia global señalado en el artículo 16 del presente Decreto.”

Resultado (s) examen de información:

El complejo industrial está constituido por varias unidades de proceso cuyo objetivo es producir, a partir de crudo de petróleo, combustibles de alta calidad. Las unidades de proceso principales existentes en ENAP Refinerías Aconcagua, en adelante “ERA” son: Topping y Vacío I, Topping y Vacío II, Cracking Catalítico, Isomerización, Reformación Catalítica, Hidrocracking, Planta de MHC, Planta de NHT, Hidrodesulfurización de Diésel y de Gasolina, Planta Alquilación, Planta de Solventes, Planta de DIPE, Unidad de Coquización Retardada Coker. Complementan a las unidades de proceso las Plantas de Tratamiento para la eliminación de compuestos sulfurados en aguas y gases (SWS, tratamiento de gases y Unidades Recuperadoras de Azufre (URAs)) y Plantas de Reducción de Fenoles. ERA cuenta además con un parque de estanques para almacenar materia prima (petróleo crudo), productos intermedios y finales y está conectada por oleoductos (18 km)



con las instalaciones del Terminal Quintero, lugar donde se recibe la materia prima y se despachan los productos terminados a otras regiones del país. Hacia la Región Metropolitana los combustibles finales se despachan vía oleoductos.

Esta Superintendencia, aprobó la propuesta de cuantificación de emisiones de ENAP Refinería Aconcagua, a través de la Res. Ex. N°75/2021 SMA y modificada mediante Res. Ex. N°912/2023, y la Res. Ex. N°64/2025 de acuerdo el Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica para las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví.

Un resumen del tipo de método de cuantificación de emisiones que emiten MP, NOx y/o SO₂, utilizado por los establecimientos de ERA - Concón, ERA - Quintero y Central Combinada ERA; se muestran a continuación en la siguiente tabla:

Tabla N°3. Resumen de tipo de fuentes ERA-Concón, ERA-Quintero y Cogeneradora (Central Combinada ERA) que emiten MP, NOx y/o SO₂.

Tipo de fuente emisora	Ubicación	Nº Fuentes	Parámetros		
			MP	NOx	SO ₂
Calderas	ERA-Concón	5	CEMS	CEMS	CEMS
Calderas	ERA-Quinteros	1	FE	FE	M
Calderas	Cogeneradora	1	CEMS	CEMS	CEMS
Hornos	ERA-Concón	21	FE	FE	M
Cracking Catalítico	ERA-Concón	1	CEMS	FE ¹	CEMS
Unidad Recup. Azufre	ERA-Concón	3	FE	FE	CEMS
Antorchas	ERA-Concón	3	FE	FE	M
Torres de Enfriamiento ²	ERA-Concón	1	FE	O	O
Coker	ERA-Concón	1	M	O	O
Patio de Carga ³	ERA-Concón	1	M/FE	M/FE	M/FE
Grupos Electrógenos	ERA-Concón	5	FE	FE	FE
Grupos Electrógenos	ERA-Quinteros	3	FE	FE	FE
Grupos Electrógenos	Cogeneradora	2	FE	FE	FE
Turbinas	ERA-Concón	1	FE	FE	FE
Turbinas	Cogeneradora	1	FE	FE	FE
Planta de Ácido Sulfúrico	ERA-Concón	1	FE	FE	M/FE/CEMS
Nº de fuentes de emisiones ⁴		51			

FE: Factor de emisión.

CEMS: Sistema de monitoreo continuo de emisiones.

M: Método de balance de materia u otro conjunto de aproximaciones.

O: No aplica.

Respecto, a examen de información realizado a los informes de estimación de emisiones del titular del año 2023, es posible indicar que las fuentes emisoras declaradas para el complejo y respecto de las cuales se determinan las emisiones, contemplaban los establecimientos, “ENAP refinería Concón”, “ENAP terminal Quintero” y “Central Combinada ERA”. Además, el examen de información incluye las fuentes de los establecimientos que emiten MP, NOx y/o SO₂, las cuales fueron aprobadas e informadas en el reporte que establece el artículo 19° del PPDA. Se hace presente que, el informe da cuenta de las emisiones provenientes de la chimenea Bypass de la Unidad Cracking Catalítico para de MP y SO₂.

Las siguientes emisiones de la *Tabla N°4*, contiene los tres establecimientos ERA con un total de 51 fuentes que emiten MP, NOx y/o SO₂. Los factores y niveles de actividad de las fuentes se abordan por tipología de fuente en anexo al presente informe.

¹ FE de manera transitoria, hasta que no se implemente el CEMS, de acuerdo a ORD N°205288/2020 MMA y la Res. Ext. 64/2025.

² Se refiere a una única fuente, según registro RETC.

³ Incluye emisiones del combustor de vapores.

⁴ La propuesta metodológica aprobada consideró un total de 194 fuentes emisoras, para al menos uno de los parámetros declarados MP, SO₂, NOx, COV y CO. El número de fuentes que genera emisiones de los parámetros regulados con emisiones máximas permitidas (MP, SO₂ y/o NOx) al año 2023 corresponde a un total de 51 fuentes.



Tabla N°4. Resumen emisiones por fuentes de ERA-Concón, ERA-Quintero y Cogeneradora (Central Combinada ERA) de parámetros MP, NOx y SO₂, año 2023 (desde el 1 enero 2023 al 31 diciembre 2023).

Nº	TAG	Tipo de fuente	Nº Registro RFP	Nº Registro	t/año 2023		
					MP	SO ₂	NOx
1	B-210	Caldera	IN-GEV1037	IN000649-5	1,52	5,57	25,25
2	B-220	Caldera	IN-GEV6339	IN000650-9	0,65	2,39	19,32
3	B-230	Caldera	IN-GEV6363	IN000651-7	1,31	4,13	21,19
4	B-240	Caldera	IN-GEV6387	IN001036-0	0,13	0,05	0,83
5	U-751	Caldera	IN-GEV6414	IN000652-5	2,17	8,44	50,66
6	B-5212	Caldera	IN-GEV516	IN000761-0	0,09	0	0,58
7	B-130	Horno	HR-RYP718	PC000358-6	3,21	1,38	59,08
8	B-51	Horno	HR-RYP6783	PC000357-8	1,35	0,57	8,86
9	B-52	Horno	HR-RYP6849	PC000359-4	0,70	0,29	9,23
10	B-190	Horno	HR-RYP38653	No informado	0,06	0,03	0,76
11	B-651	Horno	HR-RYP6872	PC000367-5	0,67	0,28	4,40
12	B-652	Horno	HR-RYP6895	PC000368-3	1,92	0,80	12,66
13	B-301	Horno	HR-RYP6947	PC000361-6	0,47	0,19	6,14
14	B-302	Horno	HR-RYP6957	PC000362-4	0,69	0,28	9,07
15	B-371	Horno	HR-RYP7075	PC000363-2	3,96	1,67	26,07
16	B-372	Horno	HR-RYP7079	PC000364-0	0,44	0,18	5,73
17	B-471	Horno	HR-RYP7087	PC000365-9	0,24	0,10	3,22
18	B-472	Horno	HR-RYP7096	PC000366-7	0,29	0,12	3,79
19	B-1201	Horno	HR-RYP7233	PC000374-8	1,14	0,47	7,50
20	B-1202	Horno	HR-RYP7239	PC000375-6	1,72	0,73	11,33
21	B-1701	Horno	HR-RYP7368	PC000376-4	0,12	0,04	0,81
22	B-1801A	Horno	HR-RYP7398	PC000377-2	0,88	0,17	2,70
23	B-1801B	Horno	HR-RYP7408	PC002474-5	0,91	0,18	2,77
24	B-1981	Horno	HR-RYP9194	PC002238-6	0,19	0	2,47
25	B-751	Horno	HR-RYP7622	PC000369-1	0,29	0,12	3,79
26	B-803	Horno	HR-RYP52301	Pendiente	0,14	0,05	0,91
27	B-3001	Horno	HR-RYP7626	PC000382-9	2,58	6,22	69,14
28	FCCU	Regenerador FCCU	RG-RYP8848	PC000380-2	111,86	42,86	82,70
29	L-1101	URAs	IC-RYP9404	PC000372-1	0,16	258,97	0,17
30	L-1644	URAs	IC-RYP9449	PC000373-K	0,19	310,49	0,58
31	L-3504	URAs	IC-RYP9459	PC000381-0	1,20	391,46	0,82
32	A-100	Antorchas	AN-RYP9538	PC000378-0	0	0,41	3,49
33	A-200	Antorchas	AN-RYP16755	PC000379-9	0	0,70	5,58
34	L-3741	Antorchas	AN-RYP9546	PC000383-7	0	0,71	4,42
35	PLE-04	T.T.E.E.	PS-OR13043	PS000966-2	20,81	0	0
36	Coker	Planta coque	PS-OR13075	PS001022-9	0,04	0	0
37	J-299	Grupo electrógeno	EL-OR6347	EL004533-1	0	0	0,01
38	J-298	Grupo electrógeno	EL-OR711	EL004550-1	0	0	0
39	GE-Alquilación	Grupo electrógeno	EL-OR-6410	EL026326-5	0	0	0
40	GE-Coker	Grupo electrógeno	EL-OR-6419	EL026330-3	0	0	0,02
41	G5002	Grupo electrógeno	EL-OR-515	EL004645-1	0,03	0,02	0,38
42	GE-Reemplazo 5002	Grupo electrógeno	EL-OR-56684	Pendiente	0	0	0
43	GE-Sala de control	Grupo electrógeno	EL-OR-6411	EL026335-4	0	0	0,01
44	GE Black Start (BS)	Grupo electrógeno	EL-OR-9468	ELO36854-7	0,05	0,05	0,77
45	GE respaldo (EDG)	Grupo electrógeno	EL-OR-9481	ELO36853-9	0,01	0,01	0,20
46	El Bato	Grupo electrógeno	Pendiente	-	0,01	0	0,07
47	J-236	Turbina	TG-GEV-6475	PC003440-1	0	0,04	0,12
48	Planta Acido	Planta de ácido	IC-RYP-59047	PC002238-6	0	27,95	0
49	Combustor	Patio de carga	PS-OR-16539	PC000697-6	0	0	0,06
50	Cogen Turbina	Turbina	TG-GEV10698	PC003861-K	12,86	3,38	93,44
51	Cogen Caldera	Caldera	IN-GEV9500	IN003466-6	0,04	0	2,27



	Total emisión	175	1.072	563	
	MP	SO₂	NOx		
	máxima emisión permitida PPDA (t/año), en un plazo de 3 años contados desde la publicación del decreto (es decir desde el 31 de marzo de 2022)	230	1.145	935	

Cálculos de emisiones diarias por tipo de fuente emisora.

En la siguiente tabla se muestran las emisiones por tipo de fuentes:

Tabla N°5. Emisiones por tipo de fuente.

	t/año (desde 01-ene-2023 a 31-dic-2023)		
	MP	SO ₂	NOx
Calderas	5,91	20,58	120,10
Hornos	21,97	13,87*	250,43
Planta de ácido (SAR)	-	27,95	-
URAs	1,55	960,92	1,57
Regenerador FCCU	111,86	42,86	82,70
Antorchas (Flare)	-	1,82	13,49
Grupo electrógeno	0,10	0,08	1,46
Cogeneradora	12,86	3,38	93,44
T.T.E.E.	20,81	-	-
Patio de carga (Combust.)	-	-	0,06
Planta coque	0,04	-	-
Turbina	-	0,04	0,12
Total emisión	175	1.072	563
Emisión máx. permitida	230	1.145	935
Verificación de límites de emisión	No excede	No excede	No excede

*La determinación de emisiones de SO₂ de hornos de proceso se realizó de acuerdo con la metodología presentada en la Carta N°255/2023, y aprobada mediante Res. Ext. 64/2025.

La estimación de emisiones de MP, NOx y SO₂ de ENAP para el año 2023, se encuentran por debajo de los límites exigidos en el artículo 15° del plan.

Respecto a la evaluación de la entrega de los informes, con los contenidos de los puntos i al vii del artículo 19°, se pudo verificar que el informe anual del año 2023 reportado contiene los puntos solicitados en el artículo. Respecto de la capacidad de procesamiento anual de combustible y cantidad de combustible procesado (m³/día) informada por el titular, esta se detalla a continuación:

Tabla N°6. Tabla capacidad de procesamiento de combustible, año 2023.

Año	Capacidad de combustible procesado (m ³ /día) (*)	Capacidad de procesamiento anual de combustible(m ³ /día) (**)
2023	11.386	16.500

(*) El crudo se procesa en las unidades de Topping 1 y Topping 2.

(**) Total procesado (crudos y reproceso).

Nota: Valores entregados mediante Carta N°144/2024.



5.3. Estado de implementación sistema de monitoreo continuo de emisiones CEMS

Número de hecho constatado: 3

Exigencias:

D.S. N° 105/2018, Ministerio del Medio Ambiente, Aprueba plan de prevención y descontaminación atmosférica para las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví.

Artículo 7°: “Para acreditar el cumplimiento de los límites máximos de emisiones de MP, NOx y SO₂ establecidos en el artículo 4°, las calderas de potencia térmica mayor o igual a 20 MWt, deberán implementar un sistema de monitoreo continuo desde su entrada en operación. Dicho sistema, deberá validarse de acuerdo al protocolo técnico establecido en la Resolución Exenta N°627/2016 de la Superintendencia del Medio Ambiente⁵, o en la que lo reemplace.”

Artículo 17°: “ENAP Refinerías Aconcagua deberá implementar un sistema de monitoreo continuo de emisiones, que deberán ser validados de acuerdo al protocolo técnico establecido en la Resolución Exenta N°627/2016, de la Superintendencia del Medio Ambiente, que aprueba Protocolo técnico para la validación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones “CEMS” requeridos por Resoluciones de Calificación Ambiental y Planes de Prevención y/o Descontaminación”, o el que lo reemplace. El monitoreo continuo de emisiones deberá implementarse de acuerdo al siguiente cronograma:

Tabla 11. Especificaciones monitoreo continuo ENAP Refinerías Aconcagua

EQUIPO/ PROCESO	PLAZO	PARÁMETROS A MEDIR	OBSERVACIÓN
Unidades de recuperación de azufre	Un año desde la publicación del presente decreto.	Caudal de salida Concentración de SO ₂	Gases: Concentración de promedios horarios para cada contaminante expresado en mg/m ³ N Flujo de gases de salida expresado en Nm ³ /h
Cracking Catalítico	Un año desde la publicación del presente decreto.	Caudal de salida Concentración de SO ₂ y MP	Partículas: Concentración de promedios horarios expresado en mg/Nm ³ Gases: Concentración de promedios horarios para cada contaminante expresado en mg/m ³ N Flujo de gases de salida expresado en Nm ³ /h

El sistema de monitoreo continuo deberá cumplir con las siguientes condiciones: (...)"

(...) e) Los datos que se obtengan del monitoreo continuo establecido en la tabla 11, deberán estar en línea con los sistemas de información de la Superintendencia del Medio Ambiente y con la Seremi del Medio Ambiente.

Artículo 24°: Los datos que se obtengan del monitoreo continuo de emisiones deberán estar en línea con los sistemas de información de la Superintendencia del Medio Ambiente, el que será implementado en un plazo de 6 meses desde publicado el presente decreto. Dicho sistema deberá estar en línea con la plataforma señalada en el artículo 53°.

⁵ Aprueba Protocolo técnico para la validación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones “CEMS” requeridos por Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) y Planes de Prevención y/o Descontaminación (PPDA).



Resultado (s) examen de información:

Del examen de información de la documentación revisada, es posible señalar lo resumido en la siguiente tabla:

Tabla N°7. Estado de implementación de CEMS.

Fuente emisora	Código de Fuente	Parámetros	Fecha Res. validación CEMS	Res. validación CEMS	Fecha presentación propuesta conexión en línea por titular	Fecha aprobación propuesta de conexión en línea (SMA)
Caldera (i) ⁶	B-230	CO ₂ , Flujo, MP, NOx, O ₂	20-12-2018	1612	03-12-2019	10-02-2020
Caldera (i) ⁷	B-240	CO ₂ , Flujo, MP, NOx, O ₂	15-04-2019	510	03-12-2019	10-02-2020
Caldera (i) ⁸	B-210	CO ₂ , Flujo, MP, NOx, O ₂	15-04-2019	509	03-12-2019	10-02-2020
Caldera (i) ⁹	U-751	CO ₂ , Flujo, MP, NOx, O ₂	15-04-2019	512	03-12-2019	10-02-2020
Caldera (i) ¹⁰	B-220	CO ₂ , Flujo, MP, NOx, O ₂	15-04-2019	511	03-12-2019	10-02-2020
Caldera-Cogeneradora	IN003466-5	CO ₂ , Flujo, NOx, O ₂	19-01-2021	97	19-01-2021	16-12-2020
		MP	09-06-2022	888	19-01-2021	16-12-2020
Unidad Recuperadora de azufre	URA 3	SO ₂ , O ₂ , Caudal	15-04-2021	858	09-04-2021	03-05-2021
Unidad Recuperadora de azufre	URA 1	SO ₂ , O ₂ , Caudal	14-07-2021	1605	09-04-2021	03-05-2021
Unidad Recuperadora de azufre	URA 2	SO ₂ , O ₂ , Caudal	21-04-2021	886	09-04-2021	03-05-2021
Cracking catalítico	FCC	SO ₂ , O ₂ , Caudal	24-06-2021	1460	09-04-2021	03-05-2021
		MP	01-09-2021	1933	09-04-2021	
		NOx	Será incorporado en la instalación del sistema de abatimiento de emisiones del Wet Gas Scrubber (WGS).		-	-

Nota: (i) Las calderas tienen instalado y operando CEMS de SO₂, acogido a las exenciones del protocolo CEMS.

A través de la Resolución Exenta N°802/2021, de fecha 08 de abril de 2021, la SMA aceptó la implementación y validación del Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) de NOx en la Unidad Cracking Catalítico, en el plazo de 23 meses desde su notificación. Lo anterior, como parte de la instalación del Wet Gas Scrubber (WGS).

A la fecha se tiene validadas 5 calderas de ERA y 1 caldera de la planta cogeneradora con CEMS (6 calderas en total); dichas calderas son todas las que tiene ENAP con la obligación de monitoreo continuo al tener una potencia térmica superior a 20 MWt, por lo tanto, se ajusta a lo establecido en el artículo N°7 del PPDA CQP.

Respecto a los procesos con obligación de instalar y validar CEMS, la URA N°1, N°2 y N°3, estos cuentan con validación de CEMS. La validación del CEMS del Cracking Catalítico se encuentra pendiente. A partir de julio 2023 (Carta N°241/2023 ENAP), entra en operación la Unidad de Cracking Catalítico con el sistema de abatimiento Wet Gas Scrubber (WGS), con la instalación de nuevos CEMS).

Cabe señalar que las fuentes con sistemas de monitoreos continuo tienen propuesta de conexión en línea presentadas a la SMA, encontrándose conectadas.

⁶ Res. Ex. 1883/2020 SMA validación CEMS de CO, oct-2020.

⁷ Res. Ex. 1354/2020 SMA validación CEMS de CO, ene-2020.

⁸ Res. Ex. 1352/2020 SMA validación CEMS de CO, abr-2020.

⁹ Res. Ex. 1355/2020 SMA validación CEMS de CO, ene-2020.

¹⁰ Res. Ex. 1353/2020 SMA validación CEMS de CO, abr-2020.



6. CONCLUSIONES

La actividad de fiscalización consistió en un examen de información basado en la revisión de los antecedentes presentados por el titular en el marco del cumplimiento del artículo 19° del D.S. 105/2018, del Ministerio el Medio Ambiente, relativo a las obligaciones establecidas en los artículos 15°, 16° y 17°, de acuerdo con los contenidos del artículo 19° del decreto, respecto al año calendario anterior del PPDA CQP.

De la información de los informes y reportes adjuntos se determinó que dichos reportes dan cuenta de la eficiencia y emisiones del ENAP para el año 2023.

De la revisión documental realizada por la SMA a los antecedentes presentados por el titular se determinó que dichos reportes dan cuenta de:

- i. Los informes de eficiencia y emisiones de ENAP, correspondiente al año 2023 fueron presentados ajustándose a los plazos y contenidos establecidos en los puntos i a vii del artículo 19° del Plan.
- ii. La eficiencia global de ENAP establecida en el artículo 16° del PPDA, cumple con el mínimo de 98% para el año 2023.
- iii. La estimación de emisiones de MP, NOx y SO₂ de ENAP para el año 2023, cumplen los límites exigidos en el artículo 15° del plan para el periodo analizado.
- iv. Respecto al estado de implementación de los CEMS, a la fecha se encuentran validados para: 6 calderas y 3 URAS, en cuanto al Cracking Catalítico se realiza la instalación de Wet Gas Scrubber y por tanto de nuevos CEMS según lo señalado en la Carta N°241/2023, que se encuentran en proceso de validación de CEMS.

De acuerdo con los resultados del examen de información realizado a los informes reportados por el titular, en conjunto con los antecedentes que los acompañan, es posible señalar que no se constataron hallazgos asociados a las medias establecidas en los artículos 15°, 16° y 19° del PPDA CQP.

El examen de información realizado no obsta que en el futuro se realicen nuevos requerimientos o procedimientos de fiscalización ambiental, ni exime de ninguna clase de responsabilidad que pudiese contraer por cualquier hallazgo respecto del instrumento que lo regula, que se produzca con anterioridad o posterioridad a la fecha en que se efectuó este análisis, y no hubiera sido directamente percibido y/o constatado.



7. ANEXOS

Nº Anexo	Nombre Anexo
1	Corrientes de entrada y salida de balance de azufre.
2	Listado de fuentes emisoras de ERA Concón, ERA Quintero, Cogeneradora Aconcagua que emiten MP, NOx y/o SO ₂ .
3	Nivel de actividad año 2023, utilizados para las fuentes emisoras de ERA Concón, ERA Quintero y Cogeneradora Aconcagua que emiten MP, NOx y/o SO ₂ .
4	Factores, año 2023, utilizados para las fuentes emisoras de ERA Concón, ERA Quintero y Cogeneradora Aconcagua que emiten MP, NOx y/o SO ₂ .
5	Carta conductora N°241 ENAP, de fecha 26 de julio de 2023.
6	Carta Conductora N°255 ENAP, de fecha 16 de agosto de 2023.
7	Carta Conductora N°312 ENAP, de fecha 26 de diciembre de 2023.
8	Carta Conductora N°08 ENAP, de fecha 15 de enero de 2024.
9	Carta Conductora N°23 ENAP, de fecha 01 de febrero de 2024.
10	Carta Conductora N°33 ENAP, de fecha 07 de marzo de 2024.
11	Resolución Exenta N°2200 SMA, con fecha 25 de noviembre de 2024.
12	Carta Conductora N°144 ENAP, de fecha 04 de diciembre de 2024.
13	Resolución Exenta N°64 SMA, de fecha 17 de enero de 2025.



● Anexo 1: Corrientes de entrada y salida de balance de azufre

Las corrientes de entrada y salida del balance de azufre, con el detalle de las componentes de cada línea de entrada y salida, se señalan en la siguiente figura:

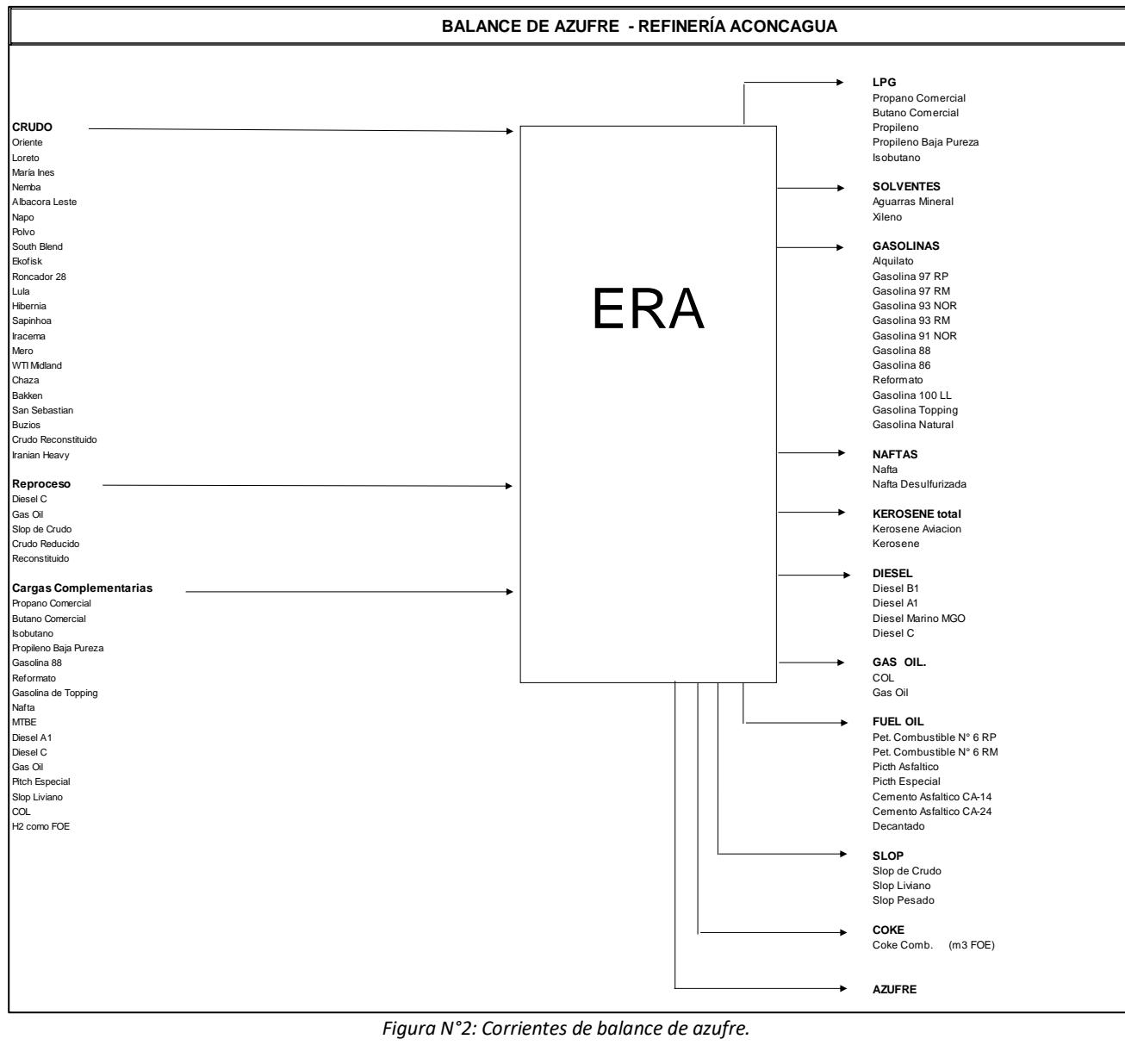


Figura N°2: Corrientes de balance de azufre.



- **Anexo 2: Listado de fuentes emisoras de ERA Concón, ERA Quintero, Cogeneradora Aconcagua que emiten MP, NOx y/o SO₂**

Tabla N°8. Fuentes de ERA.

Nº	Cód. Interno	Tipo	Establecimiento	Cód. EIND	Nº RFP
1	B-190*	Horno	Concón	-	HR-RYP38653
2	B-51	Horno	Concón	PC000357-8	HR-RYP6783
3	B-130	Horno	Concón	PC000358-6	HR-RYP718
4	B-52	Horno	Concón	PC000359-4	HR-RYP6849
5	B-301	Horno	Concón	PC000361-6	HR-RYP6947
6	B-302	Horno	Concón	PC000362-4	HR-RYP6957
7	B-371	Horno	Concón	PC000363-2	HR-RYP7075
8	B-372	Horno	Concón	PC000364-0	HR-RYP7079
9	B-471	Horno	Concón	PC000365-9	HR-RYP7087
10	B-472	Horno	Concón	PC000366-7	HR-RYP7096
11	B-651	Horno	Concón	PC000367-5	HR-RYP6872
12	B-652	Horno	Concón	PC000368-3	HR-RYP6895
13	B-751	Horno	Concón	PC000369-1	HR-RYP7622
14	B-803	Horno	Concón	Pendiente	HR-RYP52301
15	B-1201	Horno	Concón	PC000374-8	HR-RYP7233
16	B-1202	Horno	Concón	PC000375-6	HR-RYP7239
17	B-1701	Horno	Concón	PC000376-4	HR-RYP7368
18	B-1801A	Horno	Concón	PC000377-2	HR-RYP7398
19	B-1981	Horno	Concón	PC002238-6	HR-RYP9194
20	B-1801B	Horno	Concón	PC002474-5	HR-RYP7408
21	B-3001	Horno	Concón	PC000382-9	HR-RYP7626
22	B-220	Caldera	Concón	IN000650-9	IN-GEV6339
23	B-210	Caldera	Concón	IN000649-5	IN-GEV1037
24	B-230	Caldera	Concón	IN000651-7	IN-GEV6363
25	U-751	Caldera	Concón	IN000652-5	IN-GEV6414
26	B-240	Caldera	Concón	IN001036-0	IN-GEV6387
27	A-100	Antorcha	Concón	PC000378-0	AN-RYP9538
28	A-200	Antorcha	Concón	PC000379-9	AN-RYP16755
29	L-3741	Antorcha	Concón	PC000383-7	AN-RYP9546
30	TTEE	Torre de Enfriamiento	Concón	PS000966-2	PS-OR13043
31	Coquificación	Coker	Concón	PS001022-9	PS-OR13075
32	Planta Ácido	Planta de ácido	Concón	PC002238-6	IC-RYP-59047
33	J-299	Grupo Electrógeno	Concón	EL004533-1	EL-OR6347
34	J-298 GE-110	Grupo Electrógeno	Concón	EL004550-1	EL-OR711
35	GE-Alquilación	Grupo Electrógeno	Concón	EL026326-5	EL-OR-6410
36	GE-Coker	Grupo Electrógeno	Concón	EL026330-3	EL-OR-6419
37	GE-S.Control	Grupo Electrógeno	Concón	EL026335-4	EL-OR-6411
38	J-236	Turbina	Concón	PC003440-1	TG-GEV-6475
39	L-1101	URAs	Concón	PC000372-1	IC-RYP9404
40	L-1644	URAs	Concón	PC000373-K	IC-RYP9449
41	L-3504	URAs	Concón	PC000381-0	IC-RYP9459
42	FCCU	Regenerador FCCU	Concón	PC000380-2	RG-RYP8848
43	Combuster	Patio de Carga	Concón	PC000697-6	PS-OR-16539
44	G-5002	Grupo Electrógeno	Quintero	EL004645-1	EL-OR-515
45	GE-Reemplazo 5002	Grupo Electrógeno	Quintero	Pendiente	EL-OR-56684
46	El Bato	Grupo Electrógeno	Quintero*	-	Pendiente
47	B-5212	Caldera	Quintero	IN000761-0	IN-GEV516
48	10BDV10	Generador	Cogeneradora	ELO36853-9	EL-OR-9481
49	10BDV20	Generador	Cogeneradora	ELO36854-7	EL-OR-9468
50	11HA10	Caldera Recuperadora de calor (HRSG)	Cogeneradora	IN003466-5	IN-GEV9500
51	11MB	Turbina	Cogeneradora	PC003861-K	TG-GEV10698

* Carta N°144/2024 ENAP.



- **Anexo 3: Nivel de actividad año 2023, utilizados para las fuentes emisoras de ERA Concón, ERA Quintero y Cogeneradora Aconcagua que emiten MP, NOx y/o SO₂**

La estimación de emisiones, enviada por el titular, se agrupa según tipología de fuente; por lo tanto, se incluye el nivel de actividad para las fuentes de ERA-Concón, ERA-Quintero y Central Combinada ERA. Los distintos tipos de fuentes que presentan metodologías son:

- Calderas y Hornos
- Cracking catalítico
- Unidad recuperadora de azufre
- Antorchas
- Torres de enfriamiento
- Coker
- Combustor de patio de carga
- Grupos electrógenos
- Turbina
- Planta de ácido sulfúrico
- Unidad cogeneradora

a) Calderas y Hornos

- **Nivel de actividad:**

Se identifican las fuentes tipo calderas y hornos, y su nivel de actividad:

Tabla N°5. Calderas de ERA.

TAG	Nº Registro RETC	Nº RFP	Ubicación	Nivel de actividad 2023	Unidad	Combustible
B-210	IN000649-5	IN-GEV1037	Concón	CEMS	-	Fuel Gas
B-220	IN000650-9	IN-GEV6339	Concón	CEMS	-	Fuel Gas
B-230	IN000651-7	IN-GEV6363	Concón	CEMS	-	Fuel Gas
B-240 (*)	IN001036-0	IN-GEV6387	Concón	CEMS	-	Gas Natural
U-751	IN000652-5	IN-GEV6414	Concón	CEMS	-	Fuel Gas
B-5212	IN000761-0	IN-GEV516	Quintero	694,7	kSm ³	Gas Natural
11HA10	IN003466-5	IN-GEV9500	Cogeneradora	-	kSm ³	Gas Natural

(*) En el caso de la caldera B-240, cabe indicar, que el combustible actualmente utilizado corresponde a Gas Natural, el cual podría modificarse a Fuel Gas posteriormente, conforme a lo establecido en la Resolución de Calificación Ambiental, R.E N°06/2019 que aprobó el proyecto "Adecuaciones Operacionales Cogeneradora Aconcagua".

Tabla N°6. Hornos de ERA Concón.

TAG	Descripción	Nº Registro RETC	Nº RFP	Nivel de actividad 2023	Unidad	Control de NOx	Combustible
B-130	Horno de Topping 1	PC000358-6	HR-RYP718	30.936,9	kSm ³	✓	Fuel Gas
B-51	Horno de Topping 1	PC000357-8	HR-RYP6783	13.056,2	kSm ³	✓	Fuel Gas
B-52	Horno de Unidad de Vacío 1	PC000359-4	HR-RYP6849	6.778,8	kSm ³		Fuel Gas
B-651	Horno de Unidad de Vacío 2	PC000367-5	HR-RYP6872	6.442,05	kSm ³	✓	Fuel Gas
B-652	Horno de Unidad de Vacío 2	PC000368-3	HR-RYP6895	18.516,7	kSm ³	✓	Fuel Gas
B-301	Horno de Unidad Mild Hidrocracking	PC000361-6	HR-RYP6947	4.512,25	kSm ³		Fuel Gas
B-302	Horno de Unidad Mild Hidrocracking	PC000362-4	HR-RYP6957	6.656,82	kSm ³		Fuel Gas
B-371	Horno Unidad de Reformación	PC000363-2	HR-RYP7075	38.158,9	kSm ³	✓ (*)	Fuel Gas
B-372	Horno Unidad de Reformación	PC000364-0	HR-RYP7079	4.190,14	kSm ³		Fuel Gas
B-471	Horno Unidad de Hidrotratamiento de Nafta	PC000365-9	HR-RYP7087	2.387,91	kSm ³		Fuel Gas
B-472	Horno Unidad de Hidrotratamiento de Nafta	PC000366-7	HR-RYP7096	2.889,38	kSm ³		Fuel Gas
B-1201	Horno Unidad de Hidrocracking	PC000374-8	HR-RYP7233	11.147,9	kSm ³	✓ (*)	Fuel Gas
B-1202	Horno Unidad de Hidrocracking	PC000375-6	HR-RYP7239	16.694,7	kSm ³	✓ (*)	Fuel Gas
B-1701	Horno Unidad de Hidrosulfurización de gasolinas	PC000376-4	HR-RYP7368	1.313,38	kSm ³	✓	Fuel Gas



B-1801A	Horno Unidad de Hidrosulfurización de diesel	PC000377-2	HR-RYP7398	4.003,56	kSm ³	✓	Fuel Gas
B-1801B	Horno Unidad de Hidrosulfurización de diesel	PC002474-5	HR-RYP7408	4.059,61	kSm ³	✓	Fuel Gas
B-1981	Horno de Unidad de Regeneración de ácido	PC002238-6	HR-RYP9194	1.546,50	kSm ³		Gas Natural
B-751	Horno de Planta de Cracking	PC000369-1	HR-RYP7622	3.222,66	kSm ³		Fuel Gas
B-803	Horno	Pendiente	HR-RYP52301	1.335,99	kSm ³	✓	Fuel Gas
B-3001	Horno de Unidad de Coquización Retardada	PC000382-9	HR-RYP7626	28.164,6	kSm ³	✓	Gas de Coker
B-190	Horno de Unidad de Vació	-	HR-RYP38653	621,71	kSm ³		Fuel Gas

(*): Se cuenta con quemadores Low NOx desde abril, junio y julio 2020.

Nota 1: Para el año 2023 se ha cambiado al punto F620_S.B con el análisis ASTM D6667, que entrega el contenido de S en el combustible en [ppm] mísico, las fuentes que cambian metodología de SO₂ son: B-130, B-51, B-52, B-651, B-652, B-301, B-302, B-371, B-372, B-471, B-472, B-1201, B-1202, B-1701, B-1801A, B-1801B, B-751, B-801, B-190, todas a partir de enero 2023. De acuerdo a la Res. Ex 64/2025, que aprueba modificación de la metodología.

Nota 2: Desde el año 2020 las calderas que cuentan con CEMS de CO son B-210, B-220, B-230, B-240 y U-751.

Combustibles: Los combustibles utilizados son (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 de combustible, los que reportan sus lecturas a través del sistema de datos PI.

Tabla 7. Fuentes de emisión registradas FCC en ERA Concón¹¹.

Parámetro	Unidades	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	Jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23
PCS_FG	BTU/m ³	31.729	30.974	31.785	31.504	32.525	32.977	30.348	30.800	30.130	29.511	29.123	30.505
PCI_FG	BTU/m ³	27.567	26.043	27.423	27.770	29.225	29.554	27.102	25.493	24.976	24.217	24.281	25.565
S_FG	ppm_wt	36,67	49,15	44,20	52,59	67,52	28,77	42,95	27,72	32,88	33,82	27,15	14,23
FG_Densidad	Kg/m ³	0,62	0,57	0,58	0,56	0,54	0,57	0,53	0,56	0,54	0,53	0,53	0,54
PCI_FG_coker	BTU/m ³	35.260	35.368	36.518	36.514	35.668	37.810	35.404	35.070	35.485	35.472	35.394	37.402
H2S_Horno_Coker	v/v	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,011	0,008
PCS_GN	BTU/m ³	37.962	38.096	38.380	38.156	37.165	37.165	36.773	36.623	36.952	37.558	37.205	36.907
S_GN	mg/Sm ³	0,10	0,17	0,21	0,06	0,17	0,16	0,20	0,17	0,13	0,04	0,19	0,18
GN_DENS	kg/m ³	0,76	0,76	0,77	0,76	0,73	0,73	0,71	0,71	0,72	0,74	0,73	0,72

b) Cracking catalítico

Se identifican las fuentes tipo cracking catalítico, y nivel de actividad:

Tabla N°8. Fuentes de emisión registradas FCC en ERA Concón.

TAG	Descripción	Nº Registro RETC	Nº RFP	Ubicación	Nivel de actividad 2023	Unidad
B-755	Cracking Catalítico Fluidizado (FCC)	PC000380-2	RG-RYP8848	Concón	1.141.239	m ³ alim

Nota 1: El día 15 de abril de 2023 fue detenida la Unidad de Cracking Catalítico para la ejecución de una mantención programada, además de las obras de conexión necesarias para la implementación del Wet Gas Scrubber (Carta 200/2023 ENAP).

Nota 2: El día 13 de julio de 2023 se inicia el proceso de encendido de la Unidad de Cracking Catalítico, con la instalación del Wet Gas Scrubber (Carta 241/2023 ENAP).

c) Unidad recuperadora de azufre

Se identifican las unidades recuperadoras de azufre (URA), y su nivel de actividad:

Tabla N°9. Hornos Post-Combustión URA.

TAG	Descripción	Nº Registro RETC	Nº RFP	Ubicación	Nivel de actividad 2023	Unidad
L-1101	URA I	PC000372-1	IC-RYP9404	Concón	1.536,59	Ton
L-1644	URA II	PC000373-k	IC-RYP9449	Concón	5.351,56	Ton

¹¹ The emission factors in this table may be converted to other natural gas heating values by multiplying the given emission factor by the ratio of the specified heating value to this average heating value



L-3504	URA III	PC000381-0	IC-RYP9459	Concón	7.453,53	Ton
--------	---------	------------	------------	--------	----------	-----

d) Antorchas

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con tres antorchas en Concón. Su nivel de actividad se presenta en la siguiente tabla:

Tabla N°10. Antorchas de ERA.

TAG	Descripción	Nº Registro RETC	Nº RFP	Ubicación	Nivel de actividad 2023	Unidad
A-100	Antorcha	PC000378-0	AN-RYP9538	Concón	119,49	TJ
A-200	Antorcha	PC000379-9	AN-RYP16755	Concón	200,48	TJ
L-3741	Antorcha de Coker	PC000383-7	AN-RYP9546	Concón	151,17	TJ

e) Torres de enfriamiento

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

Tabla N°11. Torres de Enfriamiento ERA.

TAG	Descripción	Nº Registro RETC	Nº RFP	Ubicación	Nivel de actividad 2023	Unidad
PLE – 04	T.T.E.E.	PS000966-2	PS-OR13043	Concón	72.908.830	m³ agua

Tabla N°12. Actividad T.T.E.E. 2023.

Mes	Flujo de agua [m³]	Conductividad [uS/cm]	TDS [ppmv]
Enero	6.433.723	1.291	865
Febrero	6.414.442	1.120	750
Marzo	7.359.028	1.174	786
Abrial	7.019.804	2.967	1.988
Mayo	4.948.322	2.726	1.826
Junio	4.150.848	2.207	1.479
Julio	6.829.153	2.433	1.630
Agosto	7.597.576	2.590	1.735
Septiembre	6.744.076	2.581	1.729
Octubre	2.230.555	2.708	1.814
Noviembre	5.708.706	2.350	1.575
Diciembre	7.472.596	1.553	1.040

f) Coker

ERA posee una planta de Coquificación (Coker) de tipo coquificación retardada, las cuales poseen operación semi batch. Las fuentes hornos y antorcha de la planta coker se consideraron en los capítulos anteriores.

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.

Tabla 13. Fuente de emisiones fugitivas registrada planta Coker.

TAG	Descripción	Nº Registro RETC	Nº RFP	Ubicación	Nivel de actividad 2023	Unidad
Coker	Planta coque	PS001022-9	PS-OR13075	Concón	333.593	ton

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 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.

Tabla N°14. Actividad planta Coker 2023.

Mes	Producción [ton]	Humedad coque [% m/m]	Velocidad del viento [m/s]
Enero	32.392	8,4	2,7
Febrero	27.738	8,0	2,6
Marzo	30.334	9,7	2,3
Abril	21.936	13,6	2,2
Mayo	30.812	13,4	2,2
Junio	14.108	14,1	2,2
Julio	29.465	13,0	2,3
Agosto	33.290	13,2	2,5
Septiembre	32.432	13,1	2,4
Octubre	30.123	13,7	2,5
Noviembre	31.369	13,8	2,7
Diciembre	19.593	13,3	2,7

g) Combustor de 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:

Tabla N°15. Fuentes de emisiones patio de carga.

TAG	Descripción	Nº Registro RETC	Nº RFP	Ubicación	Nivel de actividad 2023	Unidad
Patio de carga	Patio de carga	PS000991-3(*)	PS -OR - 13087	Concón	142.568	m ³ productos
Combustor	Combustor	PC000697-6	PS -OR - 16539	Concón	6,57	Ton LPG

(*) Ver en patio de carga la metodología (emite COV).

En el patio de carga también existen emisiones asociadas a la fuente PS000991-3, que es el patio de carga propiamente tal. 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, SO₂, NOx.

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. 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).

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.

h) Grupos electrógenos

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

Tabla N°16. Grupos electrógenos de ERA.



TAG	Descripción	Nº Registro RETC	Nº RFP	Ubicación	Nivel de actividad 2023	Unidad
J-299	Grupo electrógeno	EL004533-1	EL-OR6347	Concón	0,14	m ³
J-298	Grupo electrógeno	EL004550-1	EL-OR711	Concón	0,07	m ³
GE-Alquilación	Grupo electrógeno	EL026326-5	EL -OR - 6410	Concón	0,00	m ³
GE-Coker	Grupo electrógeno	EL026330-3	EL -OR - 6419	Concón	0,22	m ³
GE-Sala de Control	Grupo electrógeno	EL026335-4	EL -OR - 6411	Concón	0,20	m ³
G5002	Grupo electrógeno	EL004645-1	EL -OR - 515	Quintero	5,21	m ³
10BDV10	GE respaldo (EDG)	EL036853-9	EL -OR - 9481	Cogeneradora Concón	2,69	m ³
10BDV20	GE Black Start (BS)	EL036854-7	EL -OR - 9468	Cogeneradora Concón	10,63	m ³
El Bato	Grupo electrógeno	-	Pendiente		0,98	m ³

i) 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 NOx.

Tabla N°17. Fuente emisora Turbina ERA.

TAG	Descripción	Nº Registro RETC	Nº RFP	Ubicación	Nivel de actividad 2023	Unidad
J-236	Turbina	PC003440-1	TG -GEV - 6475	Concón	9,13	m ³ kerojet

j) 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%.

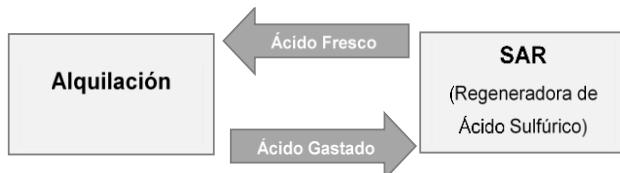


Figura: Esquema Unidad de Regeneración de Ácido y Alquilación

Las metodologías propuestas son: Balance de materia, para emisiones de SO₂, la metodología fue obtenida de US-EPA, AP-42, Sección 8.10 "Sulfuric Acid", 1993.

Para las plantas de ácido sulfúrico, las emisiones más importantes son las de SO₂, según lo establecido por US-EPA, AP-42, Capítulo 8, sección 10, "Sulfuric Acid", 1993. En la Tabla se muestran los datos de fuente emisora registrada en ventanilla única RETC de ERA.

Tabla N°18. Registro RETC para Planta de Ácido.

TAG	Descripción	Nº Registro RETC	Nº RFP	Ubicación	Nivel de actividad 2023	Unidad
B-1981	Chimenea planta de ácido	PC002238-6	IC -RYP - 59047	Concón	14.225,23	ton H ₂ SO ₄

k) 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 atmósfera 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°1134/2022 y previo a ello con Res. Exenta N°1459/2017, para la Cuantificación de Emisiones en el Marco de la Ley 20.780.

Tabla N°19. Caldera y turbina de Central combinada ERA.

TAG	Descripción	Nº Registro RETC	Nº RFP	Ubicación	Nivel de actividad 2023	Unidad
11HA10	Caldera Recuperadora de calor (HRSG)	IN003466-5	IN-GEV9500	Cogeneradora, Concón	0,00	kSm ³
11MB	Turbina	PC003861-K	TG-GEV10698	Cogeneradora, Concón	143.494	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.

Los consumos de combustible para el intervalo i-ésimo, se obtienen desde el sistema PI, kSm³. Los poderes caloríficos desde registros de proveedores de gas natural.

- Anexo 4: Factores 2023, utilizados para las fuentes emisoras de ERA Concón, ERA Quintero y Cogeneradora Aconcagua que emiten MP, NOx y/o SO₂**

La estimación de emisiones, enviada por el titular, se agrupa según tipología de fuente; por lo tanto, se incluye los factores para las fuentes de ERA-Concón, ERA-Quintero y Central Combinada ERA. Los distintos tipos de fuentes que presentan metodologías son:

- Calderas y Hornos
- Cracking catalítico
- Unidad recuperadora de azufre
- Antorchas
- Torres de enfriamiento
- Coker
- Combustor de patio de carga
- Grupos electrógenos
- Turbina
- Planta de ácido sulfúrico
- Unidad cogeneradora

a) Calderas y Hornos

Combustibles: Los combustibles utilizados son (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 de combustible, los que reportan sus lecturas a través del sistema de datos PI.

- Factores:**



Se utiliza 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; previo a la aplicación de metodología mediante CEMS exigidas por el PPDA para las calderas.

Para la correcta aplicación de la metodología de factores de emisión, se debe aplicar corrección por razón de poderes caloríficos de los distintos combustibles como lo recomienda AP-42 en Tabla 1.4-1, literal “a”.

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 68º F (20ºC), según lo señalado en el documento “Emission Factor Documentation For Ap-42 Section 1.4 Natural Gas Combustion” de la US-EPA.

Tabla 20. Factores de emisión para combustión de gas natural en hornos y calderas¹².

Contaminante	FE original	Unidades	Factor convertido ton/kSm ³	Calidad del factor	Referencia
NOx ¹³	100	lb/ 10 ⁶ scf	0,00160	B	US-EPA AP42 1.4
NOx ¹⁴	280	lb/ 10 ⁶ scf	0,00448	A	
MP	7,6	lb/ 10 ⁶ scf	0,00012	D	
SO ₂ (*)	-	-	-	-	

(*) Las fuentes que cambian metodología de SO₂ son: B-130, B-51, B-52, B-651, B-652, B-301, B-302, B-371, B-372, B-471, B-472, B-1201, B-1202, B-1701, B-1801A, B-1801B, B-751, B-801 (modificada por B-803), B-190, todas a partir de enero 2023. En la metodología anterior, se consideraba el valor del punto H2S_F620_ppm.B, con el análisis ASTM D5504 que entregaba la indicación del contenido de H2S en el combustible. Para el año 2023 se ha cambiado al punto F620_S.B con el análisis ASTM D6667, que entrega el contenido de S en el combustible en [ppm] másico (Carta 255/2023 ENAP)

Para calcular las emisiones de SO₂ de hornos de proceso y calderas se usa balance de materia en línea con la metodología “Rank 3^a” 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 SO₂ y es emitido al ambiente. Este factor es equivalente al de impuesto verde.

Las emisiones de MP de los hornos del Complejo Industrial Coker (RCA 159/2003), es decir, los hornos B-1801A/B y B-3001, son cuantificadas mediante factores de emisión determinados a partir de monitoreos de emisiones anteriores. Los factores de emisión son los siguientes:

Tabla N°21. Factores de emisión de MP hornos de complejo industrial coker, año 2023.

Tag	Emisión muestra o medición (kg/h)	FE	Unidades	Fecha análisis	Calidad del factor
B-1801A	0,15	0,00032	ton/kSm ³	12 y 13-04-2023	Análisis Isocinético I-276-2023-E
B-1801A	0,73	0,00014	ton/kSm ³	17-08-2023	Análisis Isocinético I-413-2023-E
B-1801B	0,06	0,00012	ton/kSm ³	13 y 14-04-2023	Análisis Isocinético I-277-2023-E
B-1801B	0,64	0,00031	ton/kSm ³	18-08-2023	Análisis Isocinético I-414-2023-E
B-3001	0,22	0,00007	ton/kSm ³	30-04-2023	Análisis Isocinético I-258-2023-E
B-3001	0,44	0,00011	ton/kSm ³	24-08-2023	Análisis Isocinético I-421-2023-E

b) Cracking catalítico

Se identifican las fuentes tipo cracking catalítico, y su factor de emisiones. En el caso de las emisiones de MP, NOx 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 monitoreo semestral disponible.

¹² The emission factors in this table may be converted to other natural gas heating values by multiplying the given emission factor by the ratio of the specified heating value to this average heating value.

¹³ Para calderas u hornos con potencia menor a 100 Mmbtu/h. Si se dispone de quemadores con control de NO₂, este factor se reduce al 50%, con factor de calidad D. Extraído desde US-EPA AP-42 1.4 “Natural Gas Combustion”.

¹⁴ Para calderas u hornos con potencia mayor a 100 Mmbtu/h. Si se dispone de quemadores con control de NO₂, este factor se reduce al 50%, con factor de calidad D. Extraído desde US-EPA AP-42 1.4 “Natural Gas Combustion”.



Mientras no se cuente con CEMS validado, para cuantificar las emisiones de NOx en base monitoreo puntual de emisiones, se propone aumentar la frecuencia de semestral a trimestral.

Respecto del Monitoreo continuo de emisiones en Cracking para el parámetro NOx, el titular deberá dar cumplimiento a lo establecido en la letra f) del Plan, en vista del Ordinario N°205288/2020 del MMA, que establece que el monitoreo continuo de emisiones en el Cracking aplica a todos los parámetros regulados (MP, SO₂, y NOx, más caudal).

Tabla N°22. Factores de emisión cracking catalítico año 2023.

Contaminante	Emisión muestra o medición (kg/h)	FE	Unidades	Fecha análisis	Calidad del factor (*)
NOx	4,54	0,00003	ton/Sm ³	19/01/2023	Análisis Isocinético I-038-2023-G
CO	2,90	0,00002	ton/Sm ³	19/01/2023	Análisis Isocinético I-038-2023-G
CO	4,38	0,00002	ton/Sm ³	29/08/2023	Análisis Isocinético I-426-2023-G
CO	2,47	0,00001	ton/Sm ³	12/12/2023	Análisis Isocinético I-634-2023-G

Según lo informado por el titular no se calcula el Factor de Emisión para el segundo trimestre del 2023, debido a que la fuente dejó de operar para la instalación del WGS, además desde el tercer trimestre no se mide NOx debido a que las emisiones de este contaminante son obtenidas desde el laboratorio móvil instalado permanentemente en la fuente.

En el periodo en que las unidades no cuenten con su CEMS validado respectivo, se cuantificarán sus emisiones con factor de emisión propio en base al monitoreo puntual de emisiones. La frecuencia de los monitoreos será trimestral, de acuerdo con lo indicado en carta ENAP N° 109 de fecha 6 de agosto de 2020, en la letra a), “*se incrementará la frecuencia de las mediciones isocinéticas en las Unidades Recuperadoras de Azufre (URAs) y Cracking Catalítico (FCC) de semestral a trimestral, para caudal, gases y material particulado.*”.

El cálculo de emisiones de SO₂ desde la unidad de FCC se realiza mediante las mediciones obtenidas desde los CEMS a partir del 30 de marzo de 2021. Por otra parte, el cálculo de emisiones de MP se realiza mediante las mediciones desde los CEMS a partir del 14 de julio de 2021 debido a que en esa fecha se comenzaron a obtener datos validados.

c) Unidad recuperadora de azufre

Se identifican los siguientes factores de cálculo de emisiones:

Tabla N°23. Factores de emisión para URAS 1 y 2.

Contaminante	FE original	Unidades	Factor convertido	Unidad	Calidad del factor
MP (a)	7,6	Ib/ 10 ⁶ scf	0,0045	ton/kSm ³	D
NOx (b)	0,22	Ib/ tonS	0,00011	ton/tonS	-

a: Factor usado también en sección Hornos y Calderas. Extraído de US-EPA AP-42 Sección 1.4.

b: Factor de emisión extraído de US-EPA AP-42, Tabla 8.13-2.

Unidad Recuperadora de Azufre 3 (URA 3)

Se propone e indica factor de emisión de acuerdo con muestreo puntual de emisiones semestral, según el requerimiento de la Res. Ex. 20200510179/2020 del Servicio de Evaluación Ambiental de la Región de Valparaíso, que Resuelve Solicitud de Dictación de Resolución que Establezca Frecuencia, Lugar y Metodología para Mediciones Isocinéticas de Material Particulado (Res. Ex. 20200510179/2020).

La Res. Ex. 20200510179, de fecha 3 de julio de 2020 del SEA, establece en su considerando 21, letra h: “*Otras consideraciones: Téngase presente que, los resultados de los monitoreos isocinéticos deberán ser proporcionados en los próximos procesos de declaración de emisiones de las fuentes fijas involucradas conforme a lo establecido en el D.S. N° 138/2005 del Ministerio de Salud, Establece Obligación de Declarar Emisiones que Indica.*”, indicando que para las fuentes URA 3, B-3001, B-1801A y B-1801B, se deben cuantificar sus emisiones a partir de los monitoreos de emisiones semestrales realizados.



De acuerdo con esto, se generan factores de emisión propios, en base al último monitoreo de emisiones de cada fuente, según: $FE_p = E_{medición} / NA_{medición}$

Donde,

FE_p : Factor de emisión para cada fuente

$E_{medición}$: Emisión medida en kg/h durante el muestreo isocinético

$NA_{medición}$: Nivel de actividad para la fuente de emisión durante el muestreo isocinético. Para hornos B-1801A, B-1801B y B-3001 corresponde al consumo de combustible en kSm³/h, para URA 3 corresponde a la producción de azufre en ton/h.

De acuerdo a la carta N°109 de 6 de agosto de 2020, ingresada por el titular, en respuesta al requerimiento de información Res. Ex. N°71/SMA, de 23 de julio de 2020, asociado a la implementación y validación de los sistemas de monitoreo continuo de las unidades recuperadoras de azufre; si bien el titular no entrega una propuesta para el MP, se hace presente, que esta fue incluida en el complemento de carta N°138, de fecha 26 de octubre de 2020, incluyendo como se realizará las estimaciones de emisiones de MP.

Tabla N°24. Factores de emisión año 2023.

URA	Contaminante	Emisión muestro o medición (kg/h)	FE	Unidades	Fecha análisis	Calidad del factor (Referencia)
URA 3	MP	0,11	0,00008	ton/tonS	22 al 25-02-2023	Análisis Isocinético I-129-2023-E
URA 3	MP	0,24	0,00024	ton/tonS	25-08-2023	Análisis Isocinético I-422-2023-E

De acuerdo con lo presentado por el titular, y según se da cuenta la tablas, se constata que el titular incrementó la frecuencia de los muestreos y mediciones establecida en el PPDA (semestral), en tanto no se validaran los CEMS, a frecuencia trimestral, según lo comprometido en Carta 109/2020, de fecha 06 de agosto de 2020. Lo anterior según fue informado se adoptó como medida ante la imposibilidad técnica y administrativa de implementación de los CEMS en el plazo establecido por el PPDA.

Para el cálculo de emisiones de SO₂ desde las unidades de URA 1, URA 2 y URA 3 se utilizan las mediciones desde los CEMS a partir del 21 de mayo de 2021, 06 de marzo de 2021 y 01 de marzo de 2021, fechas en que se comenzaron a tener datos validados respectivamente.

d) Antorchas

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con tres antorchas en Concón. Los factores se presentan en la siguiente tabla: Para el cálculo de estos parámetros de MP y NOx, se usa la ecuación en conjunto con los siguientes factores:

Tabla N°25. Factores de emisión base energética para antorchas.

Contaminante	EFi	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

(*) Emissions Estimation Protocol for Petroleum Refineries

La ecuación de cálculo es:

$$Ai(\text{TJ/periodo}) = (1/10^6) \cdot \sum_{k=1}^N (Q_{GN,k} \cdot PCI_{GN,k} + Q_{FG,k} \cdot PCI_{FG,k}) \quad (*)$$

Ai: Actividad de flujo energético de antorcha.

$Q_{GN,k}$: Volumen totalizado de gas natural consumido en la antorcha dada para el mes "k", kSm³.

$Q_{FG,k}$: Volumen totalizado de fuel gas consumido en la antorcha dada para el mes "k", kSm³.

$PCI_{GN,k}$: Poder calorífico inferior del gas natural para el mes "k", desde registros mensuales de Electrogas, kJ/Sm³.

$PCI_{FG,k}$: Poder calorífico inferior del fuel gas para el mes "k", desde sistema PI, kJ/Sm³.

$1/10^6$: Factor de conversión de MJ a TJ.

• SO₂:



Para el cálculo de las emisiones de SO₂ se emplea procedimiento análogo al de los hornos y calderas, considerando de forma conjunta el aporte de gas natural y del fuel gas.

$$Em_{SO_2} = Q_{GN} \cdot 2 \cdot A_{zGN} \cdot |10^{-6} \text{ ton/g}| + (64,1 \cdot 10^{-6}/24,055) \cdot Q_{FG} \cdot C_{H2S,FG} \cdot |10^{-3} \text{ ton/kg}|$$

Dónde:

Em_{SO_2} : Emisiones de SO₂, ton/mes.

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

C_{H2S} : Concentración azufre en fuel gas en el intervalo "i", desde sistema de datos PI, ppmv.

A_{zGN} : Concentración de azufre en gas natural, desde reportes mensuales, g/Sm³.

64,1: Masa molar SO₂, kg/kmol.

24,05: Volumen molar en condiciones estándar, 68°F y 1 atm, Sm³/kgmol.

e) Torres de enfriamiento

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

En las torres de enfriamiento de la refinería se considera solamente las emisiones de MP y COV, respaldado por las referencias consultadas, según lo señalado en la propuesta. Respecto a las emisiones de MP, se utiliza un cálculo estimativo en base a pérdidas aéreas, según siguiente tabla:

Tabla N°26. Factores de emisión para torres de enfriamiento.

Contaminante	FEi	Unidades	FE	Unidades	Referencia
MP 10		Véase Metodología Rank 5 para cálculo de emisiones MP			EEPR, 2015

Factor para circuito de refrigeración con emisiones controladas.

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

La metodología Rank 5 para torres de enfriamiento usan factores de emisión desde P-42 (U.S. EPA, 1995^a; Sections 5.1 and 13.4).

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. En las partes de la ecuación donde es necesario ingresar promedios, se utilizarán los promedios con intervalos de longitud de un mes:

$$E_{PM} = EF_{drift} \cdot Wtfrac{TDS}{} \cdot Flow_{CW} \cdot 60(\text{min/hr}) \cdot H_{periodo} \cdot (1\text{ton}/2000\text{ lb})$$

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.

$Wtfrac{TDS}{}: Fracción mísica de sólidos disueltos totales, TDS/10^6$, adimensional.

$H_{(periodo)}$: Número de horas periodo para el cual se tiene medición de TDS.

$Flow_{CW}$: Flujo de agua de refrigeración, desde sistema de datos PI, gal/min.

$$TDS = Cond \cdot Corr$$

TDS : Total de sólidos disueltos, ppmw.

$Cond$: Conductividad del agua, obtenida desde análisis periódicos, uS/cm



f) Coker

ERA posee una planta de Coquificación (Coker) de tipo coquificación retardada, las cuales poseen operación semi batch. Las fuentes hornos y antorcha de la planta coker se consideraron en los capítulos anteriores.

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:

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

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.

Decoking:

- MP:

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:

$$FE_{MP\ pila} = 1,8 \text{ U}$$

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:

$$Em_{MP} = FE_{MP\ pila} \cdot \text{Área} \cdot texp$$

Dónde:

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

Área: Área expuesta de la pila, considerada como 0,0204 Ha.

$texp$: Tiempo exposición de la pila, para un intervalo de tiempo dado, considerado como razón de 3h por día.

Manejo de coque:

- MP

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:



$$FE_{MPpila} = 0,0016 \cdot k \cdot [(U/2,2)^{1,3} / (Hum/2)^{1,4}]$$

Dónde:

FE_{MPpila} : 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 $30\mu\text{m}$.

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

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

Una vez obtenido factor, la emisión de MP se calcula según el documento de US-EPA AP-42, sección 13.2.4 Emissions Estimation Protocols for Petroleum Refineries, 2015, secciones 5.3 y 10.

Domo de almacenamiento:

- MP

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.

$$FE_{MPdomo} = FE_{MPpila} \cdot (1 - eff/100)$$

FE_{MPdomo} : 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_{MPpila} : 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).

Una vez obtenido factor, la emisión de MP se calcula según lo recomendado en el documento de US-EPA AP-42, sección 13.2.4. Emissions Estimation Protocols for Petroleum Refineries, 2015, secciones 5.3 y 10.

g) Combustor de 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:

Tabla N°27. Fuentes de emisiones patio de carga.

Nº Registro RETC	Descripción	Ubicación
PS000991-3(*)	Patio de carga	Concón
PC000697-6	Combustor	Concón

(*) Ver en patio de carga la metodología.

En el patio de carga también existen emisiones asociadas a la fuente PS000991-3, que es el patio de carga propiamente tal. 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, SO₂, NOx.

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. 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).

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 butano disponibles en la misma tabla referencia para representar la mezcla.

Por lo tanto, las emisiones del combustor serán calculadas con las siguientes ecuaciones:

$$E = m_{LPG} \cdot FE_{LPG} + m_{vap} \cdot FE_{vap}$$

$$m_{vap} = (eff/100) \cdot \sum Vi$$

Dónde:

E: Emisiones combustor, kg/periodo.

FE_{vap}: Factor de emisiones para quema de vapores patio, kg/kg.

FE_{LPG}: Factor de emisiones para la combustión de LPG, kg/m³.

m_{vap}: Flujo de vapores al combustor, desde cálculos previos, kg.

m_{LPG}: 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%. 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.

Los vapores de compuestos orgánicos totales se calculan como:

$$Vi = L_L \cdot Qi$$

Vi: Generación de vapores orgánicos asociada a la carga del producto "i", kg.

Qi: Volumen de producto "i" cargado, m³.

Los factores L_L permiten el cálculo de emisiones de vapores fugitivos de los distintos productos que se cargan. Los valores de L_L se muestran en la siguiente Tabla.

Tabla N°28. Factores L_L refinados en patio de cargas.

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

Presión de vapor reportada a temperatura de 520 °R.

A continuación, se señalan además los factores FE_{LPG} por parámetro:

Tabla N°29. Factores de emisión combustión Butano y Propano en combustor y factor calculado.

Contaminante	Factor original Butano(b) [lb/10 ³ gal]	Factor original Propano(b) [lb/10 ³ gal]	Factor Butano(c) [kg/kg]	Factor Propano(d) [kg/kg]	FE _{LPG} [kg/kg]
NOx	15	13	3,10E-03	3,07E-03	3,09E-03
MP total	0,8	0,7	1,66E-04	1,65E-04	4,80E-04
SO ₂	0,09SE11	0,10SE11	4,36E-05	5,59E-05	4,98E-05

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

(c) y (d): Las densidades consideradas para propano y butano son de 507 y 579 kg/m³, respectivamente. Extraídas desde Apéndices AP-42, página A-6.



(a): Contenido de azufre en gas, gr/100 ft³. 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.

h) Grupos electrógenos

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con grupos electrógenos ubicados en Concón los cuales utilizan como combustible diésel.

Los factores de emisión son:

Tabla N°30: Factores de emisión de grupos electrógenos a diésel.

Contaminante	FE original	Unidades	Factor convertido(b), ton/m ³	Calidad del factor	Referencia
MP10(a)	0,31	lb/MMBTU	5,11E-03	D	US-EPA, AP42, Sec 3.3
NOx	4,41	lb/MMBTU	7,26E-02		
SOx	0,29	lb/MMBTU	4,78E-03		

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

(b): Para las conversiones de unidades se utilizó: Densidad de diésel de 845 kg/m³ y calor de combustión de 137.000 btu/gal, ambos datos extraídos de Apéndices de AP-42.

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 Electrógenos se determina en base al volumen de combustible cargado a cada equipo por el Operador, el cual lo registra manualmente.

i) 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 NOx.

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.

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

Tabla N°31: Factores de emisión Turbinas aplicable a ERA.

Contaminante	FE original	Unidades	Calidad del factor
MP	0,012	lb/MMBtu	C
NOx	0,88	lb/MMBtu	C
SOx	1,01*S ¹⁵	lb/MMBtu	-

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

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.

¹⁵ Porcentaje de azufre se obtiene de análisis trimestral del combustible.



j) Planta de ácido sulfúrico

El proceso de Alquilación de Refinería, genera Alquilato para la producción de gasolinas de alto octanaje.



Figura: Esquema Unidad de Regeneración de Ácido y Alquilación

Las metodologías propuestas son: Balance de materia, para emisiones de SO₂, la metodología fue obtenida de US-EPA, AP-42, Sección 8.10 "Sulfuric Acid", 1993.

Para las plantas de ácido sulfúrico, las emisiones más importantes son las de SO₂, según lo establecido por US-EPA, AP-42, Capítulo 8, sección 10, "Sulfuric Acid", 1993. En la Tabla se muestran los datos de fuente emisora registrada en ventanilla única RETC de ERA.

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 (PC000238-6) en el horno de descomposición de ácido sulfúrico, por lo que su metodología de estimación de emisiones se presenta en 5.4.1. "a) Calderas Hornos". En el caso del SO₂ de la combustión también se encuentra en ese punto del informe, respecto de las emisiones de SO₂ de la planta de ácido que debe ser considerada se detalla a continuación:

Balance de materia para SO₂:

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 SO₂:

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

Dónde:

E_{SO_2} : Emisiones de SO₂, ton/d.

η : 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.

k) 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 atmósfera 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°1134/2022 y previo ello con Res. Exenta N°1459/2017, para la Cuantificación de Emisiones en el Marco de la Ley 20.780.

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.

Los consumos de combustible para el intervalo i -ésimo, se obtienen desde el sistema PI, kSm3. Los poderes caloríficos desde registros de proveedores de gas natural.

Tabla N°32: Factores de emisión Caldera aplicable a ERA.

Contaminante	FE original	Unidades	Factor convertido [Ton/kSm ³]	Calidad del factor	Referencia
MP	7,6	lb/ 10 ⁶ scf	0,00012	D	Capítulo 1 AP-42 Tabla 1.4.2.

Para el cálculo de emisiones de NOx y SO₂ de la unidad Caldera y Turbina de la Cogeneradora se utilizan las mediciones desde los CEMS en reemplazo de la metodología de cálculo de emisiones mediante Factores de Emisión.

Tabla N°33: Factores de emisión Turbina aplicable a ERA.

Contaminante	FE original	Unidades	Factor convertido [Ton/kSm ³]	Calidad del factor	Referencia
MP10	6,60E-03	lb/MMBTU	2,84E-06	C	US-EPA, AP-42, Sección 3.1, Tabla 3.1-1
NOx	9,90E-02	lb/MMBTU	4,26E-05	D	US-EPA, AP-42, Sección 3.1, Tabla 3.1-1
SO ₂	1,30E-03	Kg/m ³	-	-	-

