

## I. ANTECEDENTES GENERALES

La Ex División Chuquicamata de CODELCO Chile, hoy División Codelco Norte, en adelante "La División", o "Codelco", continua aplicando medidas que han sido estipuladas en los Planes de Descontaminación, para mejorar la calidad del aire, y así cumplir con los límites establecidos por la normativa vigente en nuestro país.

Actualmente, en la Faena o Establecimiento Minero de la Ex División Chuquicamata, la captura de dióxido de azufre es de 80% y se espera al año 2005 reducir nuevamente en una cantidad significativa las emisiones de este gas.

En este contexto, Codelco, mediante Licitación Pública, contrató el suministro de gas natural en los puntos de consumo en reemplazo de los combustibles líquidos que se emplean actualmente. Este contrato fue adjudicado a la empresa Distrinor S.A., Distribuidora de Gas Natural del Norte, Empresa de vasta experiencia en el suministro de gas natural en la zona.

Distrinor, además de haberse adjudicado el suministro de Gas Natural a la División, será el proveedor de los siguientes servicios en los puntos de consumo que más adelante se indican:

- Suministro de Gas Natural en Punto de Entrega (PIST)
- Transporte en Gasoducto y Ramales
- Redes de Distribución
- Conversión de Equipos
- Desarrollo de la Ingeniería
- Administración y Mantenición de las Instalaciones
- Sistema de Respaldo con Combustibles Líquidos (de presentarse fallas)
- Seguros

Actualmente, una serie de procesos utilizan diversos tipos de combustibles líquidos, donde el petróleo ENAP-6 (Fuel Oil 6) es el más relevante, con un consumo equivalente al 85% de todos ellos.

En la Ex División Chuquicamata existen tres áreas en la que es posible reemplazar los combustibles líquidos por gas natural:

1. Refinería
2. Fundición de Concentrados
3. Servicios.

De acuerdo al Artículo 8º de la Ley N° 19.300 de Bases del Medio Ambiente, "Los proyectos o actividades señaladas en el Artículo 10º sólo podrán ejecutarse o modificarse previa evaluación de su impacto ambiental, de acuerdo a lo establecido en la presente Ley".

Por otro lado, el Artículo 10º, letra k) de dicha Ley señala que deberán someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), "Instalaciones fabriles, tales como metalúrgicas, químicas, textiles, productoras de materiales para la construcción, de equipos y productos metálicos y curtiembres, de dimensiones industriales".

En su Artículo 3º, letra y numeral k.1.1 señala que de estas instalaciones fabriles, deberán entrar al SEIA aquellas que tengan un:

k. 1) "Consumo de combustibles sólidos, líquidos o gaseosos, igual o superior a trescientos kilogramos por hora (300Kg/h), calculado como el consumo mensual dividido por el número de horas de producción al mes".

k.2) "Tratándose de instalaciones fabriles en que se utilice más de un tipo de energía y/o combustibles, el límite de dos mil kilovoltios - amperes (2.000 KVA) considerará la suma equivalente de los distintos tipos de energía y / o combustibles utilizados".

Por otro lado, el D.S. Nº 131/98 "Modifica Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental", señala en su Artículo Único que "deberán someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental los proyectos industriales que se ejecuten en zonas declaradas saturadas o latentes".

### 1.1. Situación Actual

El Campamento Chuquicamata fue declarado Zona Saturada para SO<sub>2</sub> y PM-10 mediante el D.S. Nº 185/91 del Ministerio de Minería. Se aplicó un Plan de Descontaminación que debió cumplir la norma de los dos elementos señalados al 31 de diciembre de 1999. De acuerdo a los antecedentes, el Plan de Descontaminación se ha cumplido, en términos de emisiones, tanto para dióxido de azufre como para material particulado total, sin embargo los índices ambientales superan aún la norma de calidad para SO<sub>2</sub>, por lo que se ha debido replantear y elaborar un nuevo Plan de Descontaminación, el que fue publicado en el Diario Oficial el 04 de Octubre de 2001.

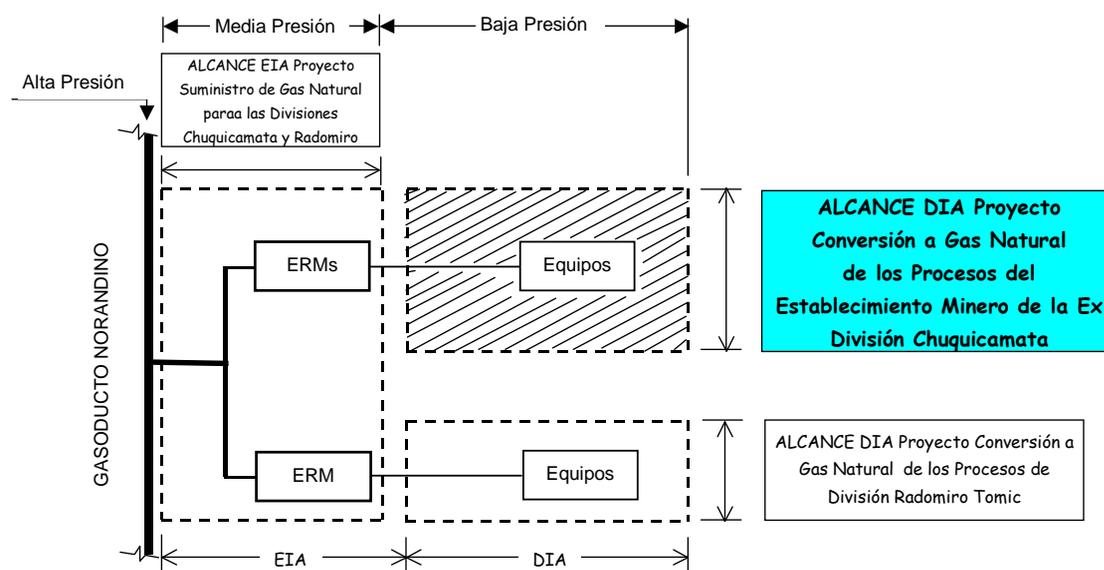
Cabe destacar que la población del Campamento Chuquicamata, que es la más cercana al área de estudio, será completamente trasladada a la ciudad de Calama el 31 de Diciembre de 2003, para lo cual se encuentra en marcha un plan de reasentamiento humano y rescate de elementos del patrimonio cultural. Así, el actual campamento, pasa a ser parte del área minero-industrial y por lo tanto no le puede ser aplicable la calificación de "zona saturada".

El proyecto que, mediante la presente DIA, ingresa al SEIA, corresponde a un proyecto que apunta a mejorar los índices ambientales, según se especifica más adelante.

### 1.2. Situación Proyectada

En el diagrama de la **Figura Nº 1** se observa el alcance de la DIA del presente proyecto con respecto a los otros proyectos de conversión ingresados simultáneamente al S.E.I.A.

**FIGURA Nº 1:** Alcance de la DIA por proyecto se observa el alcance de la DIA del presente proyecto con respecto a los otros proyectos de conversión ingresados simultáneamente al S.E.I.A.



## 1.2. 1. Descripción del Proyecto o Actividad

### 1.2.1.1. Localización

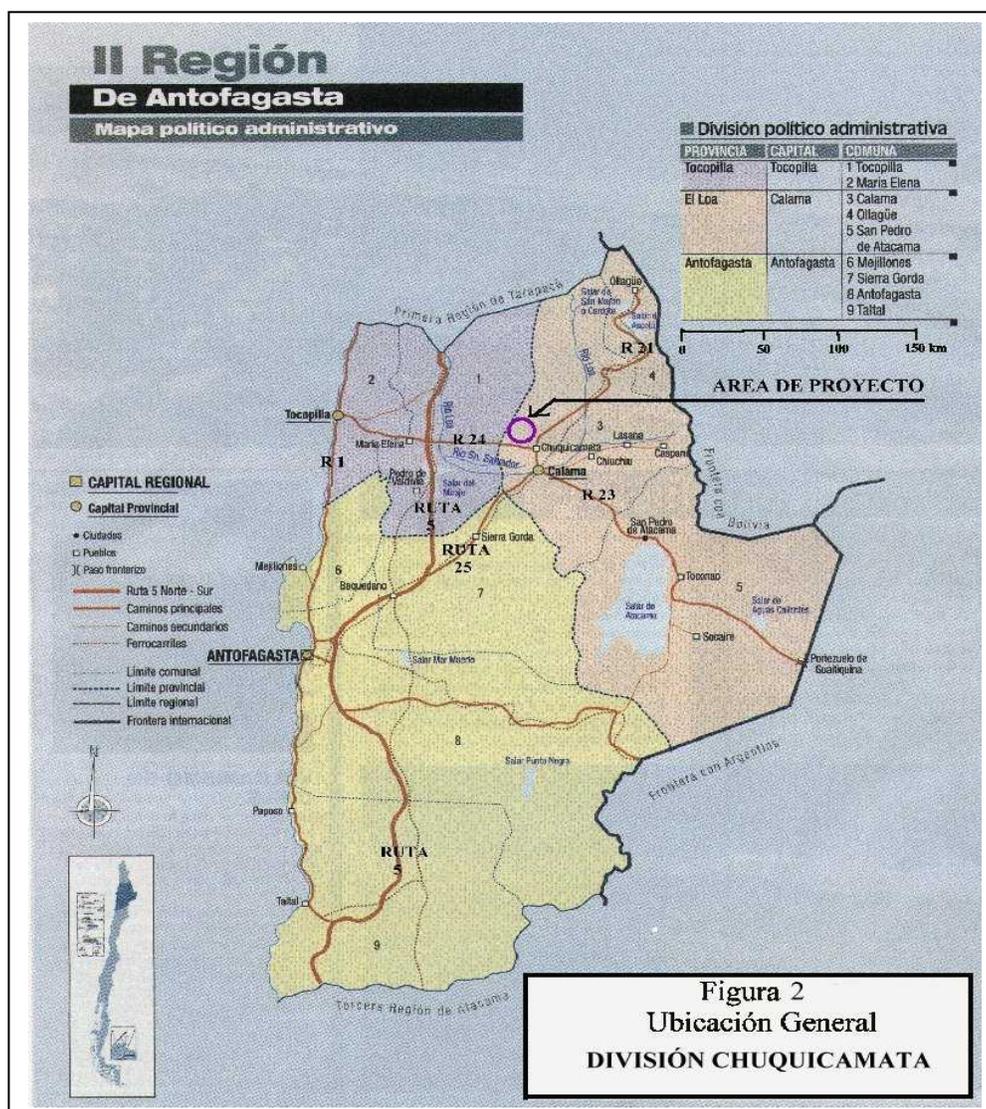
En la **Figura Nº 2** se presenta la ubicación general del área del estudio y la instalación minero-industrial Chuquicamata, de Codelco Chile, la que se encuentra conectada al campamento de Chuquicamata. Específicamente, el área de interés se ubica en la II Región de Antofagasta, Provincia de El Loa, Comuna de Calama.

Ubicación política-administrativa del área de estudio:

Capital Regional	Antofagasta
Capital Provincial	Calama
Capital Comunal	Calama

La Faena Minera de la Ex División Chuquicamata de Codelco se encuentra a 22° 18´ Latitud Sur, 68° 56´ Longitud Oeste.

Todos los caminos son pavimentados y transitables durante todo el año. Además, Chuquicamata tiene conexión a Bolivia a través de la Ruta 21 (camino de tierra en su gran extensión), pasando por la localidad fronteriza de Ollagüe y a la Argentina, por la Ruta 23 y paso Jama que se conecta a la ciudad de Salta.



### 1.3. Los Procesos actuales de la Ex División Chuquicamata; Alcances de la DIA

#### 1.3.1. Red de Distribución Interna

El desarrollo de la Ingeniería Básica de la Red de Distribución considera que el distribuidor Distrinor S.A. suministra gas natural a las Ex Divisiones Chuquicamata y Radomiro Tomic (RT), en el punto de llegada del Ramal del gasoducto Norandino (cuyo titular es Gasoducto Norandino S.A.), ubicado en la Puerta N° 4 de la Ex División Chuquicamata.

A partir de ese punto la Red de Distribución para ambas Ex Divisiones se ha configurado de la siguiente manera :

- Red de Distribución Chuquicamata (Subramal Chuquicamata) : inicio en City Gate de la Puerta N° 4 y término en los Módulos de Regulación y Medición de cada una de las Plantas de la Ex División Chuquicamata (11 Módulos). Esta red es evaluada ambientalmente en el *"EIA del Proyecto por Suministro y Conversión a Gas Natural para las Divisiones Chuquicamata y Radomiro Tomic de Codelco"*.
- Ramal a Radomiro Tomic : inicio en el City Gate de la Puerta N°4 y término en las Estaciones de Medición y Regulación (EMR-11) de la Ex División Radomiro Tomic.
- Ramal a caldera SBL : inicio en el km 7,4 del Ramal a Radomiro Tomic y término en el Módulo de Regulación y Medición de la Planta SBL (EMR-11). Este ramal, como en el caso anterior, también es abordado por el Estudio de Impacto Ambiental señalado anteriormente.
- Red de Distribución Interior Chuquicamata: inicio en las Estaciones de Medición y Regulación (12 en total) de Chuquicamata y término en los Equipos a convertir, y
- Red de Distribución Interior Radomiro Tomic : inicio en la Estación de Medición y Regulación de Radomiro Tomic (EMR-12) y término en la Sala de Calderas y los Módulos de Regulación para los Barrios Cívico e Industrial de la Ex División Radomiro Tomic. Esta red es abordada por la Declaración de Impacto Ambiental Proyecto Conversión a Gas Natural de los Procesos del Establecimiento Minero de la Ex División Radomiro Tomic.

En el **Plano N° LYZ-018038-0001**, "Plano General del Proyecto", entregado en Anexo 6 de la D.I.A. se ilustra la configuración general descrita precedentemente.

El alcance de la presente DIA se considera desde la salida del gas desde las Estaciones de Medición y Regulación (12 estaciones para la Ex División Chuquicamata), la distribución interna y la transformación de los equipos hasta los puntos de consumo. Las Estaciones de Medición y Regulación corresponden a:

EMR-1, EMR-2, EMR-3, EMR-4, EMR-5, EMR-6, EMR-7, EMR-8, EMR-9, EMR-10, EMR-11 y EMR-13. La estación EMR-12 suministra de gas a la Ex División Radomiro Tomic.

#### 1.3.2 Procesos y Equipos

Los procesos y equipos de la Ex División Chuquicamata, que serán transformados a gas natural, se encuentran distribuidos en tres áreas; Fundición, Refinería y Servicios, el listado de equipos a transformar se presenta en el **Cuadro N° 1**.

**Cuadro N° 1: Listado de Equipos a ser transformados a Gas Natural**

	Equipo	Cantidad	Observaciones
A	Secadores de Concentrado (N° 4 y N° 5)	2	-
B	Horno calcinador de Cal N° 2	1	-
C	Convertidores Pierce Smith (CPS) N°s 3, 6, 7 y 8	4	Puntos de entrega corresponden a quemadores y toberas
D	Hornos de Tratamiento de escoria N° 1 y N° 2	2	Puntos de entrega corresponden a quemadores y toberas
E	Convertidores Teniente N° 1 (área CPS) y N° 2	2	Puntos de consumo corresponden a Gar Gun y quemadores de mantenimiento
F	Area Refino a Fuego (RAF) <ul style="list-style-type: none"> <li>Hornos de Refino (N° 1,2,3,6,7,8)</li> <li>Calentamiento de cucharas</li> <li>Rueda de Moldeo N° 1, 3 y 4 (Canal de colada, cuchara intermedia, cuchara de colada y quemador molde)</li> <li>Zona de Molde (Quemadores matriz y Balde)</li> </ul>	6 hornos, 3 ruedas de moldeo, 5 matrices de moldes, 2 Balde	Los puntos de consumo para los hornos corresponden a quemadores y toberas
G	Horno de Tostación de Molibdeno	1	12 pisos con puntos de consumo asociados a cada piso.
H	Horno Flash	1	-
I	Area Horno Vertical: <ul style="list-style-type: none"> <li>Horno Vertical (Piso A, B, C)</li> <li>Horno de Retención y Ruedas de Moldeo (Considera Baldes, Matriz, Rueda, Retención y Canal)</li> </ul>	1	En horno vertical 8 puntos de consumo por cada uno de los tres niveles que posee
J	Equipos móviles de calentamiento de hornos	3	-
K	Canal de salida de metal en Horno eléctrico (complemento tratamiento horno escorias)	1	Puntos de consumo corresponde a 6 quemadores
L	Calderas Refinería Distral N° 1 y N° 2	2	Area Refinería
M	Calderas de Vapor Socometal Refinería (B&W)	3	Area Refinería
N	Calderas de vapor Planta termoeléctrica (compactas)	2	-
Ñ	Sobrecalentador de Vapor Horno Flash	1	Area termoeléctrica
O	Caldera Planta Sulfuros de Baja Ley (SBL)	1	-

En el **Plano DFZ-018038-001** que se incluye en el **anexo 6 de la D.I.A.**, se presenta un Diagrama de Flujo General de con los equipos a transformar a gas natural.

Los procesos asociados a los equipos que serán transformados a gas natural son los siguientes:

- Los **Secadores de concentrado** son dos hornos tipo tambor rotatorio de operación continua, en los cuales los gases de la combustión de petróleo Enap 6 son diluidos con aire para lograr la temperatura y cantidad de gases para el proceso de secado de concentrado desde 8% de humedad inicial hasta 0,15% de humedad final; el

concentrado se acopia a esta humedad final y posteriormente es enviado a los convertidores. Tal como se señala, en la actualidad este equipo utiliza como combustible petróleo Enap 6 además de Kerosene para el calentamiento inicial.

- b. **Horno Calcinador de Cal N° 2:** Consiste en un horno tipo tambor rotatorio de operación continua en el cual se transforma el carbonato de calcio en óxido de cal mediante la aplicación de calor (310 ton/día). Este proceso se realiza por la aplicación de fuego directo a través de un quemador ubicado frontalmente en la cámara de combustión la que está revestida por refractarios. El equipo opera actualmente con un quemador modulante con petróleo Enap 6.
- c. Los Hornos **Convertidores Pierce Smith (CPS)** se cargan con nueve ollas, con una capacidad total de 360 toneladas, y una vez cargada la cuarta olla empieza el soplado con aire. Del proceso se obtienen 4 a 5 ollas de cobre.

El proceso comienza con el vaciado del eje líquido a los Convertidores en lo que se denomina etapa de carguío, luego mediante el soplado de aire enriquecido con oxígeno al 23% se logra la oxidación del azufre remanente de los procesos anteriores, finalmente se vacía la escoria, que es transportada a los hornos de tratamiento de escoria (HTE) y luego se vacía el cobre blister que se transporta a los refinós. Los calentamientos iniciales desde frío se realizan con Kerosene para continuar con petróleo Enap 6.

- d. La escoria producida en los procesos anteriores es tratada en los **Hornos de Tratamiento de Escorias**, donde la escoria que tiene aproximadamente un 7% de cobre, que al ser tratada queda con un 1,8 a 2% de cobre, donde no es rentable seguir con su tratamiento. El proceso consta de carguío, reducción de fierro y plomo, sedimentación y vaciado. Los calentamientos iniciales desde frío se realizan con Kerosene para continuar con petróleo Enap 6.
- e. La fundición cuenta con dos **Convertidores Teniente (CT)** de proceso continuo con una capacidad de 2.100 toneladas por día. El proceso se basa en la combustión del concentrado (sulfuro de cobre) por lo cual es un proceso básicamente autógeno. La adición de calor es requerida solamente durante paradas esporádicas o para calentamientos desde frío. En esta etapa, se funde el concentrado y se obtiene por un lado, eje de cobre con azufre y algo de fierro y escoria rica en cobre. En la actualidad este equipo utiliza petróleo Enap 6. Para detenciones de producción por períodos, se utilizan lanzas de petróleo Enap 6; para detenciones por períodos más prolongados o cuando el horno parte de frío se utiliza Kerosene.
- f. En los **Hornos Refino a Fuego** (seis), el proceso comienza con la etapa de purificación que consiste en el carguío desde los CPS, luego se realiza la oxidación del azufre remanente de los procesos anteriores mediante el soplado de aire, a continuación se realiza la eliminación de arsénico que se logra también mediante el soplado por toberas, luego la limpieza, que es el tiempo que se requiere para vaciar por boca la escoria formada en los puntos anteriores, y finalmente la reducción de oxígeno, donde además de eliminar las impurezas residuales, se forma en el baño óxido de cobre, el que ha de ser reducido mediante la inyección de combustible.

Luego de la purificación sigue la etapa de moldeo que consta en verter el cobre anódico en los moldes de la **Rueda de Moldeo** (3 ruedas de moldeo en el Area RAF).

Los calentamientos desde horno frío se realizan actualmente mediante quemadores Potrerillo con Kerosene para continuar con petróleo Enap 6.

- g. **Horno Tostación de Molibdeno;** este proceso transforma los sulfuros de molibdeno en óxidos de molibdeno. El horno tiene 13,7 metros de altura, divididos en 12 pisos y 6,4 metros de diámetro. El producto en proceso va cayendo de los pisos superiores a los inferiores por gravedad y por acción de rastras ubicadas en cada piso accionadas

- por un eje central rotatorio. Este horno fue diseñado para operar con combustibles limpios (diesel o kerosene actualmente en uso) y alternativamente con gas natural.
- h. La Fundición cuenta también con un **Horno Flash** de proceso continuo con una capacidad de 95 toneladas por hora. El horno está dotado de una torre de reacción por donde se inyecta el concentrado seco, una cámara de decantamiento, una torre de descarga de gases por donde salen los gases quemados y polvo en suspensión. A la salida de los gases se dispone de una caldera de recuperación de calor, dilución de aire para bajar temperatura de gases y finalmente un precipitador. Los gases así tratados son enviados a las plantas de ácidos. El Horno Flash realiza el mismo trabajo que los Convertidores Teniente, es decir, funde el concentrado obteniendo de ello, eje y escoria. Para el calentamiento del horno desde frío se utiliza Kerosene; luego de alcanzar los 800°C, se utiliza petróleo Enap 6.
- i. El área de Refinería cuenta con un **Horno Vertical** que es utilizado en la recuperación de cobre anódico, proveniente fundamentalmente de los cabezales de los ánodos de la refinería electrolítica. El horno cuenta con un horno de retención y una rueda de moldeo para la producción de ánodos destinados a la refinería electrolítica. El combustible utilizado en este proceso es Nafta líquida, el horno de retención posee dos quemadores uno de nafta líquida para los momentos que no se cuenta con nafta gaseosa y otro de nafta gaseosa de operación normal. La rueda de moldeo utiliza Kerosene.
- j. **Equipos Móviles de Calentamiento de Hornos;** son cuatro equipos móviles que se emplean para calentar los refractarios de los hornos después de una mantención programada, también se emplean para la mantención parcial de temperatura de hornos por reparación correctiva no programada. El combustible actual con que trabajan estos equipos es Kerosene.
- k. **Pre calentadores de gases;** estos equipos se utilizan durante el proceso de partida de las plantas de ácido; aquí se calienta el catalizador (pentóxido de vanadio) el cual tiene como objetivo acelerar la reacción de  $SO_2$  a  $SO_3$ . Después que se ponen en funcionamiento las plantas de ácido se detienen los pre calentadores ya que el calor necesario para activar el catalizador se obtiene de los gases provenientes de los convertidores. El combustible actual que emplean los pre calentadores de gases de las plantas de ácido es Kerosene.
- l. **Calderas Refinería (Distral);** son dos equipos acuatubulares, duales que generan vapor a 100 psig, cada uno de los cuales se utiliza para la calefacción de soluciones electrolíticas a utilizar en la obtención de cobre catódico. Los equipos operan actualmente con petróleo Enap 6.
- m. **Calderas de vapor Socometal Refinería;** son tres equipos que generan vapor a 80 psig el cual se utiliza para la calefacción de soluciones electrolíticas a utilizar en la obtención de cobre catódico. Estos equipos se emplean como respaldo de las calderas Distral durante su período de mantenimiento programado. Los equipos actualmente operan con un quemador tipo lanza con petróleo Enap 6.
- n. **Calderas Planta Termoeléctrica (Compactas);** son dos equipos que generan vapor para distintos procesos de calentamiento de estanques, líneas y atomización de combustibles utilizados en la obtención de cobre. Actualmente utilizan petróleo Enap 6 como combustible.
- ñ. **Sobrecalentador Vapor Horno Flash;** consiste en un equipo de fuego directo diseñado para sobrecalentar vapor proveniente del Horno Flash desde 210°C hasta 410°C el cual se utiliza posteriormente como alimentación de una turbina de vapor para generación eléctrica. Utiliza petróleo Enap 6 como combustible actual.
- o. **Caldera Planta Sulfuros de Baja Ley;** es un equipo que se utiliza para calefaccionar el

agua de proceso empleada en la planta de recuperación de cobre en sulfuros de baja ley. El equipo trabaja con Diesel

#### 1.4. Definición de partes, acciones y obras físicas del Proyecto Conversión a Gas Natural

##### 1.4.1. Etapa de Construcción

###### a. Levantamiento de Información de Terreno

La etapa de levantamiento de terreno consiste en el desarrollo de estudios de factibilidad tanto técnica como económica del proyecto y el desarrollo del proyecto de ingeniería para la red de distribución interna y definición de las especificaciones técnicas de los equipos requeridos y las modificaciones necesarias para operar a gas natural.

###### b. Instalación de Faenas

La instalación de faenas se realizará en el área industrial de Chuquicamata, utilizando sus instalaciones y servicios.

###### c. Construcción de la Red Interior

Tal como se ha señalado, los antecedentes a evaluar en la presente Declaración de Impacto Ambiental, considera las obras a ejecutar una vez que el gas sale de las Estaciones de Medición y Regulación (EMRs), es transportado a través de la red interior hasta llegar a los equipos que serán transformados para operar a gas natural.

En la **Figura Nº 3 de la D.I.A. se** presentó un diagrama de los equipos asociados a las Estaciones de Medición y Regulación y a los puntos de consumo de la Ex División Chuquicamata. Además, en esta figura se puede observar el alcance que tiene la presente DIA y su relación con la DIA por la conversión de los equipos de la Ex División Radomiro Tomic y el EIA que incluye el suministro de gas natural. El detalle de los equipos y puntos de consumo asociados a cada EMR se presenta en el **Plano Nº DFZ-018038-004 Rev. C** "Diagrama de Flujo Específico", contenido en el **anexo 6** de la D.I.A.

###### Planos:

- PLP-018038-0501** - Rev. A: Secador Nº 5
- PLP-018038-0502** - Rev. A: Secador Nº 4
- PLP-018038-0503** - Rev. A: Horno Calcinación
- PLP-018038-0504** - Rev. A: Horno Flash
- PLP-018038-0505** - Rev. A: Area CPS
- PLP-018038-0506** - Rev. A: Termoeléctrica
- PLP-018038-0507** - Rev. A: Area RAF
- PLP-018038-0508** - Rev. A: Horno Molibdeno
- PLP-018038-0509** - Rev. A: Calderas Refinerías
- PLP-018038-0510** - Rev. A: Horno Vertical
- PLP-018038-0513** - Rev. A: CT-2

Al diseño de las redes interiores le serán aplicables los requisitos establecidos en el Decreto Supremo Nº 222 "Reglamento de Instalaciones Interiores de Gas", adicionalmente se han considerado como normas complementarias la Norma Americana NFPA 54: National Fuel Gas Code y las Aprobaciones específicas de SEC para instalaciones industriales y buenas prácticas de ingeniería.

Para el diseño de la red se consideraron como base los siguientes parámetros:

- Presión de operación de la Red.

Se ha definido la presión de operación de las redes interiores en función de los requerimientos de presión de los quemadores y sus respectivos trenes de gases. Las presiones de diseño, corresponde a las denominadas presiones baja, encontrándose en el rango de 2,0 a 5,0 después de las Estaciones de Medición y Regulación.

- Caída de Presión Máxima

Para el diseño de la Red Interior se ha considerado que la pérdida de carga máxima en la red será de un 20% respecto de la presión inicial. Lo anterior con el objeto de mantener un rango de presión estrecho a la entrada del tren de gas, de modo que éste opere de la forma más estable posible.

- Velocidades

La velocidad máxima de diseño, admisible en las redes interiores será de 30 m/s. Esta velocidad máxima se considera adecuada para el tipo de gas que se distribuirá, el que estará libre de polvo, razón por la cual a la velocidad prescrita no existirá abrasión al interior de la cañería. El rango de velocidades de operación será mayor a 0 (cero) y hasta el límite de 30 m/s, señalado.

Con el aumento de la velocidad se incrementa el ruido. Al respecto se debe señalar que se cumplirá con la Norma de Ruido para ambiente laboral (D.S. N° 594/99), la que indica un máximo de 85 dB(A) a 1 m de distancia, para un operario que está expuesto a dicho nivel de presión sonora durante 8 horas de trabajo. Para ello, en los puntos que sea necesario y cuando se justifique en los tramos aéreos, se cubrirá con un material aislante al ruido. Esta situación quedará definida en la Ingeniería de Detalles. No obstante, los trabajadores cuentan, entre los elementos de seguridad, con los elementos de protección auditiva. Además, en general los trabajadores no están expuestos a ruido en forma permanente, debido a que una buena parte de las actividades son autónomas. En el caso, que quedasen expuestos a tiempos prolongados se aplicará el D.S. N° 594/99 del Ministerio de Salud.

- Criterios para la Selección del Emplazamiento

La selección del trazado de la Red Interior se realizó considerando los siguientes criterios:

- Factibilidad de Paso actual y futuro: Se verificó que existiera espacio para las obras de instalación de cañerías y se verificó la existencia de trincheras para el trazado de las matrices, en caso de no existir se optó por trazados aéreos adosados a las estructuras existentes.
- Minimizar Interferencias: Ya sea con otras redes de cañerías y/o estructuras existentes. La distancia mínima entre la tubería de gas y otras tuberías será de 50 cm. La separación se realizará con una losa de hormigón que protege la tubería de gas, ya que el principio que se ha establecido es que la tubería de gas se ubica por debajo de la otra tubería y entre ambas se localiza la losa de concreto.
- Para el caso de encontrarse con un banco de ductos eléctricos, alcantarillado o agua potable, el principio es el mismo.
- Consideraciones del Entorno: Se consideró que el trazado sea armónico con las instalaciones existentes

En relación a los diámetros y longitudes de las redes, se puede señalar que los diámetros resultantes para las distintas plantas varían entre  $\frac{3}{4}$ " y 6", con diámetros de 4", 3", 2  $\frac{1}{2}$ ", 2", 1  $\frac{1}{2}$ ", 1  $\frac{1}{4}$ ", 1". En la Ex División Chuquicamata, la longitud de la Red interior es de 3.940 m. En el estudio de la Ingeniería de Detalles se especificará, en detalle, las longitudes por diámetro.

Entre Chuquicamata y Radomiro Tomic la longitud total de redes interiores alcanza a alrededor

de 4.000 m, de las cuales, 3.600 m corresponderían a tuberías enterradas y 400 m a tuberías aéreas. En Chuquicamata se tendrían 3.570 m de tuberías enterradas y 370 m de tuberías aéreas.

Las Especificaciones para las Redes Interiores, los estándares de Instalación y montaje se presentaron en el anexo 2 de la D.I.A., En forma resumida se puede señalar:

- Las tuberías a ser utilizadas serán de acero al carbono ASTM-A53, ASTM A-106 o API grado A y B, clase 40 o superior.
- Los requerimientos de marcado los especificados en la norma MSS-SP-25, es decir, la marca estará en forma indeleble y deberá tener la designación ASTM, ASME o API marcada sobre el material.
- Las tuberías que no cumplan con lo señalado en el punto anterior (MARCADO) serán provistas con su respectivo certificado de calidad, en el que se dejará explícita la relación entre el producto y el certificado. Este documento deberá contener suficiente información para identificar el análisis químico y propiedades mecánicas de los materiales.
- Todas las tuberías, accesorios y válvulas cumplirán con los requerimientos de las correspondientes especificaciones, códigos y normas técnicas específicas.
- La ejecución de los trabajos de soldadura será realizado por personal "calificado" por organismos competentes, tales como : IDIEM, DICTUC, CESMEC, INDURA, etc.
- Las tuberías contarán con soportes adecuados y no podrán ir colgadas, amarradas o fijadas a tuberías existentes de conducción de agua, vapor u otros, ni a instalaciones eléctricas
- Las distancias mínimas de una cañería de acero a conductores eléctricos será de 1 m en caso de conductores con voltaje de hasta 380 V y de 5 m en caso de 12.000 V o superior, salvo aislaciones o protecciones especiales a ser aprobadas en cada caso.
- Las redes existentes (gas de ciudad o licuado) que sean reutilizadas para gas natural y que operarán a una presión "mayor de la actual", serán sometidas a una inspección radiográfica tipo spot. Los resultados serán determinantes para su aceptación o rechazo, es decir, la no intervención a la red o su completa reparación.
- Las redes existentes (gas licuado) que sean reutilizadas para gas natural serán probadas a 1,5 veces la presión de operación. De existir posibles fugas en uniones soldadas y/o roscadas serán reparadas por el contratista que inscribirá la instalación ante el SEC.

Como se ha indicado, las tuberías de gas, en términos generales, son enterradas, pudiendo existir algunos tramos aéreos según sea el área que requiera atravesar. Una vez llegado a las plantas, donde se encuentran los equipos a convertirse a gas natural, el trazado será fundamentalmente aéreo. No se contempla romper losas o pisos hormigonados para enterrar las tuberías, más bien se utilizarán las estructuras existentes para ello.

• **Tubería Subterránea:**

- a. En este tipo de tuberías todas las uniones serán soldadas. La profundidad mínima de seguridad para las tuberías de gas enterradas será de 70 cm, como mínimo medido a la clave de la tubería. En todos los casos, salvo cuando la red atraviese calles con circulación vehicular liviana, la profundidad será de entre 80 cm a 1,0 m. Para atravesos de calles con circulación de vehículos pesados o de alto tráfico, la profundidad mínima será de 1,7 a 2,0 m, según sea el caso, contemplándose la construcción de losas, si es necesario, situación que quedará definida con la Ingeniería de Detalles. En el caso de construir losas de hormigón la profundidad se podrá reducir a 1,0 m.
- b. Para los tramos de tubería subterránea se realizará una prueba de presión previo al tapado de la zanja.
- c. Además de la profundidad señalada para cada caso, cuando las tuberías se instalen bajo tierra sin pavimento o bajo jardines, se protegerá en su parte superior con ladrillos o mezcla de cemento pobre (1 x 6). Los ladrillos serán instalados en forma perpendicular (lado de mayor longitud) a la tubería para mantener la máxima superficie

de protección.

- d. Para lograr un apoyo uniforme y exento de piedras, se considerará una cama de arena de 15 cm de espesor y un relleno de 15 cm sobre el borde superior de la tubería.
- e. Las tuberías enterradas contarán con protección contra la corrosión (Ver anexo 2 de la D.I.A.).
- f. La distancia mínima de las tuberías de gas a los conductores eléctricos será 50 cm, salvo que estos últimos vayan protegidos en tubos de acero o PVC en toda su longitud.
- g. Se colocará horizontalmente una huincha plástica de color amarillo con la leyenda "GAS", entre la superficie del terreno y la tubería de gas, como medida de protección ante la eventualidad de excavaciones futuras.
- h. El material de relleno de la zanja será bien compactado y con riego. En el caso de que la zanja deba cubrirse con hormigón, la compactación se hará en capas utilizando compactadores mecánicos.
- i. Se prevé que la tubería contará con tricapa, con protección de polietileno cuando sea necesario. Se instalarán ánodos de sacrificio para protección catódica. Estos ánodos serán de plomo.

Cabe señalar que se privilegiará la tubería enterrada por sobre la tubería aérea.

- Tubería Exterior

- a. Precaución respecto de los conductores eléctricos: Cuando las tuberías de gas se instalen exteriormente, quedarán a una distancia mínima de 15 cm de conductores eléctricos aéreos (aislados) que operen con una tensión superior a 25 volts. En caso de excepción, la distancia podrá reducirse hasta a 1 cm interponiendo material aislante eléctrico (PVC).
  - b. Precaución respecto de daños por acción mecánica: Las tuberías serán ubicadas preferentemente donde no se corran riesgos de que puedan sufrir daños accidentales (por ejemplo golpes de maquinarias, grúas, etc). Si existe riesgo de que sufran algún daño por accidente, el tendido de tuberías estará resguardado con algún tipo de protección (por ejemplo, una baranda o barrera de protección).
  - c. Para su fácil reconocimiento las cañerías se pintarán de color amarillo.
- Protección contra la Corrosión: Las tuberías aéreas y subterráneas se protegerán de la corrosión con el siguiente tratamiento:
    - a. Los depósitos de aceite o grasas se eliminarán utilizando un solvente aromático como toluol, xilol, benzol, etc. No se usarán solventes derivados del petróleo como gasolina, kerosene, etc. La calidad de la limpieza por solventes cumplirá con lo indicado en la Norma SSPC-SP6
    - b. Los óxidos y otros materiales se eliminarán utilizando el método de limpieza de chorro de gravilla o arena hasta dejar la superficie de la tubería a nivel de Arenado Comercial según se especifica en la Norma SSPC-SP6.
    - c. Primera Capa: Se aplicará una capa de "pintura primaria" (primer), cuyas especificaciones dependerá de las características de la segunda capa.
    - d. Segunda Capa: Se utilizará cinta autoadhesiva de polietileno o PVC, de 50 mm de ancho, 12,5 mm de traslape y 0,5 mm de espesor.

- e. Adicionalmente, tal como se ha indicado, se instalarán ánodos de sacrificio con el objeto de lograr una adecuada protección catódica de la tubería.
- f. La pintura anticorrosiva a usar queda definida por el fabricante de acuerdo al medio predominante en el área industrial.
- Prueba de Presión:
  - a. La prueba de presión es para detectar posibles fugas y verificar la resistencia de la red a presiones superiores a la presión de operación, asegurando que el total de los componentes tales como, válvulas, tuberías y accesorios, resisten esas presiones.
  - b. Este procedimiento se aplicará a todos los tamaños de tubería, comenzando aguas abajo de la estación de medición y regulación hasta la válvula de corte de cada equipo.
  - c. La prueba no comenzará sin una exhaustiva inspección visual a la instalación y particularmente a las uniones soldadas, para detectar cualquier defecto.
  - d. La prueba de presión será realizada con aire, hasta una presión máxima de 1,5 veces la presión de diseño.
  - e. Las pruebas de presión se realizarán siguiente un protocolo para ello, de acuerdo a la Norma ASME-B31.8 en que se considera la presión que se aplica, el tiempo y otros.
  - f. El detalle de la Preparación y Procedimiento de la Prueba se presentan en el anexo 2 de la D.I.A.
- Purga del Aire de la Instalación:
  - a. Los sistemas de purga se aplican con el objetivo de evitar la formación de una mezcla explosiva aire/gas combustible en instalaciones de gas. La purga se realizará por desplazamiento de aire con gas natural. El detalle del proceso se presenta en el anexo 2 de la D.I.A.

#### **d. Instalación y Transformación de los equipos para operar a Gas Natural**

En forma previa a la conversión se procederá a revisar el historial del equipo, posteriormente se realizará una revisión del estado actual de los equipos que consiste en realizar una inspección visual para determinar su factibilidad de conversión y las eventuales reparaciones, se verificarán aspectos como la potencia y se realizarán las especificaciones para la conversión.

La transformación de los equipos para operar con gas natural consiste básicamente en:

- Instalación o modificación de los quemadores para operar con gas natural
- Instalación o modificación de tren de gases
- Instalación o modificación de Estaciones de Regulación
- Instalación o modificación de Sistemas de seguridad
- Instalación o modificación de Sistemas de control
- Instalación o modificación de Sistemas de encendido

Se realizará un seguimiento y revisión de la conversión donde se propondrán modificaciones de ser necesario. Se pondrá en marcha el sistema en forma provisoria, posteriormente se realizarán pruebas de reglamento hasta obtener un certificado de recepción.

Los requerimientos que se deben aplicar para la conversión de los equipos es la siguiente:

- Controlar la entrega calórica a base de un parámetro del proceso a fijarse.
- Compatibilizar la geometría de la llama con las condiciones de operación de cada proceso.
- La conversión se realizará aprovechando al máximo las características positivas del gas natural.
- Se dará prioridad a la operación segura de los sistemas de combustión en base a doble válvula de cierre de emergencia y actuación de enclavamientos de seguridad mínimos, para sobrepresión y baja presión de gas, suministro del aire de combustión, detector continuo de presencia de llama y otros parámetros que aconseje cada proceso.
- Los elementos y pre-armados corresponderán estrictamente a las normas aplicables, con los certificados de calidad y garantías correspondientes emitidos por los fabricantes y aplicados a la conversión como un todo.
- Se buscará optimizar la calidad técnica de las instalaciones de acuerdo a las mejores prácticas y estándares logrados para equipos similares utilizando gas natural.
- Los elementos críticos y que necesiten limpieza y/o reparación estarán montados de modo de facilitar este trabajo, es decir, serán de fácil desmontaje y en casos especiales se operará con elementos duplicados a través de By-pass.
- El sistema de control de cada quemador se realizará de acuerdo al existente en operación, de modo de ejercer con el gas natural el mismo tipo de control que con combustibles líquidos.

En el **Cuadro N° 2** se presenta un resumen de las modificaciones a realizar en cada uno de los equipos a convertir a gas natural.

**Cuadro N° 2: Modificaciones de los Equipos a Convertir a Gas Natural.**

Equipo	Modificaciones
<b>Area Fundición</b>	
Secadores Rotatorios (*)	Instalación quemador dual (natural-diesel), tren de gas natural, tren de gas piloto, conjunto de modulación, sistema de detección de llama UV, sistema de medición de aire y gas y sistema de control de las razones aire/combustible. Reutilización para operar con diesel, del sistema actual de petróleo Enap 6.
Horno Calcinador de Cal N° 2	Instalación de quemador a gas natural frontalmente en la cámara de combustión del horno, tren de gas natural, tren de gas piloto, conjunto de modulación, sistema de medición para aire y gas y sistema de control de las razones aire/combustible.
Convertidores Pierce Smith (CPS) (*)	Instalación de quemador North American, tren de gases para el quemador de culatas y tren de gas para las toberas, sistema de encendido y enclavamientos de seguridad de llama. Válvulas de control relación aire/gas. Mantención y adaptación de las líneas de petróleo y suministro de los trenes de petróleo, medición y control.
Horno de Tratamiento de Escoria (*)	Instalación de quemador North American, tren de gases para el quemador de culatas y tren de gas para las toberas, sistema de encendido y enclavamientos de seguridad de llama. Válvulas de control relación aire/gas. Mantención y adaptación de las líneas de petróleo y suministro de los trenes de petróleo, medición y control.
Convertidores Teniente	Instalación de quemadores de gas en cada una de las culatas del horno. Sistemas de control; Válvulas de control relación aire/gas, controladores de quemador. Sistema de encendido y enclavamiento de seguridad, un tren de gas por cada quemador de culata.

Equipo	Modificaciones
Horno de Refino (*), ruedas de moldeo, matrices y baldes.	Instalación de un quemador en culata con sistema móvil de riel, que permita retirar fácilmente el quemador. Tren de gases para el quemador de culata, tren de gases para toberas, válvulas de control relación aire/gas, controles de flujo y sistema de medición. Mantenición y adaptación de las líneas de petróleo y suministro de los trenes de petróleo, medición y control. Para los quemadores de rueda de moldeo, matrices, baldes y precalentamiento de cucharas se instalarán quemadores tipo Inspirators que utilizan aire ambiental.
Horno de Tostación de Molibdeno	Instalar trenes de gases completos y nuevos y conectarlos a los quemadores actuales. Se cambiarán los sensores de llama y los sistemas de pilotos. Instalar ventilador adicional, Reconectar ventilador existente.
Horno Flash (*)	Instalación de 15 quemadores, trenes de gases, válvulas de control, sistema de control relación aire/gas, sistemas de encendido y enclavamiento de seguridad.
Horno Vertical; horno de retención y rueda de moldeo.	Utilización de quemadores existentes, incorporación de sensores de llama y llama piloto, tren de gases con instalaciones de medición y control, seguridad de encendido sobre llama piloto y ajuste de mezcla aire/gas en cada quemador.
Equipos móviles de calentamiento de hornos	Instalación de quemadores portátiles. Sistema de supervisión de llama por sensores de tipo UV autoverificantes. Quemador sólo gas natural ensamblado como una unidad integral, sistema de control del quemador.
Calderas de Vapor SOCOMETAL Refinería	Instalación de quemador dual gas natural-diesel, tren de gas, encendido por piloto, sistema de detección de llama, sistema de medición de gas y aire, ventilador de aire de combustión, sistema de control de combustión
Precalentadores de gases plantas de Acido	Instalación de quemador a gas natural, tren de gas, ventilador para aire, medición de temperatura en la cámara de combustión de cada precalentador.
Calderas Distral Refinería	Revisión trenes de gases existentes, Habilitación de tren de gas natural existente, revisión sistema supervisión llama , revisión del sistema de control y medición existentes.
Calderas de Vapor Socometal Refinería (*)	Instalación de quemador dual gas natural diesel, tren de gas, encendido piloto, sistema de detección de llama, sistema de medición de gas y aire, ventilador de aire de combustión, sistema de control de combustión, habilitación de la línea actual de petróleo Enap 6 para operar como respaldo diesel.
Calderas generadoras de vapor Planta Termoeléctrica	.Instalación de toberas de combustión en cada quemador, revisión de los trenes de gases existentes, revisión del sistema de supervisión de llama de control y medición existente.
Sobrecalentador de vapor del horno flash (*)	Instalación de quemador dual gas natural-diesel, tren de gas, tren de diesel, rehabilitación de la línea ENAP 6 existente.
Calderas planta sulfuros de baja ley (*)	Instalación de quemador dual gas natural- diesel, tren de gases con encendido piloto, sistema de medición de gas/aire sistema de detección de llama, sistema de control, sistema de diesel como respaldo.

(\*) Equipos considerados críticos que tendrán sistema de respaldo de combustible, por lo tanto deberán proveerse de quemadores duales.

#### e. Transporte de materiales

El origen del transporte de materiales no está aún definido dado que los contratos y las inversiones se realizan una vez que se tienen las aprobaciones financieras.

En principio las tuberías podrían proceder de Argentina o Brasil, en cuyo caso podrían ingresar al país a través del paso Sico (II Región) o por el paso Los Libertadores (V Región). Los otros materiales (estaciones y accesorios) podrían ser transportados desde Santiago o desde Antofagasta hasta Chuquicamata. En caso que la provisión sea realizada desde Santiago, llegarían al puerto de Antofagasta por vía marítima.

En total se contemplan 40 (cuarenta) camiones para los tres proyectos que están ingresando al SEIA (a los cuales se ha hecho referencia anteriormente), es decir:

- i) Proyecto Conversión a Gas Natural de los Procesos del Establecimiento Minero de la Ex División Chuquicamata (correspondiente a la presente Declaración de Impacto Ambiental)
- ii) Proyecto Conversión a Gas Natural de los Procesos del Establecimiento Minero de la Ex División Radomiro Tomic
- iii) Proyecto Suministro de Gas Natural para las Divisiones Chuquicamata y Radomiro Tomic de Codelco.

Los 40 camiones se distribuirán a lo largo de 6 meses, lo que significa un camión cada 4 a 5 días. De este total, para el presente proyecto se estima en 10 (diez) el número de camiones que posibilita el traslado de los materiales, equipos y tuberías.

Para Radomiro Tomic el número de camiones alcanzará a 2 (dos) camiones, en tanto que los restantes viajes (veintiocho) son atribuibles al proyecto por Suministro de Gas para ambas Divisiones.

Como referencia, un camión permite el transporte de alrededor de 2.000 m de tuberías.

Los camiones son de dimensiones estándares en cuanto a su ancho, mientras que el largo será variable en función de los equipos a movilizar.

#### **f. Etapa de Puesta en Marcha**

Etapa de pruebas donde se verificará el adecuado funcionamiento de los quemadores de manera de asegurar la gasificación de las tuberías, que las características de la llama y ubicación de ésta sean las adecuadas para cada equipo convertido, etc.

Esta etapa considera los siguientes aspectos:

- Pruebas y Gasificación de tuberías
- Inspección y puesta en marcha de hornos
- Inspección y puesta en marcha de calderas

Cabe señalar que la transformación de los equipos no provoca mayores alteraciones del actual funcionamiento por la programación que se establece. En primer lugar se realizan las excavaciones, se montan las tuberías y el tren de control de gases, control de aire, control de petróleo y control de vapor cuando corresponda, denominándose a ésta, la etapa de montaje de accesorios. Se realizan las pruebas de estanqueidad y de operación. Todo esto se ejecuta desde la Estación de Medición y Regulación hasta la planta, sin intervenir la planta.

Posteriormente, se intervienen los equipos y quemadores, en cuyo caso la operación del equipo en cuestión se detiene. Como existe más de un equipo que cumple la misma función, no se requiere detener el proceso completo.

A esta segunda etapa se le denomina etapa de montaje de equipos y dura entre 5 a 15 días. Luego se hacen las pruebas de encendido, las pruebas de piloto, pruebas de apagado de la llama y pruebas de detección de llama.

## 1.4.2. Etapa de Operación

- **Secadores de Concentrado**

Los Secadores 4 y 5 requieren de gases calientes que se generan a partir de la combustión de fuel oil. Los gases productos de la combustión son diluidos con aire adicional para lograr la temperatura y cantidad de gases para el proceso de secado. El cambio de combustible por gas natural no presenta ningún inconveniente tecnológico.

Siendo éste un proceso de generación de gases calientes por contacto directo o mezcla de dos flujos se puede esperar que el consumo de gas natural será energéticamente equivalente al actual con fuel oil. Sin embargo debido al mayor rendimiento de quemado que se alcanza con el gas natural es posible reducir en 2 a 3% el consumo de energía aportada actualmente con el Fuel Oil.

- **Hornos Calcinadores de Cal**

El proceso de calcinación se realiza a alta temperatura en los hornos rotatorios. La llama de fuel oil proporciona la energía requerida para el proceso siendo relevante la fracción radiativa luminosa de la llama para lograr transferir el calor requerido en la zona del horno dispuesta para la calcinación propiamente tal.

Por el efecto térmico antes descrito se puede esperar una reducción de la capacidad de producción nominal de los hornos al convertirlos a uso de gas natural.

- **Convertidores Pierce Smith (CPS)**

Los CPS utilizan quemadores de Fuel Oil durante el período de espera de carga. Estos quemadores tiene características muy particulares y establecidas por la operación de estos hornos. Tienen un reducido diámetro de la boca para mantener limpia el área de operación de los quemadores de culata durante el proceso de soplado y también un diámetro reducido en los quemadores tipo "lanza" que se utilizan a través de las toberas de soplado.

Para la conversión a gas natural se modernizará el sistema de control de combustión del gas para alcanzar todos los beneficios que éste ofrece. Así, en situación con proyecto, se podrá lograr una reducción del consumo de energía en el rango de 10 a 15% respecto de la situación actual.

- **Hornos de Tratamiento de Escorias**

Este caso es similar a los hornos de refino a fuego y se aprovechará en su totalidad los beneficios del gas natural.

- **Convertidores Teniente ( CT)**

Es posible que se requiera un mayor número de quemadores para disponer de la energía equivalente a la situación actual debido a la diferencia de la densidad energética por unidad de volumen que se establece entre el Fuel Oil y el gas natural.

La conversión energética se realizará incrementalmente para determinar la cantidad de gas natural que reemplazará al Fuel Oil.

- **Hornos Refino a Fuego**

Los hornos basculantes para la producción de cobre anódico utilizan un quemador en culata para el aporte energético demandado por el proceso de refino a fuego y una inyección de combustible bajo el baño líquido para la reducción del cobre.

Se incorporará una automatización del proceso lo que permitirá aprovechar en su totalidad los beneficios del gas natural. La escasez de azufre en este último reducirá el ciclo de refinamiento.

Con el propósito de mantener la temperatura del cobre líquido durante la transferencia de masa se requiere disponer de quemadores móviles para las canales existentes entre el horno de refino a fuego y las ruedas de moldeo.

Para mantener la temperatura del cobre líquido, se emplean quemadores atmosféricos, lo que permite enriquecer con aire la mezcla. Para ello se dispondrá de un sistema de control.

- **Horno Tostación de Molibdeno**

El Horno de Tostación utiliza actualmente Kerosene para el proceso de calentamiento empleando quemadores Hauck ubicados en los diferentes pisos del horno.

Actualmente para cada quemador se tienen: 2 botoneras (partir/parar) y 3 luces indicativas de falla quemador, válvula gas abierta válvula kerosene abierta.

- **Horno Flash**

Este Horno utiliza quemadores de apoyo para el balance energético y en zonas de formación de acreciones. La conversión a gas natural no tiene limitaciones tecnológicas.

- **Horno Vertical.**

El Horno Vertical empleado para fundir restos de cobre utiliza actualmente Nafta gasificada que es quemada en tres pisos de quemadores de gas. La instrumentación y control del horno es apropiada para los efectos de obtener altas eficiencias de combustión de la Nafta.

La conversión de este Horno para la utilización de gas natural no presenta limitación tecnológica, existiendo quemadores estándares para remplazar los actuales. Además, la utilización de gas natural tendrá la ventaja de disponer del combustible en fase gaseosa siendo innecesario el uso del sistema de vaporización existente actualmente para la Nafta.

La operación con gas natural contempla la utilización del aire recalentado para mantener el buen aprovechamiento de la energía evacuada por los gases de escape.

- **Equipos móviles de calentamiento de hornos**

Son equipos sobre la base de quemadores portátiles que se utilizan:

- para hacer calentamientos previo cuando un equipo se ha detenido,
- se utilizan para enfriamientos graduales, y
- para el curado o secado de refractarios

Estos equipos son de multiuso y se emplean debido a que los equipos fijos proporcionan alta temperatura, sin pasar por temperaturas intermedias o bajas de manera gradual.

- **Calderas Refinería Distral y Socometal**

Se dispone de dos tipos de calderas de acuerdo a su antigüedad. Las nuevas Calderas DISTRAL tienen incorporado quemadores duales para operar con fuel oil o gas natural. Las eficiencias térmicas nominales de estas calderas según el fabricante son de 90,99% y 92,1% para el petróleo pesado 6 y el gas natural, respectivamente, base poder calorífico inferior.

En tanto las Calderas antiguas (Socometal) serán reconvertidas para la utilización con gas natural, dado que éstas se emplearán como respaldo durante los períodos de mantención de las Calderas DISTRAL.

- **Calderas Planta Termoeléctrica y Sobrecalentador Vapor Horno Flash**

Las Calderas compactas y el Sobrecalentador del Horno Flash pueden operar con fuel oil o gas natural. Las Calderas están equipadas con sus respectivos trenes de gas.

Se espera una reducción en la eficiencia térmica del Sobrecalentador debido a la disminución de la fracción radiativa luminosa de la llama de gas respecto del fuel oil.

- **Planta de Sulfuros de Baja Ley**

Para el calentamiento de las soluciones con contenido de cobre se emplea un calentador de aceite.

### 1.5. Consumo de Gas

El consumo de gas natural determinado en la Situación con Proyecto, para la Ex División Chuquicamata es de aproximadamente 692.952 m<sup>3</sup>/día, lo que equivale a un consumo anual aproximado de 249,46 millones de metros cúbicos al año, considerando la operación durante los 360 días del año. Cabe señalar que para el cálculo de las emisiones, se utilizó un consumo anual de 252,92 Mm<sup>3</sup>/año, considerando que los todos los equipos están operativos los 365 días del año.

b) Consumo por Equipos en Situación Actual

Los consumos que se presentan en el **Cuadro N° 3** tienen carácter referencial y corresponden a mediciones efectuadas para cada equipo durante un mes del año 1998.

**Cuadro N° 3: Consumo promedio por equipos para los diferentes tipos de combustibles en situación actual (m<sup>3</sup>/día)**

Equipo	Fuel (ENAP-6) (m <sup>3</sup> /día)	Oil	Kerosene (m <sup>3</sup> /día)	Diesel (m <sup>3</sup> /día)	Nafta (m <sup>3</sup> /día)
Secadores de Concentrado	15,3		0,23	-	-
	15,31		0,18	-	-
Horno calcinador de Cal N° 2	46,46		-	-	-
CPS	6,73		3,28	-	-
Horno Tratamiento Escoria N° 1 y 2	6,68			-	-
Convertidores Teniente	1,12		0,25	-	-
Horno de Refino	45,09		3,18	-	-
Ruedas de moldeo, Matrices, Baldes y Precalentamiento de cuchara	-		5,2	-	-
Horno Tostación Molibdeno	-		2,51	-	-
Horno Flash	10,28		0,46	-	-
Horno Vertical Horno de Retención y Rueda de Moldeo	-		1,04	-	15,5
Equipos móviles de calentamiento de Hornos (Nota 1)	-		-	-	-
Calderas Refinería Distral	23,78		-	-	-
	23,78		-	-	-

Calderas de Vapor Socometal Refinería (Nota 2).	-	-	-	-
Calderas de Vapor Planta Termoeléctrica (compactas)	3,55	-	-	-
	3,56	-	-	-
Sobrecalentador de Vapor – Horno Flash	14,03	-	-	-
Caldera Planta Sulfuros de Baja Ley	-	-	4,3	-
TOTAL Combustible	215,67	16,99	4,3	15,5

Fuente: CODELCO Ex Div. Chuquicamata

Nota 1: No se considera combustible ya que sólo operan después de la mantención programada de hornos.

Nota 2: No se considera combustible ya que sólo operan como respaldo de las Calderas Distral en sus períodos de mantenimiento.

A continuación, en el **Cuadro Nº 4** se presenta un resumen de los consumos energéticos y de combustible.

#### Cuadro Nº 4: Resumen Consumos diarios y anuales por tipo de combustible

Combustible	m <sup>3</sup> /año	m <sup>3</sup> /día
Fuel Oil (ENAP-6)	78.720	215,67
Kerosene	6.201	16,99
Diesel	1.570	4,30
Nafta	5.658	15,50

### 1.6. Residuos, Efluentes y Emisiones Generados por el proyecto

#### a. Etapa de Construcción

**Residuos Sólidos:** Los residuos generados durante la etapa de construcción corresponderán principalmente a materiales de excavación, restos de embalaje, restos de materiales de montaje, etc. Los restos de piedra y tierra serán depositados sobre la zanja de excavación, a nivel de la superficie actual en el caso de cruce de caminos o formando un cordón, cuando no se así. También parte del material servirá para rellenar sectores deprimidos cercanos a los lugares de excavación o para mejorar caminos existentes. El resto de los materiales serán depositados en el vertedero industrial autorizado en el sector Puerta Nº 4 (Aprobado por Resolución Nº 5928 del 31/dic/1997, emitida por el Servicio de Salud).

**Residuos líquidos:** El proyecto no genera residuos líquidos ni en su etapa de construcción ni en su etapa de operación.

**Emisiones a la Atmósfera:** En la etapa de construcción no se generan emisiones a la atmósfera, salvo el levantamiento de polvo producto de las excavaciones para la instalación de las cañerías. Durante esta operación se humectará el entorno para mitigar esta emisión, aún cuando se considera no significativo el impacto.

**Ruido:** La emisión de ruido no se considera relevante ya que se generará dentro del área industrial de la Ex División Chuquicamata, donde existe en la actualidad emisión de ruido producto de la operación de la fundición. La División hace cumplir y los trabajadores cumplen con el D.S. 594/99 en cuanto a los tiempos de exposición al ruido y siendo necesario se se protegen de esta emisión a través del uso obligatorio de protectores auditivos.

**Seguridad laboral:** Para la seguridad laboral en el lugar de trabajo se exigirá a las empresas contratistas y a todo trabajador involucrado en la etapa de construcción, el cumplimiento de las normas vigentes relativas a seguridad laboral, según las normas legales vigentes, las Normas

Corporativas y las de la propia División. En especial se cumplirá con el D.S. N° 594/99 del Ministerio de Salud, Reglamento sobre condiciones sanitarias y ambientales básicas en los lugares de trabajo.

Para la etapa de construcción, el factor de emisión para la excavación utilizado es  $0,75 \text{ Kg/m}^3$  de material excavado, de acuerdo a lo consignado por AP-42 de la U.S. EPA, se estima que para el desarrollo del proyecto de conversión, se removerán alrededor de  $2500 \text{ m}^3$  de tierra alcanzando una emisión de 1875 Kg de material particulado. Para disminuir estas emisiones se utilizará humectación.

Adicionalmente aclara lo siguiente:

- Se estima en 60 días la construcción de las zanjas.
- Por lo tanto, se estima que la emisión diaria promedio de material particulado alcanzaría a 31,25 kg.
- Considerando 8 horas de trabajo por jornada laboral, la emisión de material particulado promedio horario, alcanzaría a 3,9 kg o su equivalente a 1,08 g/s.
- La frecuencia de humectación para disminuir las emisiones de material particulado, será la necesaria para lograr el objetivo, estimándose a lo menos en 2 veces al día.

## **b. Etapa de Operación**

Residuos Sólidos: La operación del proyecto, es decir, el funcionamiento de los equipos con gas natural no genera residuos sólidos.

Residuos Líquidos: El proyecto no genera residuos líquidos ni en su etapa de construcción ni en su etapa de operación.

Ruido: En el caso de la operación con gas natural, el ruido es producido por la velocidad del transporte del gas natural, generando una emisión equivalente a la Situación actual, por lo que no existirá un incremento en la emisión. Sin embargo, al igual que en la etapa de construcción, los trabajadores se protegerán a través del uso obligatorio de protectores auditivos, dando así cumplimiento con lo establecido en el D.S. N° 594/1999, MINSAL.

Seguridad laboral: Para la seguridad laboral en el lugar de trabajo se exigirá a todo trabajador involucrado en la operación, el cumplimiento de las normas relativas a seguridad laboral (D.S. N° 594/1999, MINSAL), vigentes en el país y las que posee la División y la Corporación, de manera interna.

Emisiones a la Atmósfera: El principal residuo generado en la etapa de operación se relaciona con las emisiones atmosféricas que se producen a raíz de la combustión del gas natural.

Para estimar las emisiones se han utilizado factores de emisión tomados de la literatura (Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Volumen 1: Stationary Point and Area Sources, AP-42, U.S. EPA, 1985. In Air Pollution Engineering Manual) para los distintos compuestos.

Se consideraron los estándares para combustibles derivados del petróleo residual como el petróleo Enap 6 y combustibles derivados del petróleo destilado como el Diesel, Nafta y Kerosene.

Las emisiones analizadas son:

- Material Particulado
- Dióxido de Azufre
- Trióxido de Azufre

- Monóxido de carbono
- Oxidos de Nitrógeno
- Orgánicos volátiles: Metano y No Metano

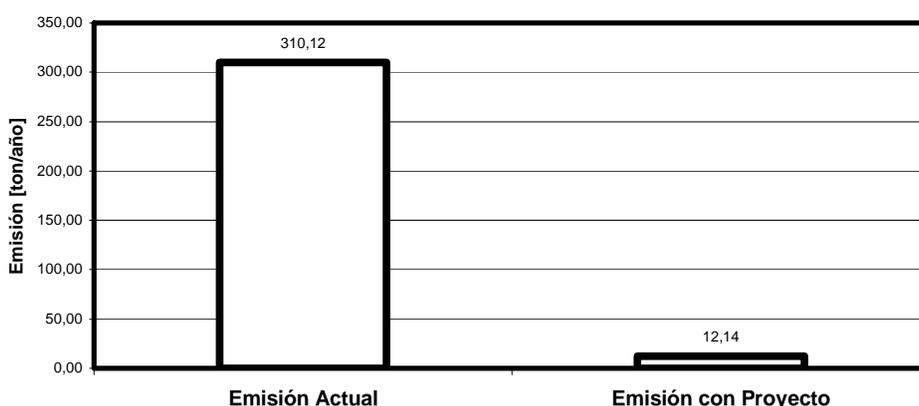
Para calcular las emisiones totales se consideraron los consumos anuales (en m<sup>3</sup>/año), de cada uno de los combustibles utilizados en la actualidad, citados en el **Cuadro Nº 4 de la D.I.A.**, y el consumo total de gas natural en Situación con Proyecto.

Los estándares de emisión, las emisiones para cada uno de los combustibles, las emisiones totales de la Situación Actual, se presentan en el **Cuadro Nº 5 de la D.I.A.**, El cálculo de la emisión en Situación Con Proyecto (operando con gas natural) y los cálculos de reducción y aumento de emisión, según corresponda, se presentaron en el **Cuadro Nº 6 de la D.I.A.**

Emisiones anuales producidas por los combustibles líquidos consumidos y su equivalente en gas natural se presentaron en el **Cuadro Nº 8**, en él se puede observar que existe reducción en las emisiones de los parámetros Material Particulado, Dióxido de Azufre, Trióxido de Azufre y Metano (dentro de los Orgánicos Volátiles). Por otra parte se producirá un incremento desde la situación actual a la futura en Monóxido de Carbono, Óxidos de Nitrógeno y Órganicos Volátiles No Metanos. La representación gráfica de los resultados obtenidos se consigna en los **Gráficos Nº 1 a 6**.

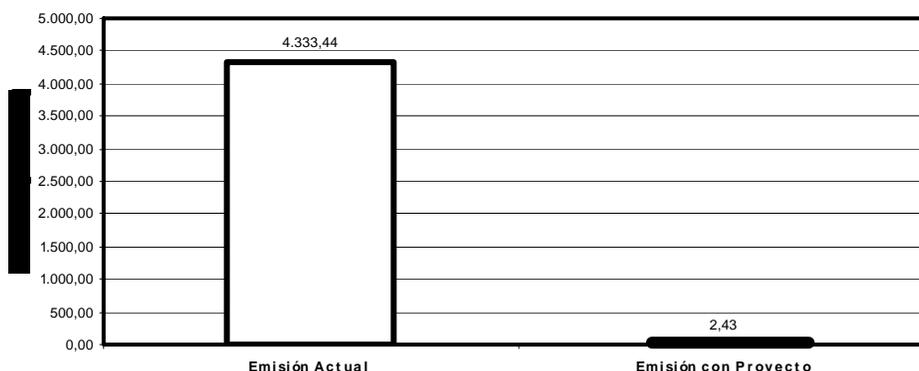
### GRÁFICO Nº 1

Emisión de Material Particulado Respirable (PM-10) en Situación Actual y con Proyecto Chuquicamata



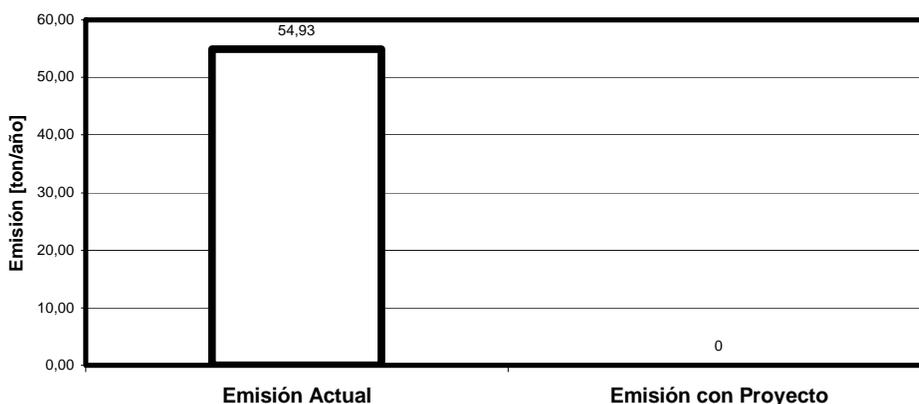
### GRÁFICO Nº 2

Emisión de Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>) en Situación Actual y con Proyecto Chuquicamata



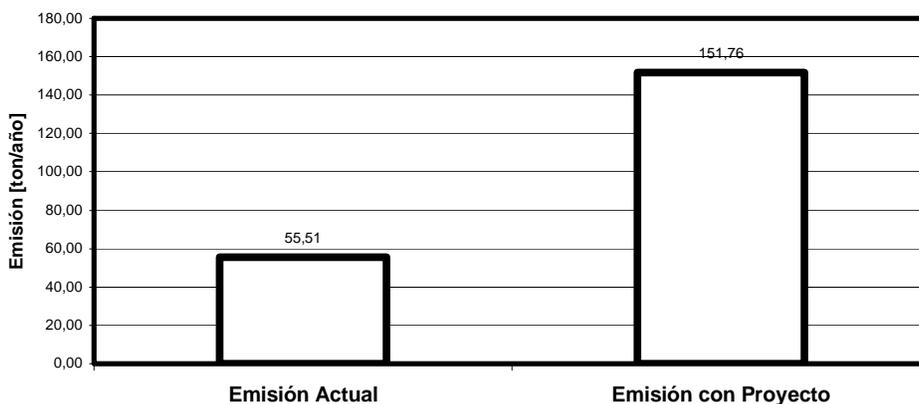
### GRÁFICO N° 3

Emisión de Trióxido de Azufre (SO<sub>3</sub>) en Situación Actual y con Proyecto Chuquicamata



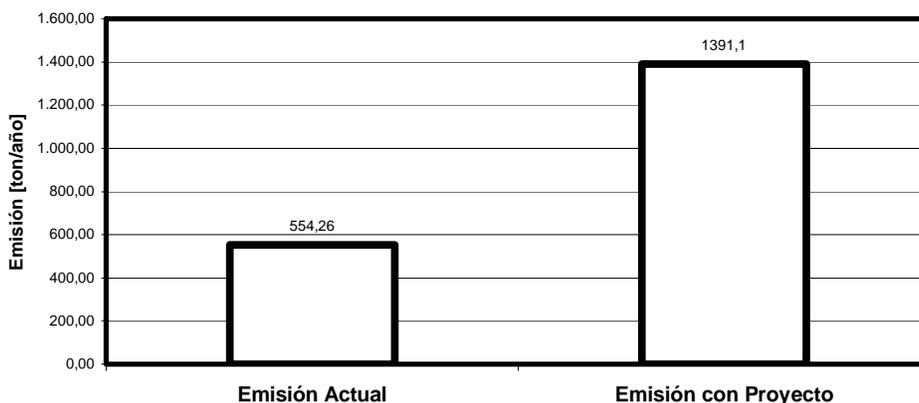
### GRÁFICO N° 4

Emisión de Monóxido de Carbono (CO) en Situación Actual y con Proyecto Chuquicamata



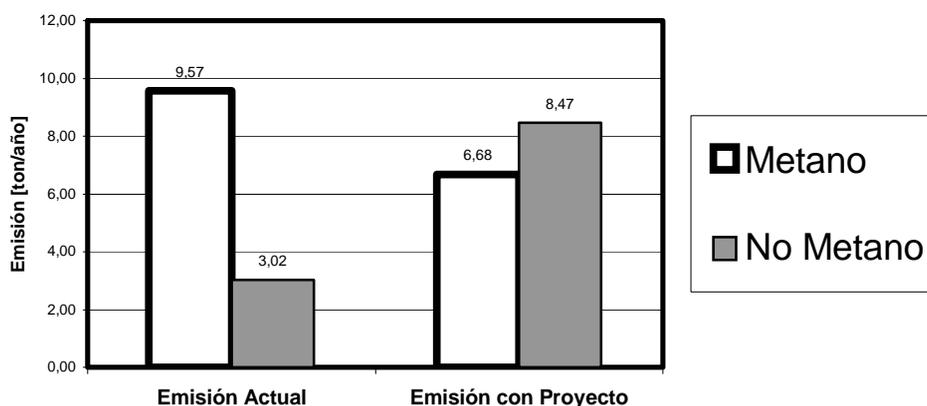
### GRÁFICO N° 5

Emisión de Óxidos de Nitrógeno (como NO<sub>2</sub>) en Situación Actual y con Proyecto Chuquicamata



## GRÁFICO Nº 6

Emisión de Orgánicos Volátiles (Metano y No Metano) en Situación Actual y con Proyecto Chuquicamata



### b. Modelación de la calidad del aire para NOx

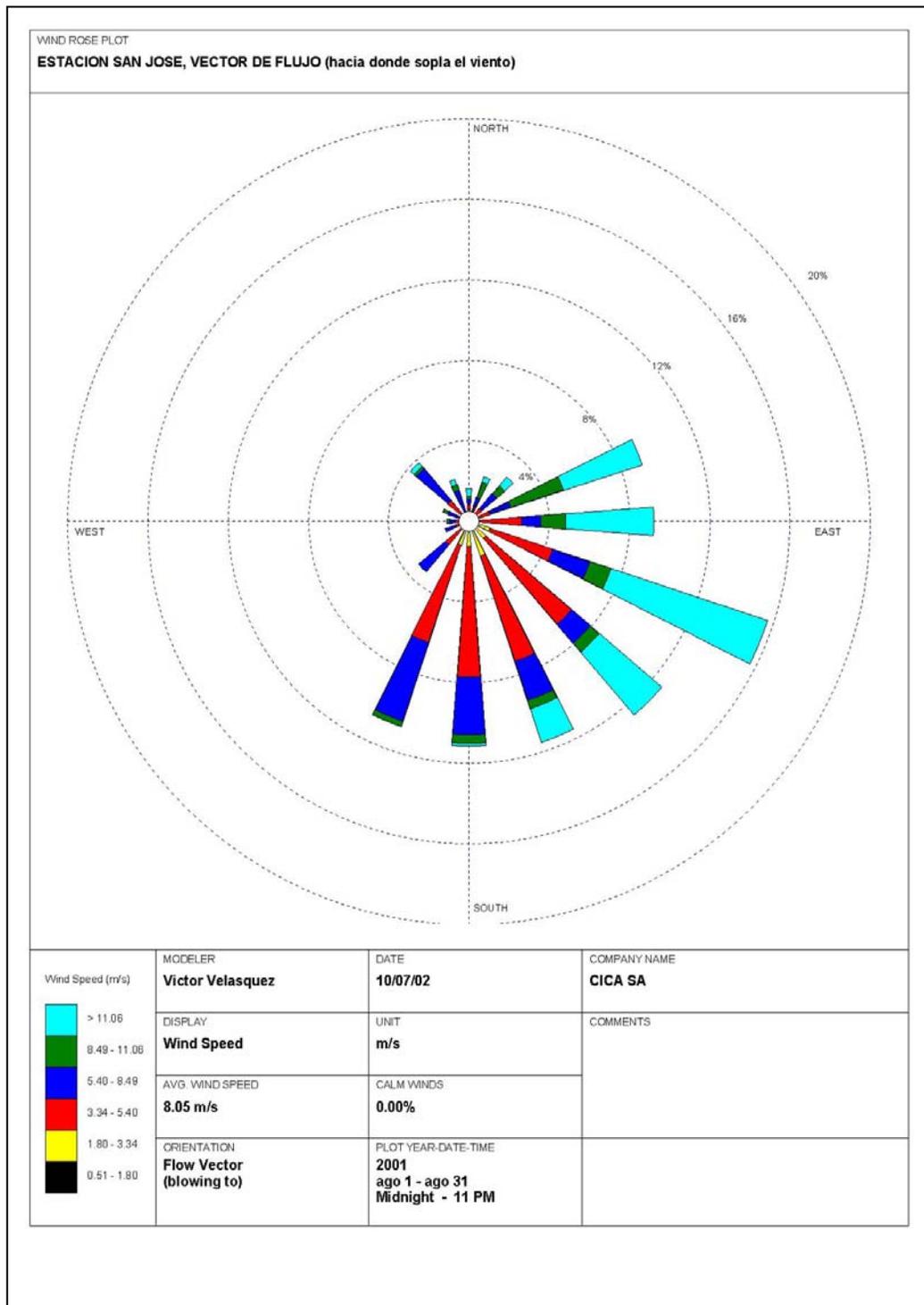
Se realizó una modelación de las concentraciones de NO<sub>2</sub> en el ambiente con el objetivo de determinar el efecto que produciría el aumento en las emisiones de este contaminante sobre la calidad del aire, producto del cambio a gas natural de los procesos de la Ex División Chuquicamata. La modelación se realizó para los óxidos de nitrógeno, en el entendido que es el elemento gaseoso que puede ser más relevante en la calidad del aire.

La modelación se realizó con el modelo de tipo gaussiano recomendado por la US EPA ISCST3 (Industrial Source Complex Short Term), el cual modela la dispersión de contaminantes para complejos industriales con múltiples fuentes.

El dominio de modelación comprendió un área de 6.500 x 3.800 m<sup>2</sup>, la cual cubre toda el área de procesos del sector industrial de Chuquicamata junto al área urbana de Chuquicamata.

Los datos meteorológicos utilizados corresponden a registros horarios del mes de agosto del año 2001, obtenidos de la estación meteorológica San José localizada en Chuquicamata. La rosa de vientos compuesta para la dirección hacia donde sopla el viento se puede apreciar en la **Figura Nº 4**.

**FIGURA N° 4: Rosa de Viento**



Las fuentes emisoras modeladas correspondieron a la Fundición y a la Refinería N° 2, las cuales se especificaron como fuentes de área con forma, dimensiones y superficie equivalente a la superficie en planta de estas instalaciones, las que fueron obtenidas desde una restitución aerofotogramétrica actual de la zona. La especificación de las fuentes así como las tasas de emisión consideradas se presentan en el **Cuadro N° 10**.

**Cuadro N° 10**  
**Dimensiones de las Fuentes Emisoras y Tasas de Emisión**

Fuente Emisora	Dimensiones	Tasa de emisión NO <sub>2</sub>	
		g/s	g/s*m <sup>2</sup>
REFINERIA N° 2	81 x 400	38,9	0,00171
FUNDICIÓN	345 x 66	5,11	0,000224

Los resultados de la modelación fueron incorporados en un Sistema de Información Geográfico SIG, e integrados con la restitución aerofotogramétrica del área de Chuquicamata.

La gráfica de los resultados muestra que no se producirían incrementos significativos sobre las concentraciones en el área urbana de Chuquicamata (ver **Figura N° 5 de la DIA**) y menos en Calama. Además, no se produciría una superación de la norma, estimándose la máxima concentración promedio en 47,3 µg/m<sup>3</sup>, la cual se produciría dentro del área industrial del área minera de Chuquicamata, a una distancia no mayor a un kilómetro de la Fundición.

Cabe señalar que la Resolución N° 1.215/78 establece una media aritmética anual de 100 µg/m<sup>3</sup>N.

### 1.7 Monto estimado de la inversión

El monto estimado de la inversión alcanza a US\$ 10.237.000.

### 1.8. Vida útil

La vida útil de la mina en la actualidad es de 21 años, sin embargo existe una serie de proyectos que permitirían la viabilidad de su explotación, bastante más allá de lo señalado.

En el caso de cierre de la mina, se dejarán las tuberías en el sitio en que se dispondrán ante la posibilidad de continuar. Llegado el momento cabe la posibilidad que sean extraídas y reutilizadas, situación que será estudiada en el momento oportuno. Cabe destacar que el cierre de la mina afectaría a todas las instalaciones, no siendo exclusividad de las tuberías y equipos que se reconvierten.

### 1.9. Programa de Capacitación

Las actividades relacionadas con la operación del proyecto requieren de un plan de entrenamiento teórico y práctico a los operadores, supervisores y el personal de mantención de los equipos. En entrenamiento cubrirá los siguientes temas:

#### a. Entrenamiento teórico:

- Conceptos básicos de combustión (estequiometría, límites de inflamabilidad, etc.).
- Características del gas natural y el combustible de respaldo especificado (densidades, poderes caloríficos, estequiometría, límites de inflamabilidad, etc).

b. Entrenamiento práctico:

- Explicar a operadores, supervisores y personal de mantención la función que cumple cada uno de los elementos del equipo.
- Explicar a los operadores, supervisores y personal de mantención la frecuencia de encendido y procedimientos a seguir ante fallas típicas (*Report de Solución de Fallas*), el cual además se deberá aplicar en terreno.
- Revisión con proveedores de manuales de operación y mantención de cada equipo.
- Entrega de programa de mantención de equipos y/o elementos (preventiva y correctiva).

### 1.10. Contingencias Ambientales

La principal contingencia asociada a la construcción y operación del proyecto se relaciona con la ocurrencia de escapes de gas.

Para detectar las eventuales fugas se utilizarán diferentes métodos ajustados para los distintos tipos de escape; Método de superficie, Método bajo la superficie, Observación de la Vegetación Existente (jardines), Caída de presión entre dos puntos, Test de burbujas y sistemas ultrasónicos. El detalle de estos métodos se presentaron en el anexo 3 de la D.I.A. "Plan de Seguridad para la Conversión a Gas Natural".

Por otro lado, las instrucciones básicas frente a emergencias en líneas de gas natural son las siguientes:

a. **Escapes de gas natural al interior de una zona de producción**

- Escapes sin fuego

Ante la ocurrencia de un accidente con resultado de escape o fuga de gas natural, se contemplan las siguientes medidas de seguridad, a fin de evitar la ignición del gas.

  - Cortar el suministro de gas desde las válvulas de corte de emergencia más cercanas a la fuga (aguas arriba), las que estará debidamente señalizadas, fácilmente ubicables y accesibles.
  - Evacuar a toda la gente del área involucrada y evitar el ingreso de personas ajenas a la operación.
  - Evitar toda fuente de ignición como: poner en funcionamiento motores de vehículos, motores eléctricos, accionar interruptores, accionar contactores, usar teléfonos, fumar, etc.
  - Ventilar el área de escape. Como el gas natural es más liviano que el aire, la ventilación debe ser por la parte superior.
  - Dar aviso lo más pronto posible al coordinador de la División en relación a Emergencias y Rescates (Plan Poder).
  - No efectuar ninguna labor posterior, sólo avisar al equipo de emergencia del proveedor, para obtener la concurrencia de su personal técnico y en conjunto con ellos coordinar la solución y puesta en marcha nuevamente.
- Escapes con fuego
  - Cortar suministro, desde el equipo que se encuentra con el problema, desde las válvulas de corte del sector o, desde la Estación de Medición y Regulación.
  - Dar aviso lo más pronto posible al coordinador de la División en relación a Emergencias y Rescates (Plan Poder).
  - Paralelamente llamar a bomberos y al equipo de emergencia del proveedor.
  - Evacuar al personal en el área de riesgo.
  - No apagar el escape encendido.
  - Proteger el área adyacente al fuego para evitar la propagación.
  - Retirar del área de riesgo los elementos combustibles o inflamables.

- a. Escape en la Estación de Medición y Regulación.
- Llamar de inmediato al equipo de emergencia del proveedor.
  - Dar aviso lo más pronto posible al coordinador de la División en relación a Emergencias y Rescates (Plan Poder).
  - Si el escape es considerable, alejar a todo el personal y evacuar el área de riesgo.
  - Llamar a bomberos.
- b. Escapes de gas natural en la red de distribución, al exterior de la zona de producción.
- Avisar de inmediato al equipo de emergencia del proveedor.
  - Dar aviso lo más pronto posible al coordinador de la División en relación a Emergencias y Rescates (Plan Poder).
  - No acercarse al punto donde se está produciendo el escape.
  - Evitar las fuentes de ignición.
  - Avisar a bomberos y carabineros.
  - Interrumpir el tránsito de vehículos y peatones por el área.
- Esta medida está contemplada en el Estudio de Impacto Ambiental presentado por el suministro de Gas Natural para las Divisiones Chuquicamata y Radomiro Tomic.

Sobre la base de lo anterior, el titular se compromete a dar aviso en forma oportuna a las autoridades en el caso de alguna contingencia, incluida la SEC.

### 1.11. Plan de Seguridad para la Conversión a Gas Natural

Todos los trabajadores involucrados en la construcción y operación del proyecto conversión a Gas Natural de los Procesos de Chuquicamata deberán cumplir con los planes de seguridad y prevención de riesgos de la Subgerencia Gestión Integral de Seguridad, Calidad y Ambiente de Codelco, la cual cuenta con especialistas en Prevención de Riesgos que son asignados a las distintas Áreas y Plantas de la División. Periódicamente, y durante todo el año, se realizan cursos y charlas de capacitación a los operarios y capataces, para que se cumplan con todas las medidas de seguridad y prevención de riesgos en el uso de equipos y aparatos técnicos, al igual que, constantemente, se realice mantención de los mismos.

Por otro lado, y paralelo con las medidas preventivas, se cuenta con medidas de naturaleza reactiva contempladas en los Planes de Emergencia Local, estos planes consideran las contingencias ante potenciales riesgos que pueden generar distintas situaciones y por lo tanto también son de naturaleza preventiva.

Entre los objetivos de los Planes de Emergencia está la capacitación del personal e incorporarlo al Plan de Organización Divisional de Emergencias y Rescates (Plan PODER) con la finalidad de poder enfrentar las contingencias en su debido momento y para disponer en un estado óptimo los equipos y sistemas contra incendios y el personal debidamente entrenado en el manejo de sistemas automáticos y fuegos incipientes.

Otros objetivos son: contar con la intervención rápida y correcta de primeros auxilios básicos en espera de la llegada de la Unidad Médica de Emergencia; proceder al control de fuegos incipientes, incendios y/o explosiones, control de materias peligrosas e incidentes operacionales con lesionados, de modo tal que se ejecuten secundariamente las acciones previstas que permitan controlar las contingencias identificadas. Entre las acciones se cuenta: evacuación del personal, detención de operaciones, atención de primeros auxilios y protección de valores y equipos.

En forma adicional al cumplimiento de estos Planes, se ha elaborado un "Plan de Seguridad para la Conversión a Gas Natural", que contiene aspectos como:

- Entrenamiento y capacitación del recurso humano
- Programa de Inspección

- Equipos de Protección personal
- Control de emergencias operacionales
- Clasificación de Escapes y criterios de acción

El detalle de este Plan de seguridad se presentó en el **anexo 3 de la D.I.A.**; en el **anexo 4** se presentó el sistema de control de la corrosión para la red de distribución y en el **anexo 5** se presentó la propuesta de mantención, la cual será contratada con Distrinor S.A.

Sobre la base de lo anterior, toda tubería será protegida con polietileno extruido tricapa. Las tuberías que queden a la intemperie serán protegidas con esquemas de pinturas anticorrosivos. Adicionalmente se utilizará tuberías de polietileno de alta densidad (PEMD) PE80.

Adicionalmente, el proyecto considera colocar cintas de advertencia instaladas a lo largo de todos los tubos enterrados e implementar letreros indicadores del trazado.

### 1.12. Pruebas Hidráulicas

La prueba de presión que corresponde a una prueba de resistencia, la cual se realizará con agua de acuerdo a la normativa mencionada en el Anexo 3 de la D.I.A.

La prueba de fuga se realiza con aire o gas inerte hasta una presión máxima de 7,5 bar, conforme el Anexo 2 de la D.I.A.

## II. PERMISOS AMBIENTALES SECTORIALES

El proyecto no requiere de la tramitación de ningún P.A.S. contenido en el D.S. 30/1997 Reglamento de Evaluación de Impacto Ambiental.

## III. NORMATIVA DE CARÁCTER AMBIENTAL APLICABLE

### 3.1. Emisiones a la Atmósfera

**a. Normativa** : **D.S. Nº 144/61 Norma para evitar Emanaciones o contaminantes atmosféricos de cualquier naturaleza**

Cumplimiento : Dado que son gases de combustión no se espera la generación de problemas con el vecindario.

**b. Normativa** : **Res. Nº1215 Normas Sanitarias mínimas para prevenir contaminación atmosférica.**

Cumplimiento : Las emisiones de PM-10 serán menores en la situación con proyecto por lo que consecuentemente las emisiones de PTS, también lo serán. Con proyecto será menor la generación de SO<sub>2</sub>. De 4.333 tpa en situación actual se disminuirá a 2,4 tpa; es decir la reducción será de 99,94%, constituyéndose esta disminución, junto con la reducción del material particulado, en los beneficios ambientales más importantes, no obstante que otros elementos se incrementan, como ocurre con las emisiones de Monóxido de Carbono, Óxidos de Nitrógeno y No Metanos.

Aún cuando exista un aumento de CO, los niveles en situación con proyecto seguirán bajos; en situación actual se estima en 55,5 tpa v/s 151,76 tpa en situación con proyecto, lo que significa un aumento de 173,4%.

El NO<sub>2</sub>, aumentará de 554,3 tpa a 1.391,1 tpa, implicando con ello un aumento de 151%. En relación a este contaminante, considerado el más relevante de todos los que se incrementan, de acuerdo a la modelación realizada se concluye, que no se sobrepasa la norma establecida en la Resolución 1.215/78. Por otro lado, el mayor incremento se produce al interior de las instalaciones industriales de Chuquicamata, sin afectar la zona urbana de Chuquicamata.

Los orgánicos volátiles No Metanos, aumentan de 3 tpa a 8,5 tpa.

**c. Normativa** : **D.S. Nº 185/91 Ministerio de Minería, Reglamenta funcionamiento de establecimientos emisores de SO<sub>2</sub> y As en todo el territorio de la República.**

Cumplimiento : Las emisiones serán menores que la situación base.

**d. Normativa** : **D.S. Nº 59/98 Ministerio Secretaría General de la Presidencia. Norma de calidad primaria para Material Particulado Respirable PM-10.**

Cumplimiento : Las Emisiones de PM-10 en situación con proyecto serán menores que la Situación Base. De 310 tpa actualmente el material particulado se reduce a 12,14 tpa, es decir, la reducción alcanza a 96,09%. Como se indicó anteriormente, junto con la disminución del anhídrido sulfuroso, la reducción de PM-10 son los grandes beneficios ambientales del proyecto por Conversión a Gas Natural.

**e. Normativa** : **D.S. Nº 45/01 Ministerio Secretaría General de la Presidencia. Modifica DS Nº 59/98**

Establece que la norma primaria de calidad del aire para el contaminante Material Particulado respirable PM-10, es cincuenta microgramos por metro cúbico normal (50 µg/m<sup>3</sup>N) como concentración anual.

Sin perjuicio de lo anterior, la modificación recién citada señaló que a contar del día 1° de enero de 2012, la norma primaria de calidad del aire para el contaminante PM-10 será de 120 µg/m<sup>3</sup>N, como concentración de 24 horas, salvo que a dicha fecha haya entrado en vigencia una norma de calidad ambiental para material particulado fino, PM-2,5, en cuyo caso se mantendrá el valor de 150 µg/m<sup>3</sup>N.

Cumplimiento : Las Emisiones de PM-10 en situación con proyecto serán menores que la Situación Base. De 310 tpa actualmente, el material particulado se reduce a 12,14 tpa, es decir, la reducción alcanza a 96,09%.

### 3.2. Ambiente Laboral

**a. Normativa** : **D.S. Nº 594/1999, Ministerio de Salud. Condiciones Sanitarias y ambientales básicas en los lugares de trabajo.**

**Cumplimiento** : Se espera que las condiciones laborales mejoren por la disminución de las emisiones de los dos contaminantes más relevantes: Material Particulado PM-10 y Anhídrido sulfuroso.

Durante la construcción se contará con baños químicos y duchas para el personal, de acuerdo a la cantidad de trabajadores y a la normativa. Además se contará con una Casa de Cambio y lugar adecuado para las comidas.

### 3.3. Marco Legal Técnico y Sectorial

Entre las Normas, Códigos, Estándares y Reglamentos que son aplicables, se les dará preferencia a las recomendaciones oficiales del país, tales como:

- INN Instituto Nacional de Normalización
- SEC Superintendencia de Electricidad y Combustibles (Ministerio de Economía)  
DFL Nº 323/31 Ley de Servicios de Gas  
DS Nº 254/95 "Reglamento de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas Natural"

La solución diseñada, los equipos especificados, los trabajos a desarrollar, los materiales seleccionados y las pruebas involucradas están basados en los reglamentos y normas chilenas vigentes, en particular el DS 254/95 "Reglamento de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas Natural". Este reglamento utiliza la norma ANSI-ASME B.31.8 y la integra en un contexto más exigente. En lo relativo a instalaciones interiores se aplicará el DS 222/95 "Reglamento de Instalaciones Interiores de Gas" en lo que sea aplicable y el DFL Nº 323/31 Ley de Servicios de Gas y sus Modificaciones

Las instalaciones interiores cumplirán con la norma NFPA-54, además de la Especificación de Materiales-Red Interior Industrial-Gas Natural y Especificación Técnica: "Instalación y Montaje Red Interior Industrial"- Gas Natural de Gamma Ingenieros Ltda./1997, basados en la NFPA-54 y las Normas europeas validadas por la SEC para su aplicación a instalaciones interiores tipo industrial.

Las normas a cumplir para la conversión de equipos será la normativa aplicable del país de origen, cuando se trate de una norma internacionalmente reconocida. Este criterio también fue validado por la SEC para estos casos (Norma Americana, NFPA, Norma europea UE, Australiana AG, según sea el origen del equipo. Adicionalmente se contemplan por asociación, complemento o consulta, los estándares emitidos por las siguientes asociaciones:

- ANSI American National Standards Institute
- ASTM American Society for Testing and Material
- CGA Canadian Gas Association
- CSA Canadian Standards Association
- CTC National Transportation Agency of Canada
- NBC National Building Code of Canada
- ULC Underwriters Laboratories of Canada
- ULI Underwriters Laboratories Inc.
- NEC National Electrical Code

---

-	ISA	Instrument Society of America S5.1-1984 Instrumentation Symbols and Identifications
-	OSHA	Occupational Safety and Health Administration
-	ASME	American Society of Mechanical Engineers
-	NEMA	National Electrical Manufacturer Association
-	NFPA	National Fire Protection Association, NFPA 493
-	NCH	Norma Sísmica Chilena
-	AFBMA	Antifriction Bearing Manufacturer Association
-	UBC	Uniform Building Code
-	AG-501	Norma australiana para Trenes de Gas Natural

Con relación a la inspección y certificación, la SEC solicitó al titular indicar el porcentaje del trayecto de la tubería será inspeccionado y certificado por algún Organismo autorizado por SEC.

El titular indica que se hará de acuerdo al D.S. 254 Reglamento de Seguridad para el transporte y distribución de gas natural.

#### **IV. COMPROMISOS VOLUNTARIOS**

El proyecto no contempla compromisos ambientales voluntarios no exigidos por la legislación vigente.

## V. PRONUNCIAMIENTO DE LOS ÓRGANOS DE LA ADMINISTRACIÓN DEL ESTADO

### 5.1. Órganos de la Administración del Estado con Competencia Ambiental partícipes en el proceso de evaluación de la Declaración de Impacto Ambiental

- Ilustre Municipalidad de Calama
- Secretaría Regional Ministerial de Obras Públicas
- Secretaría Regional Ministerial de Transportes y Telecomunicaciones
- Secretaría Regional Ministerial de Minería
- Servicio de Salud Antofagasta
- Dirección Regional de Vialidad
- Dirección Regional del Servicio Agrícola y Ganadero
- Dirección Regional de la Dirección General de Aguas
- Servicio Nacional de Geología y Minería
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

### 5.2. Síntesis Cronológica del Proceso de Evaluación de la Declaración de Impacto Ambiental

**30 de Agosto de 2002.** El titular del proyecto, presenta el documento de la Declaración de Impacto Ambiental a consideración de la COREMA para su evaluación.

**03 de Septiembre de 2002.** La COREMA Región de Antofagasta acuerda acoger a trámite la D.I.A. del proyecto, según consta en Resolución Exenta N°00195/2002 del 03/09/2002

**03 de Septiembre de 2002.** El Secretario de COREMA, a través carta N° 00355/2002, remite al titular del proyecto copia de la Resolución Exenta N°00195/2002

**09 de Septiembre de 2002.** El Secretario de COREMA, a través de Ord. N°00922/2002, remite un ejemplar de la D.I.A. a los Órganos de la Administración del Estado con Competencia Ambiental Partícipes del Proceso de Evaluación Ambiental del proyecto.

**10 de Octubre de 2002.** El Secretario de COREMA, a través de Carta N°00408/2002, remite al titular del Proyecto el Informe Consolidado de Solicitud de Aclaraciones, Rectificaciones y/o Ampliaciones (ICSARA) N°1 a la D.I.A. del proyecto.

**21 de Octubre de 2002.** Mediante carta GG-110/02 el titular del proyecto remite al Secretario de COREMA una solicitud de suspensión de los plazos de evaluación por 06 días hábiles.

**21 de Octubre de 2002.** El Secretario de COREMA, acuerda acoger la solicitud anterior y es comunicada mediante través carta N° 00429/2002, remitiendo al titular del proyecto copia de la Resolución Exenta N°00248/2002 de la suspensión de los plazos de evaluación.

**31 de Octubre de 2002.** Mediante carta GG-124/02 el titular del proyecto remite al Secretario de COREMA el Addendum 1.

**04 de Noviembre de 2002:** El Secretario de COREMA, a través de Oficio Ordinario N°01131/2002, remite un ejemplar del Addendum N° 01 a la DIA del proyecto, a los Órganos de la Administración del Estado con Competencia Ambiental Partícipes del Proceso de Evaluación Ambiental del proyecto., con plazo hasta el 14/11/2002.

**15 de Noviembre de 2002.** Mediante Oficio Ordinario, el Secretario de COREMA remite el Informe Técnico del proyecto para visación a los Órganos de la Administración del Estado con competencia ambiental partícipes del proceso de evaluación.

### 5.3. Referencia a los Informes de los Órganos de la Administración del Estado con Competencia Ambiental que Participaron en el Proceso de Evaluación del Proyecto.

#### 5.3.1. Con relación a las observaciones a la D.I.A.

- **Servicio Nacional de Geología y Minería:** Ord. N° 6071 de fecha 04 de Octubre de 2002.
- **Servicio de Salud Antofagasta:** Ord. N° 206 de fecha 26 de Septiembre de 2002.
- **Superintendencia de Electricidad y Combustibles:** Ord. N° 0485 de fecha 04 de Octubre 2002
- **Secretaría Regional Ministerial de Minería:** Ord. N° 00222 de fecha 04 de Octubre 2002

#### 5.3.2. Órganos del Estado con Competencias Ambiental que no Participaron en el Proceso de evaluación:

- **Secretaría Regional Ministerial de Transportes y Telecomunicaciones:** Ord. N° 0988 de fecha 13 de Septiembre de 2002.
- **Secretaría Regional Ministerial de Obras Públicas:** Ord. N° 1165 de fecha 04 de Octubre de 2002.
- **Dirección General de Aguas:** Ord. N° 0890 de fecha 16 de Septiembre de 2002.
- **Servicio Agrícola y Ganadero:** Ord. N° 907 de fecha 02 de Octubre de 2002.

#### 5.3.3. Órganos del Estado con Competencias Ambiental que no emitieron pronunciamiento sectorial con respecto al proyecto.

- I. Municipalidad de Calama

#### 5.3.4. Con relación al texto de los Pronunciamientos Sectoriales sobre el Proyecto.

- **Superintendencia de Electricidad y Combustibles:** Informa que las respuestas preparadas por el titular, respecto a las observaciones realizadas por SEC, son satisfactorias, puesto que se ha contemplado la normativa de vigente aplicable, exigida por nuestro sector, para resguardar la seguridad de las personas y medio ambiente.
- **Servicio de Salud de Antofagasta:** Informó que a través del Addendum N° 1 entregado por el titular, han sido satisfactoriamente aclaradas, encontrándose adecuado el Ingreso al S.E.I.A. mediante una D.I.A. Desde la perspectiva de salud los impactos que genera el proyecto se ajustan a la normativa de carácter ambiental vigente.
- **Servicio Nacional de Geología y Minería:** Revisado y Análizado el Addendum N° 1 del proyecto, el SERNAGEOMIN no tiene observaciones.
- **Secretaría Regional Ministerial de Minería:** Una vez revisado y analizado la declaración de impacto ambiental del proyecto citado, la Secretaría Regional Ministerial de Minería no tiene observaciones al respecto.