GOBIERNO DE CHILE
COMISION REGIONAL DEL MEDIO AMBIENTE
II REGION DE ANTOFAGASTA

INFORME TÉCNICO FINAL
DECLARACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL

PROYECTO
"CONVERSIÓN A GAS NATURAL DE LOS PROCESOS DEL ESTABLECIMIENTO MINERO DE LA EX - DIVISIÓN RADOMIRO TOMIC"

DE

DIVISIÓN CODELCO NORTE DE CODELCO- CHILE

NOVIEMBRE DE 2002

Realizada la revisión de la Declaración de Impacto Ambiental (D.I.A.) del Proyecto "**Conversión A Gas Natural De Los Procesos Del Establecimiento Minero De La Ex - División Radomiro Tomic**", sometido al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (S.E.I.A.) por **División Codelco Norte de Codelco - Chile**, se puede informar lo siguiente:

CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES DEL PROYECTO Y SÍNTESIS DE SU EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL

I. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

1.1. LOCALIZACIÓN

El área de interés se ubica en la II Región de Antofagasta, Provincia de El Loa, Comuna de Calama. En la Figura Nº2 de la DIA se presenta la ubicación general del área del estudio y su inserción regional.

El Establecimiento Minero de la Ex División Radomiro Tomic de Codelco se encuentra a 22° 18´ Latitud Sur y 68° 56´ Longitud Oeste. Al área del estudio se puede acceder desde Calama por la Ruta 25, distando 30 kilómetros en línea recta entre el centro esta ciudad y el área industrial de Radomiro Tomic.

Comentario [P1]: Insertar nombre de la ruta

Radomiro Tomic está conectada en forma vial a través de un nodo del camino que une Calama con Chuquicamata. Por su parte Calama tiene acceso con Antofagasta por la Ruta 25, con Tocopilla por la Ruta 24, con Bolivia a través de la Ruta 21, pasando por la localidad fronteriza de Ollagüe y con la Argentina, por la Ruta 23 y paso Jama que se conecta a la ciudad de Salta.

Además, se comunica con el norte y sur del país, a través de la carretera Panamericana Norte (Ruta 5), existiendo para ello dos vías de comunicación con la principal ruta del país: a través de las rutas 24 y 25.

En el Anexo 6 de la DIA, se presentan todos los planos de interés que tengan relación con el presente proyecto En dicho Anexo se incluye un Plano General donde se puede visualizar el trazado del gasoducto, el punto de entrega a la Ex División, el área industrial y Barrio Cívico de la faena minera Ex División Radomiro Tomic (Plano Nº LYZ-018038-0001; Revisión E).

El proyecto es del tipo lineal más que areal. Sin embargo, a continuación se indican las superficies que el proyecto intervendrá. El área que será intervenida por la construcción de las zanjas y el costado donde se depositará el material que se extraiga de las zanjas alcanza a aproximadamente a 7.140 m^2, considerando un ancho de 2 m y una longitud total de 3.570 m de tuberías. La superficie intervenida en los tramos aéreos es de 370 m^2 considerando una longitud de tuberías de 370 m y un ancho de 1 m, para ejecutar los trabajos.

1.2. SITUACIÓN ACTUAL

A partir del 01 de agosto de 2002, la División Codelco Norte ha reemplazado a las Divisiones Chuquicamata y Radomiro Tomic, las que antes de la fecha señalada, en su conjunto contrataron el suministro de gas natural en el punto de consumo de las faenas o establecimientos mineros de la Ex Divisiones, en reemplazo de los combustibles líquidos que se emplean actualmente.

Mediante Licitación Pública la ex Divisiones en su conjunto, tomaron la decisión de realizar la reconversión, considerando que el gas natural es efectivamente un aporte a la

descontaminación, dado que su combustión es considerada completa generando material particulado respirable y dióxido de azufre en cantidades significativamente menores que las emisiones no controladas por uso de combustibles líquidos derivados del petróleo. Este es el principal y más importante impacto ambiental de naturaleza positiva o beneficiosa, para la calidad del aire.

En este contexto, la Ex División Radomiro Tomic, contrató el suministro de gas natural en el punto de consumo de la faena minera 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 basta experiencia en el suministro de gas natural en la Zona.

Actualmente, una serie de procesos utilizan diversos tipos de combustibles líquidos, donde el Diesel es el principal insumo, con un consumo equivalente al 98% (en términos de volumen). La diferencia se completa con gas licuado.

1.3. SITUACIÓN CON PROYECTO

La presente Declaración de Impacto Ambiental se encuentra enmarcada dentro del Proyecto *"Suministro Gas Natural para las Divisiones Chuquicamata y Radomiro Tomic"*. Los alcances de la Declaración en lo que corresponde a la Ex División Radomiro Tomic, abarca desde la salida del gas desde la Estación de Medición y Regulación (EMR-12) para las áreas de Caldera, Barrio Cívico y Barrio Industrial, incluyendo la red de distribución interna, hasta la transformación de los equipos en los puntos de consumo.

Dentro de los beneficios ambientales de la conversión de combustible a Gas Natural se encuentra:

- Disminución de la contaminación ambiental (relevante en Material Particulado y SO_2)
- Menor impacto vial. Se elimina el paso de camiones cargados con combustibles líquidos
- Eliminación de situaciones de riesgo como derrames y accidentes, por eliminación del transporte, manejo y almacenamiento de combustible líquidos. Además no requiere espacio para almacenamiento, por lo tanto hay nula manipulación.
- Mejora del ambiente laboral, ya que el manejo del Gas Natural es más limpio. Por otro lado utiliza quemadores y sistemas de control simples, no presenta complicaciones operativas.
- No contiene monóxido de carbono y por ser más liviano que el aire, en el caso de escapes se diluye con facilidad.

Paralelamente a la presentación de esta DIA a la COREMA de la II Región, División Codelco Norte, ha ingresado al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, a través de una DIA, para el Proyecto "Conversión a Gas Natural de los Procesos del Establecimiento Minero de la Ex División Chuquicamata."

Además, con fecha 13 de junio de 2002, se ha ingresado al SEIA el "Proyecto Suministro de Gas Natural para las Divisiones Chuquicamata y Radomiro Tomic de Codelco", mediante un Estudio de Impacto Ambiental, cuyo titular es Gasoducto Norandino S.A.

El límite de batería entre el EIA y las dos DIA se encuentra a la salida de las Estaciones de Medición y Regulación (EMR), pudiendo considerarse para ello la válvula que se encuentra aguas abajo de las EMRs.

En el diagrama de la Figura Nº1, se observa el límite de batería de la DIA del presente proyecto con respecto a los otros proyectos enunciados.

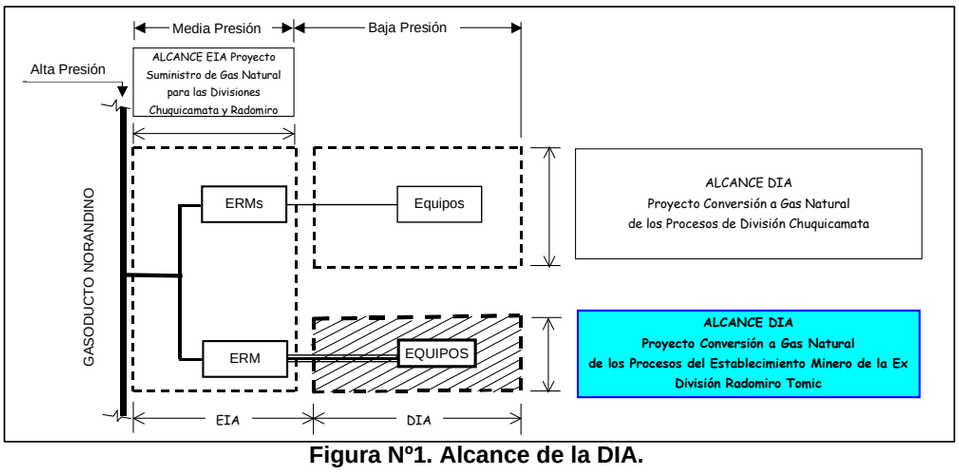

Figura Nº1. Alcance de la DIA.

1.3.1. Los Procesos actuales de la Ex División Radomiro Tomic.

a) 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, 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 División Chuquicamata.

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

- Red de Distribución Chuquicamata (Sub ramal Chuquicamata): inicio en City Gate de la Puerta N°4 y término en las Estaciones de Medición y Regulación de cada una de las Plantas de la Ex División Chuquicamata (12 Módulos). 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 Chuquicamata"*.
- Ramal a Radomiro Tomic : inicio en el City Gate de la Puerta N° 4 y término en la Estación de Medición y Regulación de la División Radomiro Tomic (EMR-12).
- Ramal a caldera SBL : inicio en el km 7.4 del Ramal a Radomiro Tomic y término en la Estación de Medición y Regulación de la Planta Sulfuros de Baja Ley (SBL) denominada EMR-11. 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 Chuquicamata"*, y
- Red de Distribución Interior Radomiro Tomic : inicio en el Módulo de Regulación y Medición 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 División.

En el plano Serie N° LYZ-018038-0001 (Revisión E): "Plano General del Proyecto", se ilustra la configuración general descrita precedentemente (ANEXO 6 de la DIA). El alcance de la presente DIA se considera desde la salida del gas desde la Estaciones de Medición y Regulación EMR-12, la distribución interna y la transformación de los equipos hasta los puntos de consumo.

Es importante destacar que paralelamente al ingreso al SEIA de las DIA para cambio de combustible en las Ex Divisiones Chuquicamata y Radomiro Tomic, ha ingresado al Sistema el Proyecto Suministro de Gas para las Divisiones Chuquicamata y Radomiro Tomic, cuyo alcance abarca desde la salida del gas del gasoducto Norandino hasta las estaciones de medición y Regulación, punto de conexión con este estudio.

1.3.2. Descripción de Procesos y Equipos; Caracterización de la Situación Base

Los procesos y equipos de la Ex División Radomiro Tomic, que serán transformados a gas natural son:

a) Calderas de Agua Caliente

Son cuatro equipos pirotubulares de 4 pasos marca Cleaves Brooks, fondo seco, duales que generan agua caliente para la preparación de soluciones electrolíticas a utilizar en la obtención de cobre catódico.Los equipos actualmente operan con un quemador modulante con petróleo Enap 6. El aire de combustión es suministrado a temperatura ambiente por un ventildor.

b) Equipos domésticos Barrio Cívico e Industrial

Los Barrios Cívicos e Industrial de Radomiro Tomic cuentan con las áreas de Casino y Casa de Cambio las cuales tienen distintos artefactos y una caldera de agua caliente para uso doméstico. Actualmente los artefactos se encuentran operando con gas licuado y la caldera con petróleo diesel.

En el Cuadro Nº1 se presenta un resumen de los equipos a transformar a gas natural en la Ex División Radomiro Tomic.

Cuadro Nº 1. Listado de Equipos a Transformar a Gas Natural en la Ex Div. Radomiro Tomic

Artefacto/Equipo	Marca	Cantidad	Potencia Mcal/h	Combustible actual
Calentador Agua caliente (*)	Cleaver Broks	6	5.209	Petróleo Diesel
BARRIO CIVICO				
CASINO				
Calefont	Trotter	1	26	Gas licuado
Horno	Biggi	1	21	Gas licuado
Cocina	Biggi	1	60	Gas licuado
Anafe	Frigas	1	24	Gas licuado
Sartén basculante	-	1	60	Gas licuado
CASA DE CAMBIO				
Caldera Agua Caliente	Vedi corpo	1	105,5	Diesel
BARRIO INDUSTRIAL				
CASINO				
Termo	Trotter	6	9	Gas licuado
Horno	Biggi	1	21	Gas licuado
Horno	Biggi	1	14	Gas licuado
Cocina	Biggi	1	36	Gas licuado
Anafre	Biggi	1	21	Gas licuado
Sartén basculante	---	2	123	Gas licuado
Marmita	Biggi	1	30	Gas licuado
CASA DE CAMBIO				
Termo	Trotter	6	9	Gas licuado

(*) El calentador de agua caliente corresponde a una caldera de baja presión.
Nota: En el futuro se considera nueva caldera.

En el Plano DC-035/00-021 (Revisión 2) que se incluye en el ANEXO 6 de la DIA, se presenta un diagrama de con los equipos a transformar a gas natural en la Ex División Radomiro Tomic (Plano configuración y longitud de las redes al interior de Radomiro Tomic).

1.4. DESCRIPCIÓN DE LA ETAPA DE CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y

ABANDONO

1.4.1. Etapa de construcción

a. Instalación de Faenas

La instalación de faenas se realizará en el área industrial de la División Radomiro Tomic, utilizando sus instalaciones y servicios. Respecto a la experiencia de la empresa que realizará estos trabajos, el titular indica en Addendum Nº1 que el interés del titular, por el buen desarrollo del proyecto, es considerar la experiencia de los trabajadores en la instalación y conversión de equipos por lo cual el personal a participar será el calificado para estas faenas, lo que implica experiencia en este tipo de proyecto.

Comentario [av2]: Ver con Chuqui

b. Construcción de la Red

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 la Estación de Medición y Regulación (EMR-12), es transportado a través de la red interior hasta llegar a los equipos que serán transformados para operar a gas natural.

En la Figura Nº3 de la DIA, se presenta un diagrama de los equipos asociados a la Estación de Medición y Regulación y a los puntos de consumo. 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 Chuquicamata 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-018038-0004 "Diagrama de Flujo Específico", contenido en el ANEXO 6 "Planos" de la DIA.

El Plano Nº PLP-018038-0512 de la DIA contienen el Plano General de las Instalaciones Interiores.

En el Plano Nº DC-035/00-003, (ANEXO 6), se presenta la Red de distribución interior de gas natural para la Ex División Radomiro Tomic. En el mismo ANEXO 6 se presenta los Planos Nº CCH-00-A1-00-08 "Flow Sheet Radomiro Tomic: Tostador de Molibdeno, Calcinador y Sulfuros de Baja Ley" y Nº CRT-00-A1-00-09 "Flow Sheet Radomiro Tomic: Consumos menores"

Al diseño de las redes interiores le serán aplicables los requisitos establecidos en el Decreto Supremo Nº222 "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. En el caso de los equipos a transformar en Radomiro Tomic, se considera una presión de diseño mínima de 2,5 bar y máxima de 5,0 bar.

- **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.

- **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

Con relación a los diámetros y longitudes de las redes, se puede señalar que los diámetros resultantes para las distintas plantas varían entre ¾" y 6". En la División Radomiro Tomic, la longitud de la Red interior es de 60 m, aproximadamente, de las cuales la mitad sería aérea y la otra mitad sería enterrada.

Las Especificaciones para las Redes Interiores, los estándares de Instalación y montaje se presentan en el ANEXO 2 de la DIA, 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 (el titular indica en Addendum Nº1 que dicha inspección consiste en radiografiar como mínimo el 10% de las soldaduras circunferenciales de acuerdo a lo estipulado en la norma ANSI/ASME B31.3-96). 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.
- La inspección y certificación se realizará de acuerdo al D.S. Nº 254 Reglamento de Seguridad para el transporte y distribución de gas natural (señalado en Addendum Nº1)

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**

- 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 atraviesos 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. En Addendum Nº1, el titular indica que los criterios utilizados para definir la profundidad de la tubería son los establecidos en la normativa señalada en el punto 1.3 de dicho Addendum, es decir: ASME B31.1 y B31.3; NFPA 86 edición 99; NFPA 54 (ANSI Z23.1).
- 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.
- Para lograr un apoyo uniforme y exento de piedras, se considerará una cama de arena de 5 cm de espesor y un relleno de 15 cm sobre el borde superior de la tubería.
- Las tuberías enterradas contarán con protección contra la corrosión (Ver ANEXO 2 de la DIA)
- La distancia mínima de las tuberías de gas a los conductores eléctricos será 60 cm, salvo que estos últimos vayan protegidos en tubos de acero ó PVC en toda su longitud.
- 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.
- 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.
- 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. En Addendum Nº1, se complementa lo anterior indicando que toda la tubería subterránea será protegida con polietileno extruído tricapa. Las tuberías que queden a la intemperie serán protegidas con esquemas de pinturas anticorrosiva.

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

- **Tubería Exterior**

- 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 (de acuerdo a la norma ANSI B31.8, señalado en Addendum Nº1). En caso de excepción, la distancia podrá reducirse hasta a 1 cm interponiendo material aislante eléctrico (por ejemplo PVC).
- 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).
- 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:

- 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.
- 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. En Addendum Nº1, se indica que el procedimiento de arenado es aplicable para las tuberías aéreas. El procedimiento de arenado se implementa en un recinto cerrado que permite el reciclado de la arena, cumpliéndose el espíritu de la ley ambiental general vigente. Normalmente el volumen total de arena, para este tipo de operación, no sobrepasa los 2 m^3. La arena se obtendrá de los lugares adyacentes a la faena, previo tamizado, de acuerdo a los requerimientos específicos de la norma SSPC-SP6. Los 2 m^3 de arena, más el sobrante del tamizado serán depositados en el terreno donde fueron extraídos. Respecto a los equipos de protección personal, éstos serán los usuales para este tipo de operación: cascos, guantes, coletos, zapatos de seguridad, máscaras o antiparras según corresponda, etc.
- Primera Capa: Se aplicará una capa de "pintura primaria" (primer), cuyas especificaciones dependerá de las características de la segunda capa.
- 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.
- Adicionalmente, como se ha indicado; se instalarán ánodos de sacrificio con el objeto de lograr una adecuada protección catódica de la tubería.

- **Prueba de Presión**:

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.

- 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.
- La prueba no comenzará sin una exhaustiva inspección visual a la instalación y particularmente a las uniones soldadas, para detectar cualquier defecto.
- En Addendum Nº1, el titular indica que las pruebas aplicar serán:
  - La prueba de presión que corresponde a una prueba de resistencia se realiza con agua (prueba hidráulica) de acuerdo a la normativa mencionada, según se expone en el Anexo 3 de la DIA.
  - La prueba de fuga se realiza con aire o gas inerte hasta una presión máxima de 7,5, bar conforme a lo especificado en el Anexo 2 de la DIA.

  Ambas pruebas son complementarias.

- **Purga del Aire de la Instalación**:

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 DIA.

c. Instalación y Transformación de los equipos para operar a Gas Natural

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 y Instalación o modificación de Sistemas de encendido, etc.

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.

Particularmente para los equipos a transformar dentro de Radomiro Tomic se puede señalar:

- **Calderas de Agua Caliente**

La conversión considera cambiar la carcaza de los quemadores ya que los actuales operan con petróleo diesel; el kit a instalar considera entre otros: tren de gas natural, tren de gas piloto, hogar del quemador, toberas de combustión, conjunto de modulación, amplificador y detector de llama UV compatible con el programador de encendido existente y sistemas de medición para aire y gas

- **Equipos Domésticos Barrio Cívico e Industrial Radomiro Tomic**

La conversión de los artefactos domésticos consulta en los trenes de gas el recambio de reguladores actuales por reguladores con corte por sobre presión, test de presión, filtros y válvulas de corte.

En los edificios se estima reutilizar las redes interiores existentes de gas licuado, a las cuales se les realizarán pruebas neumáticas para rehabilitarlas para una presión de operación de 35 mbarg.

Se realizarán análisis de gases de combustión y registro de parámetros previos y posteriores a la conversión a gas natural.

La caldera de agua caliente de la Casa de Cambio del Barrio Cívico será convertida cambiando el quemador existente por uso sólo con gas natural el cual deberá desarrollar una geometría de llama compatible con el hogar de combustión. También se pretende instalar el tren de gas natural con un sistema de detección de llama por electrodo de ionización.

d. Insumos Utilizados

Los principales insumos utilizados en la etapa de construcción son principalmente: Tuberías y accesorios; Roscas; Bridas; Válvulas reguladoras de presión; Válvulas Shutt off; Válvulas de control de flujo; Flujómetros; Instrumentación y control; Quemadores y Otros.

e. Momento en que se realiza la transformación

La transformación de los equipos propiamente tal, se realiza sin detener la producción, dado que existe más de un equipo que cumple la misma función. Así, se van rotando los equipos que son transformados: se saca un equipo de la operación y se sigue operando con el segundo. La transformación se hace con el equipo detenido, de modo que no existen riesgos a la seguridad del personal que está realizando dicha actividad, sin embargo, parte del montaje se ejecuta con equipos sin detener, cuando la seguridad no se ve comprometida. Se instalan todos los equipos auxiliares y probados, luego se hacen las modificaciones o cambios.

Respecto al montaje de equipos sin detener, el titular indica en Addendum Nº1, que en cada oportunidad será definido entre el titular del proyecto y el contratista, teniendo en cuenta para ello las medidas de seguridad normadas y las que establezca el titular, de acuerdo al equipo y área en la cual éste se encuentre.

f. 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 ingresarían 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). 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 2 (dos) el número de camiones que posibilita el traslado de los materiales, equipos y tuberías.

Para la Ex División Chuquicamata el número de camiones alcanzará a 10 (diez) camiones, en tanto que los restantes viajes (veintiocho) son atribuibles al proyecto por Suministro de Gas para ambas faenas mineras.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.

g. 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 equipos domésticos e inspección y puesta en marcha de calderas.

1.4.2. Etapa de Operación

La operación de los equipos a transformar dentro de la Ex División Radomiro Tomic, dada la envergadura de éstos, no tendrá diferencias significativas respecto de la operación para la Situación Actual.

Las calderas Cleaver&Brooks de la Planta de Electro Obtención (EW) se consideran críticas para la producción por lo cual deberán ser transformadas con quemadores duales de manera tal que queden conectadas al sistema de respaldo de combustible.

a) Principales Insumos

a.1. Consumos en Situación con Proyecto

El principal insumo utilizado en la operación del proyecto es el gas natural cuyo proveedor será DISTRINOR, Distribuidora de Gas Natural del Norte. El consumo de gas natural determinado en la Situación con Proyecto, para la Ex División Radomiro Tomic es de aproximadamente 83.160 m^3/día, lo que equivale a un consumo anual aproximado de 29,94 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 30,35 Mm^3/año, considerando que los todos los equipos están operativos los 365 días del año. En el Cuadro Nº 2 se presenta los consumos de combustible para la Situación Actual

Cuadro Nº 2. Consumo por equipos en Situación Actual

Equipo	MBtu/día	m^3/día
Consumo de Diesel		
Calderas C&B	1.465	40,33
TOTAL DIESEL	**1.469**	**40,44**
Consumo de Gas Licuado		
Varios	11	0,44
TOTAL GAS LICUADO	**11**	**0,44**

b) 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:

- **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)

- **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).

En Addendum Nº1, se indica que en la medida que se integre nuevo personal, se entregarán las capacitaciones necesarias. Estas tienen una duración que fluctúa entre 2 a 3 días. En el caso que se estime necesario, se vuelve a repetir o a reforzar algunos temas o actividades. Cabe señalar que a la fecha se han realizado capacitaciones.

c) 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 presenta en el ANEXO 3 "Plan de Seguridad para la Conversión a Gas Natural" de la DIA.

Respecto a la comunicación de accidentes a la SEC, el titular indica en Addendum Nº1 que al interior de la División existe un protocolo de comunicaciones el cual señala que a través de la Gerencia GRAC se informa a los organismos fiscalizadores lo referente a incidentes no deseados.

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

- **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 contactos, 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.
- 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 con relación a Emergencias y Rescates.
- Paralelamente llamar a bomberos y al equipo de emergencia del proveedor. En Addendum Nº1, se indica que en el marco del presente proyecto se está entregando y se continuará proporcionando la capacitación adecuada a todas las brigadas que se puedan ver involucradas.Los equipos para combatir fuego de incidentes que tengan que ver o asociados al gas natural corresponden a los equipos estándares

utilizados por bomberos para combatir incendios. Finalmente cabe señalar que, a la fecha se ha realizado una capacitación general, en el tema del gas natural.

- 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.

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 con relación a Emergencias y Rescates.
- Si el escape es considerable, alejar a todo el personal y evacuar el área de riesgo.
- Llamar a bomberos.

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 con relación a Emergencias y Rescates.
- 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.

d) 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 División Radomiro Tomic, deberán cumplir con los planes de seguridad y prevención de riesgos Divisional y Corporativa, 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.

En forma adicional al cumplimiento de estos Planes, se ha elaborado un "Plan de Seguridad para la Conversión a Gas Natural". El detalle de este Plan de seguridad se presenta en el ANEXO 3; en el ANEXO 4 se presenta el sistema de control de la corrosión para la red de distribución y en el ANEXO 5 se presenta la propuesta de mantención, en Addendum Nº1, se complementa lo anterior, indicando que el mantenimiento de las instalaciones a construir y a convertir será contratado con Distrinor S.A., de acuerdo a programa previamente presentado por Distrinor a la División (todos los anexos son referidos a la DIA).

En Addendum Nº1, el titular incorpora medidas adicionales de seguridad, tales como, colocar cintas de advertencia instaladas a lo largo de todos los tubos enterrados. Adicionalmente, considera implementar letreros indicadores del trazado de estas instalaciones. Por otra parte, en caso que de todas maneras se produzca rotura de alguna de las tuberías enterradas, se contempla un sistema de monitoreo para el cierre automático de las válvulas del tramo afectado, deteniéndose el flujo del gas.

Respecto al Reglamento Interno de Seguridad (RIS), el titular indica en Addendum Nº1 que se incorporará el capítulo de uso del gas natural en dicho Reglamento.

1.3.3. Etapa de Cierre y/o Abandono

Si la vida útil de las instalaciones que se están convirtiendo de combustibles líquidos a GN coincide con el cierre de la Mina Radomiro Tomic (estimado para el año 2019), todas

las instalaciones serán incluidas en el Plan de Cierre Global de Chuquicamata. Si al cabo de estos 15 años de vida útil, la Mina Radomiro Tomic continua en operaciones, las mismas instalaciones continuarán operando. En cualquier caso, la autoridad competente será notificada oportunamente, conforme a la Normativa Legal que se encuentre vigente a la fecha de abandono o de continuación del proyecto.

1.4 MONTO ESTIMADO DE LA INVERSIÓN, MANO DE OBRA y VIDA ÚTIL PROYECTO

- **Inversión**

El monto estimado de la inversión alcanza a US$ 2.253.000.

- **Generación de Empleos**

En la etapa Construcción se contempla un promedio de 12 personas entre jornaleros y personal técnico calificado, experimentando variaciones según sea el tipo de trabajo a desarrollar. Se estima que en el pick se llegara a contar con 20 trabajadores. El tiempo total comprendido para la construcción se estima en 36 semanas, considerando que existen actividades comunes con la conversión de los procesos de la Ex División Chuquicamata, aún cuando en estricto rigor en las instalaciones de Ex División Radomiro Tomic, durarán 6 semanas.

En la etapa de Operación no se contemplan nuevos operarios. Con los trabajadores con los cuales hoy día se están operando los equipos, se podrá mantener el adecuado funcionamiento de los mismos.

- **Vida útil**

En el Caso Base Vigente, la mina tiene un horizonte hasta el año 2017, es decir una vida útil de 15 años, sin embargo, existe una serie de proyectos nuevos y de expansión que hacen suponer con un alto grado de certeza que las operaciones continuarán por un tiempo bastante más prolongado. 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.

1.5 GENERACIÓN DE EMISIONES, DESECHOS Y EFLUENTES

El Proyecto generará emisiones, descargas y residuos, clasificados según la etapa del proyecto en que potencialmente se originarán.

1.5.1. Etapa de Construcción

a) 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 este impacto.

La emisión de ruido no se considera relevante ya que se generará dentro del área industrial y de Servicios de la Ex División Radomiro Tomic, donde existe en la actualidad emisión de ruido producto de la actividad industrial y de que es un área antropizada. La División Codelco Norte 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 protegen de esta emisión a través del uso obligatorio de protectores auditivos.

b) Residuos Líquidos

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

c) 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. Respecto a la Tierra y restos de excavación, se estima la generación en alrededor de 200 m^3 de material que será retirado de las excavaciones, considerando un esponjamiento de 40%, se dispondrá mediante la reutilización de alrededor de 120 m^3 de suelo, disponiéndolo sobre las zanjas. Cuando la red atraviese caminos, el material se dispondrá hasta el nivel del camino, de lo contrario se confeccionará un cordón, que permita reconocer visualmente su trazado en terreno. Los 80 m^3 restantes (40%) será distribuido en sectores deprimidos en los alrededores del trazado o para mejorar caminos existentes. Los materiales de embalaje, aprox. 3 m^3 de madera sin ordenar serán dispuestos en el Patio de transferencia existente para los residuos de desarme que posee la división al interior de las instalaciones.

En Addendum Nº1, el titular complementa lo anterior indicando que bajo el contexto de la División Codelco Norte, los residuos sólidos de la Faena Radomiro Tomic serán transportados al Vertedero Industrial Sector Puerta Nº 4 de la Faena Chuquicamata. Dicho vertedero está autorizado por el Servicio Salud Antofagasta bajo la Resolución Nº 5928 del 31 de diciembre de 1997.

1.5.2. Etapa de Operación

a) Emisiones a la atmósfera

Las principales emisiones generadas 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 Emisión 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 Diesel.

Las emisiones analizadas son: Material Particulado (PM-10), Dióxido de Azufre (SO_2), Trióxido de Azufre (SO_3), Monóxido de carbono (CO), Oxidos de Nitrógeno (NOx) y Orgánicos volátiles: Metano, No Metano. Para calcular las emisiones totales se consideraron los consumos anuales (en m^3/año), de cada uno de los combustibles utilizados en la actualidad, citados en el Cuadro Nº2 de la DIA, 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 Nº3, 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 presentan en el Cuadro Nº4.

CUADRO Nº 3. Factores para la determinación de emisiones no controlables de la combustión de combustibles líquidos derivados del petróleo y gas natural

COMBUSTIBLE	Material Particulado [Kg/m^3]	Dióxido de Azufre [Kg/m^3]	Trióxido de Azufre [Kg/m^3]	Monóxido de Carbono [Kg/m^3]	Óxidos de Nitrógeno [Kg/m^3]	Orgánicos Volátiles	
						Metano [Kg/m^3]	No Metano [Kg/m^3]
Destilado	0,240	9,350	0,132	0,600	2,40	0,006	0,024
Gas Licuado	0,072	0,002	-	0,432	2,25	0,024	0,048
Gas Natural							
Valor promedio	$4,8 \times 10^{-5}$	$9,6 \times 10^{-6}$	0	$6,0 \times 10^{-4}$	$5,5 \times 10^{-3}$	$2,64 \times 10^{-5}$	$3,35 \times 10^{-5}$

CUADRO Nº 4. Comparación de las emisiones por procesos de combustión con combustibles líquidos derivados del petróleo y gas natural y estimación de la reducción de emisión por cambio de

combustible líquido a gas natural

		EMISIÓN						
COMBUSTIBLE	Consumo Anual m3/año	Material Particulado [ton/año]	Dióxido de Azufre [ton/año]	Trióxido de Azufre [ton/año]	Monóxido de Carbono [ton/año]	Óxidos de Nitrógeno [ton/año]	Orgánicos Volátiles Metano [ton/año]	Orgánicos Volátiles No Metano [ton/año]
Diesel	14.761	3,54	138,01	1,95	8,86	35,43	0,09	0,35
Gas Liquado	279	0,020	0,001	0,000	0,121	0,629	0,007	0,013
TOTAL	15.040	3,56	138,01	1,95	8,98	36,06	0,10	0,36
Gas Natural	30.353.400	1,46	0,29	0	18,21	166,94	0,8	1,02
DIFERENCIA	[ton/año]	2,10	137,72	1,95	-9,23	-130,88	-0,70	-0,66
PORCENTAJE de VARIACIÓN	%	59,0	99,8	100,0	-102,8	-363,0	-727,2	-180,7

Las emisiones anuales producidas por los combustibles líquidos consumidos y su equivalente en gas natural se presentaron en los Cuadros Nº4, en él se puede observar que existe reducción en emisiones para los parámetros PM-10, SO_2, SO_3, mientras que se producen incrementos en CO, NOx y Orgánicos Volátiles Metano y No Metanos. La representación gráfica de los resultados obtenidos se consigna en los Gráficos Nº1 a 6 de la DIA.

Respecto a los incrementos de NOx y CO, en Anexo 7 de la DIA se muestran los valores estimados para la calidad del aire, se indica que se espera que en la situación con proyecto la concentración de NOx sería de 8,32 µg/m^3. Si se estima que existe renovación del aire cuatro veces al día, la concentración sería de 2,08 µg/m^3. Si el recambio del aire fuese cada 4 horas, la concentración sería de 1,39 µg/m^3. Por lo tanto, considerando que el aire no se encuentra encapsulado, se cumpliría la Resolución Nº1215, en el parámetro analizado, el que indica una concentración media aritmética anual de 100 µg/m^3.

En el caso del CO, se cumple ampliamente la Resolución señalada, la que señala una media aritmética de 10.000 µg/m^3 para un período de 8 horas, al compararla con la concentración estimada con proyecto de 0.3 µg/m^3

Respecto a las emisiones de 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, dado el tipo de equipos a transformar en esta División, no se espera que existan diferencias de emisión de ruido con relación a la Situación actual.

b) Residuos Sólidos

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

CAPITULO 2. CONCLUSIÓN RESPECTO DE LOS PERMISOS AMBIENTALES, TITULO VII DEL D.S. Nº30/97 DEL MINISTERIO SECRETARÍA GENERAL DE LA PRESIDENCIA.

El proyecto no requiere de los Permisos Ambientales Sectoriales señalados en el Título VII del D.S. Nº30/97, Reglamento del SEIA de la Ley Nº19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente.

CAPÍTULO 3. CONCLUSIÓN RESPECTO AL CUMPLIMIENTO DE NORMATIVA DE CARÁCTER AMBIENTAL Y A LA PERTINENCIA DE REALIZAR UNA DECLARACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL DE ACUERDO A LO ESTABLECIDO EN EL ARTÍCULO 11 DE LA LEY 19.300.

3.1. CONCLUSIONES RESPECTO A LA NORMATIVA AMBIENTAL APLICABLE.

A continuación se detallan los cuerpos legales que tienen relación con el proyecto y su Plan de Cumplimiento.

- **D.S. Nº144/61 del Ministerio de Salud.** Establece Normas para Evitar Emanaciones o Contaminantes Atmosféricos de cualquier Naturaleza.

Plan de Cumplimiento
Esta norma no es aplicable dado que se debe utilizar cuando no existen instrumentos de medición de la calidad del aire. Dado que son gases de combustión no se espera la generación de problemas con el vecindario.

- **Resolución Nº1.215/78 del Ministerio de Salud, Normas Sanitarias Mínimas Destinadas a Prevenir y Controlar la Contaminación Atmosférica**. Este cuerpo normativo está referido a la prevención, fiscalización y control de contaminación atmosférica.

Plan de 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_2. De 138 tpa en situación actual se disminuirá a 0,29 tpa; es decir la reducción será de 99,8%, 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 Orgánicos Volátiles.
Aún cuando exista un aumento de CO, los niveles en situación con proyecto seguirán bajos; en situación actual se estima en 8,98 tpa v/s 18,21 tpa en situación con proyecto, lo que significa un aumento de 102,8%. En el ANEXO 7, se presenta la estimación de la concentración de CO en el aire para una modelación estática, donde se observa que se cumplirá con la normativa.
El NO_2, aumentará de 36,06 tpa a 116,94 tpa, implicando con ello un aumento de 363%. En el ANEXO 7 se consigna una modelación estática de la calidad del aire para este compuesto, donde se aprecia que se cumplirá con la normativa.
El Metano aumentan de 0,1 tpa a 0,8 tpa, en tanto que los No Metanos de 0,36 a 1,02 tpa.

- **D.S. Nº185/91 Ministerio de Minería, Reglamenta funcionamiento de establecimientos emisores de SO_2 y As en todo el territorio de la República.**

Plan de Cumplimiento
El proyecto generará emisiones de SO_2 aún cuando en la situación con proyecto será inferior a la situación actual. De 138 tpa en situación actual se disminuirá a 0,29 tpa. Las emisiones serán menores que la situación base.

- **D.S. Nº59/98 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia**. Estipula la norma primaria diaria de calidad del aire con respecto al material particulado respirable (PM-10) en 150 $\mu g/m^3N$, la que es aplicable a todo el territorio nacional.
- **D.S. Nº45/01 Ministerio Secretaría General de la Presidencia. Modifica D.S Nº59/98.**

Plan de Cumplimiento
Las Emisiones de PM-10 en situación con proyecto serán menores que la Situación Base. De 3,56 tpa actualmente el material particulado se reduce a 1,46 tpa, es decir, la reducción alcanza a 99,8%. 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.

- **D.S. Nº594/1999 del Ministerio de Salud modificado por los D.S. Nº201/2001 y Nº556/2000 del mismo Ministerio**. Aprueba el Reglamento sobre Condiciones Sanitarias y Ambientales Básicas en los lugares de trabajo.

Plan de 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.

- **Marco Legal Técnico.** Entre las Normas, Códigos, Estándares y Reglamentos que son aplicables, se le dará preferencia a las recomendaciones oficiales del país, tales como: INN, Instituto Nacional de Normalización; SEC, Superintendencia de Servicios de Electricidad y Combustible (Ministerio de Economía), específicamente DFL Nº 323/31 Ley de Servicios de Gas y D.S. Nº254/95 "Reglamento de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas Natural"

Plan de Cumplimiento
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).
En Addendum Nº1, el titular complementa lo anterior señalando que a nivel nacional, para instalaciones industriales no existe decreto aplicable para gas natural por lo tanto el proyecto aplicará las normas internacionales que se indican: ASME B31.1 y B31.3; NFPA 86 edición 99; NFPA 54 (ANSI Z23.1). Además, se aplicarán los aspectos respectivos de la norma ASME B31.8.En este proyecto se contempla convertir equipos de casino (calentadores) en cuyo caso se aplica la norma D.S. 222/96

3.2. CONCLUSIÓN RESPECTO A LOS EFECTOS CARACTERÍSTICAS Y CIRCUNSTANCIAS ESTABLECIDAS EN EL ARTÍCULO 11 DE LA LEY 19.300.

Este capítulo presenta los antecedentes que fundamentan que el proyecto no requiere presentar un Estudio de Impacto Ambiental y, que, por lo tanto, la presentación de una Declaración de Impacto Ambiental es pertinente, de acuerdo a lo siguiente:

Artículo 5	La Conversión de combustibles líquidos a Gas Natural tiene un impacto positivo sobre la calidad ambiental del aire. El proyecto no genera efluentes líquidos y Las emisiones atmosféricas del proyecto son varias veces menores y de menor riesgo que la situación actual. El proyecto no genera residuos Sólidos, sólo tierra como restos de excavación de zanjas. El proyecto no generará niveles de ruido relevantes con respecto a la situación base. La construcción se desarrollará en el área minero industrial.

Artículo 6	No es aplicable la norma secundaria de Calidad del Aire, debido a que el proyecto se ubica dentro de un área establecida como minero-industrial exclusiva exento de elementos naturales, de manera que no se producen situaciones o riesgo para la protección o conservación del medio ambiente o la preservación de la naturaleza. Las emisiones a la atmósfera mejorarán la calidad del aire en relación a la situación actual (impacto positivo). No existirán diferencias de frecuencia, duración y lugar de las emisiones a la atmósfera con relación a la situación actual.
Artículo 8	No aplicable
Artículo 9	No aplicable
Artículo 10	No aplicable
Artículo 11	No aplicable

De los antecedentes expuestos en la Tabla antes señalada, se desprende que el proyecto "Conversión a Gas Natural de los Procesos del Establecimiento Minero de la Ex División Radomiro Tomic" al no generar los efectos o circunstancias descritos, debe ingresar al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental vía Declaración de Impacto Ambiental.

ANEXO Nº1
ANTECEDENTES DEL PROCESO DE EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL DEL PROYECTO

1. Órganos de la Administración del Estado con Competencia Ambiental que han participado en el proceso de Evaluación de Impacto Ambiental del proyecto:

1.1. Órganos de la Administración del Estado invitados a participar de la Evaluación de Impacto Ambiental:

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

1.2. Órganos del Estado con Competencias Ambiental que no emitieron pronunciamiento durante el proceso de Evaluación Impacto Ambiental.

- Ilustre Municipalidad de Calama

1.3. Órganos del Estado con Competencias Ambiental que se han excluido de participar de la Evaluación de Impacto Ambiental:

- Dirección Regional del Servicio Agrícola y Ganadero

2. Síntesis Cronológica del Proceso de Evaluación de la Declaración de Impacto Ambiental

- **Septiembre 05 de 2002.** El titular del proyecto presenta el documento de la Declaración de Impacto Ambiental a consideración de la COREMA para su evaluación.
- **Septiembre 06 de 2002.** La COREMA Región de Antofagasta acuerda acoger a trámite la D.I.A. del proyecto "Conversión A Gas Natural De Los Procesos Del Establecimiento Minero De La Ex - División Radomiro Tomic", según consta en Resolución Exenta Nº00206/2002 del 06/09/2002.
- **Septiembre 06 de 2002.** El Secretario de COREMA, a través carta Nº00367/2002, remite al titular del proyecto copia de la Resolución Exenta Nº00206/2002.
- **Septiembre 09 de 2002.** El Secretario de COREMA, a través de Ord. Nº00926/2002, 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.
- **Octubre 10 de 2002.** El Secretario de COREMA, a través de Carta Nº00404/2002, remite al titular del Proyecto el Informe Consolidado de Solicitud de Aclaraciones, Rectificaciones y/o Ampliaciones (ICSARA) Nº1 a la D.I.A. del proyecto.
- **Octubre 21 de 2002.** Mediante carta NORTE-GGNº111/2002, el titular del proyecto remite a Secretario COREMA solicitud de suspensión del plazo de evaluación del proyecto respectivo.
- **Octubre 21 de 2002.** El Secretario de COREMA Región de Antofagasta acuerda suspender el plazo de evaluación de la D.I.A. del proyecto, según consta en

Resolución Exenta Nº00246/2002.

- **Octubre 21 de 2002.** El Secretario de COREMA, a través de Carta Nº00426/2002, remite al titular del proyecto copia de la Resolución Exenta Nº00246/2002.
- **Octubre 31 de 2002.** Mediante carta NORTE-GGNº123/2002, el titular del proyecto remite al Secretario de COREMA el Addendum N°1 a la D.I.A. del proyecto.
- **Noviembre 04 de 2002.** El Secretario de COREMA, a través de Oficio Ordinario Nº01130/2002, remite un ejemplar del Addendum Nº 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.
- **Noviembre 15 de 2002.** Mediante Oficio Ordinario Nº01187/2002, 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.

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.

3.1. Con relación a las observaciones a la D.I.A.

- **Dirección Regional de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles:** Ord. Nº0486 del 04 de Octubre de 2002.
- **Secretaría Regional Ministerial de Minería:** Ord. Nº000220 del 04 de Octubre de 2002.
- **Dirección Regional del Servicio Nacional de Geología y Minería**: Ord. Nº6072 del 04 de Octubre de 2002.

3.2. Con relación a los Pronunciamientos Sectoriales sobre el Proyecto.

- **Dirección Regional de la Dirección General de Aguas**: mediante Ord. Nº0891 del 13 de Septiembre de 2002, este Servicio informa que en el ámbito de su competencia lo siguiente: a) no existen permisos ambientales sectoriales involucrados en el proyecto que nuestra Dirección deba otorgar; b) Este servicio es de opinión que el proyecto no requiere de la presentación de un Estudio de Impacto Ambiental.
- **Secretaría Regional Ministerial de Transportes y Telecomunicaciones**: mediante Ord. DT Nº1029 del 30 de Septiembre de 2002, este Seremía informa que no tiene competencias con respecto a permisos sectoriales en el proyecto.
- **Secretaría Regional Ministerial de Obras Públicas**: mediante Ord. SRM II Nº1166 de fecha 04 de Octubre de 2002, informa lo siguiente: 1) Dado que el proyecto se desarrolla íntegramente en el área minero-industrial de las instalaciones de Codelco Norte, modificando los procesos por reconversión en el uso de combustibles líquidos por un combustible gaseoso, en cuanto a nuestras competencias sectoriales no hay observaciones; 2) El proyecto no tiene asociado Permisos Ambientales Sectoriales que este Ministerio deba otorgar; 3) De acuerdo a los antecedentes presentados, este Ministerio es de la opinión que el proyecto se ajusta a la normativa ambiental vigente, no requiriendo la elaboración de un Estudio de Impacto Ambiental.
- **Servicio de Salud de Antofagasta**: mediante Ord. Nº218 de fecha 11 de Octubre de 2002, este Servicio indica que no tiene observaciones, cumple con al normativa y no requiere permisos sectoriales otorgados por este servicio.
- **Dirección Regional de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles**: Ord. 0547 del 12 de Noviembre de 2002, este Servicio informa que las respuestas preparadas por el proponente respecto de las observaciones realizadas por SEC, son satisfactorias, puesto que se ha contemplado la normativa vigente aplicable, exigida por nuestro sector, para resguardar la seguridad de las personas y el Medio Ambiente. Desde el punto de vista de la

competencia que le cabe a este Servicio, en materia de Electricidad y Combustibles, el referido proyecto no requeriría de un Estudio de Impacto Ambiental.

- **Secretaría Regional Ministerial de Minería**: mediante Ord. Nº285 del 14 de Noviembre de 2002, esta Seremía indica que Una vez revisado y analizado la declaración de impacto ambiental del proyecto respectivo, la Secretaría Regional Ministerial de Minería no tiene observaciones al respecto
- **Dirección Regional del Servicio Nacional de Geología y Minería**: mediante Ord. 6766 del 14 de Noviembre de 2002, esta Servicio indica que una vez revisado y analizado el addendum N°1 de la Declaración de Impacto Ambiental del proyecto de la ref. , el SERNAGEOMIN no tiene observaciones, entregando su conformidad.

3.2. Con relación a los Órganos de Administración del Estado con Competencia Ambiental que visaron el Informe Técnico.

- **Dirección Regional del Servicio Nacional de Geología y Minería**: Ord. Nº6774 del 18 de Noviembre de 2002.