



Superintendencia del Medio Ambiente  
Gobierno de Chile

## INFORME TÉCNICO DE FISCALIZACIÓN AMBIENTAL

**Fiscalización Ambiental**

**REFINERÍA ENAP BIOBÍO  
(ID UF 2435)**

**DFZ-2018-2158-VIII-RCA  
(ID proceso: 41707)**

	Nombre	Firma
Aprobado	<b>Francisco Caamaño Aguillón</b>	 Francisco Caamaño Aguillón Jefe (S) Oficina Regional Biobío
Elaborado	<b>Hugo Ramírez Cuadra</b>	 Hugo Ramírez C. Fiscalizador Oficina Regional Biobío

## Contenido

<b>Contenido</b> .....	1
1 RESUMEN.....	2
2 IDENTIFICACIÓN DE LA UNIDAD FISCALIZABLE .....	3
2.1 Antecedentes Generales .....	3
2.2 Ubicación y Layout.....	4
3 INSTRUMENTOS DE CARÁCTER AMBIENTAL FISCALIZADOS .....	5
4 ANTECEDENTES DE LA ACTIVIDAD DE FISCALIZACIÓN .....	7
4.1 Motivo de la Actividad de Fiscalización.....	7
4.2 Aspectos relativos a la ejecución de la Inspección Ambiental .....	8
4.3 Revisión Documental.....	12
5 HECHOS CONSTATADOS.....	14
5.1 Emisiones atmosféricas .....	14
2. Datos Calidad de Aire y meteorología de la Red ERBB ampliado a 04-06-2021 (periodo 31-05-2021 al 04-06-2021) .....	27
3. Informe técnico instalación, reemplazo y operación de antorchas con relación a lo establecido en el proceso de la RCA 65/2004 Mejoramiento Calidad de Diésel. ....	27
4. Reporte de investigación de incidente ocurrido el día 03-06-2021, con detalle de acciones correctivas realizadas y causas identificadas.....	27
6. Datos Calidad de Aire y meteorología de la Red ERBB ampliado a 04-06-2021 (periodo 31-05-2021 al 04-06-2021) .....	63
7. Informe técnico instalación, reemplazo y operación de antorchas con relación a lo establecido en el proceso de la RCA 65/2004 Mejoramiento Calidad de Diésel .....	63
8. Reporte de investigación de incidente ocurrido el día 03-06-2021, con detalle de acciones correctivas realizadas y causas identificadas.....	63
6 CONCLUSIONES.....	92
7 ANEXOS.....	95

## 1 RESUMEN

El presente documento da cuenta de los resultados de las actividades de fiscalización ambiental realizada por la Superintendencia del Medio Ambiente a la Unidad Fiscalizable "ENAP Refinería Biobío". La actividad de fiscalización consta de requerimientos de información realizados al titular, además de una serie de inspecciones ambientales (Ver Anexo 1).

La Unidad Fiscalizable (UF) consiste en una refinería de petróleo y sus derivados, ubicada en la comuna de Hualpén, en la Región del Biobío. La refinería tiene una capacidad para procesar (destilar) 116.000 barriles/día de crudo.

ENAP Refinerías Biobío (ERBB) corresponde a una unidad fiscalizable donde se realiza la producción de combustibles y otros productos derivados del petróleo (solventes, bases para fabricación de asfaltos, etileno y otros productos petroquímicos). Así en la Refinería se procesa el crudo, separándose: NAFTA, GAS OIL, GAS de Refinería, distintos tipos de gasolinas y producción de Petcoke. La unidad fiscalizable ERBB cuenta con trece (13) Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) vigentes en operación.

Las principales unidades que comprende ERBB son:

- Hidrocracking de Conversión Media (HCM),
- Compañía de Hidrogeno de Talcahuano (CHT),
- Plantas Desulfurizadoras
- Planta de Producción de PetCoke (Coker),
- Molino y Domo de Petcoke para abastecimiento de Cogeneradora,
- Planta de Aguas Ácidas,
- Planta de Tratamiento de Riles y Aguas Aceitosas,
- Planta de Soda Agotada,
- Planta de desmineralización de aguas,
- Planta de Topping,
- Pila de Petcoke y descarga de Riles al río Biobío entre otras subunidades.
- Cogeneradora Petropower

El presente informe es un resumen de actividades de fiscalización realizadas a la Refinería y Petropower debido a incidentes ambientales y denuncias de comunidad vecina. Las denuncias abordadas son:

1. ID SIDEN 22-VIII-2018 - Denuncia contra la Central Térmica Petropower, la cual es una unidad que se alimenta de la refinería y se emplaza en terreno de la refinería, la cual emite ruido y material particulado a comunidad vecina denominada "El Triángulo" en la comuna de Hualpén.
2. ID SIDEN 32-VIII-2018 – Denuncia por olores molestos y donde la SEREMI de Salud de la región del Biobío inició un sumerio sanitario a la Planta recuperadora de azufre (SRU-1), calificada ambientalmente por la RCA N° 55/1997.

Las materias relevantes objeto de la fiscalización incluyeron los aspectos ambientales de (1) Manejo de emisiones atmosféricas y (2) Plan de emergencia (antorchas) y 3) Manejo de ruido.

Entre los hechos constatados que representan hallazgos se encuentran:

- El titular no ha realizado el reemplazo de la antorcha L-1360, de acuerdo a lo comprometido en la RCA N° 65/2004. "Proyecto Mejoramiento Calidad de Diesel". Sin perjuicio de lo indicado, el titular informa que "Si bien en la RCA 65/2004 se aprueba una capacidad de diseño del sistema de antorchas 1.400.000 Kg/h, y se estima un requerimiento en un escenario de emergencia eléctrico general de 1.306.020 Kg/h. A partir de la metodología indicada en el párrafo anterior y con la salida de servicio de las plantas Etileno y Bensat, los requerimientos de antorchas corresponden a 679.000 kg/h". Lo anterior implica que actualmente el sistema de antorchas de la refinería se encontraría sobredimensionado para el caudal de gases a tratar en condiciones normales y de emergencia.

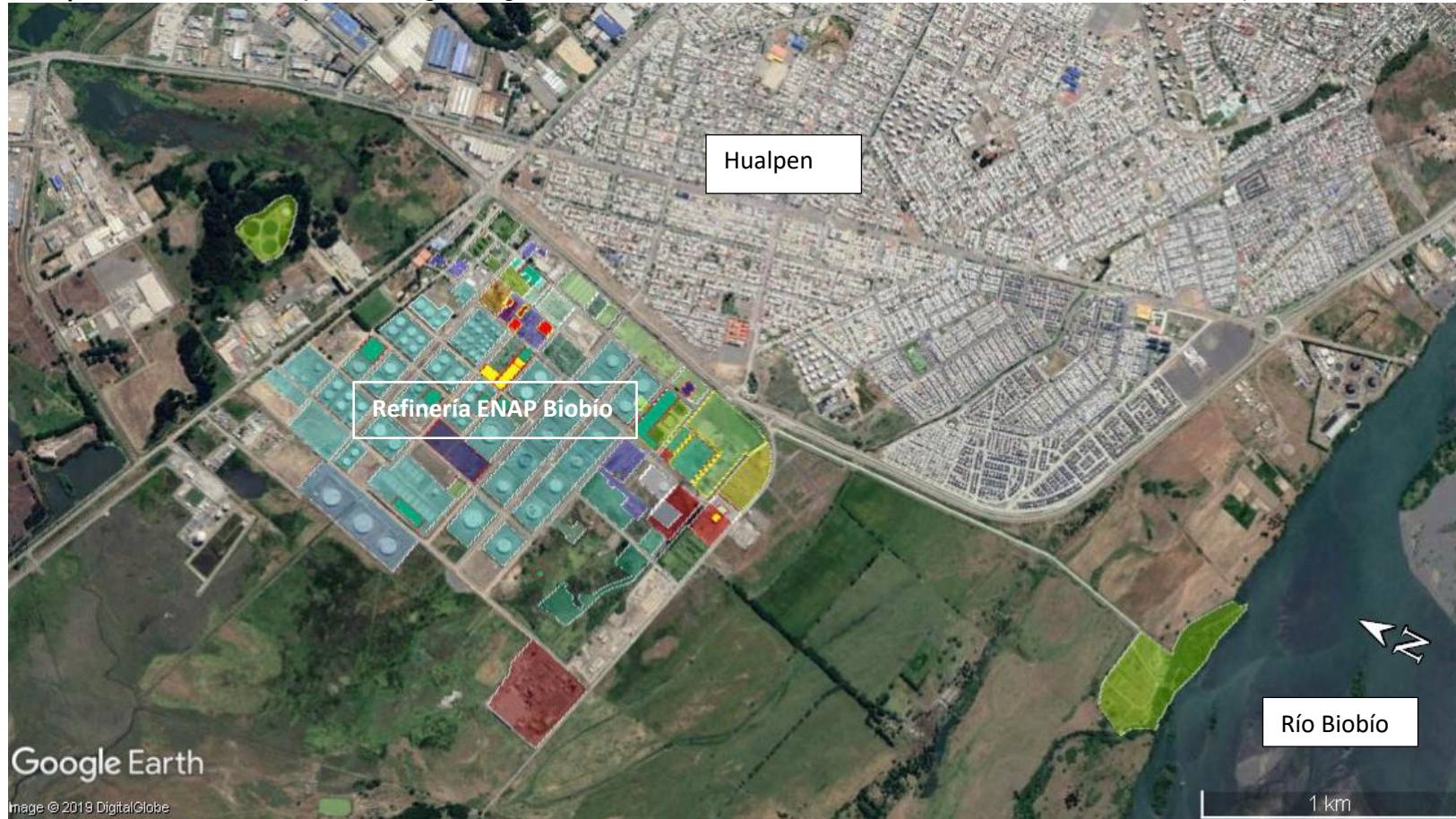
## 2 IDENTIFICACIÓN DE LA UNIDAD FISCALIZABLE

### 2.1 Antecedentes Generales

<b>Identificación de la Unidad Fiscalizable:</b> REFINERÍA ENAP BIOBÍO	<b>Estado operacional de la Unidad Fiscalizable:</b> En operación
<b>Región:</b> Biobío	<b>Ubicación específica de la unidad fiscalizable:</b> Camino a Lenga N° 2001. Hualpén
<b>Provincia:</b> Concepción	
<b>Comuna:</b> Hualpén	
<b>Titular(es) de la unidad fiscalizable:</b> ENAP REFINERÍAS S.A.	<b>RUT o RUN:</b> 87.756.500-9
<b>Domicilio titular(es):</b> Avenida Borgoño 2577, Concón, Región de Valparaíso.	<b>Correo electrónico:</b> <a href="mailto:ahillerns@enaprefinerias.cl">ahillerns@enaprefinerias.cl</a>
	<b>Teléfono:</b> +56-41-2506000
<b>Identificación representante(s) legal(es):</b> ALVARO HILLERNS VELASCO	<b>RUT o RUN:</b> 13.104.142-K
<b>Domicilio representante(s) legal(es):</b> Avenida Borgoño 2577, Concón, Región de Valparaíso	<b>Correo electrónico:</b> <a href="mailto:ahillerns@enaprefinerias.cl">ahillerns@enaprefinerias.cl</a>
	<b>Teléfono:</b> +56-41-2506000

## 2.2 Ubicación y Layout

Figura 1. Mapa de ubicación local (Fuente: Imagen Google earth, 2019, Áreas ,modificado de Carta ENAP N°85 de fecha 09-11-2018)



Coordenadas UTM de referencia: DATUM WGS 84

Huso: 18 S

UTM N: 5.928.376

UTM E: 668.043

### 3 INSTRUMENTOS DE CARÁCTER AMBIENTAL FISCALIZADOS

Identificación de Instrumentos de Carácter Ambiental fiscalizados.						
N°	Tipo de instrumento	N°/ Descripción	Fecha	Comisión/ Institución	Título	Comentarios
1	Resolución Exenta	N° 545/1995.	25-07-1995	COREMA Biobío	Califica Ambientalmente el Proyecto "Coque y Cogeneración de Petropower	Corresponde a central termoeléctrica de la refinería.  Expediente de evaluación: <a href="http://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?id_expediente=1180">http://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?id_expediente=1180</a>
2	Resolución Exenta	N° 55/1997	22-12-1997	COREMA Biobío	Califica Ambientalmente el Proyecto "Optimización de la Calidad Ambiental de los Combustibles y Unidades de Tratamiento Asociadas".	Los procesos involucrados en este proyecto son: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tratamiento de gases ácidos (Fuel Gas) con MDEA.</li> <li>• Tratamiento de las aguas ácidas.</li> <li>• Planta de Recuperación de Azufre</li> </ul> <a href="https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?id_expediente=1008">https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?id_expediente=1008</a>
3	Resolución Exenta	339/2001	22-10-2001	COREMA Biobío	HIDROCRACKING DE CONVERSION MEDIA Y UNIDADES ASOCIADAS	Antorcha L1390 Antorcha L1320  El proyecto se compone de las siguientes unidades: - Una Planta de Hidrocracking de Conversión Media. - Una Planta de Hidrógeno. - Una Planta de Azufre. - Una Planta de Aguas Ácidas. - Aumento de Capacidad de la Unidad PSA.  Expediente de evaluación <a href="http://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?id_expediente=4169">http://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?id_expediente=4169</a>
4	Resolución Exenta	65/2004	23-03-2004	COREMA Biobío	MEJORAMIENTO CALIDAD DE DIÉSEL	Antorcha refinería L-1360  El proyecto considera las siguientes Unidades: a) Planta de Hidrodesulfurización. b) Aumento capacidad de Planta de Hidrocracking.

						c) Reemplazo de antorcha L-1360. d) Nueva Torre de Enfriamiento. <a href="http://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?id_expediente=236546">http://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?id_expediente=236546</a>
	Decreto Supremo	38/2011	11-11-2011	MMA	ESTABLECE NORMA DE EMISIÓN DE RUIDOS GENERADOS POR FUENTES QUE INDICA, ELABORADA A PARTIR DE LA REVISIÓN DEL DECRETO Nº 146, DE 1997, DEL MINISTERIO SECRETARÍA GENERAL DE LA PRESIDENCIA	<a href="https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1040928">https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1040928</a>



## 4 ANTECEDENTES DE LA ACTIVIDAD DE FISCALIZACIÓN

### 4.1 Motivo de la Actividad de Fiscalización

Motivo		Descripción	
X	No programada	X	Denuncia
		X	De Oficio
		<p><b>Detalles:</b></p> <p><b>1. Denuncias</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>22-VIII-2018</b> - Denuncia contra CT Petropower ENAP por ruido nocturnos molestos y por emisiones atmosféricas con posible afectación en la población denominada "Arturo Prat".</li> <li>• <b>32-VIII-2018</b> - SEREMI de Salud de la Región del Biobío mediante Ord N° 439 de fecha 05-02-2018 deriva antecedentes recopilados en expediente N° 178EXP1964. Olores molestos por evento en Planta Recuperadora de Azufre (SRU-1).</li> </ul> <p><b>2. Informes de incidente</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Incidente N° 4050 informado en fecha 05-09-2018 asociado a RCA N° 65/2004. Filtración en la Unidad de Hidrocracking y activación plan de contingencia.</li> <li>• Incidente N° 4526 informado en fecha 15-02-2019. Detención no programada de la caldera de cogeneración y la detención de la unidad MHC. RCA 545 / 1995 - COQUE Y COGENERACION PETRO POWER</li> <li>• Incidente Ambiental #8384 Fecha 04-06-2021 RCA 65 / 2004 - PROYECTO MEJORAMIENTO CALIDAD DE DIÉSEL</li> <li>• Incidente Ambiental #8382 Fecha 03-06-2021 RCA 187 / 2005 - AUMENTO DISPONIBILIDAD DE PRODUCTOS Y MEJORAMIENTO SISTEMAS DE TRATAMIENTO ASOCIADOS A MEDIO AMBIENTE Y PROCESOS</li> <li>• Incidente Ambiental #8620. Fecha 20-09-2021 RCA 65 / 2004 - PROYECTO MEJORAMIENTO CALIDAD DE DIESEL</li> </ul>	



#### 4.2 Aspectos relativos a la ejecución de la Inspección Ambiental

Fecha	Motivo	MATERIA ESPECÍFICA OBJETO DE LA INSPECCIÓN AMBIENTAL	INSTRUMENTOS DE CARÁCTER AMBIENTAL FISCALIZADOS
27-02-2019	Incidente de fecha 15-02-2019 en Petropower y otros aspectos	Manejo de emisiones atmosféricas. Manejo de ruido Plan de contingencias y emergencias	RCA N° 545/1995.
03-06-2021	De oficio por Incidente ambiental de caída de potencia eléctrica interna.	Plan de contingencias y emergencias	RCA 55 1997 RCA 364/1999 RCA 339/2001 RCA 019/2003 RCA 65/2004  Ley Orgánica SMA N° 20.417

#### 4.2.1 Esquema de recorrido 27-02-2019

Figura 3. Esquema de recorrido inspección ambiental



#### 4.2.2 Esquema de recorrido 03-06-2021

Figura 4. Esquema recorrido de inspección ambiental.



### 4.2.3 Detalle del Recorrido de la Inspección

Las Acta de Inspección Ambiental se presentan en **Anexo 1**

#### 4.2.3.1 Primer día de inspección (27/02/2019)

N° de estación	Nombre/ Descripción de estación
1	Oficina Administrativa. Corresponde a la oficina donde se realiza reunión de inicio de la inspección, con personal de ENAP.
2	Sala de Reunión Petropower. Corresponde a la oficina donde se realiza reunión con personal técnico de Petropower.
3	Sala de Control Petropower. Lugar donde se ubican los sistemas de control interno de la cogeneradora.
4	Área Bombas de Lubricación Turbogenerador. Sector dónde ocurrió incidente informado con fecha 15-02-2019.
5	Depósito de Caliza. Sector de confinamiento de caliza, insumo que es utilizado en el proceso de cogeneración.
6	Calle acceso a Depósito Petcoke. Corresponde a sector donde se almacena transitoriamente el petcoke proveniente de la planta de petcoke aledaña al sector.
7	Depósito de Petcoke. Corresponde al domo de almacenamiento y carga de petcoke hacia la cogeneradora.
8	Estación de medición de ruido. Estación de medición en línea de la refinería, del parámetro ruido (dBA).

#### 4.2.3.2 Segundo día de inspección (03/06/2021)

N° de estación	Nombre/ Descripción de estación
1	Vía Pública. Vista de las antorchas en funcionamiento L-1390 y L-1320.
2	Oficina Administrativa. Corresponde a la oficina donde se realiza reunión de inicio de la inspección, con personal de ENAP.

### 4.3 Revisión Documental

#### 4.3.1 Documentos Revisados

ID	Nombre del documento revisado	Origen/ Fuente	Organismo encomendado	Observaciones
1	Carta ENAP N° 018/2018. De fecha 27-03-2018 (Anexo 2).	Titular	SMA	Responde a la Resolución Exenta N° 018/2018. Donde se anexan los siguientes documentos: <ul style="list-style-type: none"><li>• Anexo 1. Copia de reporte de aviso/contingencia/incidente de fecha 26-10-2017, Vista desde editor Sistema de Seguimiento Ambiental.</li><li>• Anexo 2. Registro de parámetros asociados a emisiones de la Unidades SRU-1</li><li>• Anexo 3. Respaldo detención SRU-2.</li><li>• Anexo 4. Datos de calidad de aire. Promedios horarios.</li></ul>
2	Carta ENAP N° 085/2018 de fecha 09-11-2018 (Anexo 2).	Titular	SMA	Responde a la Resolución Exenta N° OBB 031/2018. Donde se anexan los siguientes documentos: <ul style="list-style-type: none"><li>• Informe de respuesta a requerimiento de información</li><li>• Anexo 2. Auditoría ambiental de emisión de olores. Refinería Biobío de ENAP Refinerías S.A. Elaborado por Besten. Mayo 2013.</li><li>• Anexo 3. Informe de Seguimiento Ambiental. Medición de Olor mediante Olfatometría Dinámica y modelo de dispersión atmosférica. Estanque de Aguas Ácidas TK -1602. ENAP Refinerías S.A. Planta Biobío, Hualpén. 25-10-2018.</li><li>• Compilado Informes de Monitoreo BTX mediante Tubos Pasivos ORSA.</li><li>• Plan de Emergencia ENAP Refinerías Biobío. Octubre 2015. Revisión N° 11.</li></ul>



3	Carta ENAP N° 031/2019 de fecha 19-03-2019 (Anexo 2).	Titular	SMA	<p>Responde al Acta de Inspección Ambiental de Fecha 27-02-2019. Donde se anexan los siguientes documentos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Anexo 1. Serie de tiempo de potencia y flujo de vapor principal salida caldera a TG.</li> <li>• Anexo 2. Planilla Excel. Datos crudos de flujo de vapor de caldera y generación de energía por turbina.</li> <li>• Anexo 3. Informe Técnico de Incidente Petropower. 15 febrero 2019.</li> </ul>
4	Carta ENAP N° 069/2021 de fecha 06-07-2021 (Anexo 2).	Titular	SMA	<p>Responde al Acta de inspección por fiscalización realizada el 03 de junio de 2021 en Refinería Biobío.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 1) Informé técnico de estimación de caudal, composición y el tiempo de despresurización por unidad, que envió a quemado a cada antorcha.</li> <li>• 2) Datos de calidad de aire y meteorología de la red ERBB ampliado a 04-06-2021 (periodo 31-05-2021 al 04-06-2021).</li> <li>• 3) Informe técnico instalación, reemplazo y operación de antorchas con relación a lo establecido en el proceso de la RCA 65/2004 Mejoramiento de Calidad de diésel.</li> <li>• 4) Reporte de investigación de incidente ocurrido el día 03-06-2021, con detalle de acciones correctivas realizadas y causas identificadas.</li> </ul>

## 5 HECHOS CONSTATADOS.

### 5.1 Emisiones atmosféricas

<b>Número de hecho constatado: 1</b>	<b>Estación N°: 1, 2, 3, 4, 5, 6 y 7 de IA de fecha 27-02-2019</b>
<b>Documentación Revisada:</b> <ul style="list-style-type: none"><li>ID 1, 2, 3 y 4.</li></ul>	
<b>Exigencias:</b> <p><b>DIA "Optimización de Calidad Ambiental de Combustibles y Unidades de Tratamiento Asociadas"</b> <b>Anexo 9 CALIDAD DEL AIRE Y RUIDO</b> <b>EMISIONES A LA ATMOSFERA</b></p> <p><i>Las principales fuentes de emisiones a la atmósfera de un proceso de refinación de petróleo y sus plantas asociadas son los hornos, calderas y antorchas. La combustión en hornos y calderas tiene por objeto generar energía para el proceso y, por motivos económicos, se optimiza mediante el control de exceso de aire. Este control tiene por consecuencia la no emisión de humos durante el proceso normal. Por ello, las emisiones son principalmente dióxido de carbono y agua acompañados de cantidades mínimas de hidrocarburos y de concentraciones de dióxido de azufre que dependen de la calidad del combustible.</i></p> <p><i>Durante la operación normal, en las antorchas se queman gases provenientes de alivios de presión de diversos procesos y otros que son residuos de sistemas de tratamiento, entre los que se encuentra el hidrógeno sulfurado cuya combustión también produce dióxido de carbono y agua y alguna cantidad de dióxido de azufre y trazas de mercaptanos. Las concentraciones de los dos últimos compuestos dependen de las características de la materia prima y de la eficiencia de procesos de retención de azufre.</i></p> <p><i>El dióxido de azufre es el contaminante principal en términos cuantitativos.</i></p> <p><i>También se produce alguna emisión de material particulado, principalmente por arrastre de finos de catalizador proveniente de la unidad de Cracking Catalítico. La emisión de material particulado -humo- por las otras chimeneas del proceso es despreciable debido al control de combustión ya mencionado.</i></p> <p><b>Material Particulado</b></p> <p><i>La emisión de material particulado por la refinería no supera los 400 Kg/día por lo que la refinería está exenta del control del Decreto 185. El complejo PETROPOWER aportará, a través de la chimenea de la caldera de Cogeneración, una cantidad estimada en 432 Kg/día de material particulado total. El Complejo formado por la PETROX y PETROPOWER tendrá por lo tanto una emisión total de material particulado inferior a una tonelada diaria por lo que también estará exento del control del Decreto 185. El material emitido por ambos procesos es inerte. La operación de las plantas que conforman en proyecto "Mejoramiento de la Calidad Ambiental de Combustibles y Plantas de Tratamientos Asociadas". no modificará estas emisiones .</i></p>	



#### *Dióxido de Azufre*

*Los procesos del proyecto, tienen por objeto retirar el azufre de combustibles destinados al mercado nacional, y de los gases que se utilizan en la refinería como combustible de consumo interno en generación de energía para la planta. Estos procesos se complementan con otros similares que la refinería ha estado implementando y optimizando desde hace algún tiempo y que entrarán en operación en forma prácticamente simultánea.*

*El azufre retirado se convertirá en azufre elemental o sulfhidrato de sodio en solución, alternativas que dependerán de las condiciones de operación de las plantas. Ambos productos serán comercializados. El azufre elemental era manejado con procedimientos que impiden la emisión de material particulado.*

*La operación del proyecto, y de las otras plantas tendrá efecto sobre las emisiones de dióxido de azufre de todo el complejo PETROX-PETROPOWER por lo que este análisis comprende el efecto integrado total.*

#### **DIA “Optimización de Calidad Ambiental de Combustibles y Unidades de Tratamiento Asociadas”**

##### **Anexo Línea de base.**

*Dado que el proyecto corresponde a la mitigación de las emisiones de SO<sub>2</sub> a la atmósfera para parte del proyecto PETROPOWER por un lado, y para las emisiones globales de la refinería por otro, es necesario conocer que como línea de base para el proyecto pueden ser consideradas las siguientes situaciones:*

- a) La prevista en el Estudio de Impacto Ambiental de PETROPOWER (junio 1994).*
- b) La que existe a la fecha.*
- c) Funcionamiento del Complejo, incluyendo la operación de PETROPOWER.*

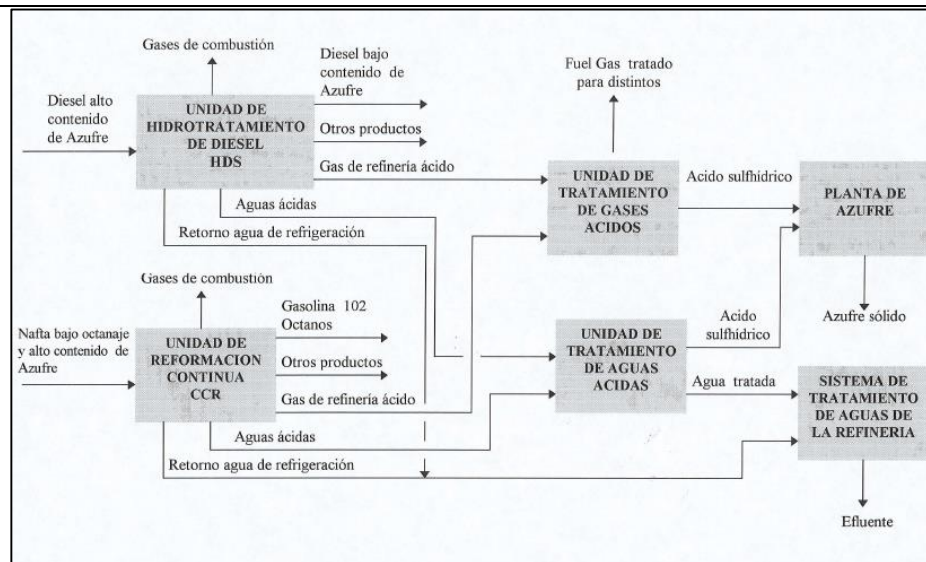
*Se analizarán las alternativas y se compararán con la situación hipotética que existiría cuando el complejo PETROX-PETROPOWER estuviera en funcionamiento, sin la operación del proyecto en estudio. De esta forma se podrá evaluar el impacto del proyecto, sobre las emisiones de SO<sub>2</sub>:*

- a) Condiciones de Línea de Base teóricas contenidas en el Estudio de Impacto Ambiental para el proyecto PETROPOWER.*

*Según el informe: "Dispersion Simulations of Emissions from a New Coker Plant at the Refinery PETROX", preparado por INDIC en junio de 1994 para la empresa, las emisiones de SO<sub>2</sub> totales estimadas a esa fecha y las probables para PETROPOWER con las alternativas Coker 1 y Coker 2, son las que se indican en la tabla 1.*

*Tabla 1. Emisiones estimadas de SO<sub>2</sub> en Refinería PETROX, antes y después de PETROPOWER.*

EMISIONES SO <sub>2</sub>	Refinería junio 1994	Coker 1	Coker 2
ton/año	4.150	4.276	3.233
ton/día	11,4	11,7	8,9



**INFORME TÉCNICO FINAL EVALUACIÓN DE D.I.A. “Optimización de Calidad Ambiental de Combustibles y Unidades de Tratamiento Asociadas”  
IMPACTOS AMBIENTALES RELEVANTES Y MEDIDAS DE MITIGACIÓN DEL PROYECTO.**

**1.- Emisiones a la Atmósfera.**

Las principales fuentes de emisión a la atmósfera de un proceso de refinación de petróleo y sus plantas asociadas son: Hornos, Calderas y Antorchas.

a) Material particulado respirable.

Actualmente no supera los 400 Kg/ día, por lo que la refinería está exenta del control del Decreto 185.

• El complejo Petropower aportará a través de la chimenea de la caldera de Cogeneración del orden de 432 Kg/día

El complejo formado por Petrox y Petropower tendrá por lo tanto una emisión total de material .particulado respirable inferior a la Ton/ día, por lo que también está exento del control del Decreto 185.

**b) SO<sub>2</sub>**

El SO<sub>2</sub> es el contaminante principal en términos cuantitativos.

Los procesos del proyecto tienen por objeto retirar el azufre de combustibles destinados al mercado nacional y, de los gases que se utilizan en la refinería como combustibles de consumo interno en generación de energía de la planta.

El azufre retirado se convertirá a su estado 1 elemental el que será comercializado.

El proyecto pasa a ser parte del complejo industrial y actúa como elemento mitigante en las emisiones gases de este, por lo que tiene un efecto positivo en el área de influencia de la refinería.

Las emisiones del complejo se consideran bajo 3 distintas situaciones, de operación, correspondiendo a: caso 1, a la línea de base, es decir, emisiones actuales sin considerar el proyecto; caso 2, a 1 operación futura del proyecto y, caso 3, situación si el proyecto no se llevara a-cabo.

Compuesto	Emisiones del complejo			
	Caso 1	Caso 2		Caso 3
		Future-Low	Future-High	
SO <sub>2</sub>	8.030 ton/año 22 ton/día	4.599 ton/año 12,6 ton/día	5.520 ton/año 15,12 ton/día	22.995 ton/año 63 ton/día
PM 10	146 ton/año 400 kg/día	303,7 ton/año 832 kg/día	303,7 ton/año 832 kg/día	303,7 ton/año 832 kg/día

Los sistemas de tratamiento de gases, se han diseñado como un conjunto interconectado con capacidad de tratamiento suficiente, de manera de garantizar la operación continua del proceso, en caso de detención de uno de sus componentes, esto se logra derivando la alimentación del componente con problemas hacia el resto de las-unidades de recuperación de azufre.

Se ampliará el sistema continuo de monitoreo actual de Petrox, que consta de .un analizador de PM10 y un analizador de SO<sub>2</sub>, a estos equipos se agregarán 2 analizadores por fluorescencia ultravioleta y 2 analizadores de MP10. Los equipos se instalarán en el área poblada vecina en ubicaciones que serán definidas de común acuerdo con la autoridad competente.

#### **1.2- Generación de olores en los procesos y medidas de mitigación.**

Las fuentes principales de olores en la refinería son las antorchas .Y la evaporación de .compuestos azufrados en la planta de tratamiento de efluentes.

Una de las consecuencias de la implementación del proyecto será la disminución de la emisión de olores por las antorchas de la refinería. Ello debido a que actualmente la refinería está quemando en ellos alguna cantidad de H<sub>2</sub>S, lo que genera trazas de mercaptano de olor fuertemente perceptible.

Debido a que las Unidades de Tratamiento Asociadas optimizarán la recuperación de H<sub>2</sub>S y su transformación en S elemental, se minimizará la quema de H<sub>2</sub>S, por lo que .el olor proveniente de las antorchas disminuirá.

Las UHDS y URC emitirán olores por evaporación de hidrocarburos o fugas de gases, sólo en casos de problemas de operación. Los procedimientos de seguridad vigentes para plantas de este tipo, exigen la aplicación de planes y la certificación de su aplicación.

El incinerador de la planta de azufre emitirá SO<sub>2</sub>, el que no superará las normas vigentes y no generará mercaptanos en su operación.

DIA

#### **4. Emisiones del proyecto a la atmósfera según fuente, compuesto y cantidades emitidas**

Las emisiones del complejo se consideran bajo distintas situaciones de operación, correspondiendo por una parte a la línea de base, es decir emisiones actuales sin considerar el proyecto, y por otro lado, a la condición de operación futura. Además se analiza la situación que se presentaría hipotéticamente en el futuro, si el proyecto OPTIMIZACIÓN DE LA CALIDAD AMBIENTAL DE COMBUSTIBLES Y PLANTAS DE TRATAMIENTO ASOCIADAS no se llevara a cabo.

Situación 1: Corresponde a las emisiones actuales del Complejo PETROX S.A.

*Situación 2: Corresponde a la situación con proyecto que considera dos escenarios de emisiones, denominadas Future\_High y Future\_Low, que representan dos condiciones de operación relacionadas con las características de los crudos refinados (ver Anexo 9) .*

*Situación 3: Corresponde a una situación hipotética que considera el funcionamiento futuro del Complejo PETROX S A, es decir, con la Planta PETROPOWER y sin este proyecto. Esta situación ha sido incluida de modo de destacar la influencia de la operación de este proyecto.*

#### **RCA N° 545/1995 Considerando 2**

##### **2.- RESIDUOS SOLIDOS GENERADOS POR EL PROYECTO:**

*Las cenizas producidas por la caldera de Cogeneración serán enviadas por Petropower a consumidores o al Vertedero Municipal de Talcahuano, humidificadas y debidamente cubiertas para evitar emisiones de polvo durante su, manipulación y transporte.*

#### **RCA N° 545/1995**

##### **AIRE**

*Las emisiones a la atmósfera de las instalaciones del proyecto serán evaluadas por Petropower, o quién sus derechos represente, en la etapa de Puesta en Marcha del proyecto, con el fin de garantizar que se encuentran dentro de los límites especificados en el diseño de la planta o efectuar las correcciones necesarias hasta lograrlo. La estimación de calidad del aire en los alrededores de Petropower, se efectuará mediante la utilización de un Sistema Computacional AIRVIRO, para la Modelación del Impacto de las Emisiones, asociado a una base de datos de meteorología del área y a información sobre las emisiones de Petropower y de Petrox. Esto permitirá el control del cumplimiento de la normativa vigente, Decreto 185 del Ministerio de Minería, en lo referente a dióxido de azufre y material particulado respirable diferenciado el impacto de Petropower de las emisiones de las instalaciones pertenecientes a Petrox S.A., impacto que solo puede diferenciarse mediante el uso de este procedimiento, debido a la cercanía de ambas instalaciones. Esta modelación y la validación de la misma será efectuada y financiada por Petrox S.A., o quién sus derechos represente, de acuerdo a los convenios que estime del caso celebrar con Petropower.*

*La calidad de la información generada por el Modelo de Impacto se validará mediante el uso de un analizador continuo DOAS ubicado al norte de Petrox, para el análisis del dióxido de azufre en el aire; de un analizador continuo TEOM ubicado al norte de Petrox, para el análisis de material particulado respirable y por la aplicación de muestreos de aire mediante muestreadores pasivos ubicados en veinticinco Jugares del área poblada cercana a las instalaciones. La operación y calibración de los analizadores continuos se efectuará por Laboratorios Independientes, como asimismo la preparación, instalación y análisis de los dispositivos de muestreo pasivos, con financiamiento de Petrox o Petropower, o de quién sus derechos represente.*

*(...)*

#### **RCA N° 55/1997 Considerando 3**

*3.- Que, según los antecedentes señalados en el Estudio de Impacto Ambiental respectivo, el Proyecto "Optimización de Calidad Ambiental de Combustibles y Unidades de Tratamiento Asociadas" está comprendido de 5 nuevas unidades asociadas, que son las siguientes:*

- a) Unidad de Hidrodesulfurización de petróleo diesel,*
- b) Unidad de Reformación Continua,*
- e) Unidad de Tratamiento de aguas ácidas,*
- d) Unidad de Tratamiento de Gases y*

e) Unidad productora de azufre. Las 2 primeras producen combustibles de especificaciones ambientales estrictas, las otras tres mitigan el efecto ambiental de todo el complejo industrial, especialmente a Jo que se refiere a la atmósfera.

El proyecto contempla la instalación de las unidades al interior del recinto de PETROX S.A. en la comuna de Talcahuano, Región del Biobío.

**RCA N° 55/1997. Considerando 4.**

4.- Que el Informe Técnico Final de la Declaración de Impacto Ambiental "Optimización de Calidad Ambiental de Combustibles y Unidades de Tratamiento Asociadas" señala que, en general, genera impactos consistentes en :

Producción de petróleo diésel con bajos contenidos de azufre.

Producción de gasolina de 102 octanos sin plomo.

Producción de azufre sólido de 99,9% de pureza, para su eventual comercialización.

**a) Emisiones a la atmósfera :**

Disminución de las emisiones de SO<sub>2</sub> que es el principal contaminante en términos cuantitativos.

El proyecto pasa a ser parte del complejo industrial y actúa disminuyendo las emisiones gaseosas fuertemente perceptibles que se liberan a través de las antorchas de la refinería, por lo que tiene un efecto positivo en el área de influencia de la refinería.

Se duplicará las emisiones de material particulado respirable.

**RCA N° 55/1997 Considerando 5.1**

5.1- Las siguientes medidas de mitigación, restauración, compensación, de prevención de riesgos, de control de accidente y las del plan de seguimiento ambiental, presentadas por el titular, son adecuadas para hacerse cargo de los efectos, circunstancias o características señaladas en el artículo 11 de la ley 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente:

La empresa deberá dar cumplimiento a lo contenido en el anexo 9 de la Declaración de Impacto Ambiental, que se refiere a la ampliación del sistema de monitoreo continuo existente en Petrox constituido por un analizador de material particulado respirable TEOM y un analizador de SO<sub>2</sub> por absorción óptica diferencial (DOAS) de dos haces. A esto equipos se agregarán dos analizadores de SO<sub>2</sub> por fluorescencia ultravioleta y dos analizadores de material particulado respirable por atenuación beta.

La empresa deberá continuar operando el programa de muestreo mediante tubos pasivos para SO<sub>2</sub>, en las 25 ubicaciones actuales.

Lo anterior permitirá determinar el aporte relativo de Petrox y Petropower al impacto de las emisiones en el sector. También permitirá dimensionar la posibilidad de establecer nuevos proyectos en el área, y dimensionar los planes de contingencia que se deberán implementar ante una eventual falla en un proceso del proyecto.

La empresa pondrá en marcha un sistema de modelación horaria del impacto de las emisiones del complejo evaluadas mediante el uso de analizadores continuos de compuestos de azufre localizados en las antorchas y chimeneas más importantes.

## **DIA. Proyecto Hidrocracking de Conversión Media y Unidades Asociadas**

### **Extractos DIA**

*Este Proyecto viene a complementar las unidades de proceso que conforman el Complejo Petroquímico compuesto por la Refinería de Petróleo PETROX S.A., Compañía de Hidrógeno de Talcahuano (CHT), PETROPOWER y PETROQUIM. Por este motivo, la evaluación ambiental del Proyecto considera al Complejo como un todo, situación que permite dimensionar en su real magnitud el efecto de la ejecución del presente Proyecto. )(...*

*En efecto, en el Cracking Catalítico el uso del gas oil hidrogenado mejora el rendimiento volumétrico de gasolina y gas licuado con lo que se obtiene mayor proporción de estos productos en la reacción. Por otra parte, al hidrogenar el gas oil, el azufre contenido en el mismo se transforma en hidrógeno sulfurado (H<sub>2</sub>S), que queda en la fracción gaseosa de donde puede ser retirado con facilidad. La consecuencia de este retiro, para el Complejo Petroquímico es una disminución estimada de aproximadamente 900 kilogramos por día en las emisiones de anhídrido sulfuroso a la atmósfera, como se analiza en detalle en el capítulo correspondiente a la Descripción del Proceso. Esto equivale a aproximadamente un 8% de las emisiones del Complejo Petroquímico para este compuesto.*

*La unidad principal de este proyecto es la Planta de Hidrocracking de Conversión Media, con una capacidad máxima de 3.188.989 kg/d (3500 metros cúbicos por día). Su capacidad de producción máxima es de 914.283 kg/d de petróleo diesel, 67925 kg/d de Nafta Liviana, 349.513 kg/d de Nafta Pesada, 1.807.838 kg/d de gas oil hidrogenado no convertido como alimentación a la actual planta de Cracking Catalítico, y 49430 kg/d de gases livianos.*

*Para su operación, la planta requiere de hidrógeno de alta pureza (99,9%), el que será obtenido a partir de gas natural en una Planta de Hidrógeno de 707.921 m<sup>3</sup>/d (25 millones de pies cúbicos por día de gas en condiciones estándar) de capacidad. Esta Planta será complementada con un aumento de la capacidad de la Unidad PSA existente de 5 Millones de pies cúbicos por día a 11 millones de pies cúbicos por día. La Unidad PSA cumplen la función de recuperar y purificar el hidrógeno existente en algunas corrientes gaseosas de la refinería.*

*El proceso de hidrogenación de la Planta de Hidrocracking de Conversión Media, junto con modificar la composición química del gas oil para producir petróleo diesel y gas oil hidrogenado, transforma el azufre contenido en el gas oil en hidrógeno sulfurado (H<sub>2</sub>S), gas que pasa a formar parte de la fracción gaseosa que produce el proceso, denominada gas de refinería, y es usado como combustible en hornos y calderas para producir energía, previo a lo cual es necesario remover el hidrógeno sulfurado ya que, en caso contrario, el azufre sería emitido a la atmósfera al estado de anhídrido sulfuroso. El hidrógeno sulfurado de los gases será removido en una Unidad de Metil Dietanol Amina (MDEA), y posteriormente transformado en azufre elemental, líquido o sólido.*

*(...)*

*PETROX construirá además una nueva Planta de Azufre de respaldo, con una capacidad de 45 ton/d y una eficiencia de remoción de azufre de aproximadamente un 98%. La capacidad de esta nueva planta es suficiente como para servir además de respaldo de la planta existente, y su diseño permite ampliar su capacidad de tratamiento hasta cerca de 70 ton/d en caso que sea necesario, y también la eficiencia de absorción de azufre que puede subir hasta un 99.5 %. Esto permitirá a PETROX procesar petróleo crudo con mayor contenido de azufre sin superar la normativa de impacto vigente (...)*

*Los gases producidos por el HCM al igual que otros producidos por otras unidades de esta refinería, se utilizan como combustibles en hornos y calderas, y requieren de tratamiento para remover el azufre que contienen para evitar su emisión como anhídrido sulfuroso a la atmósfera. Por ello en el proyecto se incluye la nueva Planta de Azufre de un 98% de eficiencia de remoción. Se estima que para la carga máxima del HCM se emitirán aproximadamente 1.600 kilogramos por día de anhídrido sulfuroso por la chimenea del incinerador de la planta de azufre. De esta forma, y considerando la reducción de emisiones producida por el menor contenido de azufre de los gases producidos en el Cracking Catalítico (FCCU) y los aumentos de emisiones generados por los nuevos hornos del HCM y Planta de Hidrógeno, se obtiene una reducción neta de aproximadamente 900 kilogramos por día de anhídrido sulfuroso para el Complejo Petroquímico. Con el objetivo de clarificar lo anteriormente expuesto se presenta la tabla 1.*

**Tabla 1. Efecto del Proyecto Hidrocracking de Conversión Media y Unidades Asociadas sobre las emisiones del Complejo**

	Emisiones de SO <sub>2</sub> (kg/d)	
	Sin Proyecto (Actual)	Con Proyecto (Futuro)
Resto del Complejo	8720	8510
Cracking Catalítico (FCCU)	2500	12,6
Planta Azufre N°2	0	1648
Hornos HCM	0	148
Hornos Pta. Hidrogeno	0	1
<b>Emisiones totales del Complejo (ton/d)</b>	<b>11220</b>	<b>10320</b>

*Esta reducción, equivalente a un 8% está calculada para las condiciones más desfavorables de operación del Proyecto, y no consideran la reducción de emisiones ya obtenida a partir de junio de 2001 por la puesta en marcha de los sistemas de interconexión descritos anteriormente.*

*Por otra parte, la Planta de Azufre puede ser modificada de modo de aumentar su porcentaje de remoción hasta un 99,5%. Esta medida, junto a un aumento de la capacidad de proceso de esta planta hasta un máximo de 70 toneladas por día, serán aplicadas en caso que por razones operativas o de mercado PETROX S.A. deba procesar petróleos crudos con mayor contenido de azufre. En este caso las medidas mencionadas permitirán mantener el impacto de las emisiones de anhídrido sulfuroso de PETROX dentro de los límites fijados por la normativa vigente*

*En resumen, el proyecto se compone de las siguientes unidades:*

- Una Planta de Hidrocracking de Conversión Media de 3.168 m<sup>3</sup>/d de capacidad nominal.
- Una Planta de Hidrógeno de 25 millones de pies cúbicos al día
- Una Planta de Azufre de 45 ton/d
- Una Planta de Aguas Ácidas de 1.500 m<sup>3</sup>/d
- Aumento de Capacidad de la Unidad PSA de 5 a 11 Millones de pies cúbicos por día.
- Cuatro estanques para gas licuado de 200 m<sup>3</sup> y dos de 400 m<sup>3</sup> de capacidad.

**(...)**

**Emisiones a la atmósfera:**

*Las emisiones de la refinería cumplen con la normativa vigente de calidad de aire para las sustancias reguladas en el D.S 185 del Ministerio de Minería, y la Resolución 1215 del Ministerio de Salud.*

**Refinería de Petróleo**

*El impacto de NO<sub>2</sub> se mide con una red de tubos pasivos ubicados en los sectores poblados y al norte de la refinería, los que, si bien no es un método oficial validado, sirve para determinar eventualidades e indicar si el área está saturada y la ubicación de las zonas de mayor impacto.*

*El que no se supere la normativa, a pesar del tamaño de las instalaciones, se debe a que desde hace varios años se han incorporado tanto en los trabajos de mantenimiento como en los nuevos proyectos, quemadores de baja temperatura y baja emisión de NOx.*

*La refinería no es un emisor importante de monóxido de carbono (CO), debido a que todos sus procesos de combustión están controlados automáticamente a exceso de aire, como forma de optimizar su rendimiento. Por este motivo la emisión de monóxido de carbono es una fracción muy pequeña comparada con el anhídrido*



sulfuroso o el óxido de nitrógeno. Ello hace innecesario efectuar mediciones de calidad de aire para este compuesto, ya que su dispersión e impacto tiene características similares a los compuestos mencionados.

Se han efectuado mediciones de benceno en la población, utilizando también tubos pasivos al igual que en otros sectores de Talcahuano, los que muestran que las mayores concentraciones son inferiores a las normas vigentes en Alemania y el Reino Unido, y levemente superiores a lo indicado en un proyecto de norma para la Comunidad Europea, que recién tendrá vigencia el año 2010. Recientemente la Refinería ha iniciado en conjunto con el Servicio de Salud de Talcahuano un trabajo de estimación de sus emisiones de Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xilenos.

En el caso del anhídrido sulfuroso, la refinería ha puesto en marcha una red de analizadores, que han sido certificados por el Servicio de Salud de Talcahuano como de representatividad poblacional en la Resolución 1395/2000, a comienzos del año 2000. Los analizadores son calibrados periódicamente por personal del Servicio de Salud Metropolitano del Ambiente (SESMA), que opera y mantiene en Santiago la red de analizadores más grande y compleja de Chile. Uno de estos analizadores denominado Monitor Labs N°1 está ubicado en un Punto cercano al área de máximo impacto, al norte de la refinería. El segundo analizador denominado Monitor Labs N°2 se ubica en el cerco oriente de la refinería, frente a la Población Hualpencillo, y a 112 metros de las casas.

Los resultados de estos analizadores para anhídrido sulfuroso indican que no se ha superado la normativa vigente desde su instalación. Además, PETROX opera un modelo de distribución de impacto, que utiliza para el cálculo una base de datos de emisiones e información meteorológica obtenida de una estación especial para este propósito. El modelo permite simular el efecto del cambio de condiciones de operación del Complejo, introducción de medidas de mitigación, operación de nuevos proyectos, etc.

La aplicación de este modelo muestra que, como resultado de la implementación de este Proyecto se logrará una reducción del impacto de las emisiones de anhídrido sulfuroso del Complejo en un 16% en el punto de máximo impacto, un 23% en el área donde se ubica el Monitor Labs N°1 y un 10% en el área del Monitor Labs N°2, debido al efecto de la disminución de emisiones descrita anteriormente.

#### **Material particulado:**

El Complejo Petroquímico emite, en su conjunto, menos de una tonelada diaria de material particulado total, lo que lo exime de cualquier aplicación de programas de medición y control.

No obstante lo anterior, PETROX opera tres analizadores continuos de material particulado respirable ubicados frente al sector poblado. Los resultados de estos analizadores muestran que en los casos en que se supera la normativa vigente, esto no se debe a emisiones de PETROX S.A., sino a factores externos a la refinería y en ocasiones en que el viento sopla desde la población. Probablemente, la causa sea el polvo proveniente de las calles sin pavimento, terrenos baldíos y dunas del Río Bío-Bío. Los analizadores mencionados también están certificados como de representatividad poblacional por el Servicio de Salud de Talcahuano en virtud de la Resolución 1.395/2000.

#### **4.1.- Antecedentes del Medio Atmosférico**

##### **4.1.1.- Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>)**

###### **a) Emisiones de Dióxido de Azufre**

Con el objetivo de evaluar adecuadamente el impacto que tendría la ejecución del Proyecto sobre el área de influencia directa del Complejo, se describen los resultados de las medidas de mitigación de emisiones realizadas por el Complejo en los últimos años y se analizan dos escenarios de emisiones, estos son:

• Escenario Actual: Promedio de emisiones de SO<sub>2</sub> del Complejo durante el año 2000.

• Escenario Futuro: Promedio de emisiones futuras de SO<sub>2</sub> del Complejo una vez puesto en operación el Proyecto.

En la Tabla 4.1.1.1 y en la Figura 4.1.1 se observa que el complejo ha reducido en forma sistemática sus emisiones de dióxido de azufre, como resultado de los numerosos Proyectos tendientes a mejorar la calidad de sus productos y reducir el impacto sobre el área de influencia directa del Complejo. Cabe destacar, que en la D.I.A. del Proyecto Optimización de Producción y Calidad de Combustibles de abril de 1999, el compromiso asumido por Petrox fue reducir las emisiones del complejo, una vez terminado el Proyecto, a 12,23 ton/día, equivalentes a 4464 ton/año. Esta meta se ha superado aun cuando las obras del proyecto no han concluido. En efecto a la fecha se ha logrado una reducción adicional de un 8,3% lo que baja las emisiones de la línea de base a un promedio de 11,22 toneladas día, cantidad que se ha utilizado en todos los cálculos de la presente declaración. En este contexto, este nuevo Proyecto viene a continuar con los esfuerzos realizados para reducir las emisiones del Complejo, ya que producirá una reducción adicional de 8%. Ver Tabla 4.1.1.2.

**b) Monitoreo de la calidad del aire respecto del Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>)**

El D.S. Nº 185 del Ministerio de Minería establece que aquellas fuentes emisoras que emitan más de tres (3) toneladas por día de Dióxido de Azufre están obligadas a monitorear el cumplimiento de las normas de calidad del aire fijadas para este contaminante, tales normas se presentan en la Tabla 4.1.1.3:

**RCA Nº 339/2001 Considerando 3.3.3**

3.3.3 La empresa PETROX S.A. deberá continuar desarrollando la modelación en tiempo real de las inmisiones producidas por las emisiones de dióxido de azufre, con el fin de disponer de una herramienta que permita un mejor control de las operaciones del Complejo.

**Hechos:**

**I. Inspecciones ambientales**

**A. Inspección ambiental de fecha 27-02-2019**

Siendo las 10:15 del día 27-02-2019, se concertó la reunión de inicio con personal a cargo de ENAP Refinerías S.A., en la cual participaron los siguientes profesionales:

- Verónica Soto. De cargo Ingeniera Senior de Medio Ambiente.
- Roberto Preau. Jefe de Departamento Ingeniería
- Michael Oporto. De cargo Ingeniero Senior de Medio Ambiente.
- Germán Oyola. De cargo Ingeniero Senior de Medio Ambiente.

El fiscalizador informó respecto al objetivo de la inspección en la cual se pretende realizar un levantamiento de información del incidente informado mediante plataforma SISFA (SMA) de fecha 15-02-2019, entre otros aspectos ambientales.

- En relación al incidente el Sr. Preau informa que la detención no programada ocurrió debido a la falla de una de las bombas de lubricación del turbogenerador de Petropower. Al ocurrir esto y con el objeto de proteger los equipos asociados a la caldera generadora, esta decae en su funcionamiento, lo que incide en una menor generación de vapor, por lo que la caldera se detuvo. Lo anterior provoca la detención total de la generación de vapor, el cual se deriva a los procesos de refinería.

- El Sr. Preau informó que los sistemas de venteo de la refinería se activaron (Planta hidrocracking de conversión media MHC), derivando los gases resultantes a la antorcha, lo que generó humos negros.
- Frente a la consulta de la duración de los venteos de la antorcha de la planta MHC, el Sr. Preau declara que no es posible determinar el tiempo exacto, pero que pudo haber durado unos 10 a 15 minutos aproximadamente, lo que demora en estabilizarse la refinería luego de la pérdida de vapor entregada por Petropower. Además informa que los niveles de presión son monitoreados continuamente por Sistema de Control central de la refinería.
- Por otra parte el Sr. Preau informó que la detención de planta (Petropower) estaba planificada para marzo de 2019, por lo que frente al evento de detención, por falla de la bomba de lubricación del turbogenerador, se decidió adelantar las faenas de mantenimiento. Por lo que con fecha 23-02-2019 se inicia la operación y normalización del suministro de vapor a refinería y energía al CEN (Coordinador Eléctrico Nacional).

#### **a) Estación 1. Sala de reunión Petropower**

Se concretó reunión de inicio con los profesionales a cargo de las operaciones de Petropower. Los señores:

- Luis Morales de cargo Líder de Planta Petropower.
- Héctor Riquelme, Supervisor de turno de Petropower.

El fiscalizador consultó sobre la forma en que la falla fue detectada por parte de personal de Petropower, a lo que el Sr. Morales declaró que el Sistema de Control Digital informó mediante alarmas la caída de los diferentes sistemas. Así el supervisor de turno pudo visualizar la alarma de la falla de la bomba de lubricación.

A su vez el Sr. Morales informó que para protección de los equipos asociados a la generación de vapor, tal como el Turbogenerador, este sufrió un *trip*, lo que generó a su vez de manera preventiva la caída de operación de la caldera.

El Sr. Morales informó que durante las fechas 15 al 24 de febrero se realizó la detención, mantención y partida de la unidad generadora y todo sus componentes. Por lo que actualmente la planta se encuentra operativa generando, 240 ton/h de vapor y 53 MW, de los cuales 5 MW son inyectados al CEN.

#### **b) Estación 2. Sala de Control Petropower**

El fiscalizador inspecciona el sistema de control digital de Petropower. Se visualiza monitoreo de las bombas de lubricación P500 y P501 (Fotografía 1). Según informa el Sr. Morales la Bomba P500 fue la que presentó la falla y por ende se generó la alarma en el sistema.

El fiscalizador observó que el sistema de lubricación se encuentra operativo.

Por otra parte el fiscalizador observó los monitoreos de niveles de presión, potencia generada (MW) y otras variables de proceso de la planta, además de la tasa de alimentación de insumos de caliza y petcoke a la caldera.

#### **c) Estación 3. Área Bombas de Lubricación Turbogenerador.**

El fiscalizador observó en terreno las bombas de lubricación que generaron el incidente, correspondiendo a las unidades P500 y P501 (Fotografía 2), ambas en funcionamiento al momento de la inspección. Por su parte el Sr. Riquelme informó que la falla de la bomba fue de tipo mecánica y que esta no generó derrame de lubricante.

El fiscalizador verificó que el lugar no presenta derrames de lubricantes asociados.

**d) Estación 4. Depósito de Caliza.**

El fiscalizador inspeccionó el área de acopio de caliza, donde pudo observar que este insumo se encuentra confinado y cuyo manejo de carga se realiza mediante cargador frontal (buldócer). A su vez el fiscalizador inspeccionó el cono de cenizas (Fotografía 3), donde no se observó maniobra de retiro del material, en el momento de la inspección. El Sr. Riquelme informó que la ceniza es transportada mediante camiones herméticos al Relleno Sanitario CITA ECOBIO ubicado en la comuna Chillán Viejo.

Por otra parte el Sr. Riquelme informó que este patio se limpia mediante aspirado con una frecuencia de dos veces por semanas.

**e) Estación 6. Calle acceso a Depósito Petcoke.**

El fiscalizador inspeccionó el sector de la unidad de Coker, donde observó el patio de acumulación de petcoke. A su vez observó que el acopio es de tipo transitorio (Fotografía 4), ya que este material es transportado hacia el domo depósito de petcoke mediante cinta transportadora.

**f) Estación 5. Depósito de Petcoke.**

El fiscalizador inspeccionó el domo de acopio de Petcoke, donde pudo verificar el funcionamiento de las correas transportadoras del insumo hacia la caldera de generación.

Al momento de la inspección el Sr. Riquelme informó que las correas transportadoras y el cargador frontal que realiza faenas al interior del domo, no se encuentran operativos posterior entre las 21 horas, hasta el siguiente turno (8 horas). Agregó que el insumo de petcoke para la operación durante la noche, se almacena en silos ubicados cercanos a la alimentación de la caldera.

El fiscalizador al momento de la inspección observó que el domo presenta en su diseño constructivo una abertura entre el techo y la muralla de fundación. Según el Sr. Riquelme informó al respecto que esta abertura permite la ventilación del vapor de agua que este presenta al interior del domo. En el interior del domo el fiscalizador observó cargador frontal realizando faena de llenado de cono de alimentación de petcoke, proveniente de la correa transportadora.

El fiscalizador verificó *in situ* la actividad de pesaje en romana de camión con carro tolva. El camión se presenta cargado de petcoke y su velocidad de desplazamiento es reducida.

**B. Inspección ambiental de fecha 03-06-2021**

Con fecha 03-06-2021, ENAP reportó incidente de caída de potencia eléctrica interna, información que fue entregada a Jefe de Oficina Región del Biobío de la SMA, por tanto el equipo SMA de la región del Biobío procedió a realizar inspección a la Unidad Fiscalizable para obtener información del incidente ocurrido.

Los Fiscalizadores para verificar los hechos, realizaron recorrido por ruta camino a Chome en la comuna de Hualpén a objeto de observar el funcionamiento de las antorchas, las cuales son visibles desde vía pública. Los fiscalizadores observaron en terreno que la Antorcha L-1390 presenta llama activa y combustión con producción de humos visibles, igualmente se observa la Antorcha L1320 con llama y sin humos visibles (Fotografía 5).

Esto humos suben por efecto atmosférico, luego se dispersa y precipita (dispersado) en sector de viviendas frente a la avenida Nueva Costanera debido a la inestabilidad de la columna de aire (condiciones meteorológicas Viento del NW).

Los fiscalizadores realizaron comunicación con personal de ENAP para hacer ingreso a la Planta, luego fueron recibidos en las oficinas administrativas de ERBB por las siguientes personas:

- Pía Bustos Ramirez, de cargo Jefa del depto. medio ambiente.
- Juan Carlos Guevara Fernandez, de cargo Jefe del depto. relaciones laborales.

Los fiscalizadores en la reunión consultaron respecto del incidente de caída de potencia eléctrica interna y la generación de humos visibles por efectos de las antorchas de la refinería.

En relación a lo anterior Pía Bustos informa que siendo las 14:02 del día 03-06-2021 se produce una falla eléctrica interna de la Refinería, lo que produce que se detengan los procesos de refinería, esto genera que todos los gases y vapores producidos en la diferentes áreas de la refinería se conducen hacia las 3 antorchas de la refinería, las que comprenden: L1320, L1360 y L1390. Informó a su vez que actuaron todos los sistemas de contención de este tipo de emergencias o incidentes.

Agrega que la totalidad de la planta se encuentra en proceso de detención segura, proceso que podría demorar varios días, explica que cuando existen todos los elementos e insumos la detención es de 2 días , por eso ahora no es posible dar un plazo fijo.

Respecto a la caída de potencia y corte de suministro eléctrico, Pía Bustos informa que el sistema eléctrico interno falló en el punto de conexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y esto generó una falla en la subestación interna. Explicó además que la causa del incidente se encuentra en investigación.

En relación a la Co-generadora Petropower, informó que no está funcionando y que esta unidad es parte de la falla, sin embargo estuvo en servicio hasta el momento de la falla.

Declaró que ambos sistemas funcionan como respaldos cuando se cae uno de los dos (Subestación y Petropower), pero en esta ocasión fallaron ambos sistemas. Informó que se conformó el Comité de crisis dada la contingencia y que no existen daños a los trabajadores. Por otra parte se procedió a informar a la comunidad a través del encargado de relaciones con la comunidad, mediante uso de redes sociales y comunicados oficiales, lo anterior siguiendo los protocolos del Plan General de Emergencias.

Respecto a la consulta de las combustiones que se generan en la antorchas y que son visibles desde varios puntos de la intercomuna, Pía Busto explica que los gases combustionados corresponden a derivados de hidrocarburos principalmente.

A su vez, indicó que las antorchas que se encuentran operativas son las siguientes: antorchas **L1320, L1360 y L1390**.

Respecto a la consulta de la operatividad de las estaciones de monitoreo de calidad del aire, Pia Bustos informa que las Estaciones de monitoreo que están afuera de la Refinería se encuentran registrando, excepto la internas que dejaron de estar operativas luego del corte de suministro eléctrico.

Los fiscalizadores consultan respecto si el terminal marítimo sigue en operación, a lo que Pía Bustos declara que no se encuentra en servicio y no había buques tanque descargando insumos en el terminal.

También se consulta respecto a la operación de la Planta de Tratamiento de Residuos Industriales Líquidos (PTRILEs), a lo que Pía Bustos declara que los sistemas de tratamiento se encuentran detenidos y que los residuos líquidos recirculan entre las piscinas y los sistemas de tanque tipo API gravitacionalmente.

Los fiscalizadores consultan respecto de poder obtener información de datos crudos desde las estaciones de monitoreo en funcionamiento durante el día 03-06-2021, iniciando el registro desde la fecha 31-05-2021. A lo que Pía Bustos informó que se enviará información a los correos electrónicos de Jefe SMA OBB y Fiscalizadores.

Cabe informa que durante la confección de esta Acta se informó Planilla Excel “Datos Calidad de Aire Red ERBB-31.05.21-03” con datos de estaciones de monitoreo atmosféricos a cargo de ENAP.

Mediante el Acta de IA se realiza un requerimiento de información el que consta de:

1. Informe técnico estimación del caudal, composición y el tiempo de despresurización por unidad, que envió a quemado a cada antorcha.
2. Datos Calidad de Aire y meteorología de la Red ERBB ampliado a 04-06-2021 (**periodo 31-05-2021 al 04-06-2021**)
3. Informe técnico instalación, reemplazo y operación de antorchas con relación a lo establecido en el proceso de la **RCA 65/2004 Mejoramiento Calidad de Diésel**.
4. Reporte de investigación de incidente ocurrido el día **03-06-2021**, con detalle de acciones correctivas realizadas y causas identificadas.

## II. Examen de información

### A. Denuncia de fecha 25-01-2018 (ID 22-VIII-2018) e Incidente N° 4050 en Petropower

Se realizó un requerimiento de información por Resolución Exenta N° OBB 31/2018 de fecha 06-09-2018. Con el objeto de abordar denuncia con el ID 22-VIII-2018 y por otra parte abordar consultas sobre el informe de incidente N° 4050.

A continuación se presentan los extractos de los requerimientos realizados:

4° *Que la Superintendencia del Medio Ambiente, ha recibido un formulario de denuncia con fecha 25-01-2018, en el cual se informa que la Central Térmica Petropower de propiedad de ENAP Refinerías S.A., genera ruidos nocturnos molestos, además de la generación de materia particulado por parte del proceso de cogeneración, con la posible afectación en la población denominada “Arturo Prat”, ubicada en la comuna de Hualpén. En los anexos de la denuncia se informa que con fecha 18-01-2018, 20-01-2018 y 22-01-2018 se perciben ruidos constantes provenientes de la central térmica, en horario nocturno.*

5° *Que la Superintendencia del Medio Ambiente ha sido informada del Incidente Ambiental Número 4050 con fecha 05-09-2018, mediante el módulo de Informes de Incidentes. El incidente informado ocurrió con fecha 04-09-2018 y dice relación con la filtración proveniente del drenaje de un instrumento de nivel de la Unidad de Hidrocracking de ENAP Refinerías Biobío, con la posterior activación de plan de contingencia. Se señala que la unidad con registro de incidente se encuentra asociada a la RCA N° 65/2004 que califica al proyecto “Mejoramiento de Calidad de Diesel”.*

En atención a lo anterior se solicitó al Titular la siguiente información:

- a) En relación a la operación de Central Térmica de Petropower, informar
- 1) Durante el periodo transcurrido en las fechas del 17 al 23 de enero de 2108 informar si la Central se encontraba en operación normal u otro tipo de faena o actividad (mantenimiento, incidente, desperfecto, etc.).
  - 2) Incluir documentación que avale el estado de operación, como generación de energía y combustible utilizado.
  - 3) Informe sobre aquellas medidas de mitigación y control de ruido implementados, durante los últimos tres años en la Central Térmica de Petropower. Lo anterior con el objeto de asegurar el cumplimiento del D.S. N° 38/2011 en receptores de poblaciones cercanas a la Fuente Emisora.
  - 4) Informe aquellas medidas ambientales adoptadas para disminuir, controlar o evitar la generación de material particulado fugitivo, que pudiesen producir los insumos (caliza y coque) del proceso de cogeneración.
- b) En relación a la operación de la Refinería de petróleo , informe:
- 1) Resultados de estudios o análisis, en el caso que se hayan realizado, de olores y /o de emisiones atmosféricas de sustancias volátiles de la Refinería y sus diferentes unidades (e.g. Planta Tratamiento de RILEs).
  - 2) Documentación asociada al Plan de Contingencia actualizado.
  - 3) Informe Técnico de la contingencia ocurrida con fecha 04-09-2018, cuyo informe debe incluir:
    - i. Lugar exacto, día, hora y duración de la contingencia.
    - ii. Causas del incidente, unidades y equipos asociados,
    - iii. Medidas correctivas y preventivas aplicadas.
    - iv. Registros fotográficos de la unidad asociada y sus componentes.
    - v. Posibles registros de emanaciones de gases u otro tipo de mediciones atmosféricas.
- c) Informe la georreferenciación de las diferentes unidades, obras y actividades (RCAs) que componen a la Unidad Fiscalizable ENAP Refinería Biobío (\*). Lo anterior mediante uso de un archivo tipo KMZ (*Google earth*) que incluya lo siguiente:
- 1) Estanques de almacenamiento con nombre de la unidad y tipo de combustible almacenado.
  - 2) Unidades y Plantas de proceso de la Refinería.
  - 3) Unidades de proceso de Petropower y áreas anexas.
  - 4) Sistema de tratamiento de RILEs y sus componentes.
  - 5) Áreas de acopio y de bodega.
  - 6) Otras áreas. (acopios de residuos, maestranza, monitoreo ambiental en línea).

La información solicitada debe estar relacionada con los instrumentos de carácter ambiental, lo que incluye Resoluciones de Calificación Ambiental y Normas Ambientales, aplicables a la Unidad Fiscalizable (\*).

(\*): Visitar link <http://snifa.sma.gob.cl/v2/UnidadFiscalizable/Ficha/2435> y observar sección *instrumentos aplicables*.

#### **Respuesta de ENAP al requerimiento de información realizado.**

Mediante **Carta N° 085 de fecha 09-11-2018**, ENAP responde el requerimiento de información de la Res. Ex. N° 31/2018. En este se adjunta un informe de respuesta denominado **“DOCUMENTO DE RESPUESTA A REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN”**

En el documento se informa lo siguiente:



**a) En relación con la operación de Central Térmica de Petropower, se solicitó informar:**

1) Durante el periodo transcurrido en las fechas 17 al 23 de enero de 2018 informar si la central se encontraba en operación normal u otro tipo de faena o actividad (mantenimiento, incidente, desperfecto, etc.).

**Respuesta:**

*En el periodo comprendido entre el 17 al 23 de enero de 2018 la operación de la Central Térmica de Petropower se mantuvo estable, dentro de parámetros de control normales, sin actividades de mantenimiento no programado, incidentes o cualquier desperfecto de sistemas de seguridad o de algún otro mecanismo.*

2) Incluir documentación que avale el estado de operación, como generación de energía y combustible utilizado.

**Respuesta:**

*En el periodo comprendido entre el 17 al 23 de enero de 2018, la Central Térmica de Petropower operó normalmente, produciendo un promedio de 50,94 MWh netos y utilizando un combustible promedio de 23,87 ton/hora.*

*Tabla 1. Generación de energía indicada por los registros de medidores de energía neta, y combustible. (Valores diarios promedio, periodo 17 al 23 de enero de 2018). (Ver Figura 2)*

*La Figura 1 indica, para el periodo 17 a 23 de enero 2018, el flujo de vapor principal a la salida de caldera a Turbogenerador (Ton/hora) y el consumo de combustible coque (Ton/hora), ambos estables para todo el periodo indicado. (Ver Figura 3)*

*Para poder ejemplificar y ratificar con cifras lo anterior, se adjuntan también registros de datos de proceso (Figura 2) (Ver Figura 4) en que se indican parámetros (entre otros) de presión del domo, vapor hacia Turbogenerador, todos dentro de parámetros normales.*

4) Informe de aquellas medidas ambientales adoptadas para disminuir, controlar o evitar la generación de material particulado fugitivo, que pudiesen producir los insumos (caliza y coque) del proceso de cogeneración.

**Respuesta:**

*Para efectos de disminuir, controlar o evitar la generación de material particulado fugitivo, que pudiesen producir los insumos (caliza y coque) cuyo manejo y transporte se realiza en sistemas cerrados, se han implementado las siguientes acciones:*

- a) El tamaño de caliza de granulometría tipo "roca", se mantiene entre 1.5 y 2 pulgadas de diámetro, lo que favorece el control de las emisiones de material particulado fugitivo. En figura 10 se muestra el tamaño comparativo de las piedras de caliza utilizadas en la Central Térmica de Petropower.*
- b) No obstante lo anterior, el manejo y transporte de la caliza previo al proceso de combustión en la caldera, pudiera generar material particulado fugitivo, el que se controla mediante un sistema que posee tres filtros (mini bag house). Uno captura el polvo en el proceso de secado de la caliza; un segundo filtro captura el polvo generado en el molino de la caliza, y el tercer filtro captura el polvo generado en la descarga de la caliza al silo.*
- c) En relación con el proceso de control operacional de material particulado fugitivo de coque, cabe indicar que el sistema posee 3 filtros de manga. Uno asociado al molino de coque; uno que colecta el polvo que se genera en la cinta que transporta el coque; y uno que captura los polvos que se generan debido a la descarga de la cinta de coque al silo*

**b) En relación a la operación de la Refinería de petróleo:**

1) Resultados de estudios o análisis, en el caso que se hayan realizado, de olores y/o emisiones atmosféricas de sustancias volátiles de la Refinería y sus diferentes unidades (e.g. Planta de Tratamiento de RILEs).

**Respuesta:**

*El año 2013, la empresa Besten realizó un estudio en la refinería Biobío, cuyo objetivo fue realizar una auditoría ambiental a todas las áreas y unidades de almacenamiento, procesos y sistema de tratamiento de efluentes. Se adjunta informe de auditoría de olores y resultados en **Anexo 2**.*

*Por otra parte, se adjunta en **Anexo 3** el informe “Medición de Olor mediante Olfatometría Dinámica y modelo de dispersión atmosférica del estanque de Aguas Ácidas TK-1602”, el que contiene los resultados del programa de monitoreo de olores con frecuencia trimestral comprometido en la RCA 161/14 que aprobó la Declaración de Impacto Ambiental Estanque de Aguas Ácidas para ERBB.*

*Con respecto a la medición de sustancias volátiles en el aire, se puede señalar que ERBB cuenta con una serie de muestreadores pasivos para la detección de compuestos volátiles, todos ellos ubicado en los sectores habitados cercanos a sus instalaciones (entorno cercano a la refinería).*

*A modo de ejemplo, y dada la relevancia del compuesto benceno, a continuación se muestran los resultados de la concentración de benceno en el período 2002-2017, medida en el punto de máximo impacto en torno a la refinería. Estos resultados corresponden a monitoreos de tubos pasivos realizado por la Universidad de Concepción.*

Para mayor detalle se extrae del informe la Figura 5 (Figura 11 del informe entregado por ENAP), donde se observa la disminución de la concentración de benceno en el punto de máximo impacto del área de influencia de ERBB.

*Además se adjuntan en Anexo 4, los resultados de los monitoreos de los compuestos BTEX mediante tubos pasivos del período 2014-2017, realizados por la Universidad de Concepción.*

3) Informe Técnico de la contingencia ocurrida con fecha 04-09-2018, cuyo informe debe incluir:

- i. Lugar exacto, día, hora y duración de la contingencia.
- ii. Causas del incidente, unidades y equipos asociados.
- iii. Medidas correctivas y preventivas aplicadas.
- iv. Registro fotográficos de la unidad asociada y sus componentes.
- v. Posibles registros de emanaciones de gases u otro tipo de mediciones atmosféricas.

**Respuesta:**

*i) La contingencia ocurrió en la unidad de Hidrocracking en el drenaje de un instrumento de nivel, el día 04 de septiembre. Los trabajos de mantención que dieron origen a la contingencia se iniciaron ese día a las 11:40 hrs., produciéndose el evento entre las 12:05 hrs. y las 13:20 hrs.*

*ii) El incidente se produjo mientras personal del Departamento de Mantención de la refinería realizaba chequeo del transmisor de nivel LT0712 (fase agua) del separador de alta presión de la Unidad de Hidrocracking (F-702). Se detecta fuga de hidrocarburos con ácido sulfhídrico proveniente de un punto de la aislación térmica de la línea del colector de drenajes.*

*iii) De manera inmediata se activaron los planes de contingencia que la empresa tiene prevista para estos casos, toque de sirena y presencia de la Brigada de Respuestas de Emergencia como apoyo al lugar, procediendo a la detención preventiva inmediata de la unidad, para obtener la seguridad operacional necesaria para intervenir la línea. Acto seguido se procede a realizar inspección de la línea del colector de drenajes, se repara la falla y se normaliza la operación del Hidrocracking. Como todo proceso de detención o puesta en servicio de cualquier planta, esto provocó una llama más alta y humo por un espacio acotado de tiempo, desde sus antorchas. La situación fue controlada y superada, sin afectación a personas ni a las instalaciones.*

*Por otra parte, se dio aviso a la I. Municipalidad de Hualpén; al Intendente; a los Seremis de Salud, Gobierno y Medio Ambiente; al Gobernador Provincial, a los medios; a las juntas de vecinos y a la comunidad en general a través de redes sociales.*

*Finalmente se reportó el incidente a la Superintendencia del Medio Ambiente, a través de la página SNIFA, el que quedó registrado como Cod: RIA4050 de 05 de septiembre de 2018.*

*Como medida preventiva se hará una revisión, evaluación y análisis de riesgo del circuito de drenaje, para determinar la integridad del sistema. Junto con lo anterior, como resultado del proceso de análisis interno del incidente, se adoptarán medidas preventivas que apuntan a reforzar la capacitación del personal de mantención y operaciones en actividades y trabajos en instalaciones que involucren presencia potencial de ácido sulfhídrico.*

*iv) A continuación se muestran registros fotográficos de la unidad de hidrocracking y del medidor de nivel LT0712 (Ver Figura 6)*

*v) A continuación, se presentan los resultados de calidad de aire de las estaciones de monitoreo de ERBB extraídos del sistema Airviro el día 04 de septiembre de 2018 agrupados por compuesto. Los equipos de las estaciones Indura e Inpesca estuvieron fuera de operación por calibración por un lapso aproximado de una hora. Estas calibraciones son realizadas por la empresa Cesmec S.A.*

Se presentan extractos de los gráficos del Informe en las Figuras 7 a 11 en relación a los resultados de calidad de aire de las estaciones de monitoreo de ERBB extraídos del sistema Airviro.

A continuación se realiza examen de información a los siguientes documentos que fueron remitidos en relación al requerimiento de información de la operación de la refinería:

**Informe de Auditoría Ambiental Emisión de Olores Refinería Biobío de Enap Refinerías S. A. (Besten, Mayo 2013).**

En el informe se presenta la siguiente información en relación a la auditoría de emisión de olores:

*El objetivo es realizar una auditoría ambiental a todas las áreas y unidades de almacenamiento, procesos y sus respectivos sistemas de tratamiento de efluentes, a fin de detectar, ubicar puntos críticos de emisión de olores (fuentes fijas, fugitivas, de área) y recomendar soluciones tecnológicas a desarrollar para subsanar y/o mitigar dichas emisiones.*

*Luego de realizar las actividades antes descritas se determinó que las principales fuentes de posibles olores molestos provenientes de la refinería son:*

*(...)*

- 1) Planta de Tratamiento de Efluentes (PTE): Fuentes superficiales de olor asociadas a Hidrocarburos y eventualmente a Soda Agotada.*
- 2) Estanque de almacenamiento de aguas ácidas TK-1505, fuente asociada a ácido sulfhídrico y mercaptanos desde el venteo del estanque.*
- 3) Incineradores de Unidades de Recuperación de Azufre (SRU) 1 y 2, fuentes fijas asociadas a Óxidos de Azufre y compuestos TRS.*
- 4) Antorchas, fuente asociada a emisión de TRS y óxidos de Azufre.*

*Las medidas propuestas para el control, mitigación y/o abatimiento de olores potencialmente molestos factibles de aplicar en ERBB son un total de 26 las que, de acuerdo a sus características pueden ser implementadas en corto, mediano y largo plazo.*

*En la siguiente tabla se muestran las medidas recomendadas y el plazo mínimo de implementación conforme a los antecedentes obtenidos en la presente auditoría.*

*A fin de mitigar y/o abatir los potenciales olores molestos provenientes de la refinería, se identifican las siguientes necesidades:*

*1. Aumento de capacidad de unidades críticas en cuanto a emisión de olor en plantas de tratamiento:*

- a) MDEA (purificación de FG a hornos y calderas)*
- b) SWS (tratamiento de aguas ácidas).*
- c) Mejora tecnológica de plantas SRU1 y 2 existentes.*
- d) SRU (recuperación de Azufre).*

*2. Necesidad de mejorar procesos de tratamiento de Efluentes (Evaluar tratamiento secundario).*

*Las medidas idealmente propuestas para mitigar y/o abatir los potenciales olores molestos provenientes de la refinería se indican en la Tabla 6.1.*

*Tabla 6.1: Medidas propuestas para mitigar y/o eliminar olores provenientes de ERBB con potencial de molestia.*

*(Ver Figura 12)*

**INFORME DE SEGUIMIENTO AMBIENTAL Medición de Olor mediante Olfatometría Dinámica y modelo de dispersión atmosférica. Estanque de Aguas Ácidas TK - 1602 Enap Refinerías S.A. Planta Bío-Bío, Hualpén 25 de octubre del 2018.**

### **3 Objetivo General**

*Diseñar e implementar un programa de monitoreo de olores con frecuencia trimestral para el primer año de operación del estanque de aguas ácidas de Refinería Bío Bío, bajo lo establecido por la NCh 3190.Of 2010 Determinación de la Concentración de olor por Olfatometría Dinámica, y en base a los resultados de dicho estudio, justificar continuación o término del programa de monitoreo. Esto se enmarca en compromiso adquirido mediante Resolución Exenta 161/2014 del proyecto "Estanque de Aguas Ácidas para ERBB".*

### Objetivos específicos 3.1

- *Determinar la tasa de emisión y concentración de olor emitidas por el Estanque de almacenamiento de Aguas Ácidas.*
- *Ejecutar un modelo de dispersión de las emisiones de olor y el impacto en la calidad del aire en la comunidad aledaña generadas por el Estanque de Aguas Ácidas.*
- *Comparar la emisión y dispersión del estanque de aguas ácidas con respecto a lo indicado en la RCA N°161/2014*

### Requerimiento de información al titular en Inspección de fecha 27-02-2019

#### **Incidente Ambiental #4526 Fecha: 15-02-2019. RCA 545 / 1995 - COQUE Y COGENERACION PETRO POWER**

**Descripción Aviso:** *El día viernes 15 de febrero de 2019, aproximadamente a las 16:54 horas se produce la detención no programada de la caldera de cogeneración de la Planta Petropower. Esto activó los sistemas de venteo automático de la unidad. Esta situación afectó la disponibilidad de vapor en el proceso de refinación, lo que obligó a readecuar y disminuir las cargas de las unidades de ENAP. Refinería Biobío de manera transitoria. Debido a lo anterior, se derivaron los gases del proceso de algunas unidades para su quema segura en los sistemas de antorcha, lo que generó presencia de humo y llama más alta de lo habitual.*

#### **Medidas Implementadas**

*Ante la falla ocurrida se tomaron las siguientes medidas. Se decide en forma inmediata detener la unidad de MHC por la falta de vapor mientras se recupera este suministro, luego de lo cual se pondrá en servicio nuevamente. Por otra parte, se decide realizar mantención a la caldera de cogeneración, por lo que durante el período de reparación de la unidad de cogeneración, el suministro eléctrico de Refinería será desde el Sistema Eléctrico Nacional, lo que se estima preliminarmente en siete días.*

*Además, se dio aviso por las redes sociales y correo electrónico a la Comunidad y Autoridades (Ilustre Municipalidad de Hualpén, Ilustre Municipalidad de Talcahuano, Seremi de Salud Talcahuano).*

*Lugar Afectado. Petropower, Refinería Biobío RCA N° 545/ 1995 - COQUE Y COGENERACIÓN PETROPOWER.*

En relación a la actividad de fiscalización, en el Acta de Inspección Ambiental se realizó requerimiento de información en relación a los siguientes temas:

- 1 Visualización de parámetros de vapor y potencia (MW) de la planta Petropower de los días 14 al 27 de febrero de 2019. En formato PDF.
- 2 Planilla de Datos crudos de parámetros de vapor y potencia (MW) de la planta Petropower de los días 14 al 27 de febrero de 2019. En formato Excel.

Mediante **Carta ENAP N° 31/2019** responde al requerimiento de información y adjunta los siguiente anexos:

- Anexo 1. Datos de Vapor y Potencia en MW
- Anexo 2. Datos crudos Vapor y Energía Petropower.
- Anexo 3 Informe Técnico Incidente ENAP 15 de febrero de 2019.

#### **Documento de respuesta a requerimiento de información**

*1) Visualización de parámetros de vapor y potencia (MW) de la planta PPW de los días 14 al 27 de febrero de 2019 en formato pdf.*

*Respuesta:*

*En anexo 1 se presentan los datos de vapor y potencia generados por Petropower en el período 14 a 27 de febrero de 2019.*

En la Figura 13 es posible visualizar los datos de potencia (MW) versus flujo de vapor (tn/h) de Petropower para el periodo solicitado. La potencia normal varía entre 50 a 55MW aproximadamente y el flujo de vapor es de 240 th/h de vapor aproximadamente. Se observa además que la generación y el flujo estuvieron detenidas desde el 16 a parte del 25 de febrero de 2019.

2) *Planilla de datos crudos de parámetros de vapor y potencia (MW) de la planta Petropower de los días 14 al 27 de febrero de 2019*

*Respuesta:*

*En anexo 2 se presentan los datos crudos de los parámetros de vapor y potencia (MW) en el período requerido en formato Excel.*

De la información remitida se procedió a graficar los datos crudos. En el Gráfico 1 es posible observar el mismo comportamiento de lo informado en el punto 1 de la respuesta del titular.

4) *Informe técnico del incidente de falla que produjo venteos en planta MHC, indicando medidas tomadas para su control de emisiones atmosféricas formato pdf.*

*Respuesta:*

*En anexo 3 se presenta el informe técnico de la falla que produjo venteos a la atmósfera y la descripción de las medidas adoptadas.*

En el informe del Anexo 3 se puede extraer la siguiente información:

#### **informe técnico de incidente PETROPOWER 15 febrero 2019**

*Condición del día 15 de febrero de 2019*

*El día 15 de febrero de 2019, en torno a las 17:00 hrs. se produce la detención no programada de la planta Petropower debido a la falla de una de las bombas de lubricación del turbogenerador, lo que genera una rápida disminución de presión en la red de vapor de 600 libras de la refinería. Esto se puede apreciar en el siguiente gráfico del proceso. (Ver Figura 14)*

*Tal como establecen los protocolos internos de refinería, ante disminución en la disponibilidad de vapor se proceden a tomar diversas acciones operativas a fin de recuperar la presión y evitar afectar la operación del complejo en su conjunto.*

*Una vez evaluada la situación general de refinería por parte del personal de turno, y con el fin de minimizar los posibles impactos a la seguridad de la planta y el medio ambiente, que pudiesen derivarse por alteraciones mayores en la operación de la refinería, el Jefe de Turno instruye detener la planta MHC (Hidrocracking de Conversión Media) por déficit general de vapor y así asegurar la continuidad operacional y la estabilidad de todas las restantes plantas del Complejo.*

*La planta MHC, como toda planta de proceso que opera a alta presión y temperatura, posee sistemas de seguridad que permiten depresionar la unidad en forma rápida, segura y controlada.*

*En particular, MHC en su sección de reacción está equipada con dos sistemas de depresionado de emergencia, diseñados para realizar una depresionado mediante purga de gas (**hidrógeno + hidrocarburos livianos**) desde el Separador de Alta presión F-1204, hacia el sistema de antorcha.*

En la Figura 15 se muestra fotografía con detalle de la unidad Válvulas de depresionado en Separador F-1204.

*Por lo anteriormente expuesto, se procede en consecuencia, depresionando en condición de emergencia la planta MHC a las 17:17 del día 15 de febrero, activando los sistemas de venteo, y derivando los gases resultantes a antorcha, ya que éste es el medio seguro con el que cuentan todas las refinerías para el manejo de situaciones operacionales similares.*

*En el siguiente gráfico se puede apreciar el depresionado de la planta MHC.*

En la Figura 16 se muestra la depresión en planta MHC.

***Adicionalmente como medida de mitigación, se controla la combustión de los gases residuales, particularmente la emisión de hidrocarburos no combustionados y material particulado mediante el aumento del flujo de vapor hacia el quemador de la antorcha.***

*En el gráfico 3 se puede apreciar el aumento de vapor a la antorcha.*

En Figura 17 se presenta gráfico 3 informado por ENAP del flujo de vapor derivado al quemador de la antorcha.

#### **Incidente Ambiental #8382 Fecha 03-06-2021 RCA 187 / 2005 - AUMENTO DISPONIBILIDAD DE PRODUCTOS Y MEJORAMIENTO SISTEMAS DE TRATAMIENTO ASOCIADOS A MEDIO AMBIENTE Y PROCESOS**

**Descripción Aviso:** *El día 03 de junio a las 13:58 se produjo una interrupción del suministro eléctrico interno en Refinería Biobío, cuyas causas están siendo investigadas, lo que obligó a realizar una detención de emergencia controlada de todas las unidades de Refinería, de acuerdo a nuestro Plan General de Emergencia. Como consecuencia de lo anterior, se percibe presencia de humo y una llama más alta desde las 3 antorchas de la Refinería. De acuerdo al análisis preliminar, la situación no afectó la seguridad ni la integridad de las instalaciones.*

**Medidas Implementadas:** *Conforme al Plan General de Emergencia, se procede a detener todas las unidades y plantas de la refinería que fueron afectadas por la suspensión del suministro eléctrico. Se realizó aviso de la situación a la Intendencia Regional, Seremi de Salud, Seremi de Medio Ambiente y SMA, Seremi de Energía, SEC, I. Municipalidad de Hualpén, Carabineros de Chile, juntas de vecinos, medios de comunicación y difusión en redes sociales. Desde las 15:50 del mismo día, se inicia proceso de normalización de Refinería. Actualmente se encuentra en desarrollo una investigación interna para determinar la causa.*

#### **Incidente Ambiental #8620. Fecha 20-09-2021 RCA 65 / 2004 - PROYECTO MEJORAMIENTO CALIDAD DE DIESEL**

**Descripción Aviso:** *El día 20 de septiembre a la 07:27 se produjo la detención de las unidades de TV 1 , TV 2, VB, FCC, HDS1, HDS2, MHC, HCK, NHU, CCR, NHT, ISOM, CHBB, CHT, Coker y HDT, debido a falta de aire instrumental, cuyas causas están siendo investigadas. Como consecuencia de lo anterior, se percibió presencia de humo y una llama más alta desde el sistema de antorchas de la Refinería por un periodo aproximado de 10 min, siendo este el comportamiento esperado para estas circunstancias como forma de eliminación segura de gases. De acuerdo al análisis preliminar, la situación no afectó la seguridad ni la integridad de las instalaciones.*

**Medidas Implementadas:** *Se declaró Emergencia Operativa en el Complejo Refinería Biobío. Se realizó aviso de la situación a autoridades locales, vecinos, medios de comunicación y difusión en redes sociales. Desde las 11:10 del mismo día, se inicia proceso de normalización de Refinería. Actualmente se encuentra en desarrollo una investigación interna para determinar la causa.*



**Incidente Ambiental #8384 Fecha 04-06-2021 RCA 65 / 2004 - PROYECTO MEJORAMIENTO CALIDAD DE DIESEL**

**Descripción Aviso:** El día 04 de junio Refinería Biobío se encontraba en proceso de puesta en servicio de sus unidades, a las 15:12 se produjo el apagado de la antorcha L-1390, encontrándose a esta hora solamente en servicio las unidades de Topping y Vacío 2. Se activa Plan General de Emergencia. De acuerdo al análisis preliminar, la situación no afectó la seguridad ni la integridad de las instalaciones.

**Medidas Implementadas:** Se intenta reencender la antorcha L-1390 en forma inmediata, con resultado negativo, ante esto se redireccionan los gases a las otras 2 antorchas que se encontraban en servicio lo que evita la posible emisión de gases hacia el medio ambiente. Se realizan rondas de panelistas de olores en el entorno de ERBB, sin evidenciar presencia de olores. A las 20:40 del mismo día, se enciende la antorcha L-1390, encontrándose actualmente en operación normal. Actualmente se encuentra en desarrollo una investigación interna para determinar la causa.

**Incidente Ambiental #8620 Fecha 20-09-2021. RCA 65 / 2004 - PROYECTO MEJORAMIENTO CALIDAD DE DIESEL**

**Descripción Aviso:** El día 20 de septiembre a la 07:27 se produjo la detención de las unidades de TV 1 , TV 2, VB, FCC, HDS1, HDS2, MHC, HCK, NHU, CCR, NHT, ISOM, CHBB, CHT, Coker y HDT, debido a falta de aire instrumental, cuyas causas están siendo investigadas. Como consecuencia de lo anterior, se percibió presencia de humo y una llama más alta desde el sistema de antorchas de la Refinería por un periodo aproximado de 10 min, siendo este el comportamiento esperado para estas circunstancias como forma de eliminación segura de gases. De acuerdo al análisis preliminar, la situación no afectó la seguridad ni la integridad de las instalaciones.

**Medidas Implementadas:** Se declaró Emergencia Operativa en el Complejo Refinería Biobío. Se realizó aviso de la situación a autoridades locales, vecinos, medios de comunicación y difusión en redes sociales. Desde las 11:10 del mismo día, se inicia proceso de normalización de Refinería. Actualmente se encuentra en desarrollo una investigación interna para determinar la causa.

**Incidente Ambiental #8621 Fecha 21-09-2021. RCA 364 / 1999 - OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN Y CALIDAD DE COMBUSTIBLES**

**Descripción Aviso:** A las 14:58 hrs, por causas que se investigan, ocurre una inflamación en torre de destilación al vacío E-451 de la Unidad de Vacío 2.

**Medidas Implementadas:** Se activó el Plan General de Emergencia, deteniendo las unidades en servicio involucradas y con apoyo de la Brigada Respuesta Emergencia se controló el incidente, apagando la inflamación en aproximadamente 1 minuto y medio, dando posteriormente por finalizada la contingencia a las 15:46 hrs. Se realizó aviso de la situación a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, Municipalidad de Hualpén y vecinos. Actualmente se encuentra en desarrollo una investigación interna para determinar la causa.

**Incidente Ambiental #8749 Fecha 10-11-2021. RCA 339 / 2001 - HIDROCRACKING DE CONVERSIÓN MEDIA Y UNIDADES ASOCIADAS**

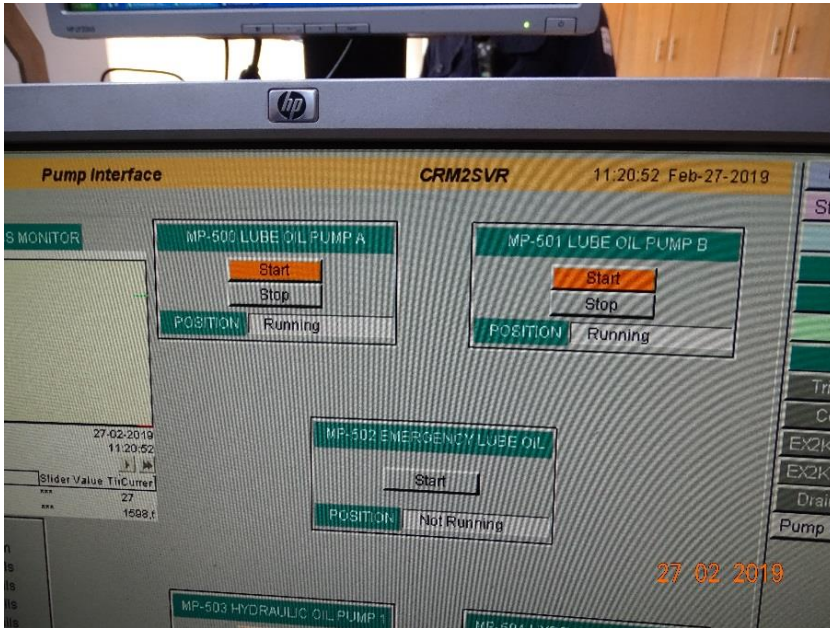
**Descripción Aviso:** A las 12:40 hrs, por causas que se investigan, ocurre una inflamación en la zona donde se ubican los intercambiadores de calor C-1208 y C-1221 de la unidad MHC.

**Medidas Implementadas:** Se procede a decretar Plan General de Emergencia y con apoyo de la Brigada Respuesta Emergencia, se controla la inflamación a las 12:45 horas, finalizando el plan de emergencia general a las 12:55 horas, y manteniendo plan local de la Unidad de MHC hasta las 15:07 hrs. Producto del depresionado debido a la activación del sistema de protección de la unidad MHC, se activó el sistema de antorchas, percibiéndose presencia de humo y llama más alta de lo habitual, por un periodo de aproximadamente 3 minutos, siendo éste el comportamiento esperado para estas circunstancias como forma de eliminación segura de gases. No hubo personas lesionadas, ni se evidencia afectación a receptores de interés. Se realizó aviso de la situación a la Seremi de Salud del Bio Bio, Superintendencia de Electricidad y Combustibles, Municipalidad de Hualpén y vecinos. Actualmente se encuentra en desarrollo una investigación interna para determinar las causas.

### **C. CONCLUSIONES.**

De las actividades de fiscalización realizadas, las que incluyeron inspección ambiental y examen de información es posible verificar que no existen hallazgos respecto de la materia ambiental fiscalizada.

Registros



Fotografía 1.

Fecha: 27-02-2019

**Descripción del medio de prueba:**

Monitoreo de las bombas de lubricación P500 y P501.

Fotografía 2.

Fecha: 27-02-2019

**Descripción del medio de prueba:**

Vista general de la bombas de lubricación del turbogenerador de Petropower, que originaron el incidente de fecha 15-02-2019.

Registros



<b>Fotografía 3.</b>	<b>Fecha:</b> 27-02-2019		<b>Fotografía 4.</b>	<b>Fecha:</b> 27-02-2019	
<b>Coordenadas UTM DATUM WGS84 HUSO 18 S</b>	<b>Norte:</b> 5927090.90 m	<b>Este:</b> 667640.36 m	<b>Coordenadas DATUM WGS84 HUSO 18 S</b>	<b>Norte:</b> 5927131.53 m S	<b>Este:</b> 667564.55 m E
<b>Descripción del medio de prueba:</b> Vista del Silo de cenizas de Petropower en funcionamiento.			<b>Descripción del medio de prueba:</b> Vista general del depósito del petcoke transitorio.		

Registros

**Tabla 1. Generación de energía indicada por los registros de medidores de energía neta, y combustible. (Valores diarios promedio, periodo 17 al 23 de enero de 2018).**

Fecha	Energía Eléctrica (MWh)	Combustible (Ton/hora)
17-01-2018	52,00	24,02
18-01-2018	50,54	23,90
19-01-2018	50,46	23,79
20-01-2018	51,21	24,03
21-01-2018	50,42	23,76
22-01-2018	50,67	23,70
23-01-2018	51,29	23,90
<b>Promedio</b>	<b>50,94</b>	<b>23,87</b>

**Figura 2**

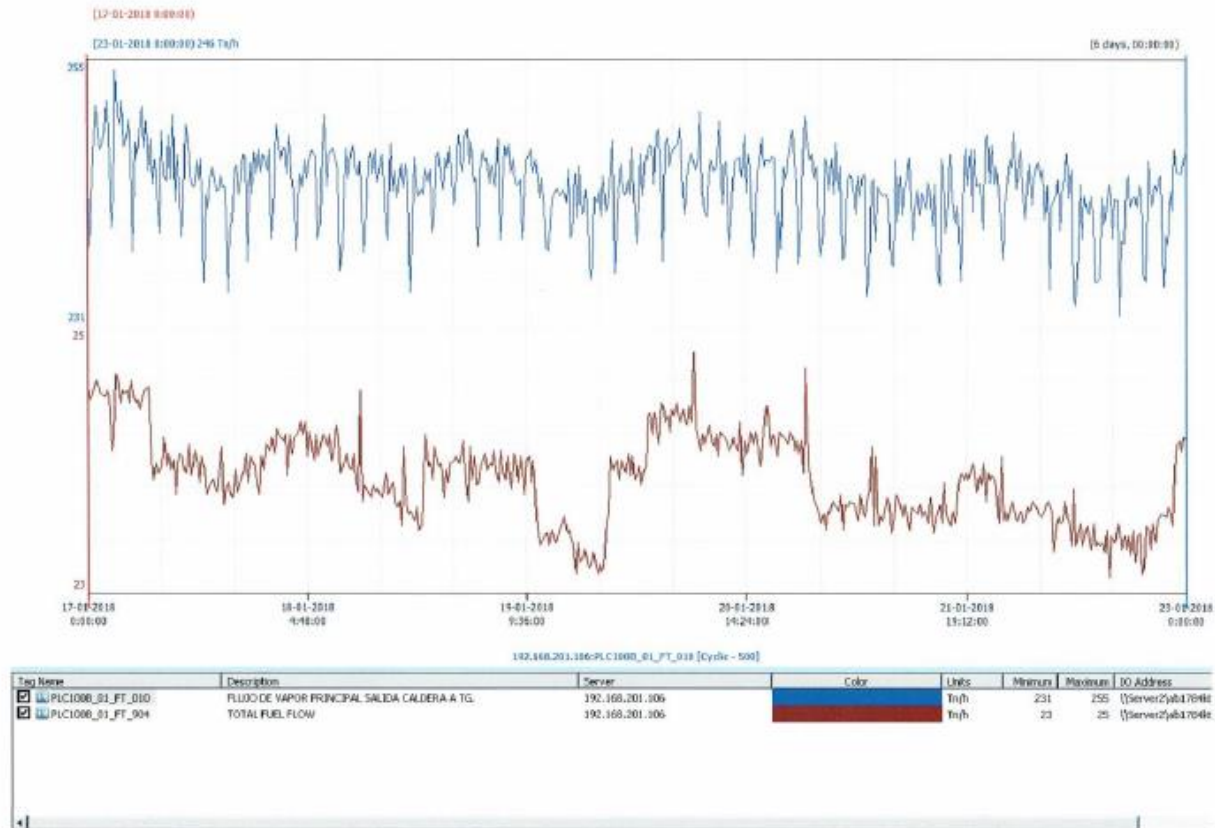
Fecha: 17 al 23 de enero de 2018

**Descripción del medio de prueba:** Potencia generada por tonelada de combustible por hora entre los días 17 al 23 de enero de 2018. Se observa que no existe una sobre potencia y que a mayor combustible utilizado mayor es la potencia generada. Informe de respuesta de Carta ENAP N° 085 de fecha 09-11-2018.



Registros

**Figura 1. Flujo vapor a salida caldera a turbogenerador y consumo combustible coque.**  
**Periodo 17 a 23 de enero de 2018.**



**Figura 3**

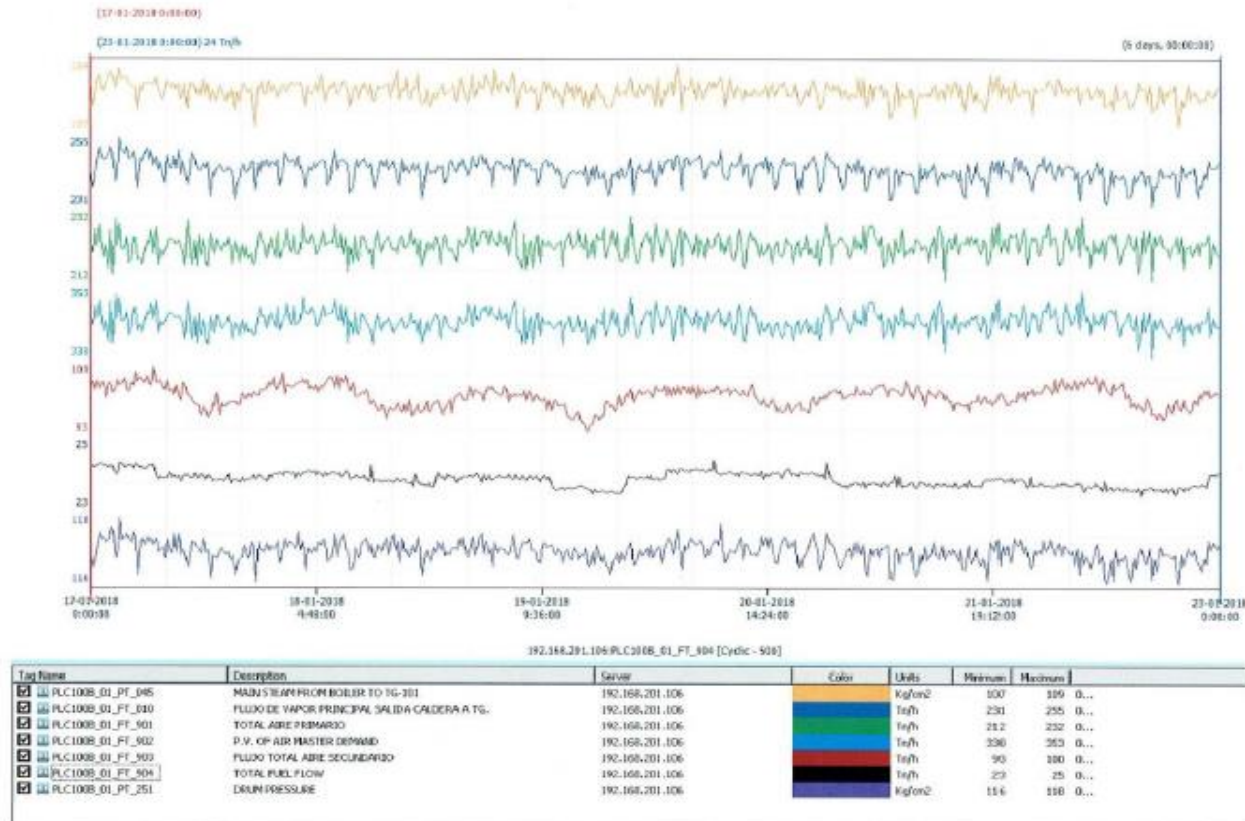
**Fecha:** 17 al 23 de enero de 2018

**Descripción del medio de prueba:** Flujo de vapor de caldera y uso de combustible coque. Periodo 17 a 23 de enero 2018, el flujo de vapor principal a la salida de caldera a Turbogenerador (Ton/hora) y el consumo de combustible coque (Ton/hora), ambos estables para todo el periodo indicado. Informe de respuesta de Carta ENAP N° 085 de fecha 09-11-2018.

### Registros

**Figura 2. Tendencia parámetros principales operación.**

**Periodo 17 a 23 enero 2018.**



**Figura 4**

**Fecha:** 17 al 23 de enero

**Descripción del medio de prueba:** registros de datos de proceso se indican parámetros (entre otros) de presión del domo, vapor hacia Turbogenerador. Periodo 17 a 23 de enero 2018. Informe de respuesta de Carta ENAP N° 085 de fecha 09-11-2018.

Figura 11. Gráfico concentración de benceno en entorno a Refinería 2002-2017

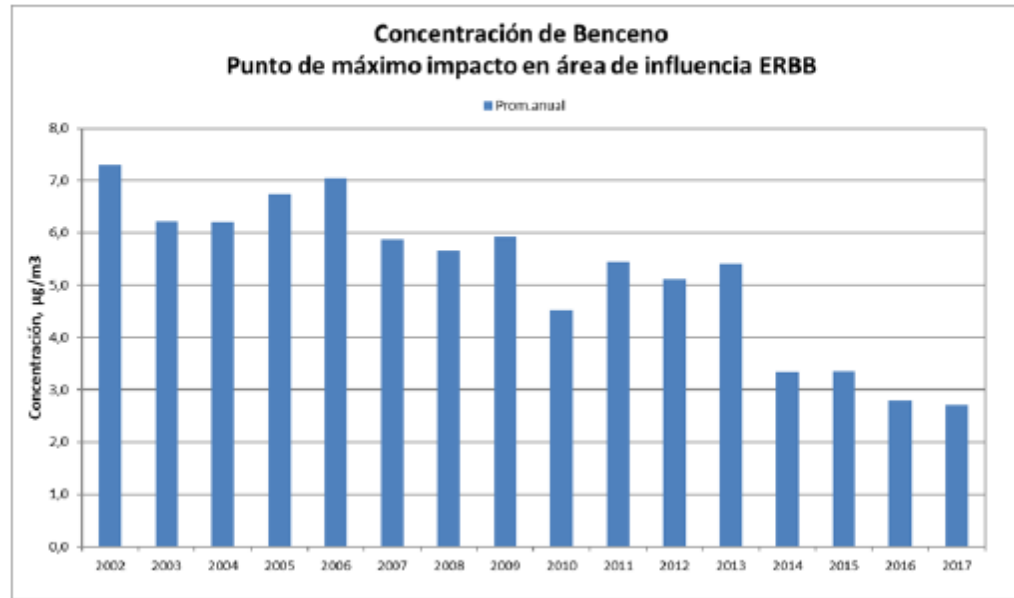


Figura 5

Fecha: 2002 - 2017

**Descripción del medio de prueba:** Gráfico de barras anual de concentración de benceno atmosférico  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ . Se observa que desde el año 2002 al 2017 se ha reducido la concentración atmosférica de este compuesto orgánico, dentro del punto de máximo impacto en el área de influencia de la refinería. Informe de respuesta de Carta ENAP N° 085 de fecha 09-11-2018.



## Registros



Figura 12: F-702 Hidrocracking



Figura 13: Drenaje medidor de nivel F-702

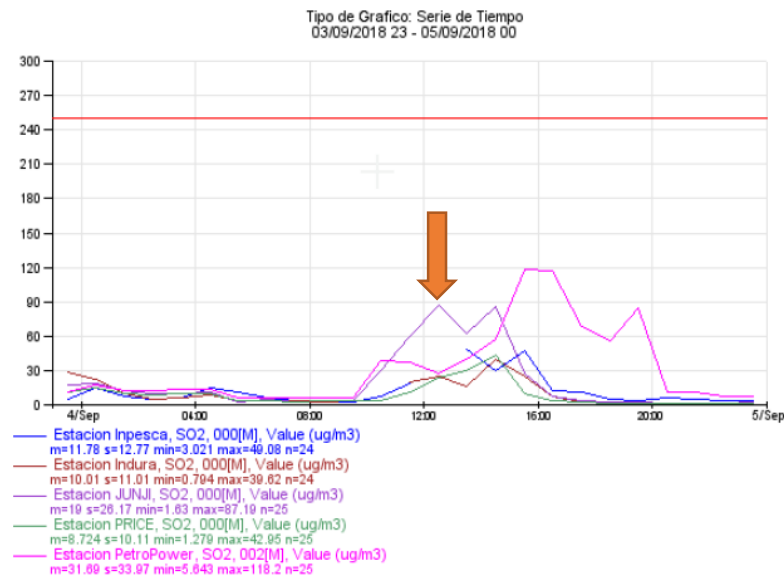
**Figura 6**

**Fecha:** 09-2018

**Descripción del medio de prueba:** Registros fotográficos de la unidad de hidrocracking y del medidor de nivel F 702. Unidades comprometidas en el incidente de fecha 04-09-2018. Informe de respuesta de Carta ENAP N° 085 de fecha 09-11-2018.

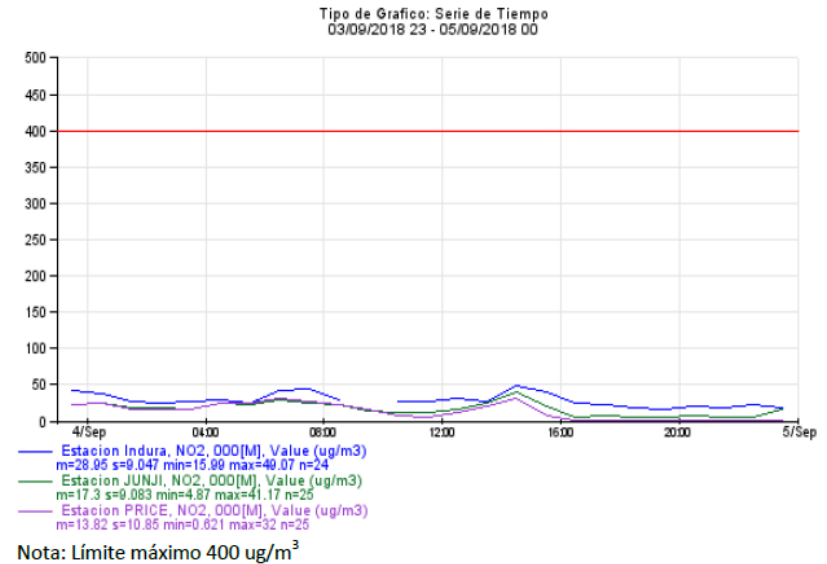
## Registros

**SO<sub>2</sub>**



Nota1: Límite máximo diario: 250 ug/m<sup>3</sup>

**NO<sub>2</sub>**



**Figura 7.**

**Fecha:** 03-09-2018 al 05-09-2018

**Descripción del medio de prueba:** Resultados de calidad de aire de las estaciones de monitoreo de ERBB extraídos del sistema Airviro el día 04 de septiembre de 2018 agrupados por compuesto SO<sub>2</sub>, bajo límite normativo. Estación petropower informa un aumento de la concentración de SO<sub>2</sub> llegando a 120 ug/m<sup>3</sup>.

**Flecha color naranja indica inicio de incidente.**

Informe de respuesta de Carta ENAP N° 085 de fecha 09-11-2018.

**Figura 8.**

**Fecha:** 03-09-2018 al 05-09-2018

**Descripción del medio de prueba:**

Resultados de calidad de aire de las estaciones de monitoreo de ERBB extraídos del sistema Airviro el día 04 de septiembre de 2018 agrupados por compuesto NO<sub>2</sub>, bajo límite normativo.

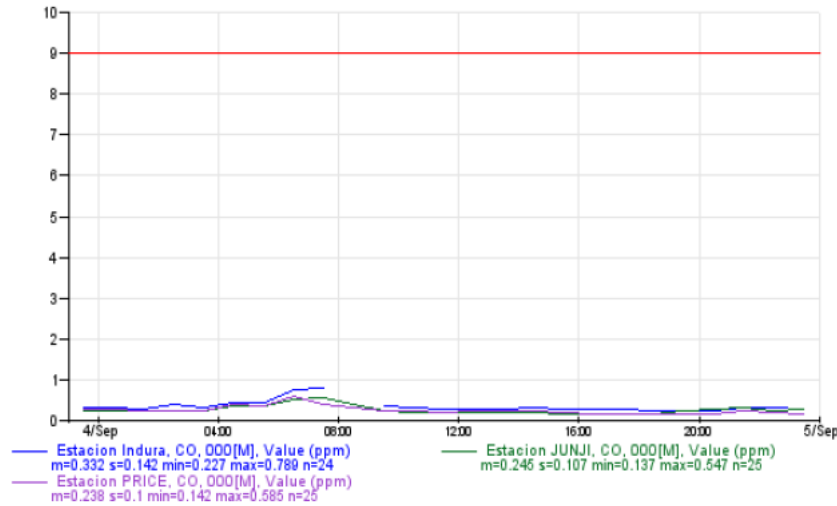
No se observan aumentos de NO<sub>2</sub>.

Informe de respuesta de Carta ENAP N° 085 de fecha 09-11-2018.

Registros

CO

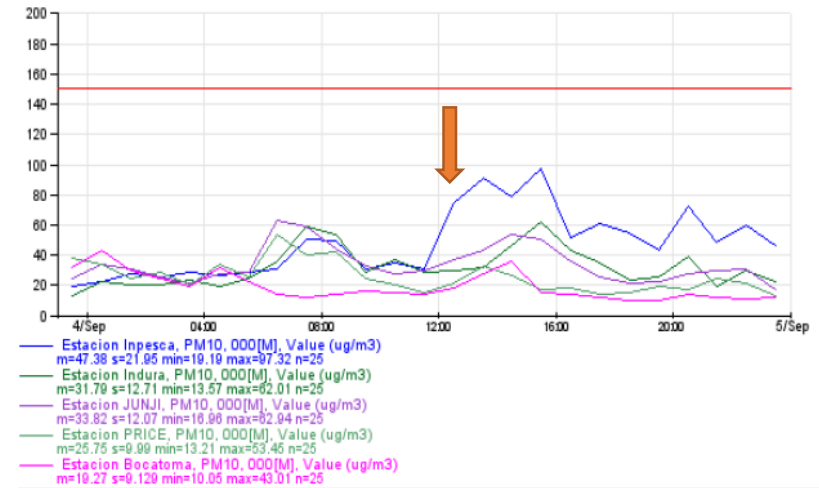
Tipo de Grafico: Serie de Tiempo  
03/09/2018 23 - 05/09/2018 00



Nota: Límite máximo 9 ppm valor cada 8 horas

MP<sub>10</sub>

Tipo de Grafico: Serie de Tiempo  
03/09/2018 23 - 05/09/2018 00



Nota: Límite máximo 150 ug/m<sup>3</sup> valor diario

Figura 9.

Fecha: 03-09-2018 al 05-09-2018

**Descripción del medio de prueba:**

Resultados de calidad de aire de las estaciones de monitoreo de ERBB extraídos del sistema Airviro el día 04 de septiembre de 2018 agrupados por compuesto CO, bajo límite normativo. No se observa aumentos de CO

Figura 10.

Fecha: 03-09-2018 al 05-09-2018

**Descripción del medio de prueba:**

Resultados de calidad de aire de las estaciones de monitoreo de ERBB extraídos del sistema Airviro el día 04 de septiembre de 2018 agrupados por compuesto MP<sub>10</sub>, bajo límite normativo.

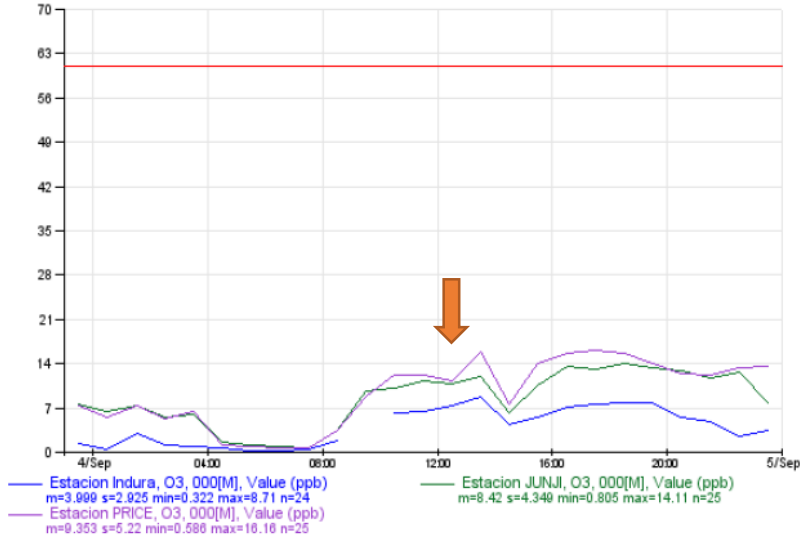
**Flecha color naranja indica inicio de incidente.**

La estación INPESCA se encuentra determinada por su ubicación alejada de ERBB y cuya influencia se debe a viviendas circundantes y las emisiones de MP<sub>10</sub>.

## Registros

### Ozono (O<sub>3</sub>)

Tipo de Grafico: Serie de Tiempo  
03/09/2018 23 - 05/09/2018 00



Nota: Límite máximo: 61 PPV - Valor cada 8 horas

Figura 11.

Fecha: 03-09-2018 al 05-09-2018

#### Descripción del medio de prueba:

Resultados de calidad de aire de las estaciones de monitoreo de ERBB extraídos del sistema Airviro el día 04 de septiembre de 2018 agrupados por compuesto O<sub>3</sub>, bajo límite normativo. **Fecha color naranja indica inicio de incidente.**

El aumento del parámetro ocurre en todas las estaciones

Tabla 6.1: Medidas propuestas para mitigar y/o eliminar olores provenientes de ERBB con potencial de molestia.

Clasificación de Opción	N°	Opción de solución a emisión de olores	Plazo mínimo de Implementación
a) Eliminación y/o reducción en origen	1	Restricción de alimentación de crudos que generan problemas operativos con consecuencias en emisión de olores	1 año
	2	Aumento de capacidad de compresión	1 año
	3	Reducción emisión vapores ácidos en TK-1505	1 año
	4	Optimización almacenamiento de crudo para dar mayor tiempo de residencia del crudo antes de entrar al proceso	5 años
	5	Compra e instalación estanque de almacenamiento de aguas ácidas	5 años
	6	Implementación de sistema de extracción de cenizas en Pit Collector	5 años
	7	Aumento de capacidad de almacenamiento de crudo	10 años
b) Mitigación y monitoreo	8	Mejorar control de eficiencia de unidades de recuperación de azufre (Programa SULSIM y equipo CEM)	5 años
	9	Evaluación eficiencia mitigación olores membrana TK-1505	1 año
	10	Compra e instalación cámara infrarroja para monitoreo y control de eficiencia de combustión en antorcha	1 año
	11	Monitoreo en línea de entradas a SRU y PTE (caudal y concentración)	5 años
	12	Medición y Control de razón HC/vapor en antorcha	1 año
	13	Compra e instalación de cubiertas para superficies libres en PTE: piscina N°2 (90%) y DAFs, cascadas APIs, pozo de salida DAFs y Pit Collector	5 años
c) Tratamiento	14	Evaluación de necesidad y factibilidad de cambio y/o mejora de antorcha en función del monitoreo mediante cámara infrarroja	5 años
	15	Evaluación de necesidad de implementar tratamiento biológico en PTE	5 años
	16	Compra e instalación de un sistema de incineración o adsorción de emisiones de superficie PTE.	5 años
	17	Optimización operación (capacidad y eficiencia) de actual tratamiento de soda agotada en ERBB y evaluar eficacia de la solución, para determinación de la tecnología final de tratamiento	5 años
	18	<b>Aumento de capacidad de unidades críticas para responder ante upset (descompensaciones) y mantenencias</b>	
d) Mantenencias	19	Planta de tratamiento de aguas ácidas 4	10 años
	20	Planta MDEA 4 (la función de retirar compuestos azufrados al fuel gas de combustión)	10 años
	21	Cambio de tecnología existente SRU 1 y 2 a EUROCLAUS*	10 años
	22	Planta de recuperación de azufre (SRU3)*	10 años
e) Buenas Prácticas	23	Implementación LDAR (programa de detección de fugas) y compra cámara termográfica	5 años
	24	Mantenimiento de equipo Separador Gravitacional	5 años
	25	Gestión ambiental de aceites lubricantes	5 años
	26	Programa limpieza periódica de equipos e infraestructura asociada a emisión de olores	5 años

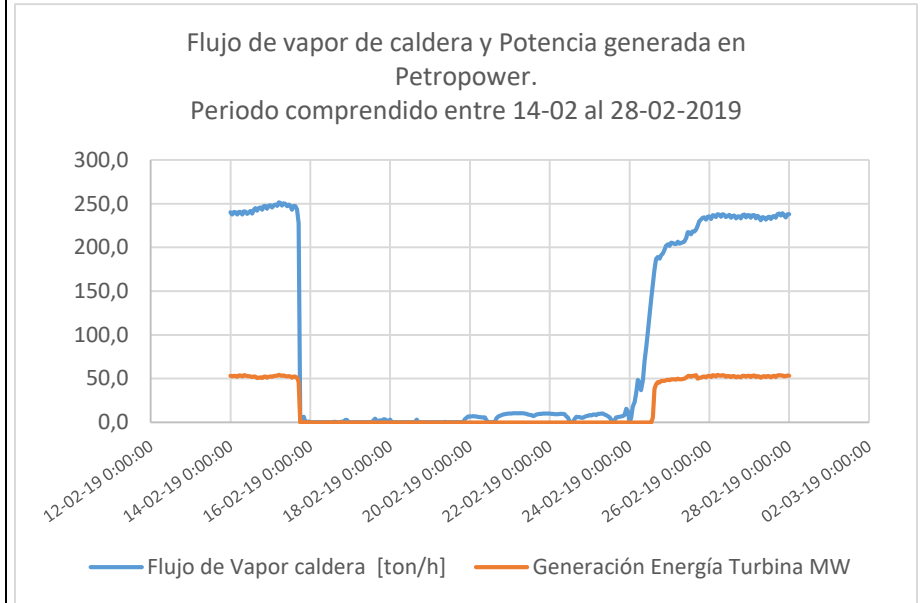
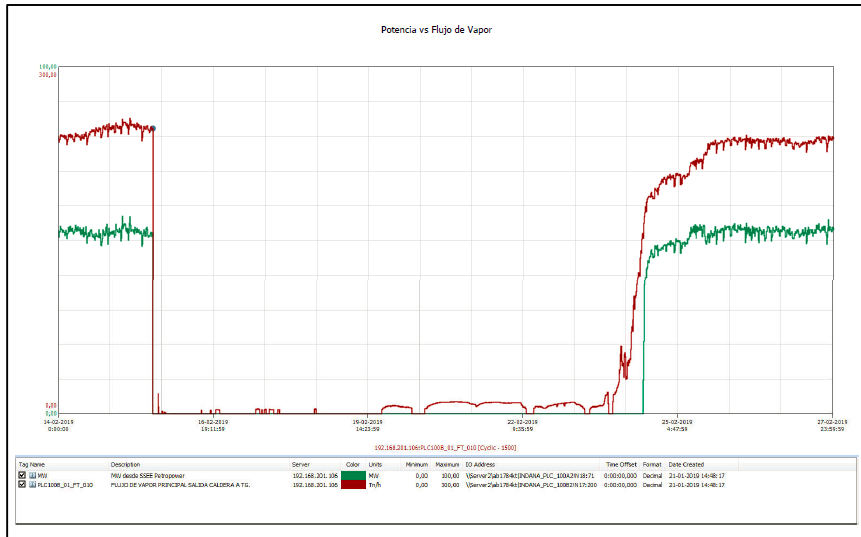
Figura 12.

Fecha: 2018

#### Descripción del medio de prueba:

Tabla 6.1 extraído desde Informe de Auditoría Ambiental Emisión de Olores Refinería Biobío de Enap Refinerías S. A. (Besten, Mayo 2013).

## Registros



**Figura 13**

**Fecha:** 14 al 27 de febrero 2019

**Descripción del medio de prueba:** Potencia versus flujo de vapor. Anexo 1 de la Carta ENAP N° 31/2019 Datos de vapor y potencia 14 al 27 de febrero 2019. Se observa la caída de vapor y potencia MW.

**Gráfico 1**

**Fecha:** 14 al 27 de febrero 2019

**Descripción del medio de prueba:** Gráfico construido en función de datos crudos de los parámetros de vapor y potencia (MW)

Registros

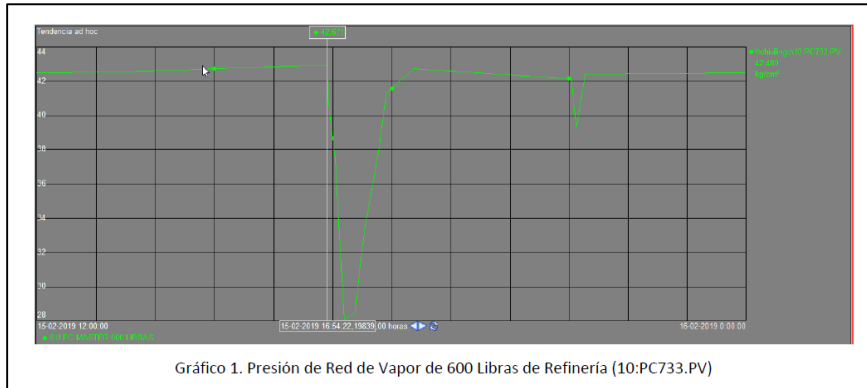


Figura 14

Fecha: 14 al 19 -02-2019

Figura 15

Fecha : 2019

**Descripción del medio de prueba:** Gráfico de presión de red de vapor de 600 libras de refinería. Se observa la rápida disminución de presión en la red de vapor a causa de la falla de la bomba de lubricación del turbogenerador.

**Descripción del medio de prueba:** Detalle de las válvulas de depresionado en separador F-124.

## Registros

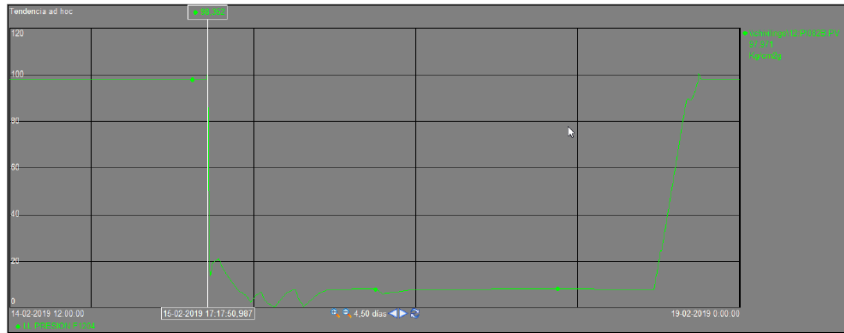


Gráfico 2. Presión Sección de Reacción planta MHC (12:PI082B.PV)

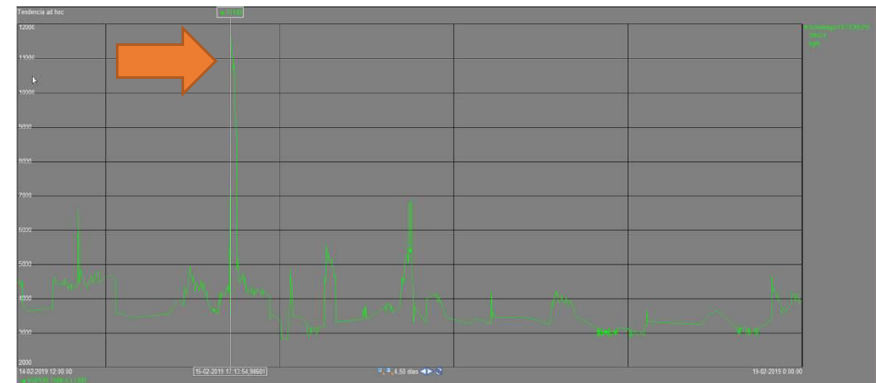


Gráfico 3. Flujo de vapor al quemador de la antorcha

**Figura 16**

**Fecha:** 14 al 19 -02-2019

**Descripción del medio de prueba:** Presión sección de reacción planta MHC. Depresionando en condición de emergencia la planta MHC a las 17:17 del día 15 de febrero, activando los sistemas de venteo, y derivando los gases resultantes a antorcha.

**Figura 17**

**Fecha:** 14 al 19 -02-2019

**Descripción del medio de prueba:** Flujo de vapor al quemador de la antorcha, como medida de mitigación para control de combustión de gases residuales. Flecha color naranja destaca el aumento de flujo de vapor hacia antorcha, que alcanza los 12000 Kg/h



## 5.2 Plan de emergencia (Antorchas)

Número de hecho constatado: 2	Estación: 1 y 2 IA de fecha 03-06-2021
Documentación solicitada y entregada: Tabla 4.3.1 ID 1	
<b>Exigencias:</b>  <b>DIA "Optimización de Calidad Ambiental de Combustibles y Unidades de Tratamiento Asociadas"</b> <b>Anexo 9 CALIDAD DEL AIRE Y RUIDO</b> <b>EMISIONES A LA ATMOSFERA</b> <i>Las principales fuentes de emisiones a la atmósfera de un proceso de refinación de petróleo y sus plantas asociadas son los hornos, calderas y antorchas. La combustión en hornos y calderas tiene por objeto generar energía para el proceso y, por motivos económicos, se optimiza mediante el control de exceso de aire. Este control tiene por consecuencia la no emisión de humos durante el proceso normal. Por ello, las emisiones son principalmente dióxido de carbono y agua acompañados de cantidades mínimas de hidrocarburos y de concentraciones de dióxido de azufre que dependen de la calidad del combustible.</i>  <i>Durante la operación normal, en las antorchas se queman gases provenientes de alivios de presión de diversos procesos y otros que son residuos de sistemas de tratamiento, entre los que se encuentra el hidrógeno sulfurado cuya combustión también produce dióxido de carbono y agua y alguna cantidad de dióxido de azufre y trazas de mercaptanos. Las concentraciones de los dos últimos compuestos dependen de las características de la materia prima y de la eficiencia de procesos de retención de azufre.</i>  <i>El dióxido de azufre es el contaminante principal en términos cuantitativos.</i>  <i>También se produce alguna emisión de material particulado, principalmente por arrastre de finos de catalizador proveniente de la unidad de Cracking Catalítico. La emisión de material particulado -humo- por las otras chimeneas del proceso es despreciable debido al control de combustión ya mencionado.</i>  <b>Material Particulado</b> <i>La emisión de material particulado por la refinería no supera los 400 Kg/día por lo que la refinería está exenta del control del Decreto 185. El complejo PETROPOWER aportará, a través de la chimenea de la caldera de Cogeneración, una cantidad estimada en 432 Kg/día de material particulado total. El Complejo formado por la PETROX y PETROPOWER tendrá por lo tanto una emisión total de material particulado inferior a una tonelada diaria por lo que también estará exento del control del Decreto 185. El material emitido por ambos procesos es inerte. La operación de las plantas que conforman en proyecto "Mejoramiento de la Calidad Ambiental de Combustibles y Plantas de Tratamientos Asociadas". no modificará estas emisiones .</i>  <b>Dióxido de Azufre</b> <i>Los procesos del proyecto, tienen por objeto retirar el azufre de combustibles destinados al mercado nacional, y de los gases que se utilizan en la refinería como combustible de consumo interno en generación de energía para la planta. Estos procesos se complementan con otros similares que la refinería ha estado implementando y optimizando desde hace algún tiempo y que entrarán en operación en forma prácticamente simultánea.</i>	

El azufre retirado se convertirá en azufre elemental o sulfhidrato de sodio en solución, alternativas que dependerán de las condiciones de operación de las plantas. Ambos productos serán comercializados. El azufre elemental era manejado con procedimientos que impiden la emisión de material particulado.

La operación del proyecto, y de las otras plantas tendrá efecto sobre las emisiones de dióxido de azufre de todo el complejo PETROX-PETROPOWER por lo que este análisis comprende el efecto integrado total.

#### **DIA "Optimización de Calidad Ambiental de Combustibles y Unidades de Tratamiento Asociadas"**

##### **Anexo Línea de base.**

Dado que el proyecto corresponde a la mitigación de las emisiones de SO<sub>2</sub> a la atmósfera para parte del proyecto PETROPOWER por un lado, y para las emisiones globales de la refinería por otro, es necesario conocer que como línea de base para el proyecto pueden ser consideradas las siguientes situaciones:

- a) La prevista en el Estudio de Impacto Ambiental de PETROPOWER (junio 1994).
- b) La que existe a la fecha.
- c) Funcionamiento del Complejo, incluyendo la operación de PETROPOWER.

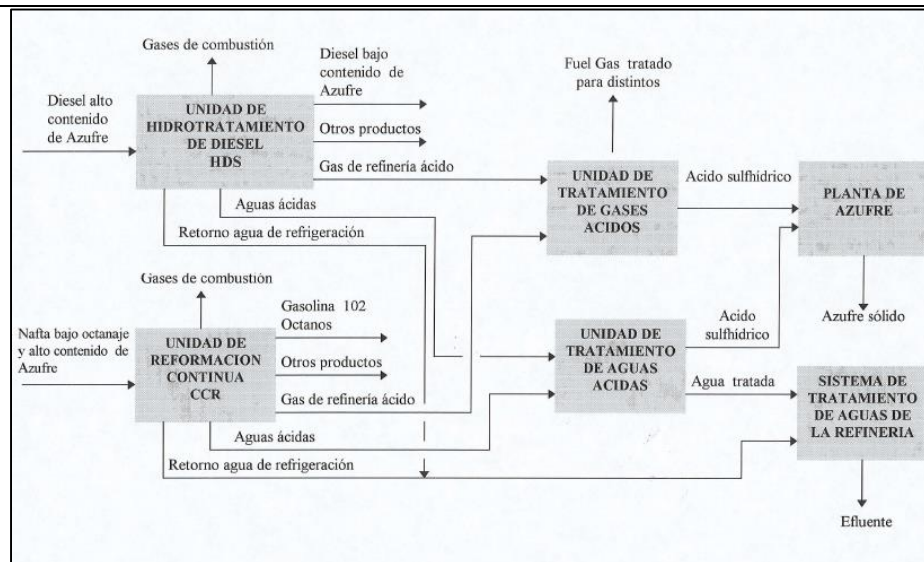
Se analizarán las alternativas y se compararán con la situación hipotética que existiría cuando el complejo PETROX-PETROPOWER estuviera en funcionamiento, sin la operación del proyecto en estudio. De esta forma se podrá evaluar el impacto del proyecto, sobre las emisiones de SO<sub>2</sub>:

- a) Condiciones de Línea de Base teóricas contenidas en el Estudio de Impacto Ambiental para el proyecto PETROPOWER.

Según el informe: "Dispersion Simulations of Emissions from a New Coker Plant at the Refinery PETROX", preparado por INDIC en junio de 1994 para la empresa, las emisiones de SO<sub>2</sub> totales estimadas a esa fecha y las probables para PETROPOWER con las alternativas Coker 1 y Coker 2, son las que se indican en la tabla 1.

Tabla 1. Emisiones estimadas de SO<sub>2</sub> en Refinería PETROX, antes y después de PETROPOWER.

EMISIONES SO <sub>2</sub>	Refinería junio 1994	Coker 1	Coker 2
ton/año	4.150	4.276	3.233
ton/día	11,4	11,7	8,9



**INFORME TÉCNICO FINAL EVALUACIÓN DE D.I.A. “Optimización de Calidad Ambiental de Combustibles y Unidades de Tratamiento Asociadas”  
IMPACTOS AMBIENTALES RELEVANTES Y MEDIDAS DE MITIGACIÓN DEL PROYECTO.**

**1.- Emisiones a la Atmósfera.**

Las principales fuentes de emisión a la atmósfera de un proceso de refinación de petróleo y sus plantas asociadas son: Hornos, Calderas y Antorchas.

a) Material particulado respirable.

Actualmente no supera los 400 Kg/ día, por lo que la refinería está exenta del control del Decreto 185.

• El complejo Petropower aportará a través de la chimenea de la caldera de Cogeneración del orden de 432 Kg/día

El complejo formado por Petrox y Petropower tendrá por lo tanto una emisión total de material .particulado respirable inferior a la Ton/ día, por lo que también está exento del control del Decreto 185.

**b) SO<sub>2</sub>**

El SO<sub>2</sub> es el contaminante principal en términos cuantitativos.

Los procesos del proyecto tienen por objeto retirar el azufre de combustibles destinados al mercado nacional y, de los gases que se utilizan en la refinería como combustibles de consumo interno en generación de energía de la planta.

El azufre retirado se convertirá a su estado 1 elemental el que será comercializado.

El proyecto pasa a ser parte del complejo industrial y actúa como elemento mitigante en las emisiones gases de este, por lo que tiene un efecto positivo en el área de influencia de la refinería.

Las emisiones del complejo se consideran bajo 3 distintas situaciones, de operación, correspondiendo a: caso 1, a la línea de base, es decir, emisiones actuales sin considerar el proyecto; caso 2, a 1 operación futura del proyecto y, caso 3, situación si el proyecto nos llevará a cabo.

Compuesto	Emisiones del complejo			
	Caso 1	Caso 2		Caso 3
		Future-Low	Future-High	
SO <sub>2</sub>	8.030 ton/año 22 ton/día	4.599 ton/año 12,6 ton/día	5.520 ton/año 15,12 ton/día	22.995 ton/año 63 ton/día
PM 10	146 ton/año 400 kg/día	303,7 ton/año 832 kg/día	303,7 ton/año 832 kg/día	303,7 ton/año 832 kg/día

Los sistemas de tratamiento de gases, se han diseñado como un conjunto interconectado con capacidad de tratamiento suficiente, de manera de garantizar la operación continua del proceso, en caso de detención de uno de sus componentes, esto se logra derivando la alimentación del componente con problemas hacia el resto de las unidades de recuperación de azufre.

Se ampliará el sistema continuo de monitoreo actual de Petrox, que consta de un analizador de PM10 y un analizador de SO<sub>2</sub>, a estos equipos se agregarán 2 analizadores por fluorescencia ultravioleta y 2 analizadores de MP10. Los equipos se instalarán en el área poblada vecina en ubicaciones que serán definidas de común acuerdo con la autoridad competente.

#### 1.2- Generación de olores en los procesos y medidas de mitigación.

Las fuentes principales de olores en la refinería son las antorchas. Y la evaporación de compuestos azufrados en la planta de tratamiento de efluentes.

Una de las consecuencias de la implementación del proyecto será la disminución de la emisión de olores por las antorchas de la refinería. Ello debido a que actualmente la refinería está quemando en ellos alguna cantidad de H<sub>2</sub>S, lo que genera trazas de mercaptano de olor fuertemente perceptible.

Debido a que las Unidades de Tratamiento Asociadas optimizarán la recuperación de H<sub>2</sub>S y su transformación en S elemental, se minimizará la quema de H<sub>2</sub>S, por lo que el olor proveniente de las antorchas disminuirá.

Las UHDS y URC emitirán olores por evaporación de hidrocarburos o fugas de gases, sólo en casos de problemas de operación. Los procedimientos de seguridad vigentes para plantas de este tipo, exigen la aplicación de planes y la certificación de su aplicación.

El incinerador de la planta de azufre emitirá SO<sub>2</sub>, el que no superará las normas vigentes y no generará mercaptanos en su operación.

DIA

#### 4. Emisiones del proyecto a la atmósfera según fuente, compuesto y cantidades emitidas

Las emisiones del complejo se consideran bajo distintas situaciones de operación, correspondiendo por una parte a la línea de base, es decir emisiones actuales sin considerar el proyecto, y por otro lado, a la condición de operación futura. Además se analiza la situación que se presentaría hipotéticamente en el futuro, si el proyecto OPTIMIZACIÓN DE LA CALIDAD AMBIENTAL DE COMBUSTIBLES Y PLANTAS DE TRATAMIENTO ASOCIADAS no se llevara a cabo.

Situación 1: Corresponde a las emisiones actuales del Complejo PETROX S.A.

*Situación 2: Corresponde a la situación con proyecto que considera dos escenarios de emisiones, denominadas Future\_High y Future\_Low, que representan dos condiciones de operación relacionadas con las características de los crudos refinados (ver Anexo 9) .*

*Situación 3: Corresponde a una situación hipotética que considera el funcionamiento futuro del Complejo PETROX S A, es decir, con la Planta PETROPOWER y sin este proyecto. Esta situación ha sido incluida de modo de destacar la influencia de la operación de este proyecto.*

#### **DIA. Proyecto Hidrocracking de Conversión Media y Unidades Asociadas**

##### **Extractos DIA**

*Este Proyecto viene a complementar las unidades de proceso que conforman el Complejo Petroquímico compuesto por la Refinería de Petróleo PETROX S.A., Compañía de Hidrógeno de Talcahuano (CHT), PETROPOWER y PETROQUIM. Por este motivo, la evaluación ambiental del Proyecto considera al Complejo como un todo, situación que permite dimensionar en su real magnitud el efecto de la ejecución del presente Proyecto. )(…)*

*En efecto, en el Cracking Catalítico el uso del gas oil hidrogenado mejora el rendimiento volumétrico de gasolina y gas licuado con lo que se obtiene mayor proporción de estos productos en la reacción. Por otra parte, al hidrogenar el gas oil, el azufre contenido en el mismo se transforma en hidrógeno sulfurado (H<sub>2</sub>S), que queda en la fracción gaseosa de donde puede ser retirado con facilidad. La consecuencia de este retiro, para el Complejo Petroquímico es una disminución estimada de aproximadamente 900 kilogramos por día en las emisiones de anhídrido sulfuroso a la atmósfera, como se analiza en detalle en el capítulo correspondiente a la Descripción del Proceso. Esto equivale a aproximadamente un 8% de las emisiones del Complejo Petroquímico para este compuesto.*

*La unidad principal de este proyecto es la Planta de Hidrocracking de Conversión Media, con una capacidad máxima de 3.188.989 kg/d (3500 metros cúbicos por día). Su capacidad de producción máxima es de 914.283 kg/d de petróleo diesel, 67925 kg/d de Nafta Liviana, 349.513 kg/d de Nafta Pesada, 1.807.838 kg/d de gas oil hidrogenado no convertido como alimentación a la actual planta de Cracking Catalítico, y 49430 kg/d de gases livianos.*

*Para su operación, la planta requiere de hidrógeno de alta pureza (99,9%), el que será obtenido a partir de gas natural en una Planta de Hidrógeno de 707.921 m<sup>3</sup>/d (25 millones de pies cúbicos por día de gas en condiciones estándar) de capacidad. Esta Planta será complementada con un aumento de la capacidad de la Unidad PSA existente de 5 Millones de pies cúbicos por día a 11 millones de pies cúbicos por día. La Unidad PSA cumplen la función de recuperar y purificar el hidrógeno existente en algunas corrientes gaseosas de la refinería.*

*El proceso de hidrogenación de la Planta de Hidrocracking de Conversión Media, junto con modificar la composición química del gas oil para producir petróleo diesel y gas oil hidrogenado, transforma el azufre contenido en el gas oil en hidrógeno sulfurado (H<sub>2</sub>S), gas que pasa a formar parte de la fracción gaseosa que produce el proceso, denominada gas de refinería, y es usado como combustible en hornos y calderas para producir energía, previo a lo cual es necesario remover el hidrógeno sulfurado ya que, en caso contrario, el azufre sería emitido a la atmósfera al estado de anhídrido sulfuroso. El hidrógeno sulfurado de los gases será removido en una Unidad de Metil Dietanol Amina (MDEA), y posteriormente transformado en azufre elemental, líquido o sólido.*

*(…)*

*PETROX construirá además una nueva Planta de Azufre de respaldo, con una capacidad de 45 ton/d y una eficiencia de remoción de azufre de aproximadamente un 98%. La capacidad de esta nueva planta es suficiente como para servir además de respaldo de la planta existente, y su diseño permite ampliar su capacidad de tratamiento hasta cerca de 70 ton/d en caso que sea necesario, y también la eficiencia de absorción de azufre que puede subir hasta un 99.5 %. Esto permitirá a PETROX procesar petróleo crudo con mayor contenido de azufre sin superar la normativa de impacto vigente (…)*

*Los gases producidos por el HCM al igual que otros producidos por otras unidades de esta refinería, se utilizan como combustibles en hornos y calderas, y requieren de tratamiento para remover el azufre que contienen para evitar su emisión como anhídrido sulfuroso a la atmósfera. Por ello en el proyecto se incluye la nueva Planta de Azufre de un 98% de eficiencia de remoción. Se estima que para la carga máxima del HCM se emitirán aproximadamente 1.600 kilogramos por día de anhídrido sulfuroso por la chimenea del incinerador de la planta de azufre. De esta forma, y considerando la reducción de emisiones producida por el menor contenido de azufre*

de los gases producidos en el Cracking Catalítico (FCCU) y los aumentos de emisiones generados por los nuevos hornos del HCM y Planta de Hidrógeno, se obtiene una reducción neta de aproximadamente 900 kilogramos por día de anhídrido sulfuroso para el Complejo Petroquímico. Con el objetivo de clarificar lo anteriormente expuesto se presenta la tabla 1.

Tabla 1. Efecto del Proyecto Hidrocracking de Conversión Media y Unidades Asociadas sobre las emisiones del Complejo

	Emisiones de SO <sub>2</sub> (kg/d)	
	Sin Proyecto (Actual)	Con Proyecto (Futuro)
Resto del Complejo	8720	8510
Cracking Catalítico (FCCU)	2500	12,6
Planta Azufre N°2	0	1648
Hornos HCM	0	148
Hornos Pta. Hidrogeno	0	1
<b>Emisiones totales del Complejo (ton/d)</b>	<b>11220</b>	<b>10320</b>

Esta reducción, equivalente a un 8% está calculada para las condiciones más desfavorables de operación del Proyecto, y no consideran la reducción de emisiones ya obtenida a partir de junio de 2001 por la puesta en marcha de los sistemas de interconexión descritos anteriormente.

Por otra parte, la Planta de Azufre puede ser modificada de modo de aumentar su porcentaje de remoción hasta un 99,5%. Esta medida, junto a un aumento de la capacidad de proceso de esta planta hasta un máximo de 70 toneladas por día, serán aplicadas en caso que por razones operativas o de mercado PETROX S.A. deba procesar petróleos crudos con mayor contenido de azufre. En este caso las medidas mencionadas permitirán mantener el impacto de las emisiones de anhídrido sulfuroso de PETROX dentro de los límites fijados por la normativa vigente

En resumen, el proyecto se compone de las siguientes unidades:

- Una Planta de Hidrocracking de Conversión Media de 3.168 m<sup>3</sup>/d de capacidad nominal.
- Una Planta de Hidrógeno de 25 millones de pies cúbicos al día
- Una Planta de Azufre de 45 ton/d
- Una Planta de Aguas Ácidas de 1.500 m<sup>3</sup>/d
- Aumento de Capacidad de la Unidad PSA de 5 a 11 Millones de pies cúbicos por día.
- Cuatro estanques para gas licuado de 200 m<sup>3</sup> y dos de 400 m<sup>3</sup> de capacidad.

(...)

**Emisiones a la atmósfera:**

Las emisiones de la refinería cumplen con la normativa vigente de calidad de aire para las sustancias reguladas en el D.S 185 del Ministerio de Minería, y la Resolución 1215 del Ministerio de Salud.

**Refinería de Petróleo**

El impacto de NO<sub>2</sub> se mide con una red de tubos pasivos ubicados en los sectores poblados y al norte de la refinería, los que, si bien no es un método oficial validado, sirve para determinar eventualidades e indicar si el área está saturada y la ubicación de las zonas de mayor impacto.

*El que no se supere la normativa, a pesar del tamaño de las instalaciones, se debe a que desde hace varios años se han incorporado tanto en los trabajos de mantenimiento como en los nuevos proyectos, quemadores de baja temperatura y baja emisión de NOx.*

*La refinería no es un emisor importante de monóxido de carbono (CO), debido a que todos sus procesos de combustión están controlados automáticamente a exceso de aire, como forma de optimizar su rendimiento. Por este motivo la emisión de monóxido de carbono es una fracción muy pequeña comparada con el anhídrido sulfuroso o el óxido de nitrógeno. Ello hace innecesario efectuar mediciones de calidad de aire para este compuesto, ya que su dispersión e impacto tiene características similares a los compuestos mencionados.*

*Se han efectuado mediciones de benceno en la población, utilizando también tubos pasivos al igual que en otros sectores de Talcahuano, los que muestran que las mayores concentraciones son inferiores a las normas vigentes en Alemania y el Reino Unido, y levemente superiores a lo indicado en un proyecto de norma para la Comunidad Europea, que recién tendrá vigencia el año 2010. Recientemente la Refinería ha iniciado en conjunto con el Servicio de Salud de Talcahuano un trabajo de estimación de sus emisiones de Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xilenos.*

*En el caso del anhídrido sulfuroso, la refinería ha puesto en marcha una red de analizadores, que han sido certificados por el Servicio de Salud de Talcahuano como de representatividad poblacional en la Resolución 1395/2000, a comienzos del año 2000. Los analizadores son calibrados periódicamente por personal del Servicio de Salud Metropolitano del Ambiente (SESMA), que opera y mantiene en Santiago la red de analizadores más grande y compleja de Chile. Uno de estos analizadores denominado Monitor Labs N°1 está ubicado en un Punto cercano al área de máximo impacto, al norte de la refinería. El segundo analizador denominado Monitor Labs N°2 se ubica en el cerco oriente de la refinería, frente a la Población Hualpencillo, y a 112 metros de las casas.*

*Los resultados de estos analizadores para anhídrido sulfuroso indican que no se ha superado la normativa vigente desde su instalación. Además, PETROX opera un modelo de distribución de impacto, que utiliza para el cálculo una base de datos de emisiones e información meteorológica obtenida de una estación especial para este propósito. El modelo permite simular el efecto del cambio de condiciones de operación del Complejo, introducción de medidas de mitigación, operación de nuevos proyectos, etc.*

*La aplicación de este modelo muestra que, como resultado de la implementación de este Proyecto se logrará una reducción del impacto de las emisiones de anhídrido sulfuroso del Complejo en un 16% en el punto de máximo impacto, un 23% en el área donde se ubica el Monitor Labs N°1 y un 10% en el área del Monitor Labs N°2, debido al efecto de la disminución de emisiones descrita anteriormente.*

#### **Material particulado:**

*El Complejo Petroquímico emite, en su conjunto, menos de una tonelada diaria de material particulado total, lo que lo exime de cualquier aplicación de programas de medición y control.*

*No obstante lo anterior, PETROX opera tres analizadores continuos de material particulado respirable ubicados frente al sector poblado. Los resultados de estos analizadores muestran que en los casos en que se supera la normativa vigente, esto no se debe a emisiones de PETROX S.A., sino a factores externos a la refinería y en ocasiones en que el viento sopla desde la población. Probablemente, la causa sea el polvo proveniente de las calles sin pavimento, terrenos baldíos y dunas del Río Bío-Bío. Los analizadores mencionados también están certificados como de representatividad poblacional por el Servicio de Salud de Talcahuano en virtud de la Resolución 1.395/2000.*

#### **4.1.- Antecedentes del Medio Atmosférico**

##### **4.1.1.- Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>)**

###### **a) Emisiones de Dióxido de Azufre**



Con el objetivo de evaluar adecuadamente el impacto que tendría la ejecución del Proyecto sobre el área de influencia directa del Complejo, se describen los resultados de las medidas de mitigación de emisiones realizadas por el Complejo en los últimos años y se analizan dos escenarios de emisiones, estos son:

• Escenario Actual: Promedio de emisiones de SO<sub>2</sub> del Complejo durante el año 2000.

• Escenario Futuro: Promedio de emisiones futuras de SO<sub>2</sub> del Complejo una vez puesto en operación el Proyecto.

En la Tabla 4.1.1.1 y en la Figura 4.1.1 se observa que el complejo ha reducido en forma sistemática sus emisiones de dióxido de azufre, como resultado de los numerosos Proyectos tendientes a mejorar la calidad de sus productos y reducir el impacto sobre el área de influencia directa del Complejo.

Cabe destacar, que en la D.I.A. del Proyecto Optimización de Producción y Calidad de Combustibles de abril de 1999, el compromiso asumido por Petrox fue reducir las emisiones del complejo, una vez terminado el Proyecto, a 12,23 ton/día, equivalentes a 4464 ton/año. Esta meta se ha superado aun cuando las obras del proyecto no han concluido. En efecto a la fecha se ha logrado una reducción adicional de un 8,3% lo que baja las emisiones de la línea de base a un promedio de 11,22 toneladas día, cantidad que se ha utilizado en todos los cálculos de la presente declaración.

En este contexto, este nuevo Proyecto viene a continuar con los esfuerzos realizados para reducir las emisiones del Complejo, ya que producirá una reducción adicional de 8%. Ver Tabla 4.1.1.2.

#### **b) Monitoreo de la calidad del aire respecto del Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>)**

El D.S. N° 185 del Ministerio de Minería establece que aquellas fuentes emisoras que emitan más de tres (3) toneladas por día de Dióxido de Azufre están obligadas a monitorear el cumplimiento de las normas de calidad del aire fijadas para este contaminante, tales normas se presentan en la Tabla 4.1.1.3:

#### **RCA N° 65/2004. "Proyecto Mejoramiento Calidad de Diesel"**

##### **Considerando 3.1**

##### **3.1 Descripción General del Proyecto**

El proyecto contempla la implementación y/o mejora de cuatro unidades al interior de la refinería cuyo objetivo final es mejorar la calidad del petróleo diesel producido por las unidades de Destilación Atmosférica, así como también aumentar la producción del mismo en una de sus unidades. El proyecto no implica un aumento en la capacidad global de refinación de crudo, sino que una transformación de corrientes intermedias de procesos secundarios de refinación y su correspondiente redistribución en los productos obtenidos, dando prioridad a aquellos que son más valiosos. El proyecto considera las siguientes unidades:

- Planta de Hidrodesulfurización N°2 de 1,900 m<sup>3</sup>/día.
- Aumento capacidad de Planta de Hidrocracking de 1,430 a 2,400 m<sup>3</sup>/día.
- Reemplazo de antorcha L-1360
- Nueva Torre de Enfriamiento de 1,200 l/s

La descripción de cada una de estas unidades se puede encontrar en el Informe Consolidado de la Evaluación de la Declaración de Impacto Ambiental de este proyecto que forma parte integrante de esta resolución.

(...)

##### **2.6.- Descripción de Emisiones y Residuos**

En este punto se detalla la totalidad de las emisiones de gases, ruidos y olor, que se generarán como resultado de la operación de este Proyecto.

2.6.1.- Emisiones y Residuos generados por Planta  
DIA Proyecto Mejoramiento Calidad de Diesel

**2.3.3.- Reemplazo Antorcha L-1360**

El objetivo de reemplazar la antorcha L-1360 por una de mayor diámetro y altura es asegurar que los gases residuales sean dispuestos adecuadamente. En términos generales, los sistemas de antorcha se diseñan para combustionar gases en amplios rangos de composiciones y de flujos. Sin embargo, el contenido de contaminantes debe ser tal que las inmisiones generadas por las emisiones de gases de la antorcha no superen los límites establecidos por la normativa de calidad del aire. Por esta razón, se debe contar con antorchas que favorezcan la dispersión de gases y aseguren una combustión segura.

Un Sistema de Antorcha típico se compone de una tubería que colecta los excedentes de gases de las distintas zonas de proceso los que conducen estos gases hasta una tubería que a través de una boquilla de quemador permite combustionar los gases residuales generados por los procesos industriales. Los factores que se consideran al momento de diseñar uno de estos sistemas son: flujo de gases, composición del gas residual, temperatura del gas, presión de gas disponible, disponibilidad y costo de insumos, requerimientos de seguridad, requerimientos ambientales y requerimientos sociales.

a nueva antorcha L-01 es una unidad del tipo sin humo ("smokeless") asistida por vapor. La nueva antorcha tendrá una altura de 112 metros y de 50 pulgadas diámetro y permitirá sacar de servicio la antorcha L-1360.

El sistema de antorchas de refinería ha sido diseñado de acuerdo a criterios del American Petroleum Institute (API-521) para combustionar la totalidad de los gases residuales generados en una condición de emergencia, considerando velocidades máximas de gases y radiación. En la tabla 2.3.3.1 se presenta la capacidad de las distintas antorchas que componen el denominado "sistema de antorchas".

a emergencia que representa la mayor carga sobre el sistema de antorchas es la emergencia eléctrica, la cual es considerada el peor escenario posible, ante esa eventualidad las antorchas deben quemar la totalidad de los gases producidos por la refinería. En la tabla 2.3.3.2. se presenta el requerimiento para una emergencia eléctrica considerando la situación actual y futura. Se debe mencionar que la situación actual considera la totalidad de los proyectos nuevos hasta el mejoramiento de gasolinas, que considera la Depentanizadora y Saturación de Benceno, y el escenario futuro considera una vez que se implemente el nuevo proyecto.

En base a los antecedentes presentados se proyecta incrementar la capacidad del sistema de antorchas de acuerdo a lo indicado en la tabla 2.3.3.3, situación que permitirá absorber de mejor forma proyectos futuros. Sin embargo, se debe destacar, que se encuentra en desarrollo un estudio para reducir el flujo de gases en casos de emergencia a través de la introducción de mejoras en los sistemas de alivio de las distintas plantas, lo que reducirá ostensiblemente los requerimientos hacia el sistema de antorcha.

2.3.3.3.- Actual Sistema de Antorchas PETROX S.A.

	L-1390	L-1320	L-1360	TOTAL
Flujo (kg/h)	600,000	600,000	701,000	1,901,000

### 2.6.1.3.- Reemplazo Antorcha Refinería

#### Emisiones Gaseosas

Las emisiones de la antorcha se presentan en la Tabla 2.6.1.3.1.

Tabla 2.6.1.3.1.- Caracterización de emisiones Sistema de Antorcha

Compuesto	Unidad	Condición normal	Condición emergencia
Anhídrido Sulfuroso (SO <sub>2</sub> )	ton/día	3.5	26*
Óxidos de Nitrógeno (NO <sub>x</sub> )	ton/día	0.2	0.8
Material Particulado (MP10)	ton/día	0	0.1

\*: Esta emisión dura aproximadamente 15 minutos.

## INFORME CONSOLIDADO DE LA EVALUACIÓN DE LA DECLARACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL PROYECTO “MEJORAMIENTO DE CALIDAD DEL DIESEL”

### 1.4 Descripción del proyecto

El objetivo principal del proyecto es mejorar la calidad del petróleo diesel producido por las unidades de Destilación Atmosférica, así como también aumentar la producción del mismo en el Hidrocracking existente. Es importante mencionar que este aumento de producción de petróleo diesel no implica un aumento en la capacidad global de refinación de crudo, sino que implica una transformación de corrientes intermedias de procesos secundarios de refinación y su correspondiente redistribución en los productos obtenidos, dando prioridad a aquellos que son más valiosos, es decir, la capacidad de refinación de la refinería se mantendrá en 18,500 m<sup>3</sup>/d de

crudo. El proyecto considera las siguientes unidades:

- Planta de Hidrodesulfurización N°2 de 1,900 m<sup>3</sup>/día.
- Aumento capacidad de Planta de Hidrocracking de 1,430 a 2,400 m<sup>3</sup>/día.

Adicionalmente, y como parte de las medidas de mejoramiento de la calidad ambiental:

- Reemplazo de antorcha L-1360
- Nueva Torre de Enfriamiento de 1,200 l/s

### 1.4.2.3 Reemplazo Antorcha L-1360

El objetivo de reemplazar la antorcha L-1360 por una de mayor diámetro y altura es asegurar que los gases residuales sean dispuestos adecuadamente. En términos generales, los sistemas de antorcha se diseñan para combustionar gases en amplios rangos de composiciones y de flujos. Sin embargo, el contenido de contaminantes debe ser tal que las inmisiones generadas por las emisiones de gases de la antorcha no superen los límites establecidos por la normativa de calidad del aire. Por esta

razón, se debe contar con antorchas que favorezcan la dispersión de gases y aseguren una combustión segura La nueva antorcha L-01 es una unidad del tipo sin humo ("smokeless") asistida por vapor. La nueva antorcha tendrá una altura de 112 metros y de 50 pulgadas diámetro y permitirá sacar de servicio la antorcha L-1360. El sistema de antorchas de refinería ha sido diseñado de acuerdo a criterios del American Petroleum Institute (API-521) para combustionar la totalidad de los gases residuales generados en una condición de emergencia, considerando velocidades máximas de gases y radiación.

(...)

#### **5 CAPITULO V. COMPROMISOS AMBIENTALES VOLUNTARIOS**

Como resultado de la visita realizada por personal del Servicio de Salud de Talcahuano Efectuada en el marco de la evaluación Ambiental del Proyecto Mejoramiento de Calidad de Diesel", ENAP Refinerías Bio-Bio considera necesario establecer un compromiso ambiental voluntario para el citado proyecto, tendiente a mejorar el desempeño ambiental de la refinería ante eventos que produzcan la detención no programada de las unidades de proceso.

En particular, ENAP Refinerías se compromete a minimizar la emisión de humos de las antorchas ante eventos no controlados que superen sus sistemas de respaldo existentes. Tal es el caso, cuando la empresa Foster Wheeler Energy no puede mantener el suministro eléctrico ante una falla del Sistema Interconectado Central (SIC), situación que hace necesario detener las unidades de proceso de la refinería, y que obliga a eliminar los gases livianos por la antorcha.

Por lo anterior, en caso de falla se ha fijado en 15 minutos el límite máximo para la duración de los humos generados durante el proceso de detención de las unidades de la refinería. De esta forma se minimiza al máximo los impactos ambientales negativos que generan este tipo de situaciones.

(...)

#### **RCA N° 65/2004. "Proyecto Mejoramiento Calidad de Diesel"**

##### **Considerando 3.2**

##### *3.2 Principales Emisiones, Descargas y Residuos Generados.*

##### *Emisiones Atmosféricas*

*En cada una de las unidades del proyecto se contemplan emisiones atmosféricas.*

*La nueva unidad de desulfurización de diesel (HDS<sub>2</sub>) tendrá emisiones de los gases de combustión de los hornos de carga, los que están libres de azufre, dado que el combustible empleado es gas natural. Se espera emisiones máximas de Anhídrido Sulfuroso (SO<sub>2</sub>) de 0.005 [ton/día] y de 0.007 [ton/día] de Óxidos de Nitrógeno (NOX) Los gases ácidos serán enviados a la unidad existente de tratamiento de fuel gas en el que se remueve el ácido sulfhídrico y se convierte a azufre elemental en plantas existentes.*

*El Aumento en la capacidad de la unidad de Hidrocracking (HCK) traerá aumento de emisiones gaseosas por la chimenea de esta unidad. Se espera emisiones totales de Anhídrido Sulfuroso (SO<sub>2</sub>) cercanas a 0.1 [ton/día] y de 0.02 [ton/día] de Óxidos de Nitrógeno (NOX)*

*El reemplazo de la antorcha L-1360 implica mejores condiciones de operación y quemado de gases residuales que el actualmente existente, mejorando las condiciones para una mejor dispersión de gases en la atmósfera. En condiciones extremas de emergencia y por un periodo no superior a los 15 minutos se estima una emisión de Anhídrido Sulfuroso (SO<sub>2</sub>) cercana a 26 [ton/día], 0.8 [ton/día] de Óxidos de Nitrógeno (NOX) y 0.1 [ton/día] de Material Particulado MP10. En condiciones normales de funcionamiento se esperan 3.5, 2 y 0 [ton/día] respectivamente.*

*Por último, asociadas a la nueva Torre Enfriamiento, se esperan pérdidas por evaporación, lo que generará una corriente de vapor de agua de 60.48 m<sup>3</sup>/h.*

**Descripción:**

**D. Inspección ambiental de fecha 03-06-2021**

Con fecha 03-06-2021, ENAP reportó incidente de caída de potencia eléctrica interna, información que fue entregada a Jefe de Oficina Región del Biobío de la SMA, por tanto el equipo SMA de la región del Biobío procedió a realizar inspección a la Unidad Fiscalizable para obtener información del incidente ocurrido.

Los Fiscalizadores para verificar los hechos, realizaron recorrido por ruta camino a Chome en la comuna de Hualpén a objeto de observar el funcionamiento de las antorchas, las cuales son visibles desde vía pública. Los fiscalizadores observaron en terreno que la Antorcha L-1390 presenta llama activa y combustión con producción de humos visibles, igualmente se observa la Antorcha L1320 con llama y sin humos visibles (Fotografía 5).

Esto humos suben por efecto atmosférico, luego se dispersa y precipita (dispersado) en sector de viviendas frente a la avenida Nueva Costanera debido a la inestabilidad de la columna de aire (condiciones meteorológicas Viento del NW).

Los fiscalizadores realizaron comunicación con personal de ENAP para hacer ingreso a la Planta, luego fueron recibidos en las oficinas administrativas de ERBB por las siguientes personas:

- Pía Bustos Ramirez, de cargo Jefa del depto. medio ambiente.
- Juan Carlos Guevara Fernandez, de cargo Jefe del depto. relaciones laborales.

Los fiscalizadores en la reunión consultaron respecto del incidente de caída de potencia eléctrica interna y la generación de humos visibles por efectos de las antorchas de la refinería.

En relación a lo anterior Pía Bustos informa que siendo las 14:02 del día 03-06-2021 se produce una falla eléctrica interna de la Refinería, lo que produce que se detengan los procesos de refinería, esto genera que todos los gases y vapores producidos en la diferentes áreas de la refinería se conducen hacia las 3 antorchas de la refinería, las que comprenden: L1320, L1360 y L1390. Informó a su vez que actuaron todos los sistemas de contención de este tipo de emergencias o incidentes.

Agrega que la totalidad de la planta se encuentra en proceso de detención segura, proceso que podría demorar varios días, explica que cuando existen todos los elementos e insumos la detención es de 2 días , por eso ahora no es posible dar un plazo fijo.

Respecto a la caída de potencia y corte de suministro eléctrico, Pía Bustos informa que el sistema eléctrico interno falló en el punto de conexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y esto generó una falla en la subestación interna. Explicó además que la causa del incidente se encuentra en investigación.

En relación a la Co-generadora Petropower, informó que no está funcionando y que esta unidad es parte de la falla, sin embargo estuvo en servicio hasta el momento de la falla.

Declaró que ambos sistemas funcionan como respaldos cuando se cae uno de los dos (Subestación y Petropower), pero en esta ocasión fallaron ambos sistemas. Informó que se conformó el Comité de crisis dada la contingencia y que no existen daños a los trabajadores. Por otra parte se procedió a informar a la comunidad a través del encargado de relaciones con la comunidad, mediante uso de redes sociales y comunicados oficiales, lo anterior siguiendo los protocolos del Plan General de Emergencias.

Respecto a la consulta de las combustiones que se generan en la antorchas y que son visibles desde varios puntos de la intercomuna, Pía Busto explica que los gases combustionados corresponden a derivados de hidrocarburos principalmente.

A su vez, indicó que las antorchas que se encuentran operativas son las siguientes: antorchas L1320, L1360 y L1390.

Respecto a la consulta de la operatividad de las estaciones de monitoreo de calidad del aire, Pía Bustos informa que las Estaciones de monitoreo que están afuera de la Refinería se encuentran registrando, excepto la internas que dejaron de estar operativas luego del corte de suministro eléctrico.

Los fiscalizadores consultan respecto si el terminal marítimo sigue en operación, a lo que Pía Bustos declara que no se encuentra en servicio y no había buques tanque descargando insumos en el terminal.

También se consulta respecto a la operación de la Planta de Tratamiento de Residuos Industriales Líquidos (PTRILEs), a lo que Pía Bustos declara que los sistemas de tratamiento se encuentran detenidos y que los residuos líquidos recirculan entre las piscinas y los sistemas de tanque tipo API gravitacionalmente.

Los fiscalizadores consultan respecto de poder obtener información de datos crudos desde las estaciones de monitoreo en funcionamiento durante el día 03-06-2021, iniciando el registro desde la fecha 31-05-2021. A lo que Pía Bustos informó que se enviará información a los correos electrónicos de Jefe SMA OBB y Fiscalizadores.

Cabe informa que durante la confección de esta Acta se informó Planilla Excel “Datos Calidad de Aire Red ERBB-31.05.21-03” con datos de estaciones de monitoreo atmosféricos a cargo de ENAP.

Mediante el Acta de IA se realiza un requerimiento de información el que consta de:

5. Informe técnico estimación del caudal, composición y el tiempo de despresurización por unidad, que envió a quemado a cada antorcha.
6. Datos Calidad de Aire y meteorología de la Red ERBB ampliado a 04-06-2021 (periodo 31-05-2021 al 04-06-2021)
7. Informe técnico instalación, reemplazo y operación de antorchas con relación a lo establecido en el proceso de la RCA 65/2004 Mejoramiento Calidad de Diésel
8. Reporte de investigación de incidente ocurrido el día 03-06-2021, con detalle de acciones correctivas realizadas y causas identificadas.

#### **Incidente Ambiental #8382 Fecha 03-06-2021 RCA 187 / 2005 - AUMENTO DISPONIBILIDAD DE PRODUCTOS Y MEJORAMIENTO SISTEMAS DE TRATAMIENTO ASOCIADOS A MEDIO AMBIENTE Y PROCESOS**

**Descripción Aviso:** *El día 03 de junio a las 13:58 se produjo una interrupción del suministro eléctrico interno en Refinería Biobío, cuyas causas están siendo investigadas, lo que obligó a realizar una detención de emergencia controlada de todas las unidades de Refinería, de acuerdo a nuestro Plan General de Emergencia. Como consecuencia de lo anterior, se percibe presencia de humo y una llama más alta desde las 3 antorchas de la Refinería. De acuerdo al análisis preliminar, la situación no afectó la seguridad ni la integridad de las instalaciones.*

**Medidas Implementadas:** *Conforme al Plan General de Emergencia, se procede a detener todas las unidades y plantas de la refinería que fueron afectadas por la suspensión del suministro eléctrico. Se realizó aviso de la situación a la Intendencia Regional, Seremi de Salud, Seremi de Medio Ambiente y SMA, Seremi de Energía, SEC, I. Municipalidad de Hualpén, Carabineros de Chile, juntas de vecinos, medios de comunicación y difusión en redes sociales. Desde las 15:50 del mismo día, se inicia proceso de normalización de Refinería. Actualmente se encuentra en desarrollo una investigación interna para determinar la causa.*

#### **Incidente Ambiental #8620. Fecha 20-09-2021 RCA 65 / 2004 - PROYECTO MEJORAMIENTO CALIDAD DE DIESEL**

**Descripción Aviso:** El día 20 de septiembre a la 07:27 se produjo la detención de las unidades de TV 1 , TV 2, VB, FCC, HDS1, HDS2, MHC, HCK, NHU, CCR, NHT, ISOM, CHBB, CHT, Coker y HDT, debido a falta de aire instrumental, cuyas causas están siendo investigadas. Como consecuencia de lo anterior, se percibió presencia de humo y una llama más alta desde el sistema de antorchas de la Refinería por un periodo aproximado de 10 min, siendo este el comportamiento esperado para estas circunstancias como forma de eliminación segura de gases. De acuerdo al análisis preliminar, la situación no afectó la seguridad ni la integridad de las instalaciones.

**Medidas Implementadas:** Se declaró Emergencia Operativa en el Complejo Refinería Biobío. Se realizó aviso de la situación a autoridades locales, vecinos, medios de comunicación y difusión en redes sociales. Desde las 11:10 del mismo día, se inicia proceso de normalización de Refinería. Actualmente se encuentra en desarrollo una investigación interna para determinar la causa.

**Incidente Ambiental #8384 Fecha 04-06-2021 RCA 65 / 2004 - PROYECTO MEJORAMIENTO CALIDAD DE DIESEL**

**Descripción Aviso:** El día 04 de junio Refinería Biobío se encontraba en proceso de puesta en servicio de sus unidades, a las 15:12 se produjo el apagado de la antorcha L-1390, encontrándose a esta hora solamente en servicio las unidades de Topping y Vacío 2. Se activa Plan General de Emergencia. De acuerdo al análisis preliminar, la situación no afectó la seguridad ni la integridad de las instalaciones.

**Medidas Implementadas:** Se intenta reencender la antorcha L-1390 en forma inmediata, con resultado negativo, ante esto se redireccionan los gases a las otras 2 antorchas que se encontraban en servicio lo que evita la posible emisión de gases hacia el medio ambiente. Se realizan rondas de panelistas de olores en el entorno de ERBB, sin evidenciar presencia de olores. A las 20:40 del mismo día, se enciende la antorcha L-1390, encontrándose actualmente en operación normal. Actualmente se encuentra en desarrollo una investigación interna para determinar la causa.

**Incidente Ambiental #8620 Fecha 20-09-2021. RCA 65 / 2004 - PROYECTO MEJORAMIENTO CALIDAD DE DIESEL**

**Descripción Aviso:** El día 20 de septiembre a la 07:27 se produjo la detención de las unidades de TV 1 , TV 2, VB, FCC, HDS1, HDS2, MHC, HCK, NHU, CCR, NHT, ISOM, CHBB, CHT, Coker y HDT, debido a falta de aire instrumental, cuyas causas están siendo investigadas. Como consecuencia de lo anterior, se percibió presencia de humo y una llama más alta desde el sistema de antorchas de la Refinería por un periodo aproximado de 10 min, siendo este el comportamiento esperado para estas circunstancias como forma de eliminación segura de gases. De acuerdo al análisis preliminar, la situación no afectó la seguridad ni la integridad de las instalaciones.

**Medidas Implementadas:** Se declaró Emergencia Operativa en el Complejo Refinería Biobío. Se realizó aviso de la situación a autoridades locales, vecinos, medios de comunicación y difusión en redes sociales. Desde las 11:10 del mismo día, se inicia proceso de normalización de Refinería. Actualmente se encuentra en desarrollo una investigación interna para determinar la causa.

**Incidente Ambiental #8621 Fecha 21-09-2021. RCA 364 / 1999 - OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN Y CALIDAD DE COMBUSTIBLES**

**Descripción Aviso:** A las 14:58 hrs, por causas que se investigan, ocurre una inflamación en torre de destilación al vacío E-451 de la Unidad de Vacío 2.

**Medidas Implementadas:** Se activó el Plan General de Emergencia, deteniendo las unidades en servicio involucradas y con apoyo de la Brigada Respuesta Emergencia se controló el incidente, apagando la inflamación en aproximadamente 1 minuto y medio, dando posteriormente por finalizada la contingencia a las 15:46 hrs. Se realizó aviso de la situación a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, Municipalidad de Hualpén y vecinos. Actualmente se encuentra en desarrollo una investigación interna para determinar la causa.



## **Incidente Ambiental #8749 Fecha 10-11-2021. RCA 339 / 2001 - HIDROCRACKING DE CONVERSIÓN MEDIA Y UNIDADES ASOCIADAS**

**Descripción Aviso:** *A las 12:40 hrs, por causas que se investigan, ocurre una inflamación en la zona donde se ubican los intercambiadores de calor C-1208 y C-1221 de la unidad MHC.*

**Medidas Implementadas:** *Se procede a decretar Plan General de Emergencia y con apoyo de la Brigada Respuesta Emergencia, se controla la inflamación a las 12:45 horas, finalizando el plan de emergencia general a las 12:55 horas, y manteniendo plan local de la Unidad de MHC hasta las 15:07 hrs. Producto del depresionado debido a la activación del sistema de protección de la unidad MHC, se activó el sistema de antorchas, percibiéndose presencia de humo y llama más alta de lo habitual, por un periodo de aproximadamente 3 minutos, siendo éste el comportamiento esperado para estas circunstancias como forma de eliminación segura de gases. No hubo personas lesionadas, ni se evidencia afectación a receptores de interés. Se realizó aviso de la situación a la Seremi de Salud del Bio Bio, Superintendencia de Electricidad y Combustibles, Municipalidad de Hualpén y vecinos. Actualmente se encuentra en desarrollo una investigación interna para determinar las causas.*

### **Respuesta de ENAP en relación a Inspección Ambiental de fecha 03-06-2021.**

Se realizó examen de información a la Carta ENAP REFINERÍA BIOBÍO N° 069 de fecha 06-07-2021.

#### **1) Informé técnico de estimación de caudal, composición y el tiempo de despresurización por unidad, que envió a quemado a cada antorcha.**

*Las antorchas L-1320, L-1360 y L-1390 conforman el sistema de seguridad de gases residuales con que cuenta la Refinería. Estas consisten en un dispositivo o sistema usado para la evacuación segura de los gases a través de su combustión controlada, el cual constituye el mecanismo integrado de seguridad y control de emisiones y que actúa por oxidación térmica, transformando vapores de hidrocarburos en dióxido de carbono y vapor de agua principalmente. En el caso de refinerías que cuentan con más de una antorcha, la práctica mundial más utilizada es operarlas en forma interconectada a fin de constituir un sistema de antorchas, pudiendo usar una de ellas en forma preferente por sobre otras, como es el caso de Refinería Biobío.*

*A continuación, se adjuntan los antecedentes solicitados en base a estimaciones para el sistema de antorchas mediante metodología actualizada de cálculo de Máximo Caudal Real Esperado (MCRE) desarrollada e implementada por la consultora internacional KBC.*

*Si bien en la RCA 65/2004 se aprueba una capacidad de diseño del sistema de antorchas 1.400.000 Kg/h, y se estima un requerimiento en un escenario de emergencia eléctrico general de 1.306.020 Kg/h. A partir de la metodología indicada en el párrafo anterior y con la salida de servicio de las plantas Etileno y Bensat, los requerimientos de antorchas corresponden a 679.000 kg/h.*

*Por otra parte, la misma empresa KBC realizó la estimación de descargas para el evento del terremoto de 2010, obteniendo un valor de 635.000 kg/h lo que es consistente con las descargas estimadas por el modelo MCRE (679.000 kg/h) y además ratificadas en terreno ya que el sistema funcionó y soportó efectivamente la descarga de toda la Refinería en el año 2010.*

*Respecto al tiempo de depresionado, las dos plantas de más alta presión (Hidrocracking e Hidrocracking de media presión) por diseño despresurizan a una tasa de 7 Kg/cm<sup>2</sup>/ minuto (Se adjunta en Anexo 1 extracto de manual de planta de Hidrocracking). La mayor de ellas (Hidrocracking) opera a 128 Kg/cm<sup>2</sup>, por lo que el tiempo en un escenario de depresionado máximo a la tasa antes señalada (presión cercana 0 kg/cm<sup>2</sup>) es de 18,2 minutos.*

Por otra parte, la estimación de la composición de los gases que fueron enviados al sistema de antorchas el día 03 de junio de 2021 se presenta en tabla 1 (promedio diario).

Tabla 1. Composición principales componentes de gases a flare 03-06-21. En la Figura 18 se presenta la Tabla 1.

Se realiza examen de información del Manual de Operaciones Hidrocracking M-HCK-001 de fecha 02-05-2018. En este se informa:

Objetivo:

1. Reducir la presión en la sección de reacción.

Los siguientes eventos iniciarán el depresionado a 7 kg/cm<sup>2</sup>fmin:

- Accionamiento de pushbutton desde sala de control (H8-703A)

- Bajo bajo flujo de gas tratado a B-701 (19728,5 m<sup>3</sup>/hr, 29,4 %) (F8LL-709B,C,D; 2 de 3)

(Para permitir el cierre de la válvula HV-703 al presionar el switch de Reset H8-703B una vez operado el enclavamiento se programó la lógica para que el armado de este enclavamiento se realice cuando sobrepasa el 30 % de señal).

- Enclavamiento de presión de aire de instrumentos (123)

El PLC desenergiza la válvula solenoide (HY-703) conectada a la válvula de bloqueo (HV-703) la cual ventea el vapor del separador de alta presión F-702 a Fiare, ejecuta un shutdown a los compresores de make-up J-702A/B, a las bombas de transferencia J-716/J-7168, a las bombas de carga J-700/J-7008, al horno de gas tratado B-701 apagando los quemadores, corta el suministro de alimentación de hidrógeno de make up adicional, ejecuta un shutdown a las bombas de inyección de condensado J-703/J-7038 y activa la alarma de depresionado a 7 kg/cm<sup>2</sup>fmin en la consola (YA-703).

El sistema de depresionado a 7 kg/cm<sup>2</sup>fmin se resetea presionando la botonera de terreno (H8-703B).

## **2) Datos de calidad de aire y meteorología de la red ERBB ampliado a 04-06-2021 (periodo 31-05-2021 al 04-06-2021)**

Se adjunta en Anexo 2, los datos crudos y gráficos de calidad de aire y dirección del viento en el periodo 31-05-2021 al 04-06-2021 junto a los correos de la empresa Cesmec de aviso de calibraciones de equipos que explican datos en blanco. En los gráficos se puede evidenciar que el único parámetro que sobrepasa la norma primaria de calidad es el MP 2.5 en la estación Junji, los días 01 y 02 de junio, por lo que estos valores no tienen relación al incidente ocurrido el 03 de junio.

Se hace notar que respecto de los datos meteorológicos (en este caso dirección y velocidad del viento) a raíz el evento ocurrido, se corta el suministro eléctrico a la estación meteorológica y por lo tanto se interrumpe durante algunas horas el registro y almacenamiento de datos, lo cual se aprecia en la figura respectiva.

## **3) Informe técnico instalación, reemplazo y operación de antorchas con relación a lo establecido en el proceso de la RCA 65/2004 Mejoramiento de Calidad de diésel.**

Debido a las mejoras implementadas en el sistema de antorchas de ERBB y a su forma de operar, este sistema cuenta con la capacidad suficiente para el requerimiento de su máximo flujo esperado (menor al evaluado ambientalmente) por lo que la modificación aprobada por la RCA 65/2004, **específicamente el reemplazo de la antorcha L-1360 no se ha implementado**. Tal como se menciona en el punto 1) el sistema tiene la capacidad suficiente para la evacuación de los gases de la refinería, cuyo máximo flujo esperado es 679.000 kg/h.

*Por otra parte, para reducir los requerimientos hacia el sistema de antorchas, se ha incorporado tecnología en los sistemas de protecciones de las unidades de proceso que sincronizan acciones rápidas y coordinadas para proteger la integridad de las plantas, disminuyendo los requerimientos de descarga al sistema de antorchas.*

*Adicionalmente, las antorchas L-1360, L-1320 y L-1390 fueron interconectadas posterior al año 2004, conformando propiamente tal un sistema integrado para evacuación de los gases, con flujo preferencial hacia la antorcha L-1390.*

*En lo que se refiere a las emisiones de antorchas (RETC), éstas son menores a las aprobadas por la RCA 65/2004 estimadas por el proyecto en situación normal y de emergencia, lo que se puede evidenciar en las tablas 2,3 y 4. Para mayor detalle se presenta un extracto de esta información en la Figura 19*

Se realiza examen de información al Anexo 2 que incluye una planilla Excel con datos crudos y gráficos de calidad de aire y dirección del viento en el período 31-05-2021 al 04-06-2021. Se presentan gráficos con límite de concentración en la Figuras 20 a 25.

4) Reporte de investigación de incidente ocurrido el día 03-06-2021, con detalle de acciones correctivas realizadas y causas identificadas.

En Anexo 3 se adjunta el informe resumen de investigación de incidente con la información requerida.

Se realizó un requerimiento de información del documento adjunto **en Anexo 3. INVESTIGACIÓN DE INCIDENTE DEPRESIONADO GENERAL DE EMERGENCIA ERBB ENAP REFINERIA BÍO BÍO Fecha incidente: 03/06/2021**

### **1. Descripción del evento**

*El incidente bajo investigación es el depresionado general de emergencia de todas las unidades productivas de ERBB, ocurrido el día 03 de junio de 2021 a las 14 horas aproximadamente, generando luminosidad y humos en antorchas.*

*El día 03 de junio la refinería y la planta de Cogeneración se encontraban en operación normal, desde el punto de vista eléctrico, Cogeneración estaba alimentando a la Refinería y aportando al SEN (sistema eléctrico nacional) el saldo restante.*

*Alrededor de las 13:58 horas se genera falla entre fases a tierra, producto del posamiento de un ave sobre líneas de alta tensión que se encuentran entre Subestación Petropower y planta Petroquim (línea naranja en figura 1). Esta falla genera como consecuencia inmediata una baja de voltaje en la barra de 66 kV, que afecta la alimentación a la Refinería Bio Bio y la Subestación Cogeneración, registrando un valor mínimo de 27 kV y extendiéndose por 25 segundos aproximadamente antes de retomar su valor nominal.*

Se presenta en la Figura 26 se presenta la Figura 1 del Informe de incidente, muestra el diagrama de conexiones de la subestación de Petropower y la línea de alimentación a petroquim.

El informe continua de la siguiente manera:

*400 milisegundos más tarde, actúa la protección del interruptor “52PQ” que conecta barra de 66kV con Petroquim, despejando la falla según su diseño y actuando acorde a su configuración.*

*A pesar de estar la falla despejada, la barra de 66kV tarda en recuperar su voltaje nominal, activando las protecciones por “bajo voltaje” configuradas en todos los motores de media tensión de la refinería con un retardo de 3 segundos. Lo anterior, provoca la detención de la mayoría de los motores y como consecuencia, la detención de emergencia de las unidades de: Topping y Vacío 1 (TV-1), Topping y Vacío 2 (TV-2), Isomerización, Hidrodesulfurizadora de diesel 1 (HDS 1), Hidrodesulfurizadora de diesel 2 (HDS2), Wet Gas Scrubber (WGS), Unidad de Recuperadora de Livianos (URL), Cracking Catalítico (FCC), Reformación Catalítica Continua (CCR), Hidrodesulfurizadora de gasolina de cracking (HDG), Recuperadora de Azufre 1 (SRU1), Recuperadora de azufre 2 (SRU2), Regeneradora 3 (REG3), Movimiento de Productos (MOP), Suministros, Cogeneración, Separadora de Propano Propileno (SPP), Planta de Hidrógeno (CHBB), Hidrocracking (HCK) e Hidrocracking de Conversión Media (MHC).*

*Cuando se produce una detención de emergencia, la refinería cuenta con un sistema de alivio de gases, canalizándolos hacia las antorchas para su combustión de forma segura, lo que genera mayor luminosidad de la llama y humos.*

*Posterior al incidente y una vez recuperado el voltaje nominal en la barra de 66kV, se realizan intentos para mantener la planta de Cogeneración en servicio (la cual se encontraba en condición de “isla” alimentando la barra de 66kV) con resultados negativos, principalmente por la falta de presión de aire de instrumentos (compresores eléctricos fuera de servicio por baja de voltaje).*

*A las 14.16 horas con la caída de planta Cogeneración, se produce la pérdida total del suministro eléctrico en ERBB. Luego de inspecciones en terreno por personal de operaciones y especialistas eléctricos, se decide energizar el transformador TR-1501, recuperando la energía eléctrica alrededor de las 15.31 horas. Una vez repuesta la energía, se inicia el proceso de normalización de la refinería, A las 17:30 horas se da por finalizada la emergencia general.*

## **2. Acciones inmediatas**

*Las acciones inmediatas efectuadas son las siguientes:*

- *Información a la Comunidad y Autoridades locales del incidente ocurrido.*
- *Revisión de Transformador y posterior energización.*
- *Revisión de líneas e interruptores de líneas de alimentación eléctrica a la Refinería.*
- *Revisión de líneas de alta tensión desde S/E Petropower a Petroquim, para su posterior reparación.*
- *Energización y normalización del sistema eléctrico una vez levantadas las fallas del circuito.*

### **3. Conclusiones**

*El incidente se produjo debido a los siguientes factores:*

*Posamiento de un ave en líneas de alta tensión que alimenta Petroquim desde barra de 66kV subestación Petropower, provocando una falla entre fases a tierra. El tiempo de recuperación de voltaje en barra de 66 kV supera el tiempo necesario para evitar la actuación de protecciones en motores eléctricos. Esto provoca la detención de todas las unidades productivas de ERBB, actuando el sistema de seguridad canalizando gases al sistema de antorchas.*

*Se definen acciones correctivas para cada causa identificada, con el objetivo de impedir la ocurrencia del mismo evento en el futuro, entre ellas:*

- *Revisar la existencia de sistemas que impidan el posamiento de aves sobre líneas de alta tensión e implementarlos en casos que correspondan.*
- *Realizar revisión general de la condición en líneas aéreas de alta tensión.*
- *Realizar análisis y revisión de ingeniería al comportamiento de la red eléctrica ante fallas en alta tensión.*

#### **E. Análisis de la situación de antorchas**

En relación a las antorchas se puede informar que ERBB posee un total de 5 antorchas ubicadas en el sector sur del predio ocupado por esta refinería.

Las Antorchas son:

1. L1320 asociada a la planta de recuperación de azufre N° 2 y la RCA 339/2001
2. L1390 asociada a la planta de aguas ácidas y la RCA N° 339/2001
3. L1360 asociada a refinería y la RCA N° 65/2004
4. L-1320 asociada a la refinería sin RCA
5. L-1390 asociada a etileno de petroquim (HCK) sin RCA



Al realizar un examen de información de la RCA N° 65/2004. "Proyecto Mejoramiento Calidad de Diesel" en su Considerando 3.2, que trata sobre las Principales Emisiones, Descargas y Residuos Generados.

Se informa lo siguiente respecto a la antorcha L-1360 del proyecto:

**(...) El reemplazo de la antorcha L-1360 implica mejores condiciones de operación y quemado de gases residuales que el actualmente existente, mejorando las condiciones para una mejor dispersión de gases en la atmósfera. En condiciones extremas de emergencia y por un periodo no superior a los 15 minutos se estima una emisión de Anhídrido Sulfuroso (SO<sub>2</sub>) cercana a 26 [ton/día], 0.8 [ton/día] de Óxidos de Nitrógeno (NOX) y 0.1 [ton/día] de Material Particulado MP10. En condiciones normales de funcionamiento se esperan 3.5, 2 y 0 [ton/día] respectivamente.**

#### F. CONCLUSIONES.

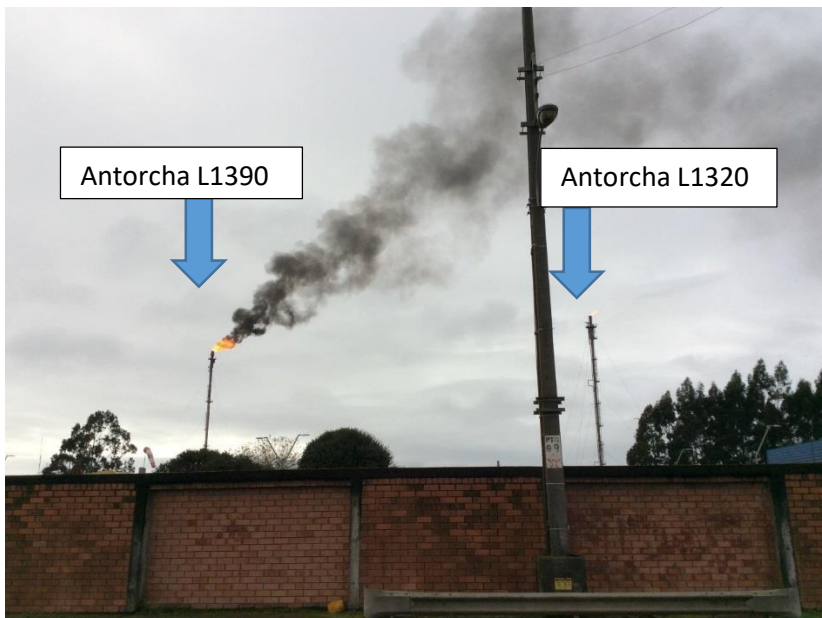
De las actividades de fiscalización realizadas, las que incluyeron inspección ambiental y examen de información es posible verificar lo siguiente:

- El titular no ha realizado el reemplazo de la antorcha **L-1360**, de acuerdo a lo comprometido en la RCA N° 65/2004. "Proyecto Mejoramiento Calidad de Diesel". Sin perjuicio de lo indicado, el titular informa que **"Si bien en la RCA 65/2004 se aprueba una capacidad de diseño del sistema de antorchas**

**1.400.000 Kg/h, y se estima un requerimiento en un escenario de emergencia eléctrico general de 1.306.020 Kg/h. A partir de la metodología indicada en el párrafo anterior y con la salida de servicio de las plantas Etileno y Bensat, los requerimientos de antorchas corresponden a 679.000 kg/h".** Lo anterior implica que actualmente el sistema de antorchas de la refinería se encontraría sobredimensionado para el caudal de gases a tratar en condiciones normales y de emergencia.



Registros



<b>Fotografía 5.</b>	<b>Fecha:</b> 03-04-2021		<b>Fotografía 6.</b>	<b>Fecha:</b> 03-04-2021	
<b>Coordenadas UTM DATUM WGS84 HUSO 18 S</b>	<b>Norte:</b> 5926942.00 m S	<b>Este:</b> 667410.00 m E	<b>Coordenadas DATUM WGS84 HUSO 18 S</b>	<b>Norte:</b> 5926885.19 m S	<b>Este:</b> 667595.73 m E
<b>Descripción del medio de prueba:</b> Vista de la Antorcha L-1390, que presentaba llama activa y combustión con producción de humos visibles, igualmente se observó la Antorcha L1320 con llama y sin humos visibles.			<b>Descripción del medio de prueba:</b> Vista general de la subestación que sufrió el corte de energía con fecha 03-06-2021. Atrás se observa la antorcha L1390 que se encuentra activa.		

### Registros

Compuesto	Composición (% mol)
H <sub>2</sub> S	0,34
H <sub>2</sub>	28,30
CH <sub>4</sub>	8,86
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	3,07
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	12,34
C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	4,20
N <sub>2</sub>	24,03
CO <sub>2</sub>	0,20
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0,85
I-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,82
N-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	2,44
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,57
CO	1,90
O <sub>2</sub>	5,29
C <sub>4</sub> H <sub>8</sub>	0,45
C <sub>6</sub> <sup>+</sup>	2,30

NO <sub>x</sub>					
t/a					
Fuente	RETC 2017	RETC 2018	RETC 2019 <sup>1</sup>	RCA N°065/04	
				normal	emergencia
Sistema de antorchas	49	40	33	72	292

Tabla 2. Emisiones de NO<sub>x</sub> vs emisiones aprobadas por RCA 65/04

MP					
t/a					
Fuente	RETC 2017	RETC 2018	RETC 2019 <sup>1</sup>	MP 10	
				t/a	
				RCA N°065/2004	
				normal	emergencia
Sistema de antorchas	0	0	0	0	36,5

Tabla 3. Emisiones de MP vs emisiones aprobadas por RCA 65/04

SO <sub>x</sub>					
t/año					
Fuente	RETC 2017	RETC 2018	RETC 2019 <sup>1</sup>	RCA N°065/2004	
				normal	emergencia
Sistema de antorchas	919	685	803	1.278	9.490

Tabla 4. Emisiones de SO<sub>x</sub> vs emisiones aprobadas por RCA 65/04

<sup>1</sup> Emisión estimada a partir de los datos ingresados a plataforma Ventanilla Única del MMA. A partir de la declaración del año 2020 (información correspondiente a 2019). El cálculo de las emisiones se realizan por la propia plataforma.

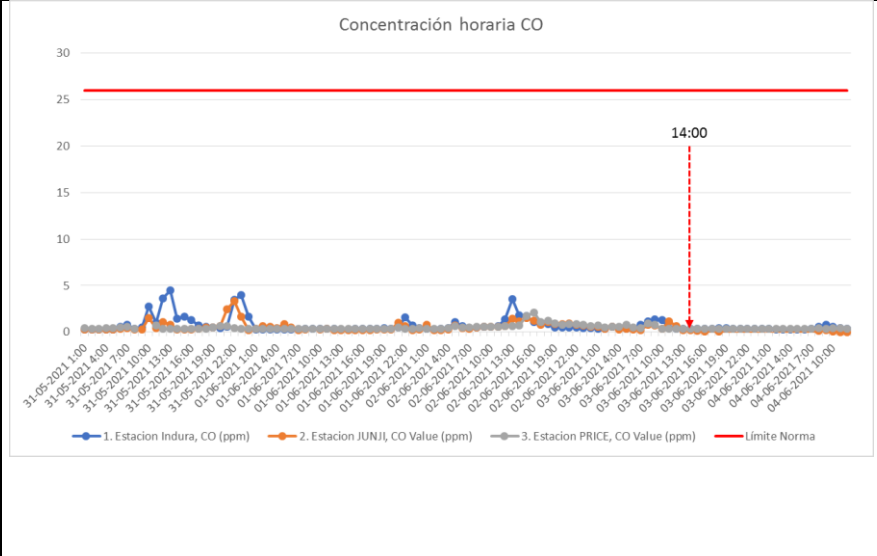
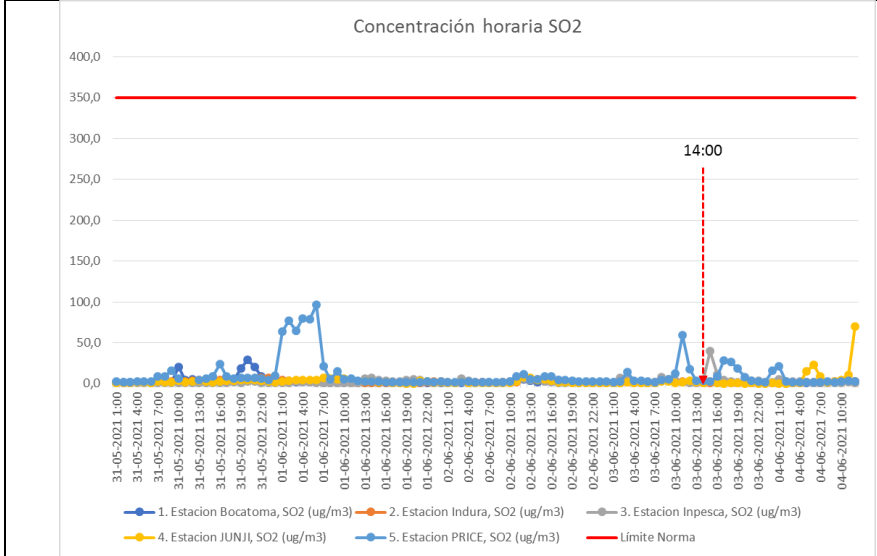
**Figura 18.**

**Descripción del medio de prueba:** Tabla 1. Composición principales componentes de gases a flare 03-06-21. Extraído desde Carta ENAP N° 69/2021

**Figura 19.**

**Descripción del medio de prueba:** Balance emisiones de antorcha según RCA N° 65/2004. Figura extraída desde Carta ENAP N° 69/2021.

**Registros**



**Figura 20.**

**Descripción del medio de prueba:** Gráfico de concentración de SO<sub>2</sub> en el periodo de 31-05-2021 al 04-06-2021. Se presenta marcador de horario de incidente ambiental por baja de potencia. No se observa aumentos importantes de la concentración de SO<sub>2</sub> en las estaciones.

**Figura 21.**

**Descripción del medio de prueba:** Gráfico de concentración de CO en el periodo de 31-05-2021 al 04-06-2021. Se presenta marcador de horario de incidente ambiental por baja de potencia. No se observa aumentos importantes de la concentración de CO en las estaciones.

Registros

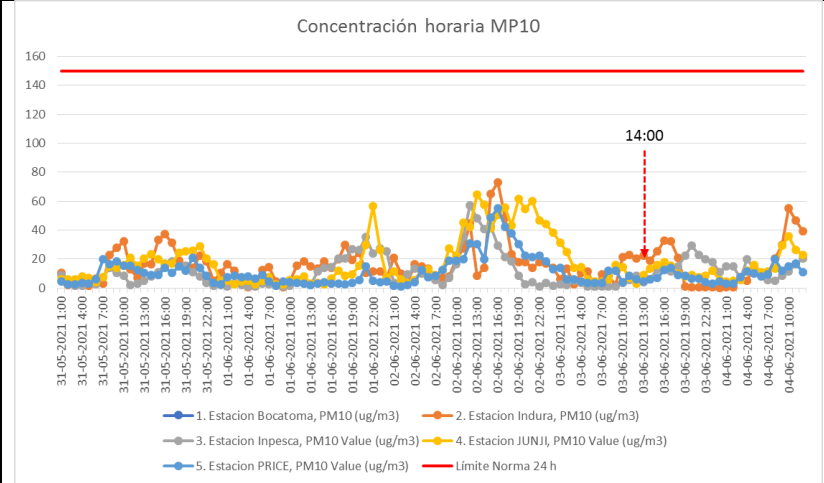
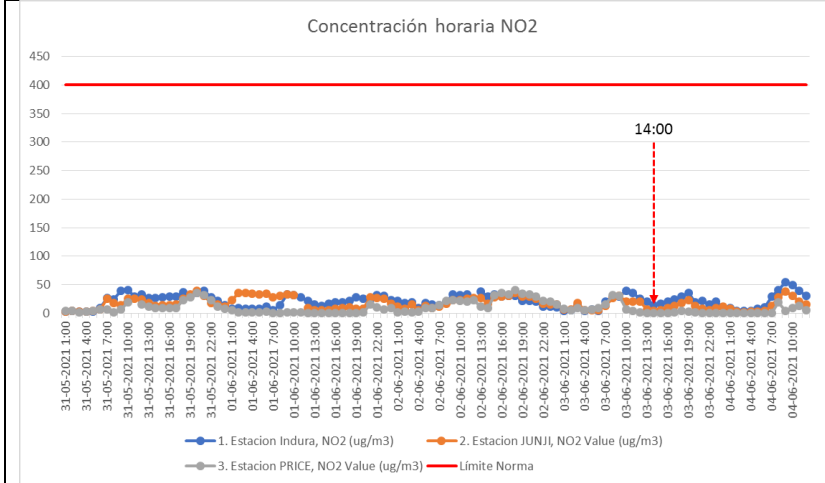


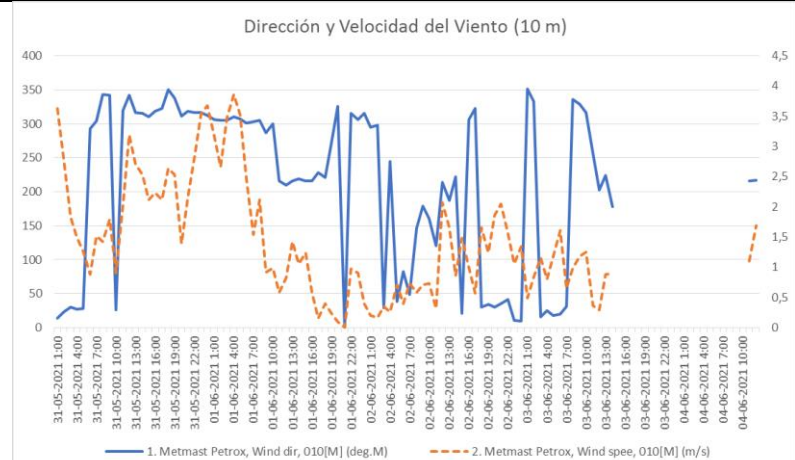
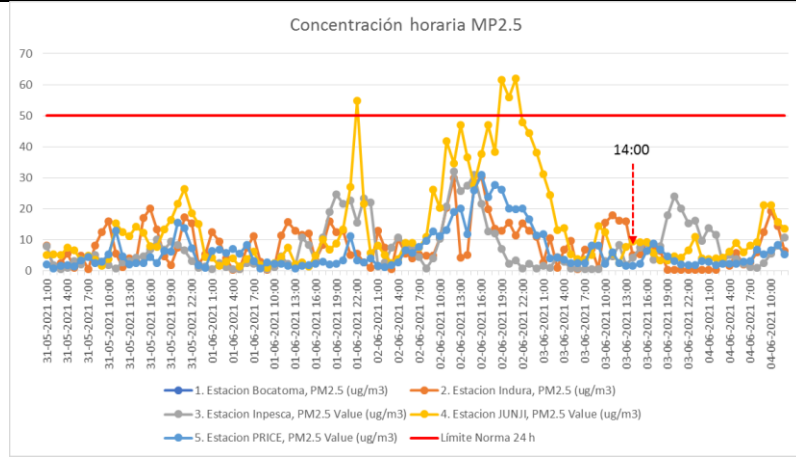
Figura 22.

**Descripción del medio de prueba:** Gráfico de concentración de NO<sub>2</sub> en el periodo de 31-05-2021 al 04-06-2021. Se presenta marcador de horario de incidente ambiental por baja de potencia. No se observa aumentos importantes de la concentración de NO<sub>2</sub> en las estaciones.

Figura 23.

**Descripción del medio de prueba:** Gráfico de concentración de MP10 en el periodo de 31-05-2021 al 04-06-2021. Se presenta marcador de horario de incidente ambiental por baja de potencia. No se observa aumentos importantes de la concentración de MP10 en las estaciones.

## Registros



**Figura 24**

**Descripción del medio de prueba:** Gráfico de concentración de MP 2,5 en el periodo de 31-05-2021 al 04-06-2021. Se presenta marcador de horario de incidente ambiental por baja de potencia. Se observa aumentos de MP 2,5 que suceden previamente al incidente, en la estación Junji, que se encuentra cerca a ERBB. Sin embargo las otras estaciones también demuestran aumento en la concentración de este parámetro. Se observa un aumento luego del incidente en la estación INSPESCA (color gris), sin embargo esta estación se encuentra lejana al área de influencia de ERBB.

**Figura 25.**

**Descripción del medio de prueba:** Gráfico de dirección y velocidad del viento en el periodo de 31-05-2021 al 04-06-2021. Le periodo el viento proviene del noroeste luego viró al suroeste en la mitad del periodo para luego volver a virar a noroeste. Para el día del incidente la dirección del viento era predominante del suroeste a una velocidad de 1 m/s. Lo cual se percibió así en la inspección ambiental efectuada.

## Registros

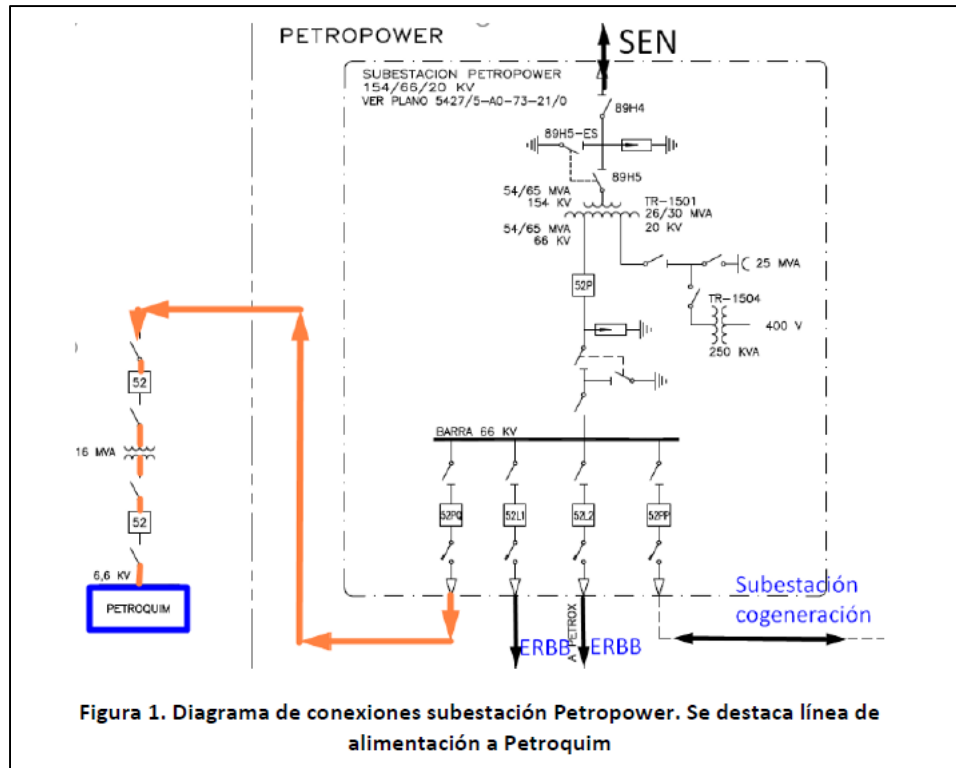


Figura 1. Diagrama de conexiones subestación Petropower. Se destaca línea de alimentación a Petroquim

### Figura 26

#### Descripción del medio de prueba:

Figura 1 del Informe de incidente, muestra el diagrama de conexiones de la subestación de Petropower y la línea de alimentación a Petroquim. Extraída desde Carta N° 69/2021 de fecha 06-07-2021.

### 5.3 Manejo de Ruido

Número de hecho constatado: 3	Estación N°: 8
<b>Documentación solicitada y entregada:</b>  Tabla 4.3.1 ID 1	
<b>Exigencias:</b>  <b>EIA COQUE-COGENERACIÓN DE PETROPOWER.</b>  <b>6. IDENTIFICACIÓN Y PREDICCIÓN DE IMPACTOS</b>  <i>6.3.3 Componentes Ambientales potencialmente impactados en las Fases de Construcción y Operación.</i> <i>Tabla 6.9 Componentes ambientales potencialmente afectados durante las Fases de Construcción y Operación del Proyecto Coque-Cogeneración de Petropower (PCCP)</i> (...)  <i>(b) Ruido</i> <i>-Intensidad</i> <i>-Duración</i> <i>-Repetición.</i> (...)  <b>RCA N° 65/2004. Proyecto Mejoramiento Calidad de Diesel</b> <b>Extracto Considerando 3.2</b> <b>3.2 Principales Emisiones, Descargas y Residuos Generados</b> (...) <b>Emisiones de Ruido</b>  <i>Se espera que la nueva unidad de desulfurización de diesel (HDS<sub>2</sub>) tendrá un impacto positivo al atenuar 9.2 dB provenientes de otras unidades actualmente existentes. Al considerar el aumento de capacidad de la unidad de Hidrocracking (HCK), se estima que se incrementará en 3 dB el ruido sobre los niveles generados por la planta actualmente. Este incremento no modifica el nivel de ruido de fondo en el área de influencia directa de la refinería.</i>  <i>El reemplazo y reubicación de la antorcha significará una mejora en términos de ruido. Se espera una atenuación en el sector poblacional entre 2 y 4 dB con respecto a la situación actual.</i> <i>A partir de los resultados presentados por el titular se concluye que la diferencia entre el nivel de ruido de fondo y el ruido que producirá la nueva torre de enfriamiento no es superior a 10 dB.</i> <i>En resumen, en base a los antecedentes entregados en la DIA, se concluye que la operación del proyecto no altera significativamente el campo sonoro que rodea a la refinería. Se produciría un aumento en el nivel de presión sonora de la línea de base no superior a 0.2 Dba</i>	



**D.S. N° 38/2011 ESTABLECE NORMA DE EMISIÓN DE RUIDOS GENERADOS POR FUENTES QUE INDICA, ELABORADA A PARTIR DE LA REVISIÓN DEL DECRETO N° 146, DE 1997, DEL MINISTERIO SECRETARÍA GENERAL DE LA PRESIDENCIA.**

**Artículo 6º.-** Para los efectos de lo dispuesto en esta norma, se entenderá por:

1. Actividades productivas: instalaciones destinadas a desarrollar procesos de producción, procesamiento y/o transformación de productos finales, intermedios o materias primas, tales como industrias, depósitos, talleres, bodegas y similares; así como la extracción u obtención de productos provenientes de un predio, tales como actividades agrícolas, ganaderas, forestales, extractivas, mineras y similares.
  2. Actividades comerciales: instalaciones destinadas principalmente a la compraventa de mercaderías, productos y/o servicios diversos.
  3. Actividades de esparcimiento: instalaciones destinadas principalmente a la recreación, el deporte, el ocio, la cultura y similares.
  4. Actividades de servicios: instalaciones destinadas principalmente al servicio, público o privado, de salud, de educación, de seguridad, social, comunitario, religioso, servicios profesionales, y similares.
29. Zona II: aquella zona definida en el Instrumento de Planificación Territorial respectivo y ubicada dentro del límite urbano, que permite además de los usos de suelo de la Zona I, Equipamiento de cualquier escala.
30. Zona III: aquella zona definida en el Instrumento de Planificación Territorial respectivo y ubicada dentro del límite urbano, que permite además de los usos de suelo de la Zona II, Actividades Productivas y/o de Infraestructura.
31. Zona IV: aquella zona definida en el instrumento de Planificación Territorial respectivo y ubicada dentro del límite urbano, que permite sólo usos de suelo de Actividades Productivas y/o de Infraestructura.

(...)

#### **IV Niveles máximos permisibles de presión sonora corregidos**

Artículo 7º.- Los niveles de presión sonora corregidos que se obtengan de la emisión de una fuente emisora de ruido, medidos en el lugar donde se encuentre el receptor, no podrán exceder los valores de la Tabla N° 1:

Tabla N° 1 Niveles Máximos Permisibles De Presión Sonora Corregidos (Npc) En db(A)		
	de 7 a 21 horas	de 21 a 7 horas
Zona I	55	45
Zona II	60	45
Zona III	65	50
Zona IV	70	70

(...)

**Descripción:**

**Extracto de la Denuncia 22-VIII-2021. Formulario de denuncia de fecha 25-01-2018**

*INDIVIDUALIZACIÓN DEL POSIBLE INFRACTOR: Foster Williams - Petropower*

*Fecha de ocurrencia de los hechos denunciados, indicando su periodicidad (en caso de tratarse de hechos reiterados).*

1. 02-05-2016 denuncia 377208 Dirección de Salud Talcahuano
2. 11-01-2018
3. 18-01-2018 ruidos
4. 21-01-2018
5. 22-01-2018 ruidos
6. 23-01-2018 ruidos
7. 24-01-2018 ruidos.

*Describa los hechos denunciados*

(...)

2) Ruidos: Cogeneradora y turbinas (...)

*Identifique los Efectos en el Medio Ambiente asociados a los hechos denunciados:*

- 1) Vecinos recurren a urgencias por faringitis, cefaleas, resfríos, presión alta, falta de sueño (por ruidos toda la noche por 4 días seguidos) Superando 70 decibeles desde el 18-01-2018.

*Indique documentos que acompaña para complementar y/o acreditar los hechos denunciados*

- 1) Carta de respuesta Dirección de Salud Talcahuano. Firmada por Alex Caniulao Castro Ing. Gestión Ambiental.
- 2) Fichas de Medio Ambiente Municipalidad de Hualpén
- 3) Anillado Monitores de Salud Agrupación Zenobia Cerda Zapata. Fundación EPES entregado a CONAMA Biobío, Dirección de Salud Talcahuano. Dirección de Salud Municipalidad de Hualpén.

## **I. Inspección Ambiental.**

En relación a la denuncia efectuada y que fue encomendada a la Seremi de Salud mediante Oficio Ord. N° 96/2018, cuya gestión no tuvo respuesta por parte de este servicio, se realizó una inspección en la Unidad Fiscalizable de Petropower a objeto de recabar información de aquellas medidas de control y medición de ruido.

### **Estación de medición de ruido.**

Con fecha 27-02-2019 se realizó registro fotográfico de la estación de monitoreo de ruido, ubicada en área de la refinería en calle interior (7 sur con 1 oriente). Según lo informado por el Sr. Oyola los registros del equipo son almacenados para su registro interno o utilizado para otros fines del titular.

En la Acta de Inspección Ambiental de fecha 27-02-2019 se realizó un requerimiento de información relación a Informe de datos procesados desde el sistema de monitoreo de ruido continuo, entre las fechas 14 al 27 de febrero de 2019.

## **II. Examen de Información**

Mediante Resolución Exenta N° OBB 031 se realizó un Requerimiento de información a ENAP (Petropower) en relación a las medidas de mitigación y control de ruido implementados durante los último tres años en la central térmica Petropower.

En la Carta ENAP N° 85 de Fecha 09-11-2018 se informa un documento de Respuesta del Titular, en cuyo punto 3 del documento se informa lo siguiente:  
Registros fotográficos de soluciones acústicas implementadas:

- Cierre lateral del galpón de turbina (Figura 28)
- Silenciador succión ventilador secundario (Figura 29)
- Sistema de paneles anti ruido sector sopladores caldera de poder (Figura 30)
- Silenciador ducto descarga planta caliza (Figura 31)
- Paneles aislación acústica sistema de sopladores válvula descarga recirculación sólidos de ciclón caldera (Figura 32)
- Reemplazo silenciador ciclón caldera de poder (Figura 33).
- Reemplazo silenciador PSV Caldera.

Otra medida que se informa es que en las actividades de partida de la Planta posterior a mantenencias programadas o eventos no programados deben ser realizados durante el horario diurno con informe a la Comunidad (Ver Figura XX)

Respuesta:

*A continuación, se presenta un registro fotográfico de las siguientes soluciones acústicas implementadas en los últimos tres años en la Central Térmica de Petropower:*

- a. Cierre lateral del galpón de turbina (véase figura 3)*
- b. Silenciador succión ventilador secundario (véase figura 4)*

*Así mismo, se presenta un registro fotográfico de las siguientes soluciones acústicas previas al período de tres años requerido:*

- a. Sistema paneles anti-ruídos sector sopladores caldera de poder (véase figura 5)
- b. Silenciador ducto descarga planta caliza (véase figura 6)
- c. Paneles aislación acústica sistema sopladores válvula descarga recirculación sólidos de ciclón caldera (véase figura 7)
- d. Reemplazo silenciador ciclón caldera poder (véase figura 8)
- e. Reemplazo silenciador PSV Caldera (véase figura 9)

Adicionalmente, se han adoptado acciones operacionales para las actividades de partida de la planta posterior a mantenciones programadas o eventos no programados, de manera que sean realizadas preferentemente durante el día, para evitar emisión de ruido en horario nocturno. En cada evento de puesta en servicio se emite una correspondencia para informe de la comunidad, como se muestra en el ejemplo del Anexo 1.

Durante el período de 17 a 23 de enero 2018, la Central Térmica de Petropower no realizó actividades de partida o detención de planta, tal como lo demuestran las variables operacionales mostradas en las Figuras 1 y 2.

Se realizó examen de información a la Carta de ENAP N° 31 de fecha 19-03-2019. Se informa respecto de lo solicitado en la inspección ambiental de fecha 27-02-2019.

En el Informe de Respuesta se informa lo siguiente:

3) Informe de datos procesados desde el sistema de monitoreo de ruido continuo, entre las fechas 14 al 27 de febrero de 2019.

Respuesta:

En relación con los datos registrados por sistema de monitoreo de ruido entre las fechas 14 al 27 de febrero, en la figura 1 se presentan los datos de la estación más cercana a la cogeneradora, Estación 7 Sur.

Figura 1. Registro ruido (estación 7 SUR) valores promedio horario (Figura 34).

La figura anterior permite apreciar un peak del registro, cercano a las 17:00 horas del día 15 de febrero (inicio de la detención de la cogeneradora).

De la figura se observa que el Leq (dB) varía entre los 53 a 65 dB en operación normal. Cabe destacar que se observan dos patrones, (1) desde el 14-02-2019 al 22-02-2019 se observa una lectura que sobre pasa el umbral de los 75 dB con fecha 15-02-2019 entre las 16:00 a las 21:00 horas, posterior a este evento los valores disminuyen hasta los 54 dB. Además se observa un máximo de 60 dB con fecha 21-02-2019 a las 12:00. (2) El segundo Patrón se inicia el 22-02-2019 donde se observa que el nivel de presión sonora se mantiene por sobre los 60 dB con un máximo sobre los 65 dB y otro que alcanza los 75 dB. Cabe señalar que ocurrió una calibración del equipo posterior al 22-02-2019. Lo anterior estaría influyendo en la calidad de los datos obtenidos por la estación de medición 7 SUR.

Por otra parte se realizó examen de información al Anexo 1 y 2 de la carta N° 31, donde se informa los datos de flujo de vapor principal de la caldera y potencia en MW de la subestación Petropower, en el periodo del 14 de febrero al 27 de febrero de 2019. En la Figura 35 se presenta gráfico donde se verifica que tanto el flujo de vapor y la generación de potencia disminuyen por la detención de la planta con fecha 16-02-2019 y la reposición de ambas con fecha 24-02-2019.

### **Plan Regulador de la Comuna de Hualpén para sector refinería y viviendas aledañas.**

En la Figura 36 se muestra las zonas del plan regulador donde se emplaza ENAP Refinerías Biobío y Petropower, además de las zonas urbanas colindantes a la Unidad Fiscalizable. A continuación se definen las zonas:

En la Zona ZAP-4 se permite el equipamiento deportivo, científico, comercio y servicios. Permite también las actividades productivas peligrosas, molestas e inofensivas. Permite infraestructura, espacio público y áreas verdes. Esta zona es homologable a **Zona tipo 3** del D.S. N° 38/2011 (Figura 37).

La Zona ZE-5 prohíbe el uso residencial, y las actividades productivas peligrosas, exceptuando inofensivas tipo talleres y bodegas. Solo permite infraestructura de transporte además de espacio público y áreas verdes. Esta zona es homologable a **Zona tipo 3** del D.S. N° 38/2011 (Figura 37).

La Zona ZR-3 es una zona residencial, donde se prohíbe las actividades productivas exceptuando bodegas y talleres inofensivos. Esta zona es homologable a **Zona tipo 2** del D.S. N° 38/2011 (Figura 37).

En relación a los datos obtenidos es preciso señalar que el medidor de ruido situado dentro del predio de ENAP REFINERÍAS BIOBIO, correspondiente a la estación 7 SUR se verifica que en general los niveles de presión sonora detectados (en Leq) por el medidor varían entre los 54 a 65 decibeles (dB). Cabe señalar que estos datos no pueden ser calculados en Nivel de Presión Sonora Corregido (NPC), tal como lo exige el D.S. N° 38/2011. Pero pueden entregar una tendencia, la cual indica que en Zona industrial se encuentra bajo los 65 dB en horario diurno, exceptuando en aquellos máximos identificados. En Horario nocturno se observa que los valores de Leq no bajan de los 54 db.

### **III. Conclusiones al Hecho**

De las actividades de fiscalización realizadas, se verificó que ENAP ha construido y establecido medidas de control de ruido de diferentes unidades que corresponden fuentes de ruido. Por otra parte se verificó el funcionamiento de sistema de medición en líneas de nivel de presión sonora dentro del límite predial de la refinería y Petropower.

Respecto a las mediciones en línea se verifica que dentro del perímetro de ENAP y Petropower las superaciones de norma detectadas por medidor continuo se restringen al interior de la zona ZAP-4. De lo anterior no es posible verificar que en los puntos de inmisión (receptor) el nivel máximo permitido hay sido sobrepasado.

## Registros



<b>Fotografía 7.</b>	<b>Fecha:</b> 27-02-2019		
<b>Coordenadas de Ubicación</b>	<b>UTM Datum WGS 84 Huso 18</b>	<b>Norte:</b> 5927366	<b>Este:</b> 667868
<b>Descripción del medio de prueba:</b> Sensor de ruido SUR 7 ubicado al interior del predio de ENAP REFINERÍA BIOBÍO. Ver flecha amarilla.			



Registros

Figura 3. Cierre lateral del galpón de turbina



Figura 4. Silenciador succión ventilador secundario



Figura 28.

**Descripción del medio de prueba:** Solución acústica cierre lateral galpón de turbina. Extraído del informe de Respuesta de Carta N° 085.

Figura 29.

**Descripción del medio de prueba:** Solución acústica silenciador succión ventilador secundario. Extraído del informe de Respuesta de Carta N° 085.



Registros

Figura 5. Sistema paneles anti-ruídos sector sopladores caldera de poder



Figura 6. Silenciador ducto descarga planta caliza



Figura 30

**Descripción del medio de prueba:**

Solución acústica sistema paneles anti ruidos sector sopladores de la caldera de poder. Extraído del informe de Respuesta de Carta N° 085.

Figura 31.

**Descripción del medio de prueba:**

Solución acústica del ducto de descarga de planta caliza. Extraído del informe de Respuesta de Carta N° 085.

Registros

Figura 7. Paneles aislación acústica sistema sopladores válvula descarga recirculación sólidos de ciclón caldera



Figura 8. Vista de maniobra reemplazo silenciador ciclón caldera poder



Figura 32.

**Descripción del medio de prueba:** Solución acústica implementada del sistema de sopladores de la válvula de descarga de recirculación de sólidos de ciclón de caldera. Extraído del informe de Respuesta de Carta N° 085.

Figura 33

**Descripción del medio de prueba:** Vista de la maniobra de reemplazo del silenciador del ciclón de caldera. Extraído del informe de Respuesta de Carta N° 085.

### Registros



\*Nota: el dato faltante corresponde a labores de calibración del instrumento.

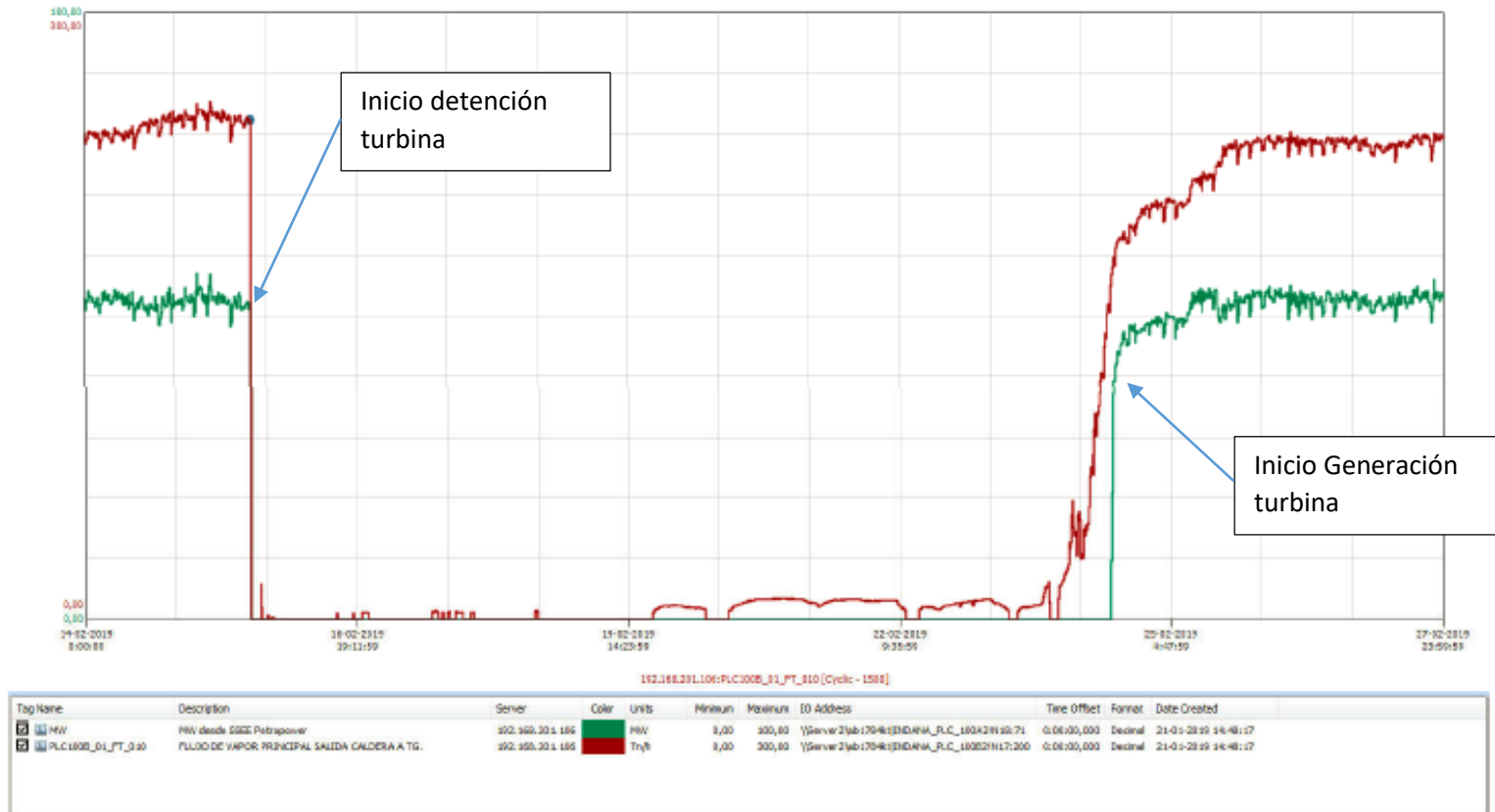
**Figura 34.**

**Medio de prueba:** Gráfico extraído del informe de Respuesta de Carta N° 31 de fecha 19-03-2019.

Informe de datos procesados desde el sistema de monitoreo de ruido continuo estación 7 sur, entre las fechas 14 al 27 de febrero de 2019. Los valores se evalúan en promedio horario. Se informa que con fecha 15 de febrero a las 17:00 hrs. se realizó inicio de detención de cogeneradora. El Inicio de generación se verificó con los datos crudos de vapor y energía de Petropower (Anexos 1 y 2 de la Carta N° 31 de fecha 19-03-2019).

## Registros

Potencia vs Flujo de Vapor

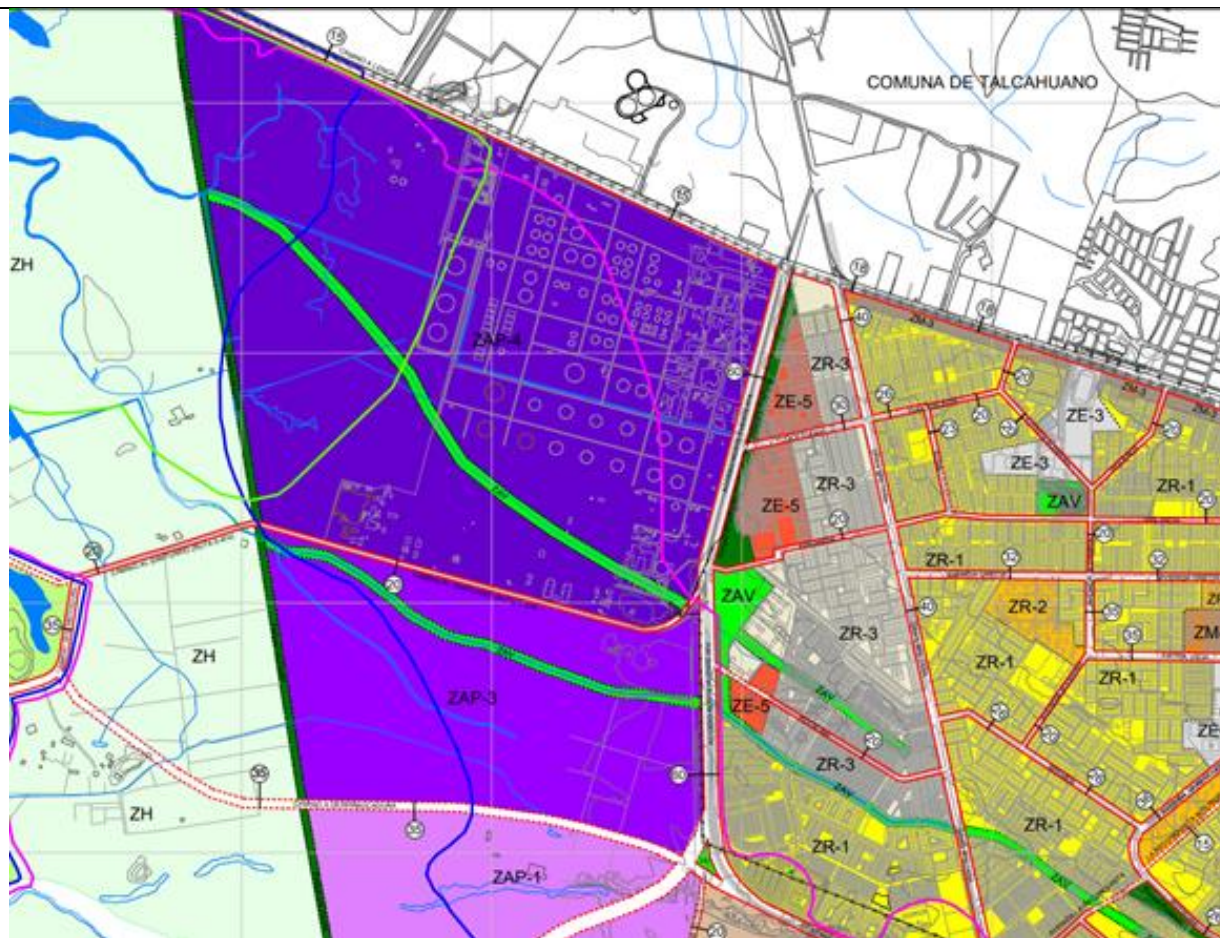


**Figura 35.**

**Medio de prueba:** Gráfico extraído del informe de Respuesta de Carta N° 31 de fecha 19-03-2019.

Se informa que con fecha 15 de febrero a las 17:00 hrs. se realizó inicio de detención de cogeneradora. El inicio de generación se verificó con los datos crudos de vapor y energía de Petropower (Anexos 1 y 2 de la Carta N° 31 de fecha 19-03-2019).





**Figura 36.**

**Medio de prueba:** Extracto del Plan regulador de la Comuna de Hualpén. Con detalle en la zona industrial de Refinería y Petropower (ZAP-4), además de la zona equipamiento (ZE-5) y la zona urbana residencial (ZR-3 y ZR-1).

**ZAP-4: Zona Actividad Productiva 4 (Petrox y Petropower)**

USOS DE SUELO	
TIPO DE USO	Permitidos - Prohibidos
<b>Residencial</b>	
Vivienda	Prohibido
Hogares de acogida	Prohibido
Hospedaje	Prohibido
<b>Equipamiento</b>	
Científico	Permitido
Comercio	Permitido
Culto y Cultura	Prohibido
Deporte	Permitido
Educación	Prohibido
Esparcimiento	Prohibido
Salud	Prohibido
Seguridad	Prohibido
Servicios	Permitido
Social	Prohibido
<b>Actividades Productivas</b>	
Peligrosas	Permitido
Insalubres o Contaminantes	Prohibido
Molestas	Permitido
Inofensivas	Permitido
<b>Infraestructura</b>	
Transporte	Permitido (apoyo a la actividad industrial)
Sanitaria	Prohibido
Energética	Prohibido
<b>Espacio Público</b>	
Espacio Público	Permitido
<b>Área Verde</b>	
Área Verde	Permitido
<b>CONDICIONES DE EDIFICACION, SUBDIVISION Y URBANIZACIÓN</b>	
Superficie de subdivisión predial mínima	2.000 m <sup>2</sup>
Coefficiente de ocupación de suelo	0,7
Coefficiente de constructibilidad	1
Altura máxima de edificación	Libre
<b>Sistema de agrupamiento</b>	
Altura máxima de la edificación continua	Aislado
Profundidad de la edificación continua	---
<b>Densidad bruta máxima</b>	
Densidad bruta máxima	---
<b>Antejardín</b>	
Antejardín	10 m
<b>Condiciones especiales</b>	
Condiciones especiales	1.-Se prohíben los adosamientos para cualquier uso, destino o actividad. 2.-Además, se prohíbe la aplicación del inciso tercero del artículo 2.1.28. de la Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones 3.-Solo se permite la vivienda unifamiliar necesaria para el funcionamiento de las actividades antes mencionadas

**ZE-5: Zona Equipamiento 5 (sector Costanera y puente industrial)**

USOS DE SUELO	
TIPO DE USO	Permitidos - Prohibidos
<b>Residencial</b>	
Vivienda	Prohibido
Hogares de acogida	Prohibido
Hospedaje	Prohibido
<b>Equipamiento</b>	
Científico	Permitido
Comercio	Permitido, excepto bares y discotecas
Culto y Cultura	Prohibido
Deporte	Permitido
Educación	Prohibido
Esparcimiento	Permitido, excepto parques zoológicos
Salud	Prohibido
Seguridad	Permitido excepto cárceles y centros de detención
Servicios	Permitido
Social	Permitido
<b>Actividades Productivas</b>	
Peligrosas	Prohibido
Insalubres o Contaminantes	Prohibido
Molestas	Prohibido
Inofensivas	Prohibido, excepto talleres y bodegas
<b>Infraestructura</b>	
Transporte	Permitido
Sanitaria	Prohibido
Energética	Prohibido
<b>Espacio Público</b>	
Espacio Público	Permitido
<b>Área Verde</b>	
Área Verde	Permitido
<b>CONDICIONES DE EDIFICACION, SUBDIVISION Y URBANIZACIÓN</b>	
Superficie de subdivisión predial mínima	1.000 m <sup>2</sup>
Coefficiente de ocupación de suelo	0,5
Coefficiente de constructibilidad	1
Altura máxima de edificación	14 m
<b>Sistema de agrupamiento</b>	
Altura máxima de la edificación continua	Aislado
Profundidad de la edificación continua	---
<b>Densidad bruta máxima</b>	
Densidad bruta máxima	---
<b>Antejardín</b>	
Antejardín	5 m
<b>Condiciones especiales</b>	
Condiciones especiales	---

**ZR-3: Zona Residencial 3**

USOS DE SUELO	
TIPO DE USO	Permitidos - Prohibidos
<b>Residencial</b>	
Vivienda	Permitido
Hogares de acogida	Prohibido
Hospedaje	Prohibido
<b>Equipamiento</b>	
Científico	Prohibido
Comercio	Permitido
Culto y Cultura	Permitido
Deporte	Permitido, excepto estadios
Educación	Permitido
Esparcimiento	Permitido, excepto parques zoológicos
Salud	Prohibido
Seguridad	Permitido excepto cárceles y centros de detención
Servicios	Permitido
Social	Permitido
<b>Actividades Productivas</b>	
Peligrosas	Prohibido
Insalubres o Contaminantes	Prohibido
Molestas	Prohibido
Inofensivas	Prohibido, excepto bodegas y talleres
<b>Infraestructura</b>	
Transporte	Permitido
Sanitaria	Prohibido
Energética	Prohibido
<b>Espacio Público</b>	
Espacio Público	Permitido
<b>Área Verde</b>	
Área Verde	Permitido
<b>CONDICIONES DE EDIFICACION, SUBDIVISION Y URBANIZACIÓN</b>	
Superficie de subdivisión predial mínima	200 m <sup>2</sup>
Coefficiente de ocupación de suelo	0,8
Coefficiente de constructibilidad	1
Altura máxima de edificación	10,5 m
<b>Sistema de agrupamiento</b>	
Altura máxima de la edificación continua	Aislado, pareado y continuo
Profundidad de la edificación continua	9 m
<b>Densidad bruta máxima</b>	
Densidad bruta máxima	80%
<b>Antejardín</b>	
Antejardín	200 hab/ha
<b>Condiciones especiales</b>	
Condiciones especiales	2 m Se permite edificación aislada sobre altura máxima de continuidad

**Figura 37.**

**Medio de prueba:** Extracto del Plan regulador de la Comuna de Hualpén, con el detalle de cada zona que se encuentran relacionadas a ENAP REFINERÍA BIOBÍO y Petropower y zonas urbanas aledañas

## 6 CONCLUSIONES

Los resultados de las actividades de fiscalización, asociados los Instrumentos de Carácter Ambiental indicados en el punto 3, permitieron identificar ciertos hallazgos que se describen a continuación:

N° Hecho constatado	Materia específica objeto de la fiscalización ambiental.	Exigencia asociada	Hallazgo
2	Plan de emergencia (Antorchas)	<p>RCA N° 65/2004. "Proyecto Mejoramiento Calidad de Diésel"</p> <p>Considerando 3.1</p> <p>3.1 Descripción General del Proyecto</p> <p>El proyecto contempla la implementación y/o mejora de cuatro unidades al interior de la refinería cuyo objetivo final es mejorar la calidad del petróleo diesel producido por las unidades de Destilación Atmosférica, así como también aumentar la producción del mismo en una de sus unidades. El proyecto no implica un aumento en la capacidad global de refinación de crudo, sino que una transformación de corrientes intermedias de procesos secundarios de refinación y su correspondiente redistribución en los productos obtenidos, dando prioridad a aquellos que son más valiosos. El proyecto considera las siguientes unidades:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•Planta de Hidrodesulfurización N°2 de 1,900 m3/día.</li> <li>•Aumento capacidad de Planta de Hidrocracking de 1,430 a 2,400 m3/día.</li> <li>•Reemplazo de antorcha L-1360</li> <li>•Nueva Torre de Enfriamiento de 1,200 l/s</li> </ul> <p>La descripción de cada una de estas unidades se puede encontrar en el Informe Consolidado de la Evaluación de la Declaración de Impacto Ambiental de este</p>	<p>El titular no ha realizado el reemplazo de la antorcha <b>L-1360</b>, de acuerdo a lo comprometido en la RCA N° 65/2004. "Proyecto Mejoramiento Calidad de Diesel". Sin perjuicio de lo indicado, el titular informa que <b>"Si bien en la RCA 65/2004 se aprueba una capacidad de diseño del sistema de antorchas 1.400.000 Kg/h, y se estima un requerimiento en un escenario de emergencia eléctrico general de 1.306.020 Kg/h. A partir de la metodología indicada en el párrafo anterior y con la salida de servicio de las plantas Etileno y Bensat, los requerimientos de antorchas corresponden a 679.000 kg/h"</b>. Lo anterior implica que actualmente el sistema de antorchas de la refinería se encontrará sobredimensionado para el caudal de gases a tratar en condiciones normales y de emergencia.</p>



N° Hecho constatado	Materia específica objeto de la fiscalización ambiental.	Exigencia asociada	Hallazgo
		<p>proyecto que forma parte integrante de esta resolución.</p> <p>(...)</p> <p>2.6.- Descripción de Emisiones y Residuos</p> <p>En este punto se detalla la totalidad de las emisiones de gases, ruidos y olor, que se generarán como resultado de la operación de este Proyecto.</p> <p>2.6.1.- Emisiones y Residuos generados por Planta DIA Proyecto Mejoramiento Calidad de Diésel</p> <p>2.3.3.- Reemplazo Antorcha L-1360</p> <p>El objetivo de reemplazar la antorcha L-1360 por una de mayor diámetro y altura es asegurar que los gases residuales sean dispuestos adecuadamente. En términos generales, los sistemas de antorcha se diseñan para combustionar gases en amplios rangos de composiciones y de flujos. Sin embargo, el contenido de contaminantes debe ser tal que las inmisiones generadas por las emisiones de gases de la antorcha no superen los límites establecidos por la normativa de calidad del aire. Por esta razón, se debe contar con antorchas que favorezcan la dispersión de gases y aseguren una combustión segura.</p> <p>Un Sistema de Antorcha típico se compone de una tubería que colecta los excedentes de gases de las distintas zonas de proceso los que conducen estos gases hasta una tubería que a través de una boquilla de quemador permite combustionar los gases residuales generados por los procesos industriales. Los factores que se consideran al momento de diseñar uno de estos sistemas son: flujo de gases, composición del gas residual, temperatura del gas, presión de gas disponible, disponibilidad y costo de insumos, requerimientos de seguridad, requerimientos ambientales y requerimientos sociales.</p> <p>a nueva antorcha L-01 es una unidad del tipo sin humo ("smokeless") asistida por vapor. La nueva antorcha tendrá una altura de 112 metros y de 50 pulgadas</p>	

N° Hecho constatado	Materia específica objeto de la fiscalización ambiental.	Exigencia asociada	Hallazgo
		<p>diámetro y permitirá sacar de servicio la antorcha L-1360.</p> <p>El sistema de antorchas de refinería ha sido diseñado de acuerdo a criterios del American Petroleum Institute (API-521) para combustionar la totalidad de los gases residuales generados en una condición de emergencia, considerando velocidades máximas de gases y radiación. En la tabla 2.3.3.1 se presenta la capacidad de las distintas antorchas que componen el denominado "sistema de antorchas".</p> <p>a emergencia que representa la mayor carga sobre el sistema de antorchas es la emergencia eléctrica, la cual es considerada el peor escenario posible, ante esa eventualidad las antorchas deben quemar la totalidad de los gases producidos por la refinería. En la tabla 2.3.3.2. se presenta el requerimiento para una emergencia eléctrica considerando la situación actual y futura. Se debe mencionar que la situación actual considera la totalidad de los proyectos nuevos hasta el mejoramiento de gasolinas, que considera la Depentanizadora y Saturación de Benceno, y el escenario futuro considera una vez que se implemente el nuevo proyecto.</p> <p>En base a los antecedentes presentados se proyecta incrementar la capacidad del sistema de antorchas de acuerdo a lo indicado en la tabla 2.3.3.3, situación que permitirá absorber de mejor forma proyectos futuros. Sin embargo, se debe destacar, que se encuentra en desarrollo un estudio para reducir el flujo de gases en casos de emergencia a través de la introducción de mejoras en los sistemas de alivio de las distintas plantas, lo que reducirá ostensiblemente los requerimientos hacia el sistema de antorcha.</p>	

## 7 ANEXOS

N° Anexo	Nombre Anexo
1	Actas de inspección ambiental
2	Cartas remitidas por el titular