



Superintendencia del Medio Ambiente
Gobierno de Chile

INFORME TÉCNICO DE FISCALIZACIÓN AMBIENTAL

EXAMEN DE INFORMACIÓN

**MODIFICACIÓN DE METODOLOGÍA DE CUANTIFICACIÓN DE EMISIONES ASOCIADA A ENAP
REFINERÍAS ACONCAGUA (ERA)
D.S. N°105/2018 MMA**

**UNIDAD FISCALIZABLE: REFINERIA ACONCAGUA – CONCON / TERMINAL MARITIMO DE QUINTERO
ENAP**

DFZ-2022-3138-V-PPDA

	Nombre	Firma
Aprobado	Juan Pablo Rodriguez	
Revisado	María Hanne M.	
Elaborado	Karin Salazar N.	



Contenido

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.	Propuesta metodológica de estimación de emisiones.....	7
6.	CONCLUSIONES	12
7.	ANEXOS.....	13
	Anexo 1: Metodologías de ENAP detalladas por tipo de fuente.....	14
	Anexo 2: Acta de inspección de 28 de abril de 2021.....	40
	Anexo 3: Carta conductora N°158/2021, de 26 de julio de 2021.....	40
	Anexo 4: Carta conductora N°91/2022, de 29 de julio de 2022.....	40



1. RESUMEN

El presente documento da cuenta de los resultados de la actividad de fiscalización ambiental realizada por la Superintendencia del Medio Ambiente, a las unidades fiscalizables “REFINERÍA DE PETROLEOS DE CONCÓN”, y “TERMINAL MARÍTIMO DE QUINTERO ENAP”, pertenecientes a ENAP Refinerías S.A, en el marco del cumplimiento del artículo 18° del D.S. 105/2018, del Ministerio el Medio Ambiente, que Aprueba el Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica (en adelante “PPDA CQP” o “Plan”) de las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví. Dicho artículo establece que el titular deberá presentar a la SMA una propuesta metodológica de estimación de emisiones para todo su establecimiento, que deberá considerar lo dispuesto en los artículos 16° y 17° del presente Plan.

En dicho sentido, mediante la Resolución Exenta N°75, de fecha Mediante 15 de enero de 2021, de la Superintendencia (en adelante R.E. N°75/2021 SMA) se aprobó la propuesta metodológica de cuantificación de emisiones de ENAP Refinerías Aconcagua, en el marco del D.S. N°105, de 2018, del Ministerio del Medio Ambiente, que aprueba Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica para las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví. Dicha resolución contempló la aprobación de i) la metodología de cuantificación de emisiones de ENAP Refinerías Aconcagua, en marco del artículo 18 del PPDA CQP, así como ii) la metodología de determinación de la eficiencia global de recuperación de Azufre, según lo dispuesto en el artículo 16.

Con fecha 28 de abril de 2021 en inspección ambiental realizada por la Superintendencia a ENAP Refinerías, se constató la existencia de una chimenea bypass en la unidad de Cracking Catalítico, para la cual no se dispone de una metodología de cuantificación de emisiones aprobada por la SMA, cómo da cuenta el informe de fiscalización contenido en expediente DFZ-2021-1487-V-PPDA. En este contexto, el titular mediante Carta N°158/2021 remitió metodología de estimación de emisiones de Chimenea Bypass de Unidad Cracking Catalítico. Luego, en virtud del análisis realizado por la SMA se requirió antecedentes que complementen la propuesta metodológica de estimación de emisiones de la chimenea bypass mediante la R.E. N°1105, de fecha 08 de julio de 2022. En relación con el requerimiento de información de la SMA, a través de Carta 91 del 29 de julio de 2022, ENAP entrega antecedentes requeridos por la SMA.

Por otra parte, mediante carta N° 12, de 2022, el titular informó a la SMA la actualización de metodología de estimación de emisiones de ciertas fuentes en la Refinería Aconcagua, en específico señaló: cambio de metodología de cuantificación de CO en Calderas, pasando de factores de emisión a CEMS, reemplazo de horno B-801 por B-803, el cual cuenta con tecnología de quemador Low NOx, implementación de tecnología Low NOx en hornos B-1201, B1202 y B371, así como la implementación de cubiertas para fuentes de la unidad de Fenoles 2 L-3604, L-3608, L-3609 y L-3610.

La materia relevante objeto de la fiscalización corresponde a la revisión de los cambios avisados por el complejo industrial, y consideró la evaluación de las modificaciones informadas por el titular respecto de la forma de cuantificar emisiones de las fuentes señaladas anteriormente, realizando la verificación de la trazabilidad de la metodología. Al respecto, a partir de la revisión de la actualización a la metodología de cuantificación de emisiones, presentada por ENAP, es posible establecer que las modificaciones a la metodología son consistentes con los cambios tecnológicos implementados en cada una de las fuentes y se ajustan a los requisitos establecidos en el PPDA.

Esto 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 examen de información, 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: Valparaíso	Ubicación específica de la unidad fiscalizable: Av. Borgoño 25777, Concón, Región de Valparaíso. Calle en camino costero 701, Quintero, Región de Valparaíso.
Provincia: Valparaíso	
Comuna: Concón y Quintero	
Titular(es) de la unidad fiscalizable: Enap Refinerías 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: pfarfan@enaprefinerias.cl
	Teléfono: +56 32 2650299



3. INSTRUMENTOS DE CARÁCTER AMBIENTAL FISCALIZADOS

Identificación de Instrumentos de Carácter Ambiental fiscalizados.					
N°	Tipo de instrumento	N°/ 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
Materia		Metodología de estimación de emisiones da ENAP Refinerías Aconcagua.	



4.2. Revisión documental

ID	Nombre del documento revisado	Origen/ Fuente	Observaciones
1	Metodología de estimación de emisiones de chimenea bypass de FFCC comprometida en la carta de Enap N° 105, en respuesta a acta de fiscalización.	Carta conductora N°158/2021, de 26 de julio de 2021.	-
2	Presenta antecedentes complementarios a la metodología de estimación de emisiones de chimenea bypass	Carta conductora N°91/2022, de 29 de julio de 2022.	Respuesta a Requerimiento de información RE N° 1105/2022 SMA -
3	Se informa actualización respecto a la metodología de estimación.	Carta conductora N°12/2022, de 12 de septiembre de 2022.	-



5. HECHOS CONSTATADOS

5.1. Propuesta metodológica de estimación de emisiones

Número de hecho constatado: 1
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 18°: “ENAP Refinerías Aconcagua deberá presentar a la SMA dentro de los 6 meses de publicado el presente decreto, una propuesta metodológica de estimación de emisiones para todo su establecimiento, que deberá considerar lo dispuesto en los artículos 16 y 17 del presente Plan. La SMA 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.”
Resultado (s) examen de información: Del examen de información de la documentación revisada, es posible señalar lo siguiente: El complejo ENAP, posee tres establecimientos en la zona afecta al PPDA CQP: ERA Concón con un total de 150 fuentes, ERA Quintero con un total de 40 fuentes y Central Combinada ERA con un total de 4 fuentes, y las formas de cuantificar emisiones para cada una de las fuentes y parámetro regulados por el PPDA CQP quedó establecida en el informe de fiscalización y anexos asociado al expediente de fiscalización DFZ-2020-2665-V-PPDA, en base al cual se aprobó la R.E. N°75/2021 SMA. Por lo tanto, el titular de ENAP cuenta con metodología aprobada por la SMA, mediante R.E. N°75/2021 SMA, de acuerdo al artículo 18 del Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica para las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví. En dicha resolución, en el resuelvo segundo se indica que “ante cualquier modificación de las fuentes existentes, o sus sistemas de abatimiento, así como la incorporación de nuevas fuentes emisoras, que no estén contempladas en la metodología presentada, se deberá informar al respecto a la Superintendencia. Cabe señalar que cualquier fuente nueva, cuya determinación de emisiones sea homologable a las ya identificadas, deberá utilizar la misma metodología que se valida.” Desde la aprobación de la R.E. N°75/2021 SMA, con fecha 15 de enero de 2021, a diciembre de 2022 se han informado dos modificaciones por parte del titular, que son abordadas en el presente examen de información y que corresponden a i) incorporación de cuantificación de emisiones de Chimenea Bypass del Cracking y ii) modificación de métodos de cuantificación para fuentes que indica, en virtud de cambios tecnológicos implementados o bien cambio en forma de cuantificar emisión, debido a implementación de sistemas de monitoreo continuo de emisiones. i) Chimenea ByPass Cracking Catalítico En el marco de una inspección ambiental, con fecha 28 de abril de 2021 en ENAP Refinerías Aconcagua, se constató por parte de fiscalizadores de la SMA la existencia de una chimenea bypass en la unidad de Cracking Catalítico, para la cual no se disponía de una metodología de cuantificación de emisiones aprobada por la SMA. Esto quedo consignado en la respectiva acta de inspección ambiental y en el informe de fiscalización contenido en expediente DFZ-2021-1487-V-PPDA. En respuesta al requerimiento de información del acta de inspección ambiental, el titular entregó la Carta N°105 de fecha 12 de mayo, donde dentro de los antecedentes reportados respecto de la unidad de Cracking Catalítico se informa que “En la unidad de Cracking Catalítico, los gases generados por la combustión controlada del coque en el Regenerador (flue



gas), se envían de forma continua a un equipo recuperador de calor (B755) y posteriormente se descargan a través de una chimenea a la atmósfera.

En casos puntuales, tales como operaciones de partidas, detenciones o emergencias, el flue gas se desvía (mediante la válvula SL V752) a la chimenea de bypass, dejando el equipo recuperador de calor B755 fuera de servicio. El diseño del sistema contempla una línea de menor diámetro, que mantiene un flujo continuo a través de la chimenea de bypass, para evitar condensación de humedad y corrosión en el equipo. En la figura 1 se muestra diagrama de flujo simplificado del sistema, identificando en color rojo la línea que mantiene el flujo continuo. Este sistema se encuentra implementado desde el año 2004.

[...]

Esta chimenea bypass no cuenta con plataformas ni puertos de monitoreo, por lo que ENAP Refinería Aconcagua se encuentra preparando la documentación necesaria para presentar a vuestra Superintendencia los criterios que serán utilizados para la contabilidad total de las emisiones de la unidad”

Se hace presente que durante la inspección ambiental del 28 de abril de 2021, se constató la existencia de la chimenea secundaria inmediatamente al costado de la chimenea principal del cracking, la que al momento de la inspección estaba emitiendo gases a la atmósfera provenientes del proceso de cracking, por lo que, en la práctica, funciona como una chimenea by pass, y para la cual no se identificó por parte del titular la forma de cuantificar emisiones en marco del proceso llevado a cabo en marco del PPDA CQP, no siendo parte de la R.E. N°75/2021 SMA. En atención al acta de inspección, el titular, informo en la carta 105/2021 que esta chimenea bypass no cuenta con plataformas ni puertos de monitoreo, por lo que ENAP Refinería Aconcagua se encontraba preparando la documentación necesaria para presentar a la Superintendencia los criterios que serán utilizados para la contabilidad total de las emisiones de la unidad.

En este contexto, mediante Carta N°158/2021, del 26 de julio de 2021, el titular remitió metodología de estimación de emisiones de Chimenea Bypass de Unidad Cracking Catalítico a la SMA. La propuesta presenta la estimación de emisiones describiendo dos escenarios de descarga de gases en el que puede trabajar la unidad, por lo que dependiendo si la descarga de gases de procesos se produce por ambas chimeneas o solo la chimenea bypass condiciona el tipo de forma en que se cuantificarán las emisiones:

- a) Emisión por flujo mínimo y/o apertura parcial de la SLV 752: corresponde al escenario en que el gas de combustión del regenerador pasa tanto por la chimenea principal como por la chimenea bypass.
- b) Emisión por apertura completa de la SLV 752: corresponde al escenario en que los gases de combustión del regenerador pasan totalmente por la chimenea bypass.

Una vez revisados los antecedentes, en virtud del análisis realizado por la SMA se requirió referencias que complementen la propuesta metodológica de estimación de emisiones de la chimenea bypass mediante la R.E. N°1105, de fecha 08 de julio de 2022, en específico se solicitó:

- A. Indicar la forma de determinar el valor de Oxígeno a utilizar, para las correcciones por Oxígeno de las concentraciones de MP y gases en la chimenea principal, además de indicar que se propone para la chimenea bypass del cracking.
- B. Propuesta de cuantificación de emisiones para el NOx.
- C. Frecuencia de determinación de los parámetros del balance que se obtendrán de laboratorio (C_{CO2}, Co₂) de acuerdo con Tabla 1 de la propuesta.
- D. Las unidades de las variables de la Tabla 1 de la propuesta.
- E. Caracterización de las Chimenea Principal y la Bypass, adjuntando un plano donde se observen los valores de diámetro interior, exterior, y altura de ambas chimeneas y señalar para ambos casos los parámetros de salida de los gases (velocidad, temperatura y caudal).
- F. Indicar el medio de verificación de activación de la válvula SLV 752, de modo de identificar cuando se esté descargando por la chimenea bypass de manera parcial o total, lo que deberá ser reportado en el informe anual para determinar el uso de esta chimenea para la cuantificación de emisiones.
- G. Adicionalmente se requiere dar cuenta si se ejecutó o no el bloqueo comprometido de la línea 8” a la chimenea bypass, precisando la fecha y los respectivos medios de verificación del bloqueo. En caso de no haberlo ejecutado se deberá presentar propuesta de cuantificación de emisiones.



En relación con el requerimiento de información de la SMA, a través de Carta N°91 del 29 de julio de 2022, ENAP entrega antecedentes requeridos a la SMA, al respecto se constata lo siguiente:

- En la Chimenea Principal del Cracking, se cuenta con CEMS instalado in situ para la determinación del Oxígeno, el cual fue sometido a los respectivos ensayos de validación conforme la R.E. N°1743/2019 SMA. En tanto, para chimenea Bypass, se propone para la corrección de O₂ de las concentraciones de MP y gases, utilizar el valor promedio que resulte de las 9 corridas de medición realizadas durante la ejecución del último ensayo de exactitud relativa de O₂, que haya sido ejecutada al CEMS de la chimenea principal.
- Respecto del NO_x, mientras la chimenea del cracking catalítico no cuente con CEMS de NO_x implementado se determina la emisión mediante lo indicado en R.E. N°75/2021 SMA. Al respecto se hace presente que de acuerdo con lo informado por el titular la instalación del CEMS está prevista para el primer semestre de 2023.
- El titular da cuenta de la frecuencia de determinación de los parámetros, así como sus unidades. Así mismo, hace entrega de la caracterización de las chimeneas y el plano solicitado.
 - La apertura/cierre de la válvula SLV752 se realiza mediante un sistema hidráulico específico para dicha unidad. Se indica que se cuenta con medio de verificador a través de registro de PI de la válvula. Se considera bypass cerrado, cuando la indicación del valor es menor al 5%.
 - Respecto la línea de 8" el titular informa que esta fue bloqueada en noviembre de 2021.

Mayor detalle de la metodología de la chimenea bypass se encuentra en anexo 1 donde se detallan a que se acoge al capítulo 8 (monitoreo en fuentes comunes, bypass y múltiples chimeneas) del protocolo CEMS R.E. N°1743/SMA que aprueba protocolo para validación, aseguramiento y control de calidad de sistemas de monitoreo continuo de emisiones "CEMS".

ii) Modificación métodos de cuantificación de emisiones

Mediante carta N° 12, de fecha 12 de septiembre de 2022, el titular ENAP Refinerías S.A. informó a la SMA la actualización de metodología de estimación de emisiones de ciertas fuentes en la Refinería Aconcagua, en específico señaló las siguientes modificaciones:

- Cambio de metodología de cuantificación de CO en Calderas, pasando de factores de emisión a CEMS.
- Reemplazo de horno B-801 por B-803, el cual cuenta con tecnología de quemador Low NO_x.
- Implementación de tecnología Low NO_x en hornos B-1201, B1202 y B371.
- Implementación de cubiertas para fuentes de la unidad de Fenoles 2 L-3604, L-3608, L-3609 y L-3610.

El titular en su presentación entregó el documento "ACTUALIZACIONES DE METODOLOGÍA DE CUANTIFICACIÓN DE EMISIONES DE REFINERÍA, COGENERADORA", el cual resume los documentos presentados mediante carta ERSA N°166, del 30 de septiembre de 2019, así como antecedentes complementarios mediante carta ERSA N°21 del 6 de febrero de 2020 y carta ERSA N°138 del 26 de octubre de 2020, en relación con los cuales, la SMA aprueba la propuesta metodológica de cuantificación de emisiones, mediante R.E. N°75/2021 SMA, y expone que dado que la metodología se ha aplicado durante la vigencia del PPDA de Concón, Quintero, Puchuncaví, y que la Refinería ha estado en proceso de cambios y mejoras en algunas de sus fuentes y sus sistemas de abatimiento de emisiones, se hace necesario presentar modificaciones a la propuesta metodológica, así como también realizar precisiones en fuentes de emisión específicas.

Las principales modificaciones a la metodología correspondieron a las siguientes:

Tipo de fuente	Nombre de la fuente	Metodología aprobada	Modificación metodología
Calderas	B-210, B-220, B-230, B-240, U-751	Para las Calderas se utilizará la metodología aprobada por la SMA, según Res. Exenta N°1297-2016, para la	<ul style="list-style-type: none"> • CO medido con CEMS: Al iniciar el proceso de revisión de la metodología de ENAP en marco del PPDA el año



		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.	2019 las calderas contaban con CEMS para MP, SO ₂ y NO _x , en dicho sentido, en el caso del parámetro CO, en la R.E. N°75/2021 SMA se indicó que sus emisiones se estimarían en base a factores de emisión en base al consumo de combustible. Sin embargo, los CEMS de CO fueron implementados y validados durante el año 2020. Por lo anterior, con objeto de regularizar la forma de cuantificación se considera en esta modificación, el cálculo de las emisiones de CO en base a la medición continua del CEMS de CO, con base horaria para las calderas.
Hornos	B-801	Consideraba factores de emisión AP-42, Fifth Edition, Volume I Chapter 1: External Combustion Sources, 1.4 Natural Gas Combustion. El horno se da de baja.	<ul style="list-style-type: none"> • Cambio de Horno B-801 por Horno B-803: En el caso del horno B-801 correspondiente a "Horno de Unidad de Isomerización", se informa que se encuentra en proceso de desmantelamiento desde agosto de 2022, y que fue sustituido por el horno B-803, el cual posee quemadores tipo Low NO_x y se encuentra operando desde agosto de 2022. La metodología de cuantificación de emisiones es equivalente a los otros hornos de procesos, considerando factores de emisión, y el flujo de combustible del horno B-803 se mide a través de flujómetro.
Hornos	B-371, B-1201, B-1202	Hornos inicialmente sin control de NO _x .	<ul style="list-style-type: none"> • Horno B-371, B-1201, B-1202 con Low NO_x: Se actualiza listado Hornos de Proceso, donde para los hornos B-1201, B-1202 y B-371 se cuenta con quemadores Low NO_x desde abril, junio y julio 2020, respectivamente.
Hornos	Todos los hornos de proceso	La cuantificación de emisiones de SO ₂ se considera utilizando balance de materia.	<ul style="list-style-type: none"> • Cambio de concentración en línea de lectura de cromatógrafo a obtener dato de concentración de laboratorio para H₂S: C_{H2S} vol de fuel gas de Coker, se obtiene de dato de Laboratorio ERA, desde el punto P3001_H₂S.CV. En el caso de la concentración de H₂S de F-620, se obtiene de Laboratorio ERA, del punto H₂S_F620_ppm.B y se encuentra como concentración en peso. (Informado en carta conductora N°12/2022)
Planta Tratamiento Efluentes	Planta Fenoles 2: L-3604, L-3608, L-3609 y L-3610.	La fuente L-3604, correspondiente a Balsa de aguas fuera de especificación, asimilable a "separador primario descubierto".	<ul style="list-style-type: none"> • Se actualiza factor de emisión de COV de planta de fenoles 2: En atención a la implementación de cubiertas para fuentes de la unidad Fenoles 2: L-3604, L-3608, L-3609 y L-3610, se actualiza el factor de emisión de la fuente L-3604 a "separador de aceites cubierto", en tanto para las demás



		<p>Las fuentes L-3608, L-3609 y L-3610, de tipo sistema de tratamiento de lodos activados, tenían un factor de emisión asimilable a “Fuente tratamiento biológico”</p>	<p>fuentes se actualiza el factor a “tratamiento biológico reducido en un 90%”, es decir se considera eficiencia del 90% debido al efecto de las cubiertas.</p> <p>Se hace presente que de acuerdo con Acta de entrega del proyecto Cubiertas Fijas en equipo que indica, de la unidad de Fenoles 2, de fecha 31 de mayo de 2021, se tiene contemplado la instalación de un sistema de extracción y filtración de gases, que será implementado e una segunda etapa de la iniciativa, lo que deberá materializarse y contar con el respectivo programa de mantención para asegurar la eficiencia antes señalada.</p>
--	--	--	---

Se hace presente que las fechas a partir de las cuales el titular informó la realización de los cambios, así como las modificaciones en la metodología de cuantificación identificadas por el titular, para los tipos de fuentes señalados anteriormente, se encuentran detalladas en el anexo 1 del presente informe.

Considerando la revisión de los antecedentes presentados por el Titular ENAP Refinerías S.A. para actualizar la metodología de cuantificación de emisiones de ENAP Refinería, es posible concluir que la modificación metodológica se ajusta a los requerimientos establecidos en el PPDA CQP.



6. CONCLUSIONES

La actividad consistió en realizar un examen de información basado en la revisión de los antecedentes presentados por el titular en el marco del cumplimiento de los artículos 17° y 18° del D.S. 105/2018, del Ministerio el Medio Ambiente, que Aprueba el Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica (PPDA) de las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví.

De la información ingresada por el titular en oficina de partes el 6 de febrero de 2020, carta conductora N° 21/2020, del documento denominado “METODOLOGÍA ESTIMACIÓN DE EMISIONES REFINERÍA ACONCAGUA, TERMINAL QUINTERO Y COGENERADORA SEGÚN PPDA”, además de la información complementaria ingresada el 26 de octubre de 2020, se determinó que ERA Concón cuenta con un total de 150 fuentes, ERA Quintero con un total de 40 fuentes y Central Combinada ERA con un total de 4 fuentes. Las metodologías propuestas se abordaron por tipología de fuente, las cuales se detallan en el anexo de este informe. Esta información fue complementada con la información entregada con las cartas conductora N°158/2021 y N°91/2022, donde se detalla las propuestas utilizadas para la determinación de la metodología.

En consideración a los hechos constatados de la revisión documental, es posible concluir que la modificación de la metodología de estimación de emisiones se ajusta a los términos requeridos en el D.S. N°105/MMA.

El resultado de este examen de información no obsta a que en el futuro se realicen nuevos requerimientos o procedimientos de fiscalización ambiental, y no lo exime de ninguna clase de responsabilidad que pudiese contraer por cualquier hallazgo, respecto del instrumento que lo regula o cuando se presente el informe anual establecido en el artículo 19° del plan, que se produzca con anterioridad, o posterioridad a la fecha en que se efectuó este examen de información, y no hubiera sido directamente percibido y/o constatado.



7. ANEXOS

N° Anexo	Nombre anexo
1	Propuesta de metodologías de ERA detalladas por tipología de fuentes emisoras.
2	Acta de inspección de 28 de abril de 2021.
3	Carta conductora N°158/2021, de 26 de julio de 2021.
4	Carta conductora N°91/2022, de 29 de julio de 2022.
5	Carta conductora N°12/2022, de 12 de septiembre de 2022.



Anexo 1: Metodologías de ENAP detalladas por tipo de fuente

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

- a) Calderas y Hornos
- b) Cracking catalítico
- c) Unidad recuperadora de azufre
- d) Antorchas
- e) Coker
- f) Combustor de patio de carga
- g) Grupos electrógenos
- h) Turbina
- i) Planta de ácido sulfúrico
- j) Estanques
- k) Torres de enfriamiento
- l) Patio de carga
- m) Planta de tratamiento de efluente
- n) Lavador de gases
- o) Unidad cogeneradora

a) Calderas y Hornos

Se identifican las fuentes tipo calderas y hornos, y su propuesta de cálculo de emisiones:

Tabla 1. Calderas de ERA

TAG	N° Registro RETC	N° de Registro RFyP	Ubicación	Potencia térmica, MWt	Control de NOx	Combustible
B-210	IN000649-5	IN-GEV-1037	Concón	84,6	✓	Fuel Gas
B-220	IN000650-9	IN-GEV-6339	Concón	60,1		Fuel Gas
B-230	IN000651-7	IN-GEV-6363	Concón	66,7		Fuel Gas
B-240 (*)	IN001036-0	IN-GEV-6387	Concón	70,5	✓	Gas Natural
U-751	IN000652-5	IN-GEV-6414	Concón	63,4		Fuel Gas
B-5212	IN000761-0		Quintero	8		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 2. Hornos de ERA Concón

TAG	Descripción	N° Registro RETC	N° de Registro RFyP	Potencia Mmbtu/h	Control de Nox	Combustible
B-130	Horno de Topping 1	PC000358-6	HR-RYP-718	148	✓	Fuel Gas
B-51	Horno de Topping 1	PC000357-8	HR-RYP-6783	57	✓	Fuel Gas
B-52	Horno de Unidad de Vacío 1	PC000359-4	HR-RYP-6849	38		Fuel Gas
B-651	Horno de Unidad de Vacío 2	PC000367-5	HR-RYP-6872	32	✓	Fuel Gas
B-652	Horno de Unidad de Vacío 2	PC000368-3	HR-RYP-6895	94	✓	Fuel Gas
B-301	Horno de Unidad Mild Hidrocracking	PC000361-6	HR-RYP-6947	21		Fuel Gas
B-302	Horno de Unidad Mild Hidrocracking	PC000362-4	HR-RYP-6957	29		Fuel Gas
B-371 (*)	Horno Unidad de Reformación	PC000363-2	HR-RYP-7075	95	✓	Fuel Gas
B-372	Horno Unidad de Reformación	PC000364-0	HR-RYP-7079	19		Fuel Gas



B-471	Horno Unidad de Hidrotratamiento de Nafta	PC000365-9	HR-RYP-7087	18		Fuel Gas
B-472	Horno Unidad de Hidrotratamiento de Nafta	PC000366-7	HR-RYP-7096	16		Fuel Gas
B-1201 (*)	Horno Unidad de Hidrocracking	PC000374-8	HR-RYP-7233	56	✓	Fuel Gas
B-1202 (*)	Horno Unidad de Hidrocracking	PC000375-6	HR-RYP-7239	85	✓	Fuel Gas
B-1701	Horno Unidad de Hidrosulfurización de gasolinas	PC000376-4	HR-RYP-7368	16	✓	Fuel Gas
B-1801A (#)	Horno Unidad de Hidrosulfurización de diesel	PC000377-2	HR-RYP-7398	22	✓	Fuel Gas
B-1801B (#)	Horno Unidad de Hidrosulfurización de diesel	PC002474-5	HR-RYP-7408	22	✓	Fuel Gas
B-1981	Horno de Unidad de Regeneración de ácido	PC002238-6	HR-RYP-9194	10		Fuel Gas
B-751	Horno de Planta de Cracking	PC000369-1	HR-RYP-7622	65		Fuel Gas
B-801 Reemplazado por B-803 (*)	Horno de Unidad de Isomerización	PC000370-5	HR-RYP-7624 (B-801) HR-RYP-52301 (B-803)	40 (B-801) 8,23 (B-803)	✓	Fuel Gas
B-3001 (#)	Horno de Unidad de Coquización Retardada	PC000382-9	HR-RYP-7626	133	✓	Fuel Gas
B-190	Horno de Unidad de Vacío	(Nota 1)	HR-RYP-38653	2,85		Fuel Gas

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

(*) Informado en carta conductora N°12/2022 (Se desmantela B-801 durante segundo semestre 2022).

“Horno de Unidad de Isomerización”, se informa que se encuentra en proceso de desmantelamiento desde agosto de 2022. Este fue sustituido por el horno B-803, el cual posee quemadores tipo Low NOx y se encuentra operando desde agosto de 2022. El horno B-803 “Horno de Unidad de Isomerización”, inscrito en el Registro de Fuentes y Procesos (RFyP) de la Ventanilla Única, con el HR-RYP-52301 tiene una potencia térmica es de 8,23 MMBtu/h y utiliza fuel gas como combustible, por lo que la metodología de cuantificación de emisiones es equivalente a los otros hornos de procesos, considerando factores de emisión AP-42, *Fifth Edition, Volume I Chapter 1: External Combustion Sources, 1.4 Natural Gas Combustion*. El flujo de combustible del horno B-803 se mide a través de flujómetro, FY_80004.

- MP y NOx:**

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

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.

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 3. Factores de emisión para combustión de gas natural en hornos y calderas¹

Contaminante	FE original	Unidades	Factor convertido ton/kSm ³	Calidad del factor	Referencia
NOx ²	100	lb/ 10 ⁶ scf	0,00160	B	US-EPA AP42 1.4
NOx ³	280	lb/ 10 ⁶ scf	0,00448	A	
MP	7,6	lb/ 10 ⁶ scf	0,0045	D	

Para cada una de las fuentes, dentro de su tipo, se toma la misma longitud de intervalo para hacer los resultados comparables. La longitud de intervalo elegida será reportada en los informes de cálculo de emisiones. 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.

Las fuentes que incorporan tecnología low NOx son: B-371 (jul-2020), B-1201 (abr-2020), B-1202 (jun-2020).

- SO₂:**

Para calcular las emisiones de SO₂ 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 SO₂ y es emitido al ambiente. Las emisiones de SO₂ desde hornos de proceso se calculan usando la siguiente ecuación. Este factor es equivalente al de impuesto verde.

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

E: Emisión de SO₂, kg.

A: Actividad para un intervalo dado, Sm³.

C_{H₂S}: Concentración del ácido sulfhídrico (H₂S) en el combustible, ppmv, desde lectura de cromatógrafo en línea ligado al sistema de datos PI⁴ (cambio de concentración en línea de lectura de cromatógrafo a obtener dato de concentración de laboratorio para H₂S).

M_{SO₂}: Peso molecular del SO₂, 64,066 kg/kg-mol.

V: Volumen molar del fuel gas evaluado en condiciones estándar 68° F y 1 atm, igual a 24,055 Sm³/kg-mol. Calculado a partir de la ecuación termodinámica $V = ZRT/P$, con Z=1.

Las fuentes que cambian metodología de SO₂ (cambio de concentración en línea de lectura de cromatógrafo a obtener dato de concentración de laboratorio para H₂S) 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 2021.

- CO y COV:**

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”.

¹ 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.

² 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”.

³ 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”.

⁴ C_{H₂S} vol de fuel gas de Coker, se obtiene de dato de Laboratorio ERA, desde el punto P3001_H₂S.CV. En el caso de la concentración de H₂S de F-620, se obtiene de Laboratorio ERA, del punto H₂S_F620_ppm.B y se encuentra como concentración en peso. (Informado en carta conductora N°12/2022)



Tabla 4. Factores de emisión para combustión de gas natural en hornos y calderas

Contaminante	FE original	Unidades	Factor convertido ton/kSm ³	Calidad del factor ⁵	Referencia
COV	5,5	lb/10 ⁶ scf	8,81E-05	C	AP-42 en Tabla 1.4-1, literal "a"
CO	84	lb/ 10 ⁶ scf	0,0013	B	

Para cada una de las fuentes, dentro de su tipo, se toma la misma longitud de intervalo para hacer los resultados comparables. La longitud de intervalo elegida será reportada en los informes de cálculo de emisiones. 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.

Desde el año 2020 las calderas cuentan con CEMS de CO según el siguiente detalle:

Tabla 5. Tabla CEMS CO

Caldera	N° de Registro F138	N° de Registro RFyP	Resolución CEMS	Fecha modificación
B-210	IN000649-5	IN-GEV-1037	Res. Ex. 1352/2020 SMA	Abr-2020
B-220	IN000650-9	IN-GEV-6339	Res. Ex. 1353/2020 SMA	Abr-2020
B-230	IN000651-7	IN-GEV-6363	Res. Ex. 1883/2020 SMA	Oct-2020
B-240	IN001036-0	IN-GEV-6387	Res. Ex. 1354/2020 SMA	Ene-2020
U-751	IN000652-5	IN-GEV-6414	Res. Ex. 1355/2020 SMA	Ene-2020

Informado en carta conductora N°12/2022

b) Cracking catalítico

Se identifican las fuentes tipo cracking catalítico, y su propuesta de cálculo de emisiones:

Tabla 6. Fuentes de emisión registradas FCC en ERA Concón

TAG	Descripción	N° Registro RETC	Ubicación
B-755	Cracking Catalítico Fluidizado (FCC)	PC000380-2	Concón

El proceso de Cracking Catalítico se lleva a cabo en un reactor de lecho fluidizado con regeneración continua del catalizador, un diagrama se muestra a continuación:

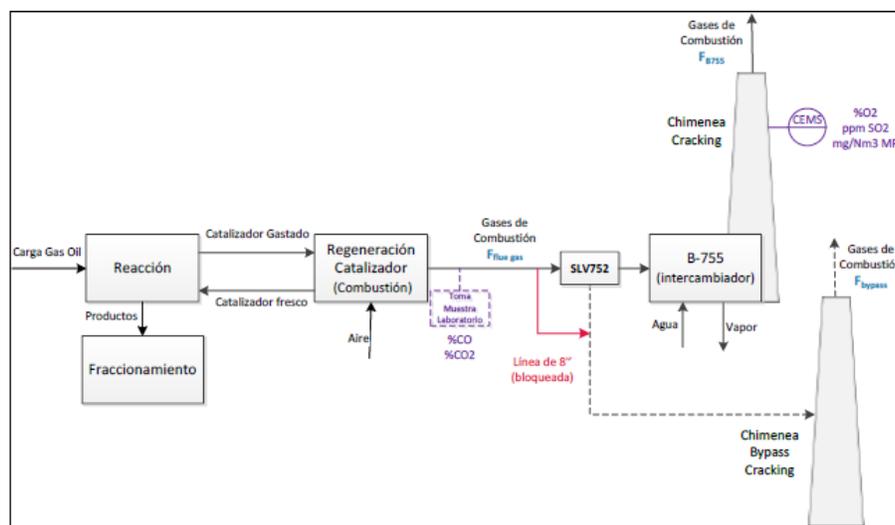


Figura N°1. Diagrama Puntos de medición de parámetros

⁵ Calidad del factor de emisión utilizado de acuerdo con la propuesta de la EPA (EPA-AP42, 1995)



Como se muestra en la figura el sistema cuenta con una chimenea bypass a la cual se direcciona el flujo de gas de gases mediante la activación de la válvula SLV 752, la cual opera durante el proceso de puesta en marcha, detenciones u otras situaciones requeridas operacionalmente. Además, aun cuando no se encuentre operando el bypass a través de la apertura de la válvula SLV 752, el diseño del sistema contempla una línea de diámetro de 8", que direcciona de manera continua una fracción de gases de combustión desde el regenerador hacia la chimenea bypass, con la finalidad de evitar la condensación de la humedad que pueda generar la corrosión en el equipo como solución estándar aplicado a ambientes de climas fríos; está línea de 8" fue bloqueada en noviembre de 2021 (indicado en carta N°91/2022).

Metodología para cuantificación de emisiones chimenea principal:

La chimenea principal tiene validado CEMS de flujo R.E. N° 1460 de 24-06-2021, además de los siguientes parámetros:

- **MP y NOx:**

Para MP se tiene monitoreo continuo de emisiones CEMS en chimenea principal, de acuerdo con la R.E. N° 1933 de 14-08-2021.

En el caso del NOx, mientras no se cuente con CEMS validado, para cuantificar las emisiones de NOx en chimenea principal se realiza en base a medición puntual de emisiones, además 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).

- **SO₂:**

Para SO₂ se tiene monitoreo continuo de emisiones CEMS en chimenea principal, R.E. N° 1460 de 24-06-2021.

Se hace presente que la R.E. N°75/2021 SMA, aprobó condicionalmente la metodología,

- **O₂:**

Para O₂ se tiene monitoreo continuo de emisiones CEMS en chimenea principal, R.E. N° 1460 de 24-06-2021.

- **CO:**

Las emisiones de CO de la Unidad Cracking Catalítico se cuantificarán con factor de emisión propio en base al último monitoreo puntual de emisiones. La frecuencia de los monitoreos será trimestral.

Metodología para cuantificación de emisiones chimenea bypass, cuando descargan ambas chimeneas de la unidad:

- **SO₂ y MP:**

Punto 8 de Res. Ex N°1742/2019 basado en los criterios establecidos en la parte 75.16 al 75.18 de la parte 75, volumen 40 de CFR para el SO₂ y el MP. El método propuesto permite conocer todas las emisiones generadas en la unidad complementando los resultados obtenidos del monitoreo continuo en la chimenea principal.

Las características de los gases de la chimenea principal y bypass es la misma, dado que la fuente de gases de combustión es la única y entre ambas chimeneas no hay condiciones que provoquen un cambio de estos. Titular propone usar el mismo valor de concentración de la chimenea principal.

- **Flujo en escenario de apertura parcial de chimenea bypass:**



Se calculará considerando el criterio VII indicado en el 8.1.3. del protocolo para la validación, aseguramiento y control de la calidad de CEMS, que indica que “Para el caso en que, por condiciones técnicas debidamente justificados, no sea posible la medición (continua, discreta u otra) del parámetro flujo, la fuente podrá estimarlo basándose en cálculos estequiométricos”. El flujo de gases de combustión a través de la chimenea bypass corresponde a la diferencia de flujo total de gases de combustión y el flujo de gases medidos por el CEMS de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$F_{\text{bypass}} = F_{\text{flue gas}} - F_{\text{B755}}$$

F_{bypass} : Flujo de gases a través de chimenea bypass (Nm³/h)

$F_{\text{flue gas}}$: Flujo de gases, estimado por balance de nitrógeno (Nm³/h)

F_{B755} : Flujo de gases medido por CEMS de flujo de gases chimenea principal (Nm³/h)

El flujo de gases total de los gases de combustión ($F_{\text{flue gas}}$) se cuantifica estequiométricamente, realizando un balance de masa de nitrógeno (N₂) según el flujo de aire que se utiliza en el proceso de regeneración del catalizador. El flujo de gases se cuantifica considerando que el nitrógeno corresponde a un gas inerte en la reacción.

$$\%N_{2 \text{ in}} * F_{\text{aire in}} = \%N_{2 \text{ flue gas}} * F_{\text{flue gas}}$$

$$F_{\text{flue gas}} = (\%N_{2 \text{ in}} * F_{\text{aire in}}) / (\%N_{2 \text{ flue gas}})$$

$\%N_{2 \text{ in}}$ = Concentración de nitrógeno en el aire de entrada al regenerador, igual a 79,1%.

$F_{\text{aire in}}$ = Flujo de aire al regenerador (Nm³/h)

$\%N_{2 \text{ flue gas}}$ = Concentración de nitrógeno en los gases de combustión

$$\%N_{2 \text{ flue gas}} = 100\% - C_{\text{CO}_2} - C_{\text{O}_2} - ((C_{\text{CO}} - C_{\text{SO}_2}) / 10^6)$$

C_{CO_2} = Concentración de CO₂ en los gases de combustión en %

C_{O_2} = Concentración de O₂ en los gases de combustión en %

C_{CO} = Concentración de CO en los gases de combustión en ppm

C_{SO_2} = Concentración de SO₂ en los gases de combustión en ppm

A continuación, en la siguiente tabla se indica la frecuencia de medición de las variables:

Tabla 7. Variables

Variable	Unidad	Descripción	Obtenido de	Frecuencia de Medición
$F_{\text{flue gas}}$	Nm ³ /h	Flue gas FCCU	Cálculo horario cada vez que se utiliza la chimenea bypass	No aplica (corresponde a cálculo)
$F_{\text{aire in}}$	Nm ³ /h	Aire compensado FCCU	Flujómetros en Planta	Continuo
$\%N_{2 \text{ out}}$	% base seca	N ₂ Flue gas FCCU	Cálculo	No aplica (corresponde a cálculo)
C_{CO_2}	% base seca	Concentración CO ₂ B-755	Dato Laboratorio ENAP	Muestreo y análisis una vez al día
C_{O_2}	% base seca	Concentración O ₂ B-755	Dato CEMS*	Continuo
C_{CO}	% base seca	Concentración CO B-755	Dato Laboratorio ENAP**	Muestreo y análisis una vez al día
C_{SO_2}	ppm base seca	Concentración SO ₂ B-755	Dato CEMS	Continuo

* Se utiliza dato continuo medido por el CEMS de O₂ de la chimenea principal

** Se utiliza dato de laboratorio ENAP, medido una vez al día

Metodología para cuantificación de emisiones chimenea bypass, cuando descargan sólo la chimenea bypass:

- **SO₂ y MP:**

Cuando no existen flujo de gases en la chimenea principal el CEMS de la chimenea principal no registra lecturas de concentración, por lo tanto para determinar el flujo de la chimenea bypass el titular propone lo siguiente:

Utilizar el criterio IV contenido en el punto 8.1.3 de la Res. Ex. 1743/2019 que indica: “Instalar, validar, operar y mantener un CEMS de gases, MP y un sistema de monitoreo de flujo sólo en la chimenea principal y en la chimenea bypass se deberá informar para cada hora durante el cual las emisiones pasan a través de la chimenea bypass, el valor promedio que resulte de las 9 o 15 corridas de medición realizadas durante la ejecución del último ensayo de Exactitud Relativa o Ensayo de Correlación (según corresponda) que haya sido ejecutado al CEMS de la chimenea Principal. Este valor promedio, podrá ser utilizado como un valor de concentración “por defecto” para ser reportado en cada hora de funcionamiento de la chimenea bypass. Si se requiere reportar un valor de “emisión”, se deberá multiplicar el valor por defecto que se haya obtenido, por un valor histórico de flujo que resulte de la aplicación del respectivo método de referencia considerando una carga mínima



sobre el 50% de funcionamiento de la fuente. El valor de flujo deberá ser actualizado a lo menos 1 vez al año al igual que el valor promedio de la prueba de Exactitud Relativa o Ensayo de Correlación”.

- **Flujo en escenario descarga solo por chimenea bypass:**

Para este escenario en el cual la chimenea principal se encuentra totalmente en bypass, tal como se indica en la alternativa del punto (IV) del punto 8.1.3. de la Res. Ex. N°1743/2019 se utilizará el criterio IV contenido en el punto 8.1.3 de la Res. Ex. 1743/2019 que indica: el valor promedio que resulte de las 9 corridas de medición realizadas durante la ejecución del último ensayo de Exactitud Relativa que haya sido ejecutado al CEMS de flujo de la chimenea principal. El valor de flujo será actualizado cada año mediante el ensayo de Exactitud Relativa anual requeridos para mantener el aseguramiento de calidad de los datos CEMS de la chimenea principal.

- **O₂:**

Se propone determinar el valor de Oxígeno a utilizar, considerando para este parámetro el Criterio (IV) establecido para unidades con chimenea Bypass, en el punto 8.1.3 del Protocolo CEMS, es decir, debiendo instalar, validar, operar y mantener un CEMS de O₂ sólo en la chimenea principal, mientras que en la chimenea bypass se deberá informar para cada vez que las emisiones pasan a través de ella, el valor promedio que resulte de las 9 corridas de medición realizadas durante la ejecución del último ensayo de Exactitud Relativa de O₂ que haya sido ejecutado al CEMS de la chimenea principal.

Este valor promedio, podrá ser utilizado como un valor de concentración de O₂ “por defecto” para realizar la corrección de concentración de los otros parámetros (MP y SO₂).

Nota para chimenea bypass: La apertura/cierre de la válvula SLV752 se realiza mediante un sistema hidráulico específico para dicha unidad. El medio de verificador corresponde al registro de PI de la válvula SLV752 (TAG PI ZI_7702.PV). Se considera apertura total del bypass, cuando el valor se encuentra sobre 94%, apertura parcial entre un 5% y un 94% y bypass cerrado, cuando la indicación del valor es menor al 5%.

c) **Unidad recuperadora de azufre**

Se identifican las unidades recuperadoras de azufre (URA), y su propuesta de cálculo de emisiones:

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



A continuación, se muestra el diagrama de unidad:

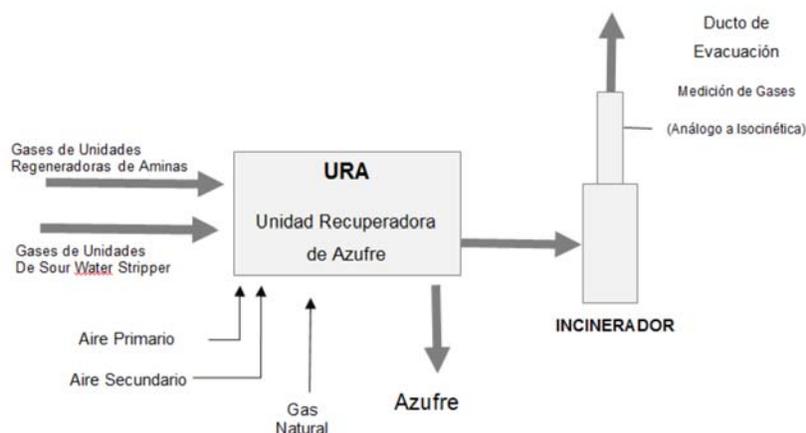


Figura 2: Diagrama URA

En el cálculo de emisiones atmosféricas se definen las siguientes actividades ligadas a URA:

- Producción de azufre (A^S), ton S.
 - Consumo de combustible en horno de reacción Claus (A^{Claus}), Sm^3 .
 - Consumo de combustible en incinerador de Tail gas (A^{Inc}), Sm^3 .
 - Consumo total de combustible URA, suma del consumo del reactor y del incinerador (A^{tot}), Sm^3 , tal que:
 $A^{tot} = A^{Claus} + A^{Inc}$
 - Actividades de tipo energético a partir de consumos (A^{IncE} , A^{ClausE} , A^{totE} , respectivamente), expresados en TJ.
 - Actividades de consumo másico de gas (A^{IncM} , A^{ClausM} , A^{totM} , respectivamente), expresados en kg.
- **MP y NOx:**

Unidades Recuperadoras de Azufre 1 y 2 (URA 1 y URA 2):

Factores MP propuestos en AP-42 por el titular.

Las Unidades Recuperadoras de Azufre utilizan gas natural, tanto en la etapa térmica como en la etapa de incineración. Al quemar el combustible se generan emisiones de material particulado (ver figura a continuación).

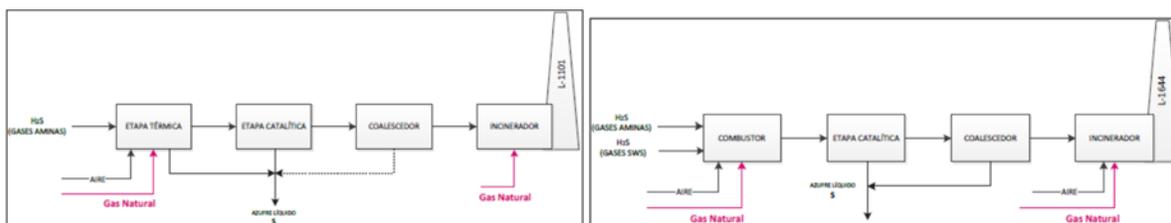


Figura 3: Diagrama URA 1 y 2

Para la estimación de sus emisiones, se utilizará el factor de emisión AP-42, en función del flujo de gas de combustible quemado, según:

$$EMP = FE * NA * (PCS_{Gas\ natural\ quemado} / PCS_{Gas\ natural\ referencial})$$

Donde,

EMP: emisión de Material Particulado

FE: factor de emisión AP-42, igual a 7,6 lb/10 scft, equivalente a 0,0045 ton MP/kSm³ de combustible quemado¹

NA: nivel de actividad, igual al total de consumo de gas natural



PCSGN-ERA: poder calorífico superior del gas natural quemado

PCSGN-EPA: poder calorífico superior referencial EPA igual a 1020 btu/scft

Obtenido de "Chapter 1 External Combustion Sources, 1.4 Natural Gas Combustion, table 1.4-2. Emission Factors for Criteria Pollutants And Greenhouse Gases from Natural Gas Combustion"

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.

Para NO_x, titular propone usar factores de US-EPA y AP-42 según tabla:

Tabla 9. Factores de emisión para Unidades Recuperadoras de Azufre

Contaminante	F.E. original	u.d.m. ^(a)	F.E.	u.d.m. ^(a)	Referencia ^(b)
NO _x	0,1 lb/10 ⁶ BTU	0,22 lb/ton de S producida	0,00011	ton/ton de S	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.

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.

• **SO₂:**

Las emisiones de SO₂ de las URA serán determinadas mediante el uso de CEMS, esto a partir de las respectivas validaciones de los CEMS, toda vez que previo a su implementación y validación, las emisiones de SO₂ desde las URA fueron cuantificadas utilizando un factor de emisión proveniente del isocinético disponible para el periodo de reporte. Al respecto, se tiene que:

-Unidad 1: SO₂ se tiene monitoreo continuo de emisiones CEMS validado según, R.E. N° 1605 de 14-07-2021.

-Unidad 2: SO₂ se tiene monitoreo continuo de emisiones CEMS validado según, R.E. N° 886 de 21-04-2021.

-Unidad 3: SO₂ se tiene monitoreo continuo de emisiones CEMS validado según, R.E. N° 858 de 15-04-2021.

• **CO y COV:**

Se usarán factores de US-EPA y AP-42 según tabla:



Tabla 10. Factores de emisión para Unidades Recuperadoras de Azufre

Contaminante	F.E. original	u.d.m. ^(a)	F.E.	u.d.m. ^(a)	Referencia ^(b)
CO	0,71 lb/10 ⁶ BTU	1,3 lb/ton de S producida	0,00065	ton/ton de S	AP-42, Tabla 8.13-2
THC	0,0014 lb/10 ⁶ BTU	0.04 lb/ton de S producida	0.000018	ton/ton de S	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.

d) **Antorchas**

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

Tabla 11. Antorchas de ERA

TAG	Nº Registro	Ubicación
A-100	PC000378-0	Concón
A-200	PC000379-9	Concón
Antorcha de Coker	PC000383-7	Concón

La ecuación de cálculo es:

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

A_i : 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.

1/10⁶: Factor de conversión de MJ a TJ.

• **MP y NOx:**

Para el cálculo de estos parámetros de MP y NOx, se usa la ecuación anterior (*) en conjunto con los siguientes factores:

Tabla 12. Factores de emisión base energética para antorchas

Contaminante	Efi	Calidad del factor	Unidades	Referencia (*)
MP	~0		lb/MMBtu	EEPR, 2015, Tabla 6-3
NOx	0,068	B	lb/MMBtu	EEPR, 2015, Tabla 6-2

(*) Emissions Estimation Protocol for Petroleum Refineries

• **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.

$$Em_{SO_2} = Q_{GN} \cdot 2 \cdot A_{zGN} \cdot |10^{-6} \text{ ton/g}| + (64,1 \cdot 10^{-6}/24, 055) \cdot Q_{FG} \cdot C_{H_2S,FG} \cdot |10^{-3} \text{ ton/kg}|$$

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_{H_2S} : 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/kgmol.



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

- **CO y COV:**

Al igual que el MP y el NOx, se utiliza la ecuación (*) en conjunto con los siguientes factores:

Tabla 13. Factores de emisión base energética para antorchas

Contaminante	EFI	Calidad del factor	Unidades	Referencia (*)
COV	0,57	E	lb/MMBtu	EEPR, 2015, Tabla 6-2
CO	0,31	E	lb/MMBtu	EEPR, 2015, Tabla 6-2

(*) Emissions Estimation Protocol for Petroleum Refineries

e) **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 14. Fuente de emisiones fugitivas registrada planta Coker.

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

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.

Decoking:

- **MP y NOx:**

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:

$$FE_{MP}^{pila} = 1,8 U$$

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:

$$Em_{MP} = FE_{MP}^{pila} \cdot \text{Área} \cdot t_{exp}$$



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.

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

Sin factores NOx propuestos en AP-42.

- **SO₂:**

Sin factores SO₂ propuestos en AP-42.

- **COV:**

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.

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

Esta metodología se basa en una estimación de la cantidad de vapor generado en el tambor de coque, según las ecuaciones siguientes:

$$E = M_{\text{vapor}} \cdot FE \cdot N \cdot 0,001$$

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:

$$M_{\text{vapor}} = \left[\left((1-f) \cdot (M_w \cdot C_{p,\text{water}} + M_{\text{coke}} \cdot C_{p,\text{coke}}) \right) / \Delta H_{\text{vap}} \right] \cdot [(T-212)/2]$$

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.

$C_{p,\text{water}}$: Capacidad calorífica del agua, btu/ lb°F.

M_{coke} : Masa seca de coque por ciclo, lb/ciclo.

$C_{p,\text{coke}}$: Capacidad calorífica del agua, btu/ lb°F.

ΔH_{vap} : Calor latente del agua, btu/lb.

T: Temperatura superior *Drum* medida justo antes del venteo, 216°F mín.

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

Manejo de coque:

- **MP y NOx:**



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:

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

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 30 μ 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.

Sin factores NOx propuestos en AP-42.

- **SO₂:**

Sin factores SO₂ propuestos en AP-42.

Domo de almacenamiento:

- **MP y NOx:**

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.

$$FE_{MP}^{domo} = FE_{MP}^{pila} \cdot (1 - eff/100)$$

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).

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.

Sin factores NOx propuestos en AP-42.

- **SO₂:**

Sin factores SO₂ propuestos en AP-42.

f) **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 16. Fuentes de emisiones patio de carga.

N° 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, la manera de cómo se calcularán las emisiones se realiza en el punto 5.4.2., letra d). 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.

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:

$$Vi = L_{Li} \cdot Qi$$

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

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

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



Tabla 17. 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:

• **MP y NOx:**

Los factores a utilizar en ecuaciones anteriores son los siguiente:

Tabla 18. 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	$FE_{vap}(e)$ kg/kg
NOx	15	13	3,07E-03	3,10E-03	3,09E-03	3,10E-03
MP total	0,8	0,7	1,65E-04	9,59E-02	4,80E-04	9,59E-02

(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.

(e): Mayor valor resultante entre propano y butano.

• **SO₂:**

Los factores a utilizar en ecuaciones anteriores son los siguiente:

Tabla 19. Factores de emisión combustión Butano y Propano en combustor y factor calculado (a)

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	$FE_{vap}(e)$ kg/kg
SO ₂	0,09S(a)	0,10S(a)	5,59E-05	4,36E-05	4,98E-05	4,98E-05

(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.

(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.

(e): Mayor valor resultante entre propano y butano.

• **CO y COV:**

Los factores a utilizar en ecuaciones anteriores son los siguiente:

Tabla 20. 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(d), kg/kg	Factor Propano(d), kg/kg	FE_{LPG} kg/kg	$FE_{vap}(e)$ kg/kg
COV	0,9 (c)	0,8 (c)	1,89E-04	2,13E-04	2,01E-04	2,13E-04
CO	8,4	7,5	1,77E-03	1,99E-03	1,88E-03	1,99E-03



- (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): Reportado originalmente como TOC, con valor 1,1 butano y 1,0 propano lb/10³gal. Se efectúa sustracción del factor de metano.
- (d): Las densidades consideradas para propano y butano son de 507 y 579 kg/m³, respectivamente. Extraídas desde Apéndices AP-42, página A-6.
- (e): Mayor valor resultante entre propano y butano.

g) 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 21. Grupos electrógenos de ERA

TAG	N° Registro RETC	Ubicación	Potencia de salida, kW
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
10BDV10	EL036853-9	Cogeneradora Concón	-
10BDV20	EL036854-7	Cogeneradora Concón	-

En el caso que se presente alguna variación respecto al combustible que utilizan los grupos electrógeno, se deberá informar en el reporte anual.

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.

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

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, %.

• **MP y NOx:**

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.

Tabla 22: 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	D	

(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 Electr6genos se determina en base al volumen de combustible cargado a cada equipo por el Operador, el cual lo registra manualmente.

- **SO₂:**

Se considerar4 el valor mensual o anual o cualquier otra escala de tiempo como la suma de las emisiones diarias del periodo que se quiere representar.

Tabla 23: Factores de emisi3n de grupos electr6genos a di6sel

Contaminante	FE original	Unidades	Factor convertido ⁶ , ton/m ³	Calidad del factor	Referencia
SOx	0,29	lb/MMbtu	4,78E-03	D	US-EPA, AP42, Sec 3.3

- **CO y COV:**

Se considerar4 el valor mensual o anual o cualquier otra escala de tiempo como la suma de las emisiones diarias del periodo que se quiere representar.

Tabla 24: Factores de emisi3n de grupos electr6genos a di6sel

Contaminante	FE original	Unidades	Factor convertido ⁷ , ton/m ³	Calidad del factor	Referencia
COV ⁸	0,35	lb/MMbtu	5,77E-03	E	US-EPA, AP42, Sec 3.3
CO	0,95	lb/MMbtu	1,56E-02	D	

h) **Turbina**

ENAP Refiner4a Aconcagua cuenta con una turbina que funciona utilizando kerojet como combustible, la cual no opera de forma continua durante el a1o. Esta no posee quemadores con control de emisiones de Nox.

Tabla 25. Fuente emisora Turbina ERA

TAG	N° Registro RETC	Ubicaci3n
J-236	PC003440-1	Conc3n

Sus emisiones se estiman, de acuerdo con lo indicado en la propuesta metodol3gica para la Cuantificaci3n de Emisiones de Fuentes Fijas Afectas a Impuestos Verdes, basada en factores de emisi3n y balance de materia, seg6n la Res. Exenta N°1297/2016.

Las turbinas generan emisiones de NOx, SOx, PM y COV, seg6n lo descrito por US-EPA AP-42, Cap6tulo 3, Secci3n 1, Stationary Turbines. Se pueden calcular las emisiones anuales mediante la expresi3n:

$$E = FE \cdot A$$

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

⁶ Para las conversiones de unidades se utiliz3: Densidad de di6sel de 845 kg/m³ y calor de combusti3n de 137.000 btu/gal, ambos datos extra4idos de Ap6ndices de AP-42.

⁷ Para las conversiones de unidades se utiliz3: Densidad de di6sel de 845 kg/m³ y calor de combusti3n de 137.000 btu/gal, ambos datos extra4idos de Ap6ndices de AP-42.

⁸ Reportado como carbono org4nico total (TOC).



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, m³.

ρ_{kerojet} : Densidad del kerojet a 15°C, igual al mínimo especificado por ENAP para el producto comercial de 775 kg/m³.

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

• **MP y NOx:**

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

Tabla 26: 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

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.

• **SO₂:**

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

Tabla 27: Factores de emisión Turbinas aplicable a ERA

Contaminante	FE original	Unidades	Calidad del factor
SOx	1,01*S ⁹	lb/MMBtu	B

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

• **CO y COV:**

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

Tabla 28: Factores de emisión Turbinas aplicable a ERA

Contaminante	FE original	Unidades	Calidad del factor
COV	4,10E-04	lb/MMBtu	E
CO	3,30E-03	lb/MMBtu	C

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

i) **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%.

⁹ Porcentaje de azufre se obtiene de análisis trimestral del combustible.





Figura 4: 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 29. Registro RETC para Planta de Ácido

TAG	Nº Registro RETC	Descripción	Ubicación
B-1981	PC002238-6 ¹⁰	Chimenea planta de ácido	Concón

En el caso de las emisiones de NO_x 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:

- **SO₂:**

Balance de materia:

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 H₂SO₄: 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.

Por lo tanto la propuesta incluye la memoria de los cálculos de las emisiones de MP, SO₂ y NO_x, estimadas de acuerdo a las metodologías que son trazables.

j) **Estanques**

- **COV:**

ENAP Refinería Aconcagua cuenta con **93 estanques en Concón y 35 en el Terminal de Quintero** sumando un total de 128 estanques que almacenan productos derivados del petróleo.

¹⁰ Horno de “a) Calderas Hornos”



Para los estanques todos los estanques se utilizará 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, los tipos de estanques que se utilizan y sus referencias se muestran a continuación:

- 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 USEPA 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, por ejemplo, un estanque que acumula una sustancia inorgánica será declarado como inactivo, ya que no tendrá emisiones de vapores orgánicos.

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. Además, la metodología utiliza como parámetros de entrada las condiciones meteorológicas de la ubicación de los estanques, para ello se utilizarán los datos de la estación Concón.

k) **Torres de enfriamiento**

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

Tabla 30. Torres de Enfriamiento ERA

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

• **MP y NOx:**

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 31. Factores de emisión para torres de enfriamiento

Contaminante	FE	Unidades	FE	Unidades	Referencia
MP10	Véase Metodología Rank 5 para cálculo de emisiones MP				EEPPR, 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:

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



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.

$Wtfrac{TDS}{10^6}$: Fracción másica de sólidos disueltos totales, TDS/10⁶, 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.

Respecto al NOx no se encuentran factores Nox en AP-42.

- **SO₂:**

Sin factores SO₂ propuestos en AP-42.

- **COV:**

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. Para las emisiones de COV se emplean factores de emisión. Los factores de emisión para emisiones de COV propuesto se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 32. Factores de emisión para torres de enfriamiento

Contaminante	FE	Unidades	FE	Unidades	Referencia
COV	0,08	kg/10 ⁶ L	8 · 10 ⁻⁵	kg/m ³	AP-42, Sec5.1, tabla 5.1-3

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).

La concentración de sólidos totales se obtiene mediante análisis de conductividad, según:

$$TDS = CF_{TDS} \cdot Conductividad$$

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.

Cond: Conductividad, desde análisis de frecuencia diaria, μmho/cm.

l) **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 33. Fuentes de emisiones patio de carga

N° Registro RETC	Descripción	Ubicación
PS000991-3	Patio de carga	Concón
PC000697-6 (Esta fuente se analiza en el punto 5.4.1., letra f)	Combustor	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, SO₂, Nox.

Patio de carga:

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

• **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:

$$L_L = (12,46 \cdot S \cdot P \cdot M) / T$$

Dónde:

L_L: Factor de emisión evaporativa (sin sistema de recolección) de vapores de hidrocarburos, lb/10³ 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 de emisiones de vapores fugitivos de los distintos productos que se cargan. Los valores de L_L se muestran en la siguiente Tabla.

Tabla 34. 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 temperature de 520 °R.

Las emisiones totales compuestos orgánicos totales se calculan como:

$$V_i = L_{Li} \cdot Q_i$$

$$V_{unc} = \sum V_i$$

$$E_p = (1 - eff / 100) \cdot \sum V_i$$

Dónde:

E_p: Emisiones atmosféricas de COV fugitivas de patio de carga para un periodo, kg.

V_{unc}: Generación total de vapores “sin controles” en patio de carga para un periodo dado, kg.

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/m³.

Q_i: Volumen de producto “i” cargado, m³.

Eff: Eficiencia del sistema de captación de vapores, 70% mínimo.

m) **Planta de tratamiento de efluente**



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 Concón se presenta en Tabla:

Tabla 35. Registro RETC para planta Riles

N° Registro RETC	N° de Registro RFyP	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	Ecuilizador fisicoquímico, Reactores biológicos (2), Clarificador	Planta Fenoles 1	Concón
PS005266-3		T5736	Espesador de lodos		Concón
PS005267-1	PS-OR-16408	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	PS-OR-16459	L3608, (*) L3609, L3610	Sistema trat. Lodos activados		Concón
PS005273-6		L3612	Clarificador de trat. Biológico		Concón
PS005274-4		L3615, L3616	Balsa de lodos		Concón

(*) Implementación de cubiertas para fuentes de la unidad Fenoles 2 L-3604, L-3608, L-3609 y L-3610, informado en carta conductora N°12/2022, las cuales se encuentran cubiertas desde el 31 de mayo de 2021.

● **COV:**

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.

$$E_{trat} = \sum E_{fuentes}$$

$$E_{fuentes} = FE_Q \cdot Q$$

$$E_{fuentes} = FE_s \cdot S \cdot A$$

Donde:

E: Emisiones de separadores, kg/mes.

FE_Q: Factor de emisiones de COV, en base al volumen de agua tratada, kg/m³.



Q: Flujo de agua tratada, desde planos de diseño o información operacional, m³/mes.

FEs: Factor de emisiones de COV en base a superficie expuesta al aire, g/m³h.

S: Superficie expuesta al aire, desde planos de diseño, m².

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.

Tabla 36. Factores de emisión COV para subunidades del sistema de tratamiento ERA Concón

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	0,000675 kg/m ³	CONCAWE Rep 4/19, Sec 13.
	Balsa de retención previa a DAF	DAF descubierto	0,004 kg/m ³	CONCAWE Rep 4/19, Sec 13.
	Unidad de Flotación por Aire Disuelto (DAF)	DAF cubierto	1,2·10 ⁻⁴ kg/m ³	CONCAWE Rep 4/19, Sec 13.
Planta de Fenoles 1	Planta de tratamiento biológico (Ecuador, Reactores biológicos, clarificador secundario).	Fuente tratamiento biológico	0,2 g/m ² h (c)	BREF (a), 2015, Sec 3.24
	Espesador de lodos de trat. Biológico (b)			
Planta de Fenoles 2	Balsa de aguas fuera de especificación (b) (cubierto desde 31 mayo 2021)	Separador primario, descubierto	0,2 g/m ² h (c)	BREF (a), 2015, Sec 3.24
	Separador TPI cubierto	Separador cubierto con <880 mg/L de HC a la entrada	0,000675 kg/m ³	CONCAWE Rep 4/19, Sec 13.
	Balsa homogenización	DAF descubierto	0,004 kg/m ³	CONCAWE Rep 4/19, Sec 13.
	Unidad DAF	DAF descubierto	0,004 kg/m ³	CONCAWE Rep 4/19, Sec 13.
	Sistema de tratamiento biológico de lodos activados (cubierto desde 31 mayo 2021) (d)	Fuente tratamiento biológico	0,2 g/m ² h (c)	BREF (a), 2015, Sec 3.24
	Clarificador de trat. Biológico			
	Balsas de lodos del trat. Biológico			
	API2			
API ampliación				

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

(b): El esperador de lodos opera de forma discontinua durante el año.

(c): m² de área expuesta al aire. Para el cálculo de emisiones desde la fuente L-3604 se actualiza el factor de emisión a "Separador de aceites cubierto"

(d)¹¹: "Tratamiento biológico reducido en un 90% debido al efecto de las cubiertas.

Las entradas de registro ventanilla única relacionada a plantas de tratamiento de efluentes de **ERA Quintero** se presenta en Tabla:

Tabla 37. Registro RETC para planta Riles

N° Registro RETC	TAG	Descripción	Planta de tratamiento	Ubicación
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.

¹¹ De acuerdo a CONCAWE, Reporte 4/19, Tabla 8, que indica lo siguiente: "Where the complete system has a tightly sealed cover installed with an assumed vapour retention efficiency of 97%. For other types of cover an efficiency of 90% can be assumed".



- **COV:**

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

$$E_{trat} = \sum E_{fuentes}$$

$$E_{fuentes} = FE_Q \cdot Q$$

$$E_{fuentes} = FE_S \cdot S \cdot A$$

Donde:

E: Emisiones de separadores, kg/mes.

FE_Q : Factor de emisiones de COV, en base al volumen de agua tratada, kg/m³.

Q: Flujo de agua tratada, desde planos de diseño o información operacional, m³/mes.

FE_S : Factor de emisiones de COV en base a superficie expuesta al aire, g/m³h.

S: Superficie expuesta al aire, desde planos de diseño, m².

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.

Tabla 38. Factores de emisión COV para subunidades del sistema de tratamiento ERA Quintero

Planta de tratamiento	Fuente de emisión de COV	Fuente asimilable a:	Factor de Emision	Referencia
Planta tratamiento Terminal Quintero	API1	Separadores con <880 mg/L de HC a la entrada	0,000675 kg/m ³	CONCAWE Rep 4/19, Sec 13.
	API2			
	API ampliación			

n) 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.

- **COV:**

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.

o) 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.

- **MP, NOx y SO₂:**

Se aplica la metodología mediante el uso de CEMS (NOx y flujo validados en R.E. N°97 de 19 de enero 2021; y MP validado en R.E. N°888 de 9 de junio 2022), cuando opera como unidad generadora, para la turbina 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.

Tabla 39. Caldera y turbina de Central combinada ERA

TAG	N° Registro RETC	Tipo	Ubicación	Potencia térmica, MWt	Combustible
11HA10	IN003466-5	Caldera Recuperadora de calor (HRSG)	Cogeneradora, Concón	414,27	Gas Natural
11MB	PC003861-K	Turbina	Cogeneradora, Concón	237,45	Gas Natural

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 2: Acta de inspección de 28 de abril de 2021.

Anexo 3: Carta conductora N°158/2021, de 26 de julio de 2021.

Anexo 4: Carta conductora N°91/2022, de 29 de julio de 2022.

Anexo 5: Carta conductora N°12/2022, de 12 de septiembre de 2022.

