



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FISICAS Y MATEMATICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA INDUSTRIAL

DISEÑO DE LA ESTRATEGIA DE INCORPORACIÓN DE FUENTES DE
ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES PARA LA DIVISIÓN
CODELCO NORTE

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGISTER EN GESTIÓN
PARA LA GLOBALIZACIÓN

ISABEL MARGARITA GAC SEREI

PROFESOR GUÍA:
ANTONIO HOLGADO SAN MARTIN

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
EDUARDO CONTRERAS VILLABLANCA
ANA MIRIAM RAMIREZ SOTO

SANTIAGO DE CHILE
Diciembre, 2011

RESUMEN EJECUTIVO

En el presente trabajo de tesis se aborda el diseño de la estrategia de incorporación de fuentes de Energía Renovables No Convencionales (ERNC) para la división Codelco Norte (DCN). Este diseño aborda el por qué incorporar este tipo de fuentes energéticas, cómo hacerlo y una estimación de su costo para distintos tipos de tecnologías de ERNC.

De la revisión y análisis del contexto tanto nacional como internacional en el que opera DCN, destacan la alta participación de combustibles fósiles en la matriz energética, lo que impone volatilidad en los precios y 'ensucia' medioambientalmente la producción de cobre. Esto se suma a la creciente presión global por controlar las emisiones de CO₂, lo que se podría traducir, en el mediano plazo, en restricciones de acceso a mercados e impactos sobre la imagen de la División, afectando su 'licencia social' para operar.

Por otra parte, el término en el año 2017 de los actuales contratos de abastecimiento de energía eléctrica, que deberán ser renegociados, abren un espacio para reemplazar parte de las cantidades contratadas con ERNC. Sin embargo, DCN al ser parte una empresa del Estado tiene la responsabilidad de entregar los mejores resultados a su dueño, manteniendo sus costos en niveles competitivos.

Para la incorporación de ERNC a la matriz energética de DCN se propone un modelo de negocios del tipo contrato de suministro. De este modo, DCN evita que iniciativas de ERNC compitan por financiamiento con otros proyectos propios de las operaciones mineras. También, la División evita entrar en el negocio de generación energética, donde no tiene *expertise*. Para llevar a cabo este modelo de negocios se propone que DCN provea los incentivos para que empresas terceras inviertan y entreguen el suministro energético.

De este modo, en la evaluación de una situación general, donde se reemplaza consumo eléctrico proveniente del Sistema Interconectado del Norte Grande por un suministro en base a ERNC, se determina la tarifa máxima a pagar para cuatro alternativas de tecnología y bajo distintos escenarios de tamaño de planta y tasa de descuento del proveedor.

Los resultados señalan que sin duda la alternativa más conveniente es la geotérmica, ya que es la que significa la menor tarifa en todos los escenarios, y es la que permite reducir emisiones de CO₂ ahorrando aproximadamente US\$45 por cada tonelada de CO₂. Por otra parte, las tecnologías solares resultan más caras, debido principalmente a sus altos montos de inversión y bajo factor de planta.

Tabla de contenido

1. Introducción	4
1.1. Justificación del tema	4
1.2. Objetivos, alcances y resultados esperados	5
2. La división Codelco Norte y sus desafíos energéticos.....	7
3. Análisis del contexto internacional y nacional.....	10
3.1. Posición Internacional de Codelco	10
3.2. Tendencias en la industria minera mundial	13
3.3. Análisis geopolítico de la industria energética.....	17
3.4. Contexto Nacional de las ERNC	19
3.5. Análisis PESTEL	21
3.6. Análisis FODA.....	22
4. Desarrollo de la Estrategia.....	23
4.1. Objetivos estratégicos	23
4.2. Definición del modelo de negocios.....	24
4.3. Evaluación Económica	29
5. Conclusiones y recomendaciones	42
6. Anexos.....	44
6.1. Principales fases y productos del proceso productivo del cobre	44
6.2. Protocolo de Kioto y sus mecanismos.....	44
6.3. Descripción del Mercado del Carbono	46
6.4. Tendencias internacionales generales respecto a la huella de CO ₂	48
6.5. Proyección de costos para tecnologías de ERNC.....	50
6.6. Descripción de las principales tecnologías de explotación de ERNC	51
6.7. Estimación del β	53
Bibliografía	54

1. Introducción

1.1. Justificación del tema

Actualmente Codelco Norte es la principal división productiva de Codelco, concentrando alrededor del 50% de la producción de cobre de la empresa, lo que a su vez la sitúa como una de las mayores faenas de Chile y el mundo, y cuyos productos son comercializados internacionalmente, principalmente en Asia, Europa y Estados Unidos. La División abarca la explotación, procesamiento y transformación de cobre y subproductos. Esto significa que su operación se compone de diferentes procesos que le permiten generar productos de gran valor agregado en la cadena productiva.

Las características de los procesos mineros junto con el gran alcance y volumen de los procesos productivos de la división Codelco Norte hacen que ésta sea especialmente una gran consumidora de energía, tanto de electricidad como de combustibles. Por esta razón, la administración superior de Codelco Norte ha definido como objetivo para el abastecimiento energético que éste sea:

- Seguro, para resguardar la continuidad operacional,
- Competitivo, para contener su impactos obre los costos de operación, y
- Sustentable, para cuidar las relaciones con sus *stakeholders*.

Sin embargo, hoy en día Codelco Norte no está abordando estos objetivos cabalmente. Esto, debido a que su matriz energética está basada en fuentes fósiles (petróleo diesel, carbón, GNL, etc.), lo que en los últimos años ha expuesto a la División a importantes aumentos de precio de este tipo de combustibles (sumado a su alta volatilidad), impactando la competitividad de sus operaciones. Al mismo tiempo, se han evidenciado potenciales impactos medioambientales y sociales, que afectan la sustentabilidad del negocio.

Para enfrentar esta situación la División se ha propuesto diversificar su matriz a través de la incorporación de fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC). Bajo este contexto, la administración superior de la División Codelco Norte (DCN), específicamente la Gerencia de Control de Gestión y Evaluación de Inversiones se ha planteado la necesidad de desarrollar una estrategia para la incorporación de este tipo de energías abordar los desafíos energéticos de la División.

1.2. Objetivos, alcances y resultados esperados

El presente trabajo tiene como objetivo general definir la estrategia de incorporación de ERNC a la matriz energética de la División Codelco Norte.

Es decir, a través del presente trabajo se espera responder por qué incorporar ERNC a la matriz energética y cómo hacerlo.

Para esto, se plantean como objetivos específicos:

- Identificar y justificar los argumentos que sustentan la incorporación de fuentes de ERNC,
- Analizar y proponer mecanismos o modelos de negocios que permitan aprovechar de mejor forma las ventajas y minimizar riesgos, identificando los factores críticos de éxito.

El cliente del presente trabajo de tesis es la Gerencia de Control de Gestión y Evaluación de Inversiones de la división Codelco Norte, en particular su Departamento de Nuevos Negocios (dependiente de la Dirección de Evaluación y Control de Inversiones), el que tiene como desafío impulsar y concretar iniciativas de negocios que no estén relacionadas directamente con el giro principal de la empresa.

Actualmente el Departamento de Nuevos Negocios desarrolla sus iniciativas de negocio siguiendo el siguiente procedimiento:

- Etapa 1: Evaluación de ideas de negocios
- Etapa 2: Fase I, Definición de opciones y propuestas de valor
- Etapa 3: Licitación temprana
- Etapa 4: Fase II, Recopilación de información mínima para procesos de licitación
- Etapa 5: Fase 3, Desarrollo del Negocio.

El alcance del trabajo queda definido dentro de las etapas 1 y 2.

Del presente trabajo se espera obtener como resultado un conjunto de análisis y propuestas que de manera justificada definan la estrategia de incorporación de ERNC en la DCN, así como una estimación de su potencial económico.

El trabajo se desarrolla de la siguiente manera:

- En el capítulo 2 se contextualiza el desafío energético que enfrenta Codelco Norte.

- En el capítulo 3 se desarrolla un análisis del contexto internacional y nacional en el que opera la DCN, que se enfoca en la identificación y descripción de tendencias que están impulsando el desarrollo de proyectos de ERNC, así como las acciones que están desarrollando otras empresas al respecto.
- En el capítulo 4 se desarrolla la estrategia de incorporación de ERNC a la División, primero definiendo los objetivos estratégicos que la deben guiar y luego, el modelo de negocios para llevar a cabo dichas iniciativas. A continuación se desarrolla un modelo de evaluación económica general, el que se aplica a cuatro tipos de alternativas de ERNC. Los resultados son comparados con los costos actuales que enfrenta Codelco Norte, para así determinar si existe un potencial ahorro o bien, cuál sería el costo adicional en el que se incurriría si de todos modos se implementara la alternativa.
- Finalmente, en el capítulo 5 se presentan recomendaciones y conclusiones.

2. La división Codelco Norte y sus desafíos energéticos

La división Codelco Norte se compone de dos centros de trabajo, Chuquicamata y Radomiro Tomic, los cuales concentran aproximadamente el 50% de la producción de cobre de Codelco.

Esta división es la más compleja en términos del volumen y alcance o completitud de sus procesos, ya que sus operaciones incluyen tanto la extracción como la transformación del cobre (y subproductos) hasta su mayor estado de pureza posible (cátodos)¹. Este gran volumen y alcance de las operaciones tienen un impacto importante en:

- El consumo total de energía (electricidad y combustibles) y por lo tanto en los costos de producción de operaciones actuales y de nuevos proyectos, y
- Las emisiones directas e indirectas de gases de partículas al medio ambiente.

Actualmente la División cuenta con dos grandes contratos de suministro de energía eléctrica, por 110 MW y 310 MW, los que deben ser renovados el 2017 y el 2024 respectivamente. Según datos internos de la Gerencia de Control de Gestión y Evaluación de Inversiones, estos contratos equivalen a US\$ 425 millones de gasto anual y corresponden aproximadamente al 20% del gasto operacional de la División. Además, DCN cuenta con dos contratos de combustibles, líquido y gas natural, vigentes hasta el 2015 y 2013 respectivamente.

Es necesario destacar que, el año 2009 el consumo energético de la División alcanzó los 24.300 terajoules (combustibles y energía eléctrica), equivalentes a casi la cuarta parte (22,5%) de lo generado por el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

Por su parte, el abastecimiento del SING es altamente dependiente de fuentes internacionales. Esta situación fue la base de la crisis que se vivió el año 2008 cuando Argentina redujo las exportaciones de gas natural hacia Chile. De este modo, ante la necesidad de proteger y garantizar su abastecimiento la División ha debido incurrir en importantes costos adicionales al contratar seguros por energía de respaldo por sobre

¹ En el Anexo 6.1 se describen las principales líneas y fases del proceso productivo y los productos de cada una de ellas.

los 20 millones de dólares anuales, reemplazar el gas natural por otros combustibles (ENAP y Diesel 6) y desarrollar inversiones extraordinarias, como la Planta Termoeléctrica Chuquicamata y la Central Salar².

Por otra parte, actualmente la matriz energética de la División, es principalmente fósil. En el Gráfico 1 se aprecia la composición.

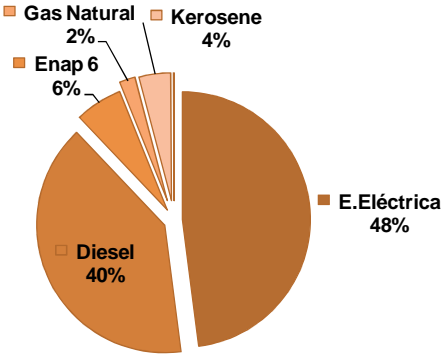


Gráfico 1: Composición de la matriz energética de DCN

Fuente: Gerencia de Control de Gestión y Evaluación de Inversiones, Codelco Norte.

Esta situación se profundiza al analizar la composición de las fuentes energéticas usadas por las empresas generadoras del SING que abastecen a DCN, donde se observa que éstas son también fósiles, debido a que sus centrales son termoeléctricas en base a carbón. Esto implica que las fuentes energéticas directas e indirectas de DCN son casi en su totalidad fósiles.

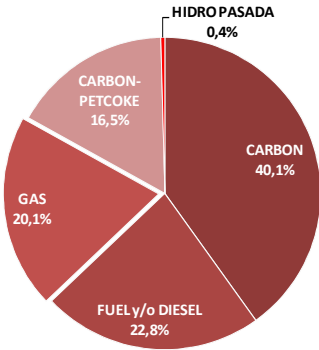


Gráfico 2: Composición de la matriz energética del SING 2009.

Fuente: Comisión Nacional de Energía.

² Ambas plantas son propiedad de Codelco Norte y proveerán energía de respaldo. La Planta Termoeléctrica Chuquicamata operará en base a petróleo diesel y la Central Salar en base a gas natural. Para más información al respecto revisar el Plan de Negocios y Desarrollo 2010 de la División.

Esto significa que DCN genera emisiones de CO₂ equivalente del orden de cuatro millones de toneladas por año, gran parte en forma indirecta³ a través del consumo de electricidad⁴. Además, debido las características recién mencionadas de los generadores del SING y al volumen de las operaciones la componente indirecta de la huella de carbono de DCN es muy superior al resto de las divisiones de la Corporación.

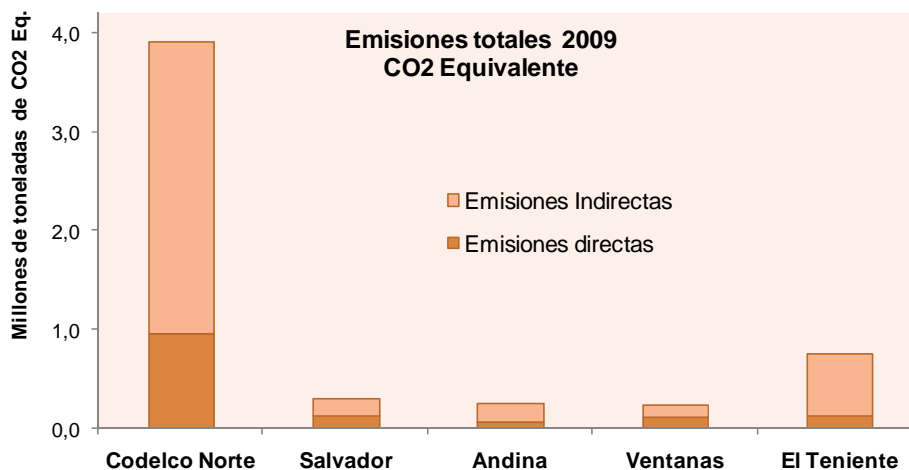


Gráfico 3: Emisiones totales de CO₂ Equivalente en el año 2009.

Fuente: Codelco, Reporte de Sustentabilidad 2009.

Adicionalmente, cabe destacar que debido a las características del sistema eléctrico, hoy en día Codelco Norte es un tomador de precio y su espacio de negociación es limitado. Esta condición se hace especialmente relevante bajo la perspectiva que en el mediano plazo la División deberá renegociar sus contratos de suministro de electricidad. Esta situación se abre como una oportunidad para incentivar el desarrollo de nuevas fuentes energéticas, de forma tal que DCN cuente con más alternativas en el futuro y se posicione de mejor forma para negociar tarifas.

Ante este escenario la administración de Codelco Norte se ha propuesto como visión empezar hoy a incorporar fuentes de ERNC como la forma de, en el mediano plazo, lograr resolver los desafíos energéticos que actualmente la afectan: fuentes energéticas seguras, a precio competitivo y sustentables económica, ambiental y socialmente.

³ Se consideran emisiones directas aquellas asociadas al consumo de combustibles (u otras fuentes energéticas) en los procesos productivos propios; mientras que se consideran como emisiones indirectas aquellas provenientes de la electricidad comprada y de los insumos o servicios consumidos en el proceso productivo.

⁴ Fuente: Reporte de Sustentabilidad de Codelco, 2009.

3. Análisis del contexto internacional y nacional

En el presente capítulo se hace un análisis de la posición internacional y nacional de Codelco y de tendencias en la industria minera mundial, de forma de complementar los desafíos energéticos internos descritos en el capítulo anterior con los desafíos que impone el contexto externo, tanto internacional como nacional, y así respaldar la elección de las ERNC como alternativa para enfrentar estos desafíos.

3.1. Posición Internacional de Codelco

Codelco, a pesar de tener operaciones sólo en Chile, es el mayor productor mundial de cobre, sus productos son vendidos en todo el mundo y destinados a una gran diversidad de aplicaciones.

En particular, la DCN es la segunda mayor faena productiva del cobre en el mundo (después de Escondida) y si bien Codelco completo es definida como una empresa mono productora de cobre, con el molibdeno como su principal subproducto, ésta participa en una industria de relevancia global, compuesta por empresas mineras multinacionales de gran tamaño, productoras de una gran cantidad de variedad de minerales, con operaciones en todo el mundo y listadas en las principales bolsas de comercio del mundo.

El gráfico a continuación presenta el tamaño de la División y Codelco en términos de la producción de cobre en relación a otras faenas.

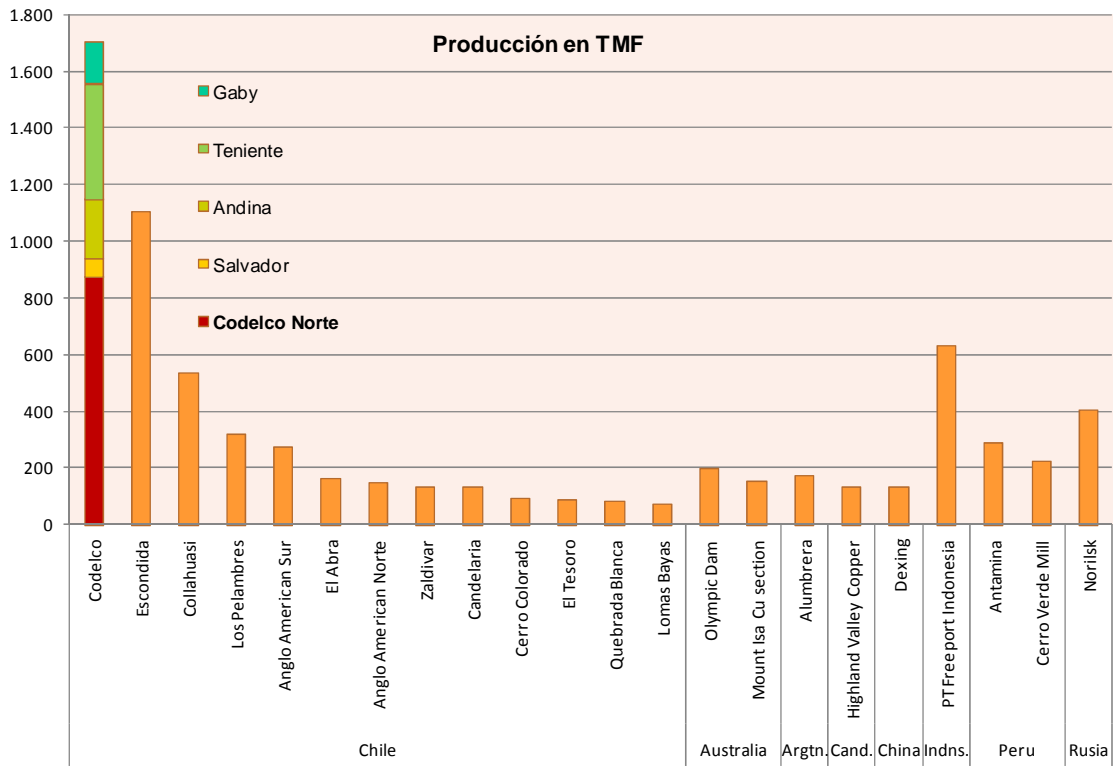


Gráfico 4: Principales faenas productoras de cobre en el mundo

Fuente: Elaboración propia en base a información de Brook Hunt.

El gráfico siguiente muestra el tamaño relativo de estas empresas en términos de su capitalización de mercado.

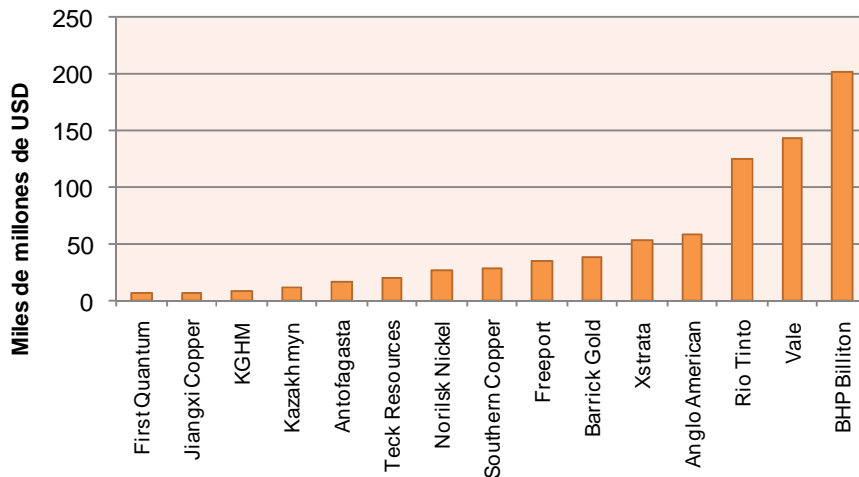


Gráfico 5: Principales compañías mineras del mundo según capitalización de mercado 2009.

Fuente: Cochilco, basado en Damodaran y FT500.

En este mismo contexto, Codelco vende sus productos de cobre en todo mundo, principalmente en Asia (China), Europa y Estados Unidos.

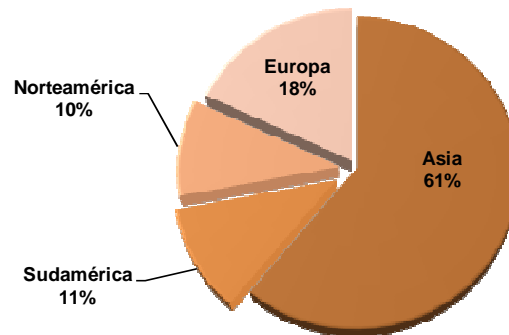


Gráfico 6: Destino de las ventas físicas de Codelco (2009)

Fuente: Memoria anual de Codelco 2009.

Los principales clientes de Codelco son empresas llamadas de “Semi refinados” o fundiciones, que procesan los productos de cobre para transformarlos en productos más elaborados como alambro, el que es usado para la producción de cables o cañerías.

Estas características posicionan a la División de forma tal que sus mercados de referencia son globales y del mismo modo, la sitúan como un referente internacional en términos de producción y aplicación de tecnología.

Por otra parte, como ya se ha mencionado, la relevancia que tiene la energía para las operaciones mineras implica que este insumo sea definido como estratégico, por lo que los factores determinantes de la estabilidad de su abastecimiento y de su precio también deben ser analizados con detención.

Por esta razón, es fundamental que la empresa esté constantemente monitoreando las tendencias que se están desarrollando en el resto de la industria minera y en la industria de la generación energética.

A continuación se identifican y describen las tendencias internacionales y nacionales que están afectando o pueden afectar la industria minera y las que están impulsando el desarrollo de proyectos de ERNC, y se identifican las acciones que están llevando a cabo otras empresas en relación a este tipo de energías.

3.2. Tendencias en la industria minera mundial

Durante los últimos veinte años la industria minera mundial se ha visto afectada por el surgimiento de una serie de tendencias que han llevado a las empresas a un lugar de mayor exposición y visibilidad por parte de las sociedades, gobiernos y mercados. Estas tendencias se pueden resumir en:

- Nuevos yacimientos en países alejados de los puntos de consumo (Congo, Zambia, Mozambique) y con altos costos por transporte (para llegar a puerto) y de energía.
- El aumento de la demanda global por recursos naturales por parte de los países en desarrollo, principalmente India y China, ha generado estrechez en la oferta global de commodities. Este desbalance entre oferta y demanda ha incrementado la volatilidad y el nivel de los precios de las fuentes energéticas. Esta situación es particularmente sensible para el caso de Chile, donde alrededor del 70% de las fuentes energéticas primarias son importadas(Comisión Nacional de Energía, 2008).
- La creciente preocupación por el calentamiento global, como consecuencia de la emisión de los gases de efecto invernadero (GEI) ha llevado a los países desarrollados a adquirir compromisos de reducción de estos gases y por lo tanto a desplegar estrategias, implementar regulaciones y mecanismos que buscan alinear a las empresas con los objetivos definidos por los gobiernos. El principal hito al respecto es el Protocolo de Kioto y sus mecanismos de flexibilidad, los que dan origen al mercado del carbono. Éstos son analizados con mayor profundidad en el Anexo 6.2 y 6.3.
- Como consecuencia de lo anterior, se ha desarrollado con fuerza, sobre todo en Europa, el concepto de huella de carbono, la que se ha empezado a usar como una herramienta para la aplicación de regulaciones, pero que también puede ser aprovechada para la generación ventajas competitivas.

De este modo, a nivel internacional el desarrollo de las ERNC se potencia en los años noventa a partir de la necesidad de reducir las emisiones de GEI establecida en la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático. A partir de esta Convención surge el protocolo de Kioto, que se ha transformado en el principal instrumento a nivel internacional para enfrentar el cambio climático.

Por otra parte, los países a través de sus regulaciones, las personas a través de su poder como consumidores y las empresas han reaccionado al respecto, gatillando una tendencia pro medición, comunicación y mitigación de la huella de CO₂ que está llevando a todos los actores de la cadena productiva a buscar formas para reducir sus emisiones. El ejemplo más cercano es la industria del vino, la que ha debido certificar su huella de carbono para poder exportar sus productos al mercado europeo⁵. En el anexo 6.4 se describen algunas de estas tendencias internacionales.

Benchmarking: ¿Qué están haciendo otras mineras?

La industria minera mundial es una industria bastante concentrada. En ella operan compañías con presencia en todas las regiones mineras del mundo, explotando una gran variedad de minerales, las cuales también operan en Chile, explotando los principales yacimientos de cobre. A continuación se describen las acciones que están llevando a cabo estas compañías para enfrentar las tendencias mencionadas.

BHP Billiton se ha propuesto a nivel corporativo reducir sus emisiones de CO₂ en un 6% a junio de 2012. En particular la división de Metales Base (a la cual pertenecen las operaciones que explotan cobre) se fijó como objetivo no aumentar más de 42% la emisión de los GEI para el año fiscal 2012 respecto del año fiscal 2006. Para esto, BHP ha analizado la posibilidad de participar en un proyecto de energía eólica: junto a la firma australiana Pacific Hydro, comenzó en el 2008 los estudios para un parque eólico en la Región de Antofagasta (Revista Electricidad, 2010). Y recientemente, Minera Escondida, operada por BHP, inscribió ante la autoridad correspondiente una solicitud para explorar el potencial geotérmico de la zona “Socompa dos”, localizado en la comuna de Antofagasta (Diario Financiero, 2010).

Anglo American también ha propuesto, a nivel corporativo, reducir sus emisiones de CO₂ en un 10% por cada unidad producida al 2014. Para esto la compañía está desarrollando en sus operaciones proyectos de eficiencia energética, de abatimiento de carbono y de implementación de energías renovables. En particular, en sus operaciones en Chile ha estado explorando el uso de ERNC. Para esto ha desarrollado alianzas con

⁵ Fuente: <http://www.elmostrador.cl/noticias/negocios/2010/08/24/termoelectrica-castilla-le-pone-pesada-mochila-a-la-exportacion-de-vinos-chilenos>

empresas especializadas para evaluar la energía eólica e hidroeléctrica(Anglo American Chile, 2009).

Xstrata también declara su compromiso con la lucha contra el cambio climático, para lo cual aunque no compromete metas específicas de reducción de emisiones de CO₂, también enfatiza en los programas de eficiencia energética y en estudios para implementar ERNC. Para la División Norte de Chile durante el 2010 se estableció como meta un 5% reducción en intensidad de generación de emisiones CO₂ en el periodo 2008-2013 (Xstrata División Norte de Chile, 2009). Y el 2009, inició la construcción de un parque eólico para Lisheen, su mina de zinc y plomo en Irlanda(Anglo American).

Antofagasta Minerals aún no ha fijado metas específicas de reducción de emisiones de CO₂, pero sí se encuentra estudiando la incorporación de ERNC con la intención de limpiar su matriz energética, utilizando específicamente energía eólica y energía geotérmica. Para esta última ha desarrollado un *joint venture* con ENAP(Nueva Minería, 2010).

Collahuasi⁶ al igual que las otras empresas del rubro, está explorando las ERNC como nuevas fuentes a incluir dentro de su mix energético. En 2008 la firma instaló una planta piloto de energía solar para evaluar y validar la tecnología, logrando determinar que es adecuada para ser usada en procesos industriales de bajas temperaturas asociados a faenas mineras de altura. Adicionalmente, Collahuasi posee en la actualidad cinco concesiones de exploración de energía geotérmica(Cia.Minera Doña Inés de Collahuasi, 2009).

Barrick en un esfuerzo declarado por reducir las emisiones de CO₂ en todas sus operaciones, ya ha desarrollado proyectos de energía eólica en Argentina para mina Veladero y de energía solar en Estados Unidos. Actualmente, en Chile se encuentra desarrollando el proyecto de parque eólico Punta Colorada que inyectará energía al Sistema Interconectado Central (SIC), el que adicionalmente, se contempla ingrese al Mecanismo de Desarrollo Limpio (Protocolo de Kioto) para certificar y transar las reducciones de emisiones.

⁶ Perteneciente a compañías subsidiarias de Anglo American plc (44%), a compañías subsidiarias de Xstrata plc (44%) y a un consorcio de compañías japonesas lideradas por Mitsui& Co., Ltd. (12%).

Empresa	Objetivo	Acciones
BHP	Grupo: reducir sus emisiones de CO2 en un 6% a junio de 2012	
	Metales Base: no aumentar más de 42% la emisión de los GEI (2006 vs 2012)	Parque eólico Antofagasta (asociación con Pacific Hydro)
Anglo American	Reducir sus emisiones de CO2 en un 10% por cada unidad producida al 2014	Alianzas con empresas especializadas para el desarrollo de E.eólica e hidroeléctrica
Xstrata	Grupo: no tiene metas específicas declaradas	
	Div. Norte de Chile: 5% reducción en intensidad de generación de emisiones CO2 (2008-2013)	
Antofagasta Minerals	No ha declarado metas específicas	Estudios iniciales para fuentes eólica y geotérmica
Collahuasi		En 2008 instaló una planta piloto de energía solar
Barrick	Disminuir emisiones de CO ₂ en todas sus operaciones.	Parque eólico en Argentina y Chile y uno solar en Estados Unidos.

Tabla 1: Resumen de iniciativas respecto de ERNC en otras mineras

De este análisis se desprende que todos los grandes grupos mineros están llevando a cabo iniciativas para incorporar en el mediano plazo fuentes de ERNC a su matriz, y en su mayoría, guiados por metas definidas de reducción de emisiones.

Esta situación significa un desafío adicional para DCN, si desea mantener su posición como referente en producción e innovación en la industria minera, cualidades que fortalecen la marca CODELCO en los mercados internacionales.

Tendencias específicas en la minería respecto de las emisiones de CO₂

Las exportaciones de cobre aún no enfrentan regulaciones específicas respecto a su huella de CO₂, sin embargo existe consenso que es un tema que se prevé en el mediano plazo, ya que en la Bolsa de Metales de Londres los compradores han empezado a preguntar a empresas las mineras respecto a su huella de CO₂ y respecto a la aplicación de normas ISO relacionadas (Lizana, Importancia de la Huella de Carbono en la Minería. Nuevas exigencias de los mercados mundiales, 2010), (Tardito, 2010).

Es importante destacar que, si bien las regulaciones y exigencias se han hecho explícitas principalmente para productos de consumo final, es esperable que éstas generen un efecto látigo en la cadena productiva que llegará a afectar a los productos de cobre.

3.3. Análisis geopolítico de la industria energética

El crecimiento demográfico y económico mundial, acentuado por China e India, junto con una concentración de reservas energéticas en áreas de inestabilidad política, como Rusia y Medio Oriente, ha puesto una fuerte presión sobre los recursos productivos del planeta, en especial sobre las fuentes energéticas: la creciente demanda, sumada a una restringida capacidad para procesar y distribuir estos insumos productivos, se ha traducido en alta volatilidad de precios y en presiones políticas para asegurar el abastecimiento.

De este modo, la evaluación de los temas energéticos ha ido cambiando. Ya no basta con análisis técnicos y de mercado si no que se han sumado con fuerza argumentos de política y sustentabilidad.

En este sentido, los países y comunidades económicas han ido desarrollando estrategias en el ámbito de la seguridad y sustentabilidad energética. Por ejemplo, el año 2006 los países del G8⁷ definieron la seguridad energética como tema número uno de su agenda y desde entonces han declarado una serie de aspectos a mejorar para fortalecer la industria energética mundial y frenar el alza de los precios de los combustibles(G8 Energy Ministers Meeting, 2009). Otros países desde hace tiempo optaron por la energía nuclear como complemento en su matriz (por ejemplo, Inglaterra y Francia).

En este contexto, América Latina es una región rica en energía proveniente de hidrocarburos: Venezuela, México, Colombia, Ecuador y Trinidad y Tobago son exportadores netos, y Argentina y Bolivia producen lo suficiente para satisfacer su mercado interno. Perú, Brasil, Chile, Paraguay, Uruguay y las naciones centroamericanas

⁷ Alemania, Canadá, Estados Unidos, Francia, Italia, Japón, Reino Unido y Rusia.

y del Caribe son importadores netos de crudo, donde sólo Brasil y Chile demandan más de la mitad de las importaciones de hidrocarburos de América Latina.

Este desbalance llevó a mediados del 2000 a hablar del anillo energético del Cono Sur⁸. Sin embargo, las diferencias políticas debilitaron el proyecto. Hoy en día existen principalmente acuerdos de cooperación energética y acuerdos bilaterales de interconexión eléctrica y gasífera.

En este escenario energético, Chile como ya se dijo, es importador neto de energía proveniente de combustibles fósiles, produce menos del 4% y 20% del petróleo y gas natural, respectivamente, que es necesario para su consumo interno. Además la relación energética con sus vecinos ha demostrado en los últimos años desacuerdos e incluso conflictos.

Uno de estos conflictos se generó con la crisis del gas natural con Argentina, quien había sido único proveedor para Chile, destinando un 77% de sus exportaciones de este hidrocarburo (Kozulj, 2004). Sin embargo, la aplicación de políticas económicas de fijación de precios de su mercado de hidrocarburos, condujo a un aumento de la demanda interna y al congelamiento de nuevas exploraciones, generando un escenario de escasez del recurso, que motivó al gobierno Argentino a romper el acuerdo internacional firmado con Chile, para evitar así un déficit interno. El otro conflicto importante que ha debido enfrentar Chile ha sido con Bolivia, cuyos gobiernos definieron como política en su relación energética con Chile, el no exportar gas natural a Chile, mientras no exista soberanía marítima a cambio.

Estas situaciones ponen en evidencia la vulnerabilidad de la matriz energética chilena. Lo que junto con la necesidad de hacer frente a las tendencias de la industria y los desafíos que éstas han impuesto han potenciado el desarrollo de las ERNC, ya que este tipo de fuentes energéticas permiten independizar la generación del abastecimiento externo y desacoplar el consumo de la volatilidad de los precios de combustibles fósiles y de la emisión de GEI.

⁸ El llamado anillo energético se basaba en el proyecto de instalar una tubería desde Camisea (Perú) hasta empalmar con los gasoductos chilenos en la II Región, para desde aquí enviar el gas natural a los demás mercados, esto es Argentina, Brasil y Uruguay. El proyecto se debía enmarcar en el sentido de la cooperación mutua intrarregional, donde todos los países se beneficiarían.

3.4. Contexto Nacional de las ERNC

En relación al contexto nacional, el Ministerio de Energía también ha declarado como ejes de la política energética chilena: energía a precios competitivos, seguridad energética y energía amigable con el medio ambiente. Para esto se ha planteado aumentar de 10% a 20% la meta de composición en base a ERNC para la matriz energética nacional, y reducir en un 20% las emisiones de CO₂ en el país para el año 2020.

Cabe señalar que desde los gobiernos anteriores existe preocupación por la situación de la matriz energética, por lo que desde el 1ero de enero del 2010 comenzó a regir la ley de fomento a las ERNC, ley n° 20.257. Ésta, exige que a partir del año 2010 las empresas generadoras con capacidad instalada superior a 200 MW deben acreditar que una cantidad de energía equivalente al 10% de sus retiros en cada año haya sido inyectada por medios de generación renovable no convencional, ya sea medios propios o contratados.

Esta obligación se aplica de manera gradual siendo de un 5% para los años 2010 a 2014, y aumentándose anualmente un 0,5% a partir del año 2015 para alcanzar así el 10% previsto en el año 2024⁹. Sin embargo, este aumento progresivo no aplica respecto de los retiros de energía asociados al suministro de empresas de distribución eléctrica para satisfacer consumos de clientes no regulados (Codelco), a quienes se les exigirá cumplir con el 10% a partir del 2010.

El cargo asociado al no cumplimiento de la obligación dictada por ley es de 0,4 UTM por cada MW/hora de déficit respecto de su obligación, es decir del orden de 30 US\$ por cada MW/h de déficit. Si este valor se compara con los precios de nudo de energía vigentes, alrededor de 80 US\$ por MWh, se tiene que el valor de este recargo asciende a casi un 40% por sobre el precio de venta de energía a empresas distribuidoras (Moreno, 2009).

⁹ La exigencia de 10% para el año 2024 contemplada actualmente en la ley es consistente con el objetivo del gobierno anterior. Sin embargo, el nuevo gobierno ha manifestado su intención de elevar la meta relativa al porcentaje de energía proveniente de fuentes no convencionales en la matriz energética nacional a 20% para el año 2020.

Sin embargo, dada la realidad del SING, donde más del 90% del consumo lo generan sólo las empresas mineras, esta ley de fomento a las ERNC se ha traducido en que en el SING las generadoras están traspasando los costos adicionales a los clientes libres (principalmente empresas mineras).

Adicionalmente, para el impulsar las metas propuestas, el Ministerio de Energía ha declarado que se encuentra estudiando la implementación de mecanismos de mercado y su potencial para apoyar las acciones de mitigación del país; entre ellos la implementación de un sistema de transacción de emisiones en Chile, esquema que podría ser una oportunidad para vender potenciales reducciones de CO₂, generando ingresos adicionales para la División (Ministerio de Energía, 2010).

Estado del arte en proyectos de ERNC en Chile

Hasta el momento, el aporte de las ERNC a la matriz energética es marginal. Al año 2009 sólo un 2% de la generación eléctrica se llevó a cabo en base a ERNC. Sin embargo hoy en día existen más de 1.800 MW aprobados para ser generados en base a ERNC, de los cuales cerca de 1.500 MW corresponden a parques eólicos; 177 MW, a mini hidro; 181 MW a biomasa y 9 MW a solar. Además, se encuentran en evaluación proyectos ERNC por cerca de 500 MW (Central Energía, 2010).

3.5. Análisis PESTEL

A continuación se aplica el marco de análisis PESTEL para resumir los puntos analizados en la sección anterior.

	Internacional	Nacional
Político	La creciente toma de conciencia por parte de los gobiernos respecto a tomar medidas para frenar el calentamiento global a través de la reducción de emisiones de GEI se ha ido traduciendo medidas, regulaciones y mecanismos de mercado que han incentivado el desarrollo de proyectos de ERNC.	Chile al haber ratificado el Protocolo de Kioto, está habilitado para participar del MDL, lo que es otro incentivo para la ejecución de proyectos de ERNC. El gobierno ha declarado su intención de elevar la meta de reducción de emisiones de CO ₂ del actual 10% al 20% y está desarrollando estudios para implementar un mercado CO ₂
Económico	La tendencia al alza junto con la volatilidad mundial de los precios de los combustibles fósiles se ha transformado en un desafío para las empresas que ha incentivado y potenciado el interés por el desarrollo de las ERNC, como alternativa para contener o estabilizar costos. El Protocolo de Kioto dio origen al mercado del carbono, el que se ha transformado en un instrumento que permiten obtener beneficios económicos de las ERNC.	La nueva ley de ERNC ha significado que las empresas generadoras han traspasado los mayores costos de las ERNC a sus clientes regulados. Esto se transformado en un incentivo económico para las empresas clientes incorporen ERNC para evitar estos costos adicionales.
Social	En los países desarrollados existe una consolidada conciencia respecto a la necesidad de reducir los GEI, ante lo cual los consumidores finales se han puesto más exigentes y ejercen su preferencia por productos con una menor huella de carbono.	Existe una creciente conciencia social respecto a la necesidad de proteger el medio ambiente que en el último tiempo se ha visto reflejada en movimientos y protestas masivas que han sido capaces de ejercer presiones respecto a la aprobación o avance de proyectos ¹⁰ . Este es un factor que debe preocupar a Codelco ya que en su rol de empresa del Estado, las expectativas de la sociedad sobre su rol, han sido tradicionalmente más exigentes.
Tecnológico	El desarrollo de las ERNC en Europa (Dinamarca, España, Alemania) ha sido muy fuerte, lo que ha permitido exponer en forma global que las tecnologías asociadas se encuentran en un estado de madurez tal que se alzan como una alternativa para la diversificación de la matriz energética. El estudio "Perspectiva sobre las energías renovables no convencionales" desarrollado por el Boston Consulting Group estima importantes reducciones en los costos de operación de las diferentes tecnologías de ERNC (Anexo 0).	Existe consenso entre los expertos que Chile tiene un alto potencial para el desarrollo de fuentes de ERNC, especialmente en la zona del Norte Grande, donde se conjugan dos aspectos fundamentales: - Recursos de calidad única en todo el mundo, y - Generación al lado de grandes clientes.
Ambiental	Los grandes grupos mineros declaran explícitamente su compromiso en la lucha contra el Cambio Climático y ya están desarrollando iniciativas para reducir su consumo de energía tradicional.	Actualmente, hay pocas iniciativas de ERNC ejecutadas y operando.
Legal	También se han comenzado a aplicar regulaciones respecto de la huella de CO ₂ sobre productos de consumo final. En la industria del cobre que se estima que en el mediano plazo es posible que medidas similares se apliquen sobre productos intermedios (como los de cobre) o que se genere un efecto látigo que afecte a todos los que intervienen sobre la producción y comercialización de productos finales, transformándose en restricciones de acceso a mercados. En Europa las ERNC han tenido un fuerte apoyo gubernamental a través de la aplicación de subsidios (por ejemplo, mecanismo de <i>feed in tariff</i>)	En el 2010 comenzó a regir la ley de ERNC N° 20.257 que exige que las empresas generadoras de ciertas características acreditar que el 10% de sus retiros de energía anuales han sido inyectados por medios de ERNC. Adicionalmente el gobierno se encuentra estudiando una figura legal, a través de mecanismos de mercado, para crear un sistema de transacción de emisiones de GEI nacional, lo que podría ser un incentivo económico para el desarrollo de proyectos de ERNC.

Tabla 2: Análisis PESTEL internacional y nacional

¹⁰ <http://www.cnnchile.com/yo-reportero/2010/08/24/protesta-contra-termoelectrica-en-punta-de-choros/>

3.6. Análisis FODA

En base a los elementos analizados en la sección anterior y las características propias de Codelco Norte, a continuación se presenta un análisis FODA. Este se desarrolla desde el punto de vista de las fortalezas y debilidades que presenta la División y desde las oportunidades y amenazas que enfrentan actualmente las tecnologías de explotación de ERNC.

Tabla 3: Análisis FODA de DCN respecto de utilización de ERNC en su matriz energética.

Fortalezas (u oportunidades internas)	Debilidades
<p>Las características geográficas en las que se emplaza DCN hacen que la intensidad de la radiación solar y la potencia y estabilidad de los vientos sean excepcionalmente buenos para aprovecharlos para la generación de energía.¹¹</p> <p>Fuerte imagen corporativa facilita la formación de alianzas con empresas especializadas.</p>	<p>La generación de energía no es parte del <i>core</i> del negocio de DCN.</p> <p>Actualmente, DCN tiene sus requerimientos energéticos cubiertos en base a los contratos de suministro de energía y combustibles con los que cuenta hasta el año 2017.</p>
Oportunidades	Amenazas (o riesgos externos)
<p>Tendencias y compromisos mundiales respecto a medición y mitigación de CO₂ surgen como presiones para dar mayor importancia a la necesidad de incorporar ERNC a la matriz energética.</p> <p>El costo de operación de las ERNC es estable y permite desacoplar el costo de la generación de energía de las volatilidades del mercado. Además ha demostrado ser decreciente en el tiempo.</p> <p>La importante participación que tienen las ERNC en regiones de Europa y Estados Unidos demuestra que es factible considerarlas como una alternativa energética válida.</p> <p>Que otras mineras estén también llevando a cabo iniciativas para incorporar ERNC a su matriz fortalece la demanda y por la tanto la presencia de empresas internacionales especialistas en la explotación de ERNC.</p> <p>El vencimiento de contratos de suministro energético en el mediano plazo (2017) es una oportunidad que se debe trabajar hoy para desarrollar otras fuentes energéticas que permitan ampliar el pool de alternativas. Si DCN quiere reemplazar los contratos actuales debe empezar a implementar y diversificar su matriz hoy.</p>	<p>La amenaza de enfrentar restricciones de acceso a mercados para los productos de cobre se debe también tomar como una oportunidad para incentivar el desarrollo de iniciativas de ERNC.</p> <p>La integración energética en el Cono Sur, fortalecería el suministro energético, restando presión a las fuentes de ERNC.</p>

¹¹ El estudio “Potenciales Energéticos No Convencionales para la División Norte de Codelco” realizado por la consultora DEUMAN estableció que la DCN tiene condiciones excepcionales para el desarrollo de la energía solar y eólica.

4. Desarrollo de la Estrategia

4.1. Objetivos estratégicos

De acuerdo con lo descrito anteriormente la División ha definido como objetivos para el abastecimiento energético contar con energía segura, a costos competitivos y sustentables. Para esto se ha planteado:

- Integrar fuentes energéticas a costos competitivos. Esto, tanto por la responsabilidad de los excedentes que se entregan al país como para estar preparados para enfrentar posibles crisis de precios del cobre, como la ocurrió en forma inesperada el segundo semestre del 2008, y
- Integrar fuentes energéticas sustentables, tanto en lo económico como con el medio ambiente y en el aspecto social.

Adicionalmente, se proponen como objetivos secundarios a perseguir con la incorporación de ERNC a la matriz energética:

- Fortalecer la imagen de la División como agente responsable respecto de su entorno medio ambiental y social.
- Desarrollar posicionamiento como líder en el tema en la incorporación de fuentes de ERNC en la industria minera.

Se descartan como objetivos a perseguir en el corto plazo la generación de ingresos por venta de Bonos de CO₂, ya que es un negocio marginal respecto de los beneficios que genera la explotación y procesamiento de productos de cobre y molibdeno¹². Sin embargo, no debe descartarse su potencial comunicacional para reforzar el compromiso de la División con su entorno, lo que iría en línea con los objetivos secundarios establecidos.

¹² Si se considera un precio promedio de 18 US\$/ton CO₂eq. y se supone que se logran reducir las emisiones en un 5%, se obtendrían ingresos por 4 US\$ millones, que comparados con una utilidad anual del orden de los 5.000 US\$ millones, equivalen a menos del 1%.

4.2. Definición del modelo de negocios

Para implementar la estrategia y alcanzar los objetivos planteados, a continuación se analizan las principales variables que definirán el modelo de negocios a seguir. Cabe explicitar que el modelo a aplicar corresponde a un B2B¹³.

Las principales variables de decisión son:

- **Uso de la energía generada:** La energía requerida puede ser eléctrica o calórica. La energía calórica sólo puede ser destinada al consumo directo en procesos específicos; sin embargo, la energía eléctrica además de inyectarse a la red interna de la División, también puede inyectarse y venderse al SING.
- **Fuente del capital:** Utilizar recursos propios para ejecutar la inversión ó incentivar a terceros para que hagan la inversión (y se hagan cargo de la operación y mantención), o una combinación de ambos.

En las tablas siguientes se analizan las ventajas y desventajas (o riesgos) de las alternativas mencionadas.

Destino de la energía generada	Inyectar al SING	Auto consumo
Ventajas	Es posible negociar con las empresas generadoras proveedoras de energía el no traspaso de multas asociadas a la ley de ERNC, a cambio de los créditos de ERNC asociados al del proyecto.	Se logra disminuir dependencia de abastecimiento en base a fuentes energéticas primarias externas a la División Se podría acreditar reducción de las emisiones de CO ₂ , disminuyendo la huella de carbono.
Desventajas o riesgos	DCN ingresaría al negocio de generación, lo que implica principalmente internalizar el riesgo de precio del mercado eléctrico.	

Tabla 4: Ventajas y desventajas según destino de la energía generada.

¹³ El concepto B2B o *Business to Business* se refiere al modelo de negocios aplicado entre dos empresas. A diferencia, de por ejemplo el modelo B2C, que se refiere al modelo aplicado a una empresa que comercializa un producto o servicio destinado a consumidores finales.

De este breve análisis se descarta rápidamente la opción de inyectar o vender la energía generada al SING, ya que la alternativa de destinar la energía para consumo interno presenta ventajas que son valoradas en forma superior y que se encuentran alineadas con los objetivos que persiguen DCN con la incorporación de ERNC a su matriz.

Luego, analizando la segunda variable, las posibles fuentes de capital para llevar a cabo la inversión se tiene lo siguiente.

Recursos propios

El desarrollo de proyectos de ERNC con recursos propios de Codelco, al igual que cualquier otro proyecto, requerirá que estas iniciativas ingresen al Sistema de Inversión de Capital (SIC) de la empresa. Este es el cuerpo normativo que sistematiza el proceso de inversión, y que es aplicado a la todos las iniciativas que impactan en los activos de la empresa.

Esto implica que cada proyecto debe ser presentado y evaluado por etapas, y es clasificado y priorizado de acuerdo con el objetivo que persigue y el valor que promete. De este modo, entra en competencia por recursos con un número importante de otras iniciativas. Este es un proceso con fases predefinidas y no flexibilizables debido a que el presupuesto inversional anual de Codelco es fiscalizado por el Estado a través de Cochilco.

En este contexto, las iniciativas de ERNC se encuentran en desventaja en relación a otros proyectos ya que corresponden a una actividad que no es parte del negocio central de Codelco. La incorporación a las operaciones de Codelco Norte de una planta de ERNC para la generación de energía, significa internalizar riesgos adicionales que no son propios del negocio minero y requiere *expertise* técnica y profesional con que la División no cuenta. Esto último implica que en caso de decidir llevar cabo un proyecto de ERNC con recursos propios, de todos modos DCN deberá subcontratar estos conocimientos, pero asumiendo el riesgo de la inversión y operación.

De este modo, el desarrollar iniciativas de ERNC con recursos propios presenta importantes debilidades:

- No es una actividad *core* de la División,

- Implica internalizar riesgos de inversión y operación,
- Deberán competir por financiamiento con otros proyectos, muchos de los cuales sí son parte de las actividades propias del negocio minero,
- Deberán someterse a los tiempos para cada etapa que el SIC impone, que son extensos y no permiten aprovechar la oportunidad de negocios.

Recursos de Terceros

Una segunda alternativa es proveer garantías e incentivos para que terceros financien y desarrollen la iniciativa de ERNC y DCN subcontrate el servicio de suministro de energía.

Bajo este modelo los fondos necesarios para la inversión serían provistos por la empresa subcontratada. Este modelo no requiere capital por parte de la División, de modo que no se requiere que los proyectos sean aprobados a través del SIC levantando automáticamente las debilidades que se observaban en el esquema anterior.

La implementación de un modelo de tercerización en este caso se asemeja a un modelo de concesión y tiene diversas modalidades, siendo las principales las siguientes:

- Build, Operate and Transfer (BOT): la empresa tercera construye y opera una infraestructura que genera flujos de caja que permite recuperar los costos de inversión y operación. En una fecha acordada, la propiedad se transfiere a la empresa principal.
- Build, Operate and Own (BOO): similar al anterior, pero no existe un periodo de operación o concesión definido y la propiedad no se transfiere.
- Build, Operate, Own and Maintain (BOOM): similar a BOO, pero además se le exige al contratista hacerse cargo de la mantención de la infraestructura.

Este tipo de modelos presenta un conjunto de beneficios a favor de la División:

- Incorporación de tecnología altamente especializada,
- *Know how* para operar esta tecnología,
- Proyecto montado y funcionando,
- No incurrir directamente en costos ni riesgos.

Debido a que tanto hoy como en el largo plazo, la definición del giro del negocio de Codelco es la explotación y procesamiento de cobre, y no se visualiza incluir la generación eléctrica se sugiere aplicar el modelo BOOM.

Como se mencionó, bajo este modelo la propiedad no es transferida y la empresa contrata de hace cargo de la operación y mantención de la infraestructura. De este modo DCN contrata el servicio de suministro de energía en base a fuentes renovables no convencionales, desprendiéndose de los aspectos inversionales y operacionales.

Financiamiento	Recursos de terceros: “Modelo de suministro”	Recursos propios: “Modelo inversional”
Beneficios o ventajas	<ul style="list-style-type: none"> - Moderado riesgo financiero para Codelco, ya que éste se traspa en la tarifa a pagar por el abastecimiento. - Disminuye el riesgo operacional - Existe posibilidad de negociar un precio por el suministro energético en condiciones competitivas. 	<ul style="list-style-type: none"> - No es necesario recurrir a una institución externa para conseguir financiamiento. - DCN desarrollaría conocimiento del negocio - Disminuye el riesgo por falta de abastecimiento.
Costos, desventajas o riesgos	<ul style="list-style-type: none"> - No existe posibilidad de dejar aprendizaje y conocimiento en la División. - Se requiere un contrato de largo plazo con Codelco para que el tercero pueda conseguir financiamiento en la banca. - En general, en la banca no existe experiencia evaluando este tipo de negocios, por lo que se les asigna un riesgo superior, encareciendo el financiamiento, lo que sería traspasado de todos modos a Codelco. 	<ul style="list-style-type: none"> - Alto riesgo de inversión pues las ERNC no son <i>core</i> de Codelco, - Se usaría presupuesto inversional, desviando recursos desde proyectos que si son parte del negocio <i>core</i>. - Se adquiere riesgo de la construcción y operación al no contar con experiencia especializada.

Tabla 5: Ventajas y desventajas según origen de los recursos para ejecutar la inversión

En base a los elementos analizados se propone que DCN no participe directamente en el negocio de generación energético. Esta propuesta se sustenta en:

- No desviar recursos desde proyectos que si son propios de su negocio,
- Aprovechar *know-how* de terceros para reducir o eliminar el riesgo técnico,
- Evitar el riesgo de precios del mercado eléctrico.

A cambio, Codelco Norte debiera proveer los incentivos necesarios para que terceros, expertos en el tema de tecnologías de ERNC, se hagan cargo del negocio de generación. Adicionalmente, se propone que la División desarrolle alianzas estratégicas

con instituciones expertas (proveedores y universidades), de modo de generar una red y así fortalecer los incentivos y minimizar su falta de *expertise* técnica.

Este modelo se plasma en el siguiente *framework*, donde se definen los principales elementos que dan forma al modelo de negocios, bajo el cual Codelco Norte tiene el rol de cliente.

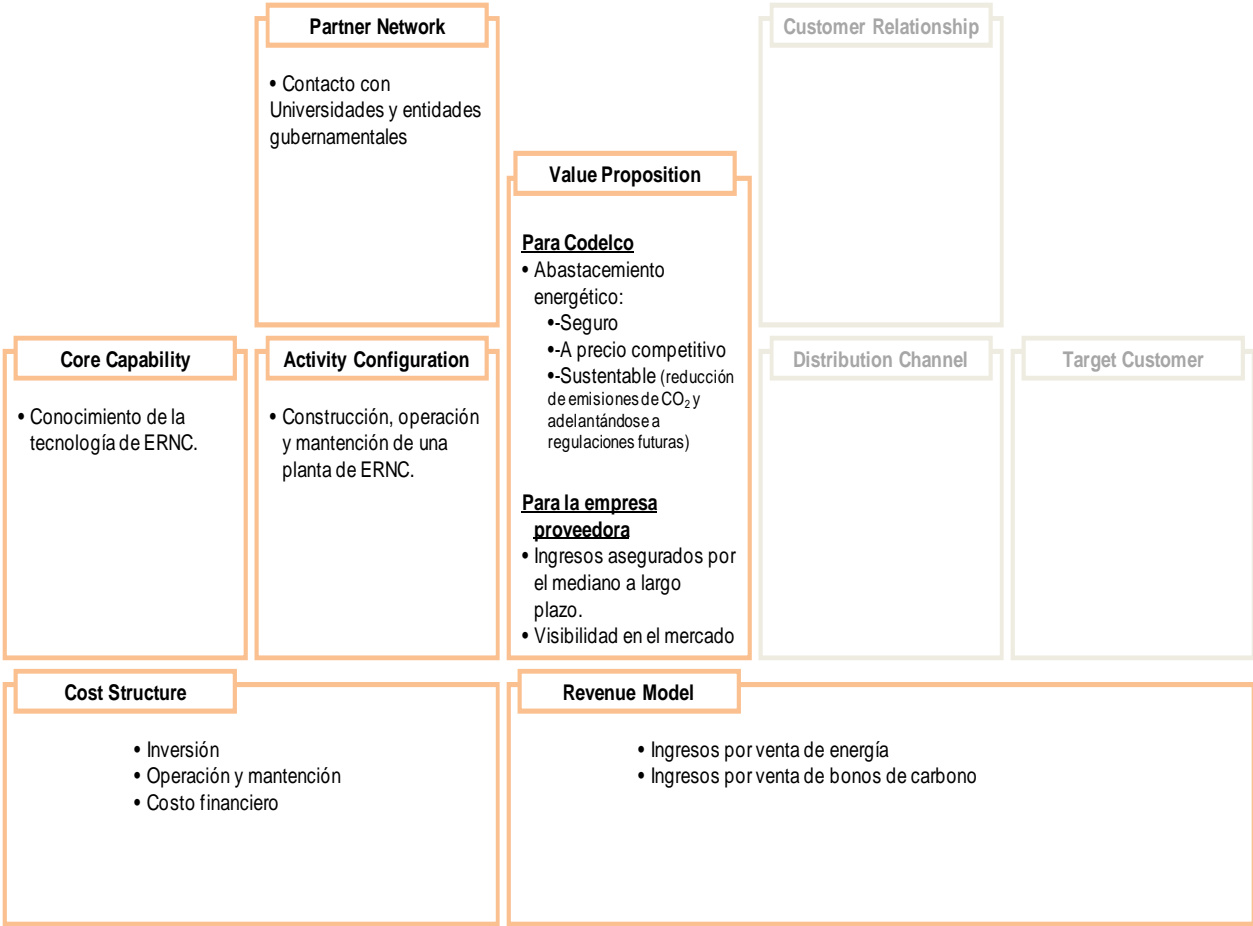


Figura 1: Aplicación del Método de Canvas para la definición del modelo de negocios.

Fuente: Business Model Generation, Alexander Osterwalder & Yves Pigneur.

De este modo, el modelo de negocios se basa en que Codelco Norte contrata a un tercero el suministro de energía (eléctrica, térmica o la que corresponda a la necesidad), siendo el tercero el responsable de invertir y operar las instalaciones requeridas.

La dificultad de este tipo de iniciativas radica en la bancabilidad, es decir, en la facilidad para conseguir en la Banca los recursos para ejecutar la inversión.

Para que el tercero aborde esta situación, el principal incentivo que DCN deberá proveer debe ser garantizar la compra del suministro en el largo plazo, asegurando así los flujos para la empresa tercera.

Adicionalmente, la División puede facilitar el uso de los terrenos requeridos para la implementación, sobretodo en el caso eólico y solar, y puede financiar la medición de la calidad de los recursos, de modo de disminuir los gastos pre inversionales que enfrentaría la empresa proveedora.

De este modo, el modelo de negocios tiene como propuesta de valor:

- Para DCN: la posibilidad de contar con un abastecimiento energético seguro, a costo competitivo y limpio.
- Para el inversionista: ingresos asegurados en el mediano plazo (fortalecer la bancabilidad del proyecto) y visibilidad en el mercado al ampararse bajo el respaldo y posición de DCN en la industria minera mundial. Bajo este modelo la empresa tercera es la que asume el riesgo del recurso energético y de mantener los costos de operación en un nivel tal que se maximice su nivel de rentabilidad.

De acuerdo con este esquema la variable clave del modelo de negocios corresponde a la tarifa a pagar por el suministro. Este precio debe ser estimado bajo la premisa de que sea suficiente para cubrir los costos y riesgos del proyecto y garantizar una utilidad (de mercado).

Cabe señalar que si bien, los riesgos operacionales (relacionados con la variabilidad del recurso y la madurez de la tecnología) se transfieren a la empresa tercera, son de todos modos incorporados en la tarifa que la empresa cobrará. Sin embargo, la minimización de estos riesgos via *expertise* y *know how* es una de las razones de la aplicación del modelo de tercerización sugerido.

4.3. Evaluación Económica

Para evaluar económicamente el modelo de negocios propuesto se definen como objetivos:

- Estimar la tarifa máxima que DCN debiera pagar a una empresa proveedora de suministro eléctrico en base a ERNC, y

- Utilizar dicha tarifa para definir y calcular una métrica que vincule las reducciones de emisiones de CO₂ con el costo (o ahorro) para la División, con el fin de comparar distintas alternativas energéticas en distintos escenarios.

La evaluación tiene como alcance el generar información que apoye la gestión y la toma de decisiones a nivel de la alta gerencia de una manera simple pero robusta. Por esta razón, las consideraciones altamente especializadas y técnicas que implica la evaluación de proyectos energéticos serán simplificadas, pero sin perder de vista los parámetros relevantes. Así, en el caso de utilizar esta herramienta para la evaluación de un proyecto en particular deberán considerarse los puntos especificados más adelante, en el punto 4.3.3.

Para la evaluación se modela y evalúa una situación general, en la que se reemplaza una determinada cantidad de energía eléctrica (actualmente provista por empresas generadoras del SING) por un contrato de suministro con otra empresa que genere esa cantidad de energía en base a fuentes de ERNC (modelo de negocios definido).

La evaluación se desarrolla de acuerdo con la siguiente metodología:

- Se asume que la electricidad es generada en su totalidad en base a ERNC y será suministrada a DCN de acuerdo con el modelo de negocios definido con el fin de reemplazar un determinado consumo (energía eléctrica) el que tiene un costo conocido **C** US\$/kWh,
- Dada una tecnología de ERCN - eólica, solar fotovoltaica (PV), concentración de potencia solar (CSP) o geotérmica¹⁴ – se determina la tarifa **T** US\$/kWh a pagar por el suministro de forma tal que la empresa proveedora obtenga una rentabilidad esperada de mercado. Esto, bajo el supuesto que si la tarifa genera una rentabilidad por debajo, una empresa tercera no estará interesada en el negocio; y si la tarifa genera una rentabilidad por sobre la del mercado, DCN estaría entregándole una renta económica en desmedro de sus propios costos y por lo tanto resultados financieros.

Para la determinación de la tarifa se aplica la definición conceptual que un VAN nulo significa que la rentabilidad del proyecto es la misma que colocar los fondos en el invertidos en el mercado de referencia. De este modo, el problema a resolver es: para

¹⁴ En el anexo 6.6 se describe brevemente cada una de estas tecnologías.

cada alternativa de ERNC i , dada una tasa de descuento $r\%$ (costo de capital), encontrar la tarifa T_i tal que el VAN evaluado con esa tasa $r\%$ y tarifa T_i , es igual a 0.

- Una vez determinada la tarifa T_i para cada tipo de tecnología de ERNC, determinar la cantidad de CO_2 reducida: R (ton CO_2). De este modo, la métrica mencionada en el segundo objetivo planteado para la evaluación, se define y evalúa como:

$$\text{Valor de las reducciones de } CO_2 = \frac{(T - C) \times Q_{\text{generado}}}{R} \left(\frac{\text{US\$}}{\text{ton } CO_2} \right)$$

4.3.1 Modelo de Evaluación

Para determinar la tarifa T_i a pagar según fuente de ERNC o tecnología i , donde i puede ser geotérmica, eólica, fotovoltaica (PV) o de concentración de potencia solar (CPS), se modelan los flujos de los activos del proveedor. Estos flujos consideran ingresos anuales, costos anuales e inversión inicial total. No se considera depreciación ni gastos financieros, ya que la tasa de descuento a aplicar es la tasa del costo de capital de los activos (WACC).

La modelación se desarrolla en Excel, con las variables claves parametrizadas de forma de permitir análisis de sensibilidad.

Ingresos anuales

- Ingresos por venta de energía a DCN: $I_{\text{Energía}_i}^t = Q_{\text{generado}} \times T_i$
- Ingresos por venta de bonos de CO_2 ¹⁵: $I_{CO_2}^t = Q_{\text{generado}} \times P_{\text{Bono}}$

Donde $Q_{\text{generado}} = \text{Capacidad Nominal} \times \text{Factor de Planta}$

Costos anuales

- Costo de operación y mantención (O&M)¹⁶: COM_i^t

¹⁵ La capacidad de obtener ingresos anuales por venta de bonos de CO_2 , ya sea bajo el esquema del Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kioto o bajo algún estándar del mercado voluntario, requiere que el proyecto muestre la capacidad efectiva de reducir emisiones de CO_2 . Además el precio de venta se ve afectado por un descuento porcentual a favor de los intermediarios que hacen la comercialización de estas reducciones.

¹⁶ El costo del terreno se considera dentro de la inversión inicial.

Inversión

- Monto de inversión total: Inv_i , que depende del tipo de fuente o tecnología a explotar: $Inv_i = InvUnitariaPromedio \left(\frac{US\$}{MW} \right) \times Capacidad\ Nominal\ (MW)$

Tasa de Descuento

$$WACC = r\% = r_E \times \frac{E}{V} + r_D \times \frac{D}{V}$$

Donde,

- r_D , tasa de la deuda a la que accede la empresa que desarrolla el negocio.
- $r_E = CAPM = r_f + \beta \cdot \text{Premio por riesgo de mcdo} + \text{Premio por riesgo tecnológico}$

Como se observa, a la forma tradicional del CAPM se le adiciona un ajuste a la tasa un premio por riesgo tecnológico, de modo de incorporar en la tasa una mayor exigencia.

La modelación de cada uno de estos conceptos implica algunas consideraciones o supuestos:

- La cantidad de energía generada o suministrada depende de la capacidad de la planta que se considere y del factor de planta¹⁷ de la tecnología.
- En los ingresos no se considera la venta de certificados de ERNC¹⁸ ya que el valor de estos certificados aún es incierto en el mercado y no existen antecedentes para proyectarlo¹⁹.
- Los costos de O&M son variables en función de la cantidad de energía generada y dependen de cada alternativa i .
- Se hace el supuesto que los costos de O&M crecen en un 0,5% anualmente para reflejar el envejecimiento de las instalaciones.
- La inversión total es función de la capacidad nominal.
- Se considera 1 año de inversión y 20 de años de operación.

¹⁷ El factor de planta (o factor de capacidad neto o factor de carga) de una central eléctrica es la razón entre la energía real generada durante un período y la energía generada si hubiese funcionado a su capacidad nominal. Indica la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo.

¹⁸ La ley de ERNC N°20.257, que obliga a las generadoras a acreditar que un porcentaje de sus retiros provienen de fuentes de ERNC, también permite que las empresas excedentarias de generación en base a ERNC respecto del porcentaje exigido comercialicen sus excedentes, es decir la ley permite traspasar créditos de ERNC.

¹⁹ Claudia Galleguillos, Directora del nuevo Centro de Energías renovables señala esta dificultad. Fuente: <http://www.portalsustentable.cl/es/noticias/39-nacionales/407-carolina-galleguillos-directora-del-centro-de-energias-renovables-qcertificados-verdesq-daran-mayor-liquidez-al-mercado-de-las-ernc.html>

De este modo para cada tipo alternativa i de ERNC, dada la capacidad de la planta (que determina el monto de inversión y los costos) y dado $r\%$, se busca resolver la ecuación:

$$VAN_i = -Inv_i + \sum_t^N \frac{(I_{Energía}^t + I_{CO_2}^t) - COM_i^t}{(1 + r\%)^t} = 0$$

Es decir,

$$VAN_i = -Inv_i + \sum_t^N \frac{(Q_{generado} \times T_i + Q_{generado} \times P_{Bono}) - COM_i^t}{(1 + r\%)^t} = 0$$

Parámetros

Cabe mencionar que una de las grandes dificultades que enfrenta el estudio y análisis de las ERNC es disponer de datos que sean comparables entre sí.

Para enfrentar esta situación se recurrió a fuentes de información especializadas y validadas en la industria de la explotación de ERNC, las que son señaladas en cada caso. Adicionalmente se contó con información proporcionada por DCN, de acuerdo con estudios internos y estudios contratados a expertos en el tema.

De este modo, el modelo desarrollado se evalúa con la mejor información a que se pudo acceder.

- **Factor de Planta**

Alternativa	Promedio	Fuente
Eólica	35%	Codelco Norte y Hatch (Ingeniería Parque Eólico).
PV	31%	Solarpack, para proyectos solares en Calama.
CSP	29%	2009 Renewable Energy Data Book (U.S. Department of energy, 2010)
Geotérmica	88%	2009 Renewable Energy Data Book (U.S. Department of energy, 2010)

Tabla 6: Factores de planta según tecnología de ERNC

- **Costos de Inversión**

Alternativa	US\$/kW	Modelación	Fuente
Eólica	1.700 Promedio	Lineal	Centro de Energías Renovables en base a información del U.S. National Renewable Laboratory
PV	4.500 3.850 3.200	Menor a 9 MW De 9 a 30 MW Mayor a 30 MW	Estimación propia en base a información pública sobre los proyectos PV presentados al Sistema de Impacto Ambiental
CSP	4.500 Promedio	Lineal	Centro de Energías Renovables en base a información del U.S. National Renewable Laboratory
Geotérmica	3.650	Lineal	2008 Geothermal Technologies Market Report (National Renewable Energy Laboratory, 2009)

Tabla 7: Inversión según tecnología de ERNC

Es necesario precisar que para cada alternativa los montos señalados incluyen los siguientes conceptos:

- Geotermia: costos de exploración y concesiones, costos de sondajes de exploración y producción, construcción de la planta e instalaciones asociadas y transmisión.
- Eólica: costo de las turbinas y sus bases, terreno, caminos, terrenos, estudios de ingeniería.
- Fotovoltaica: costo de los paneles, invertidor (de corriente DC a AC) materiales y estudios de ingeniería, terrenos y su preparación.
- CSP: costos de los espejos y sus bases, sistemas de seguimiento del sol y de almacenamiento de energía. Además de estudios de ingeniería y mano de obra y terrenos.

- **Costos de Operación y Mantenimiento**

Alternativa	Costo de O&M	Fuente
Eólica	0,016 US\$/kWh	Fuente: Codelco y Hatch Ingeniería Parque Eólico
PV	0,5% de la Inversión	(Kern, 2010)
CSP	0,03 US\$/kWh	Fuente: Concentrating Solar Power Global Outlook 2009 (Green Peace International, SolarPACES, ESTELA)
Geotérmica	0 a 5 MW: 0,8 a 1,4 c/kWh 5 a 30 MW: 0,6 a 0,8 c/kWh > 30 MW: 0,4 a 0,7 c/kWh	Fuente: Stephen Lawrence, Leeds School of Business, University of Colorado

Tabla 8: Costo de operación y mantenimiento según tecnología de ERNC

- **Tasa de descuento WACC**

Para la determinación de la tasa WACC, se considera una estructura de capital objetivo de 50% deuda y 50% patrimonio y una tasa de la deuda de 7,5%²⁰.

Para estimar el costo del patrimonio r_E se aplica CAPM:

$$r_E = \text{CAPM} = r_f + \beta \cdot \text{Premio por riesgo de mcdto} + \text{Premio por riesgo tecnológico}$$

Donde,

- $r_f = 6,15\%$: Tasa del Banco Central BCP 10 años
- $\beta = 1,4$ ²¹
- Premio por riesgo de mercado de Chile: 7,26%²²
- Para el premio por riesgo operacional se considera un 3%, que es lo señalado por otros estudios internos desarrollados por Codelco Norte.

De este modo, la tasa WACC a aplicar es de un 13,16%.

Para incorporar las variaciones que puede haber sobre estos parámetros se presenta un análisis de sensibilidad sobre la tasa WACC.

Otros parámetros

- Factor de emisión del SING: 0,56 Ton CO₂/MWh²³
- Precio bonos de CO₂: 18 US\$/Ton CO₂²⁴

4.3.2 Resultados y análisis

El modelo desarrollado se aplica para determinar la tarifa T para cada tipo de tecnología sensibilizando la capacidad nominal de la planta y la tasa de descuento.

De este modo, en base a los parámetros aplicados y determinando la tarifa para distintos tamaños de planta, se tienen los siguientes resultados.

²⁰ 7,5% es el valor aplicado por DCN en otras evaluaciones internas. Se utiliza el mismo valor de modo de mantener la consistencia.

²¹ Elaboración propia en base a información de empresas comparables (Anexo 0).

²² Fuente: Maqueira, en base a estudio de Ibbotson y Associates, 2008.

²³ Fuente: Programa País de Eficiencia Energética

²⁴ Fuente: Bolsa de CO₂ SENDECO2.

Tarifa en US\$/MWh				
Capacidad Nominal MW	Eólica	PV	CSP	Geotermia
3	101,1	276,5	319,4	82,6
10	101,1	235,3	319,4	78,3
25	101,1	235,3	319,4	78,3
55	101,1	194,1	319,4	76,7

Tabla 9: Tarifa generada por el modelo en US\$/MWh

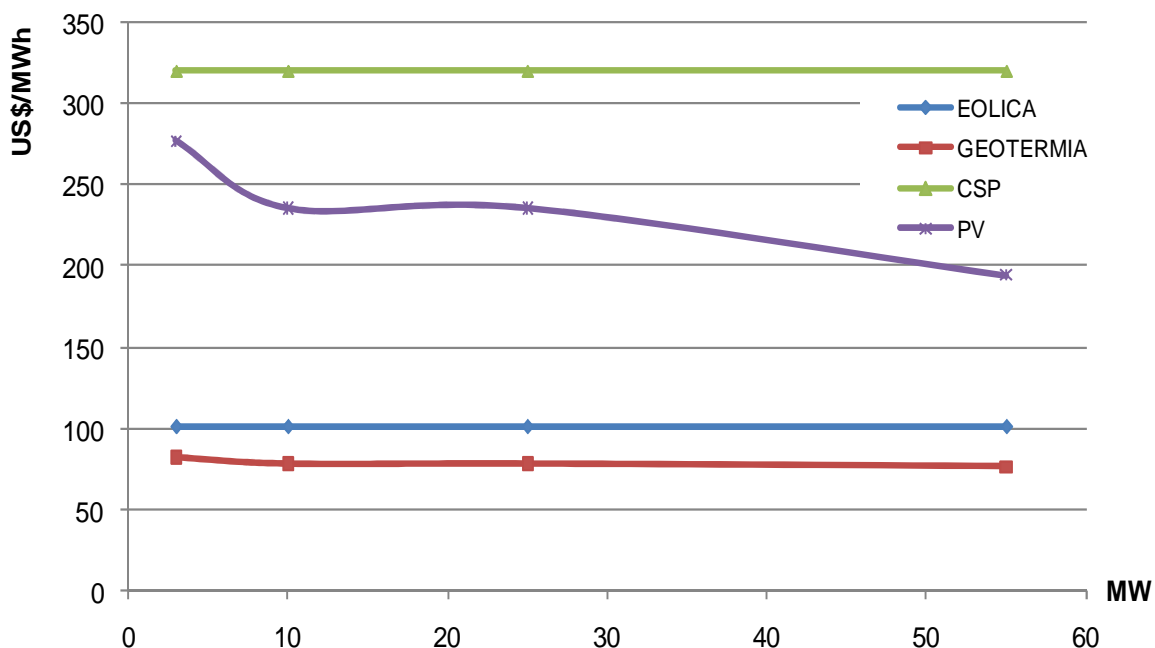


Gráfico 7: Tarifa (US\$/MWh) según tamaño de planta para cada tecnología de ERNC

Como se observa, la alternativa que genera la tarifa más cara es la de concentración solar de potencia, seguida por la fotovoltaica. Mientras las más convenientes resultan la geotérmica y luego la eólica. También se aprecia que, debido a que no se consideraron economías de escala para las alternativas CSP y eólica, las tarifas asociadas a éstas no dependen del tamaño de planta.

Si bien esto puede parecer una debilidad, la información disponible no permitía incorporar en forma confiable economías de escala en la inversión o en los costos de operación.

Luego, determinando la tarifa para diferentes tasas de WACC (con una capacidad de planta fija de 10MW), se tiene lo siguiente.

Tarifa en US\$/MWh				
Tasa WACC	Eólica	PV	CSP	Geotermia
8%	67,6	149,5	212,3	49,5
9%	73,0	163,5	229,6	54,2
10%	78,7	178,0	247,9	59,1
11%	85,6	195,5	269,8	64,9
12%	92,7	213,7	292,4	71,0
13%	99,9	232,3	315,7	77,3
14%	107,4	251,5	339,6	83,7

Tabla 10: Tarifa generada por el modelo en US\$/MWh

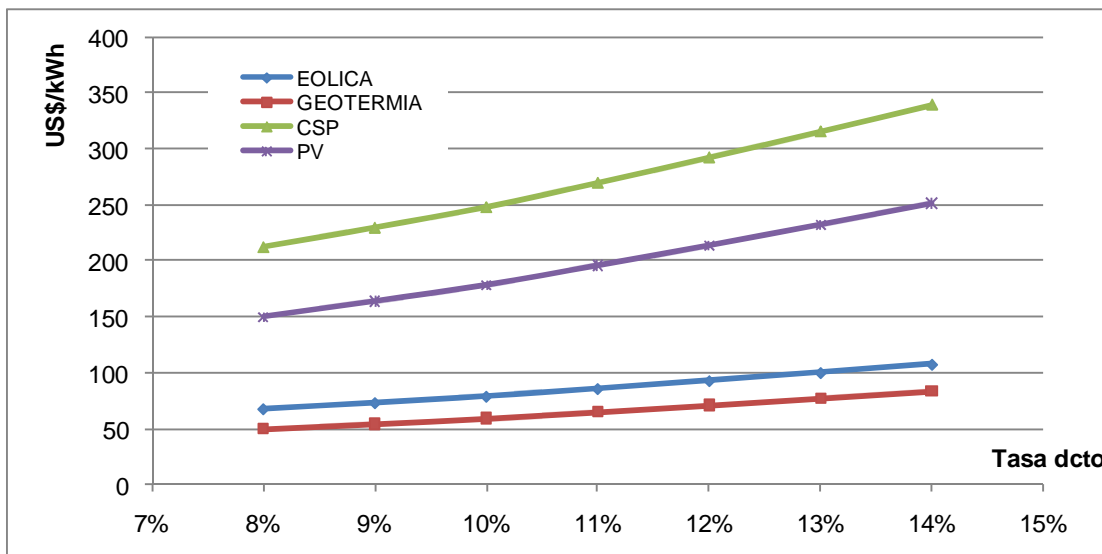


Gráfico 8: Tarifa en US\$/MWh según tasa de descuento para cada tecnología de ERNC

Considerando que la tarifa promedio que paga la División actualmente por los contratos de suministro de energía eléctrica es de 103 US\$/MWh, de los resultados obtenidos para ambas sensibilizaciones se observa que las tecnologías solares requieren el pago de tarifas que son aproximadamente tres veces la actual.

También, de esta segunda sensibilización se observa que para todas las alternativas de ERNC la tarifa es altamente sensible a la variación de la tasa de descuento, siendo las

más sensibles las alternativas solares²⁵. Por cada 1% que varía la tasa de descuento, las tarifas varían entre un 7,5% y 9,5%, lo que tiene un impacto importante sobre los costos que debería enfrentar DCN. Esto muestra que la tasa de descuento es un parámetro relevante a considerar al momento de la aplicar el modelo para estimar la tarifa a pagar por un suministro específico, de modo de no sobre o sub estimar la tarifa.

Por otro lado, la tarifa de la energía eléctrica contratada no es fija, ya que se encuentra indexada a la variación del precio del petróleo. De este modo, suponiendo que tarifa actual sufre incrementos anuales de 1%, la tarifa a pagar por un suministro eléctrico en base a ERNC, que hoy en día dejaría indiferente a DCN en un horizonte de evaluación de 20 años es de 110 US\$/MWh. Es decir, la tarifa que generaría un VAN de ahorro de costos (VAC) igual a cero.

En la tabla a continuación se muestran las tarifas que hacen el VAC de DCN igual cero, suponiendo diferentes porcentajes anuales de aumento de la tarifa actual de 103 US\$/MWh.

% de aumento anual de la tarifa contratada actualmente	Tarifa a pagar por ERNC q hace VAC de Codelco= 0 US\$/MWh
1%	110,0
2%	117,8
3%	126,4
4%	136,0
5%	146,5

Tabla 11: Tarifa en US\$/MWh que dejaría indiferente a Codelco para distintos porcentajes de aumento anual de la tarifa contratada actualmente

De esta tabla y de los resultados obtenidos bajo los diferentes escenarios analizados, se aprecia que las únicas alternativas que permiten una tarifa menor a la que paga actualmente DCN son la energía eólica y la geotérmica, ya que ambas se encuentra por debajo de las tarifas que permiten a Codelco Norte obtener un VAC igual a 0.

²⁵ Las alternativas solares muestran una pendiente de la recta mayor que la alternativa eólica y geotérmica.

Cabe destacar que la energía eólica entrega tarifas muy cercanas a la que enfrenta actualmente DCN, por lo que a continuación se presenta un análisis de sensibilidad para identificar qué parámetros que inciden de forma más importante sobre ella y qué podría hacer que esta alternativa deje de ser competitiva económicamente respecto de la actual.

Análisis alternativa eólica

- **Factor de planta**

Al sensibilizar el factor de planta se observa que al variar un 2% la tarifa a pagar por la energía eólica aumenta en aproximadamente un 5%. Sin embargo, el impacto sobre el VAC de Codelco es de más del 50% (por cada 2% de aumento del factor de planta). Por lo tanto, este parámetro resulta ser muy importante también en la determinación de la conveniencia o no de este tipo de energía. También, se aprecia que para factores de planta superiores al 33%²⁶ la tarifa a pagar genera un ahorro de costos para DCN.

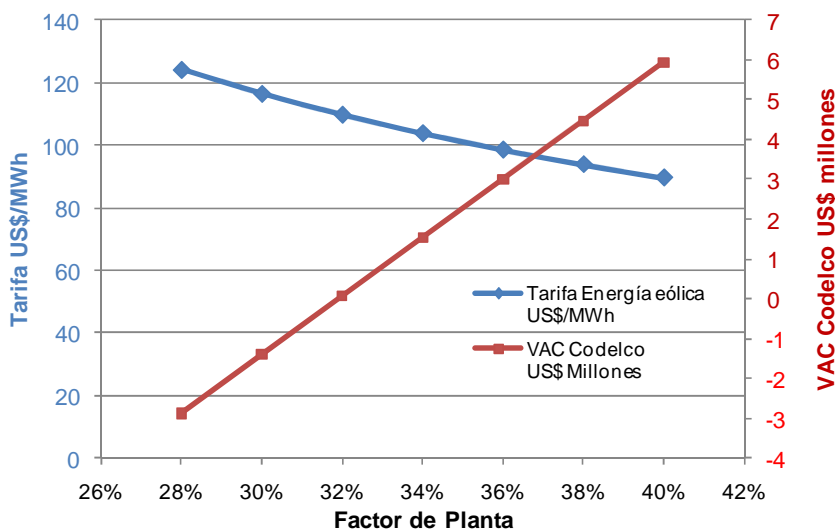


Gráfico 9: Tarifa energía eólica y VAC Codelco según factor de planta
(VAC positivo representa ahorro)

- **Costo de O&M**

La sensibilización de los costos de operación y mantenimiento anuales en un rango de -6% a +6% respecto de los 0,016 US\$/kWh definidos como referencia, implica una variación

²⁶ El estudio de ingeniería desarrollado por Hatch permite considerar factores mayores al 33%.

en la tarifa del orden del -1% y +1% respectivamente, lo que tiene un impacto en el VAC de Codelco en torno al +/-11%.

Valor de la reducción de emisiones de CO₂

Al evaluar el indicador definido como Valor de la reducción de emisiones de CO₂ se observa lo siguiente.

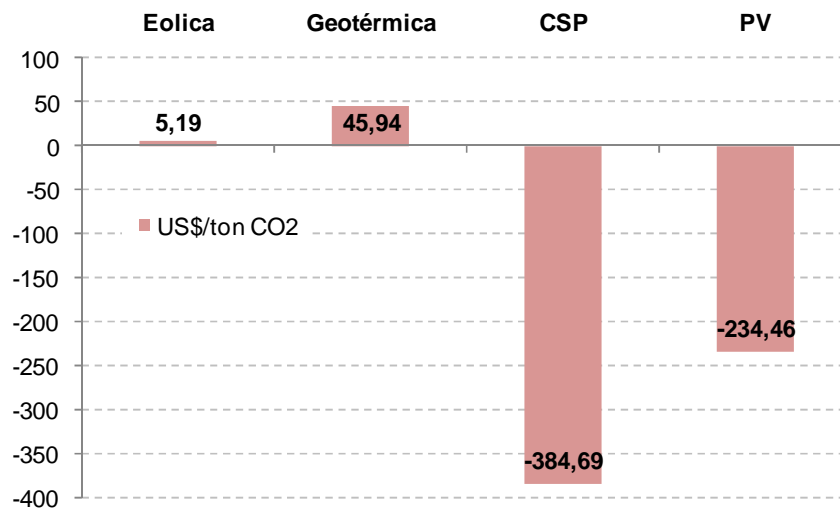


Gráfico 10: Valor anual de la reducción de emisiones de CO₂ en US\$/ton CO₂

Sin duda la alternativa más conveniente es la geotérmica, ya que es la que permite reducir emisiones de CO₂ de forma más económica (obteniendo un ahorro), y luego la eólica con un valor considerablemente menor. Es decir, estas son las mejores alternativas para 'limpiar' la matriz energética de DCN reemplazando consumo eléctrico del SING bajo el modelo de negocios definido.

Esto se explica principalmente por el hecho que la inversión promedio requerida por cada MW de energía generada²⁷ es más baja en la energía geotérmica y eólica, lejos se encuentran las tecnologías solares ya que las inversiones requeridas son muy altas y los factores de planta más bajos.

De este modo, la implementación de tecnologías solares, bajo el modelo de negocios propuesto, no resulta posible a costos competitivos para Codelco.

²⁷ Energía generada= Capacidad nominal x Factor de planta.

4.3.3 Consideraciones sobre el modelo y su futura aplicación para otras evaluaciones

- Dado que se tomaron como inputs valores promedios validados por instituciones especializadas en el tema, es posible modificar estos parámetros en el modelo para así aplicarlo y simular situaciones o proyectos específicos, donde se cuente con información con mayor grado de precisión.
- En el modelo analizado no se han considerado tecnologías termo solares, es decir, energías que generan es calor y no electricidad. Estas tecnologías son aplicables al calentamiento de agua u otro tipo de soluciones; son una alternativa de reemplazo para, por ejemplo, calderas operadas con diesel.
- Para la inversión y costos de operación y mantención se usan cifras reconocidas en la industria como promedio para cada tipo de tecnología. Sin embargo, para evaluar un proyecto específico, donde se cuente con información más ajustada a las características del caso, estos valores pueden ser fácilmente reemplazados para así generar información de mejor calidad. Por ejemplo, en el caso que DCN ceda los terrenos para su uso, sin costo, no debe considerarse el costo del terreno como ítem dentro del monto de inversión²⁸. Otras variables factibles de modificar de manera simple son el factor de planta y el precio de los bonos de carbono.

²⁸ Los terrenos en los que opera la división Codelco Norte pertenecen al Estado y son administrados por el Ministerio de Bienes Nacionales. DCN tiene asignada una Servidumbre Minera indefinida, la que faculta a la División para otorgar el derecho de uso gratuito de los terrenos.

5. Conclusiones y recomendaciones

Luego de analizar distintos aspectos, se concluye que la mejor forma de incorporar ERNC a la matriz energética de Codelco Norte es por medio de un modelo de negocios tipo contrato de suministro. De acuerdo con este esquema DCN actúa como cliente (y no operador del negocio), pagando una tarifa contratada por una determinada cantidad de energía generada en base a ERNC. A cambio, la División, debe garantizar en el largo plazo los flujos a la empresa que se adjudique el suministro (de modo de bancabilizar el financiamiento del proyecto) estableciendo un contrato de largo plazo.

Este modelo, también le permite a DCN aprovechar la visibilidad que adquiriría la empresa tercera, gracias a su posición de referente en la industria minera, para negociar un precio por el suministro energético en condiciones competitivas.

De este modo, DCN capturaría los beneficios de una matriz energética más diversificada y limpia, entre ellos, la oportunidad de fortalecer su posición en los mercados y su imagen en la comunidad, minimizando los riesgos al no operar tecnologías donde no tiene experiencia.

Así, Codelco Norte se posiciona de mejor forma para cumplir los objetivos que se ha definido para el suministro energético: fuentes energéticas a costos que mantengan o mejoren la competitividad de la División y sustentables medio ambiental y socialmente.

Por otra parte, de la evaluación económica del modelo resulta que la energía geotérmica es la que presenta el mejor potencial, sin embargo también requiere montos de inversión importantes, sobre todo para garantizar la buena calidad del recurso (a través de sondajes), lo que puede transformarse en una debilidad al momento de encontrar empresas interesadas.

La energía eólica también muestra ser conveniente de explotar bajo este modelo de suministro, sin embargo la tarifa obtenida es muy cercana a la que enfrenta actualmente DCN en los contratos que tiene con empresas del SING. Para factores de planta menores al 33% esta alternativa deja de ser competitiva respecto al abastecimiento actual.

Al desarrollar un análisis de sensibilidad para la tasa de descuento que enfrentaría una empresa tercera se aprecia que ésta tiene un impacto importante sobre la tarifa a definir, por lo que la correcta estimación de dicha tasa se transforma un factor crítico de evaluación.

De la evaluación económica, también se concluye que por el momento se deben descartar las tecnologías de solares para la generación eléctrica, ya que no se obtienen tarifas a costos competitivos. Estas tecnologías aún requieren mayor desarrollo tecnológico para lograr una reducción de costos, sobretodo en la inversión, para poder ser implementadas y comercializadas sin la ayuda de subsidios, como ocurre en Europa. Sin embargo, no se ha evaluado el caso de energía térmica, donde las tecnologías solares podrían resultar una alternativa factible económicamente.

Al evaluar el indicador que relaciona el potencial ahorro o mayor costo con las reducciones de CO₂, se observa que nuevamente la energía geotérmica resulta ser la más conveniente. El pago por un suministro en base a esta energía permitiría ahorrar del orden de US\$45 por cada tonelada de CO₂ reducida. En cambio, un contrato de energía solar en base a tecnología CSP, si bien también implicaría reducción de emisiones, sería a un costo del orden de los US\$390 por cada tonelada de CO₂. Este último resultado enfatiza la importancia de tener claridad sobre los costos que puede significar 'limpiar' la matriz energética en base a este tipo de energías.

Finalmente, como producto del trabajo se ha desarrollado una herramienta que permite evaluar y analizar en forma simple pero robusta iniciativas de reemplazo de energía eléctrica con fuentes de ERNC bajo un modelo de contrato de suministro. La aplicación de esta herramienta para la evaluación de proyectos específicos facilitará la generación de información que apoye la toma de decisiones en este ámbito.

Sin embargo, se recomienda como mejoras al trabajo actual, incorporar economías o deseconomías de escala en las alternativas que demuestren estas características para poder así determinar un tamaño óptimo de planta.

6. Anexos

6.1. Principales fases y productos del proceso productivo del cobre

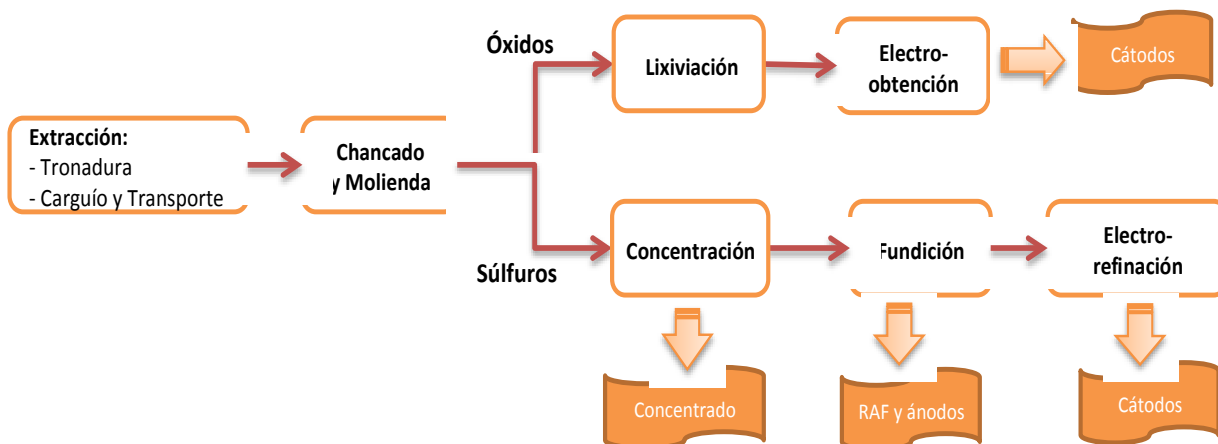


Figura 2: Principales fases del proceso productivo del cobre

Fuente: Elaboración propia

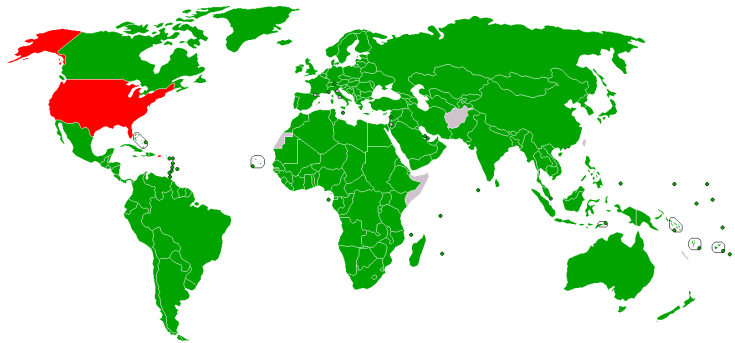
6.2. Protocolo de Kioto y sus mecanismos

Éste es un acuerdo internacional surgido en 1997²⁹ tiene por objetivo reducir las emisiones de seis gases que causan el calentamiento global³⁰. Los países industrializados (partes anexo I) pactaron reducir en al menos un 5% en promedio las emisiones contaminantes entre 2008 y 2012, tomando como referencia los niveles de 1990. Esto no significa que cada país debe reducir sus emisiones de gases regulados en un 5% como mínimo, sino que este es un porcentaje a nivel global y, por el contrario, cada país obligado por Kioto tiene sus propios porcentajes de emisión que debe disminuir.

En la figura a continuación se muestra el estado de cada país respecto del Protocolo.

²⁹ Este acuerdo de naturaleza vinculante, es decir obligatoria, entró en vigencia en el año 2004 cuando fue ratificado por Rusia. En particular, la Unión Europea se comprometió a reducir sus emisiones totales medias durante el periodo 2008-2012 en un 8% respecto de las de 1990. Cabe señalar que Estados Unidos aún no lo ratifica, por lo que no está sujeto a los acuerdos/obligaciones estipuladas en el Protocolo.

³⁰ Dióxido de carbono (CO₂), gas metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), además de tres gases industriales fluorados: Hidrofluorocarbonos (HFC), Perfluorocarbonos (PFC) y Hexafluoruro de azufre (SF₆),



ratificado.
 o con ratificación pendiente.
 o con ratificación rechazada.
 no ratificado.

Figura 3: Participación Mundial en el Protocolo de Kioto al año 2009

Si bien Chile ratificó el Protocolo en 2002, no está obligado a reducir sus gases de efecto invernadero, pues ese es un requisito establecido sólo para los países mencionados en el Anexo I (países desarrollados o economías en transición de mercado).

El Protocolo de Kioto pone a disposición de los países tres mecanismos de flexibilidad para facilitar el cumplimiento de las metas: Comercios de emisiones, Implementación conjunta y Mecanismo de desarrollo limpio, los que en términos generales permiten transar derechos de emisión de GEI o reducciones de emisiones futuras. De esta forma, los mecanismos de flexibilidad han dado origen al mercado del carbono, dentro del cual se pueden identificar dos tipos: el mercado regulado, compuesto por los mecanismos de flexibilidad del protocolo de Kioto, y el mercado voluntario, dentro de cual se identifican a su vez dos tipos. El primer tipo corresponde a la Chicago Climate Exchange (bolsa de reducción de emisiones), y el segundo tipo corresponde al segmento conocido como Over-the-counter, que corresponde a acuerdos bilaterales entre compradores y vendedores de bonos.

Cabe señalar que las empresas Chilenas pueden beneficiarse del Protocolo de Kioto postulando proyectos, en particular de ERNC, al Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL).

En la figura a continuación se muestra la clasificación recién descrita y en el siguiente anexo, se presenta una descripción del mercado del carbono.

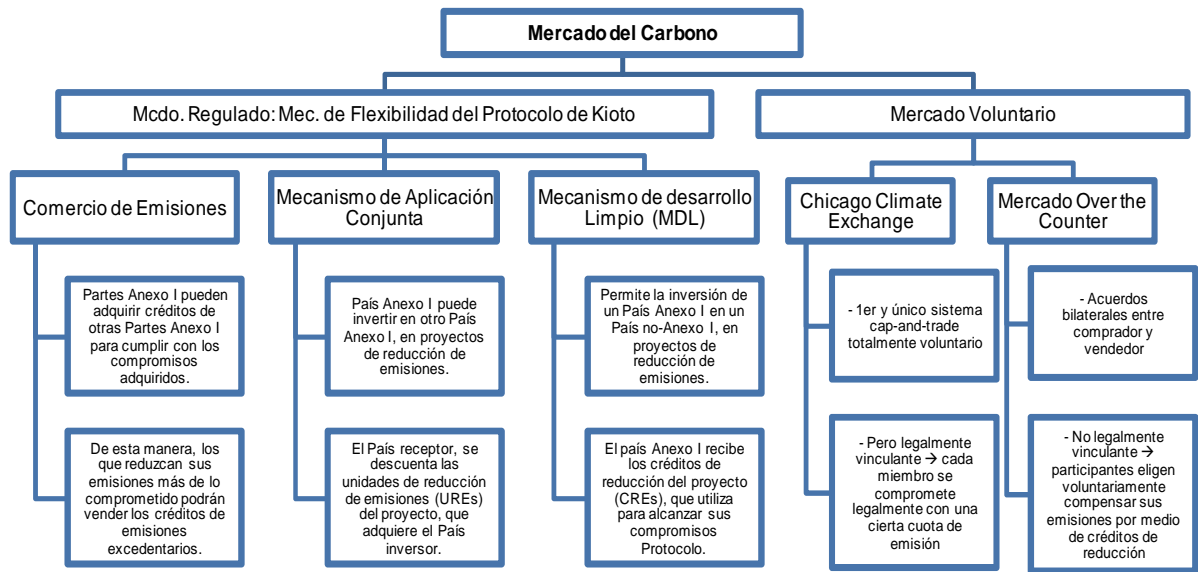


Figura 4: Tipos de mercados de carbono e instrumentos que permiten las transacciones de reducciones de emisiones.

Fuente: Elaboración propia.

6.3. Descripción del Mercado del Carbono

▪ Mercado Regulado: Mecanismos de Flexibilidad del Protocolo de Kioto

Comercio de Emisiones. Este mecanismo permite a las Partes Anexo I adquirir créditos de otras Partes Anexo I. De esta manera, los que reduzcan sus emisiones más de lo comprometido podrán vender los créditos de emisiones excedentarios a los países que consideren más difícil o más costoso satisfacer sus objetivos.

Mecanismo de Aplicación Conjunta. El país inversor se beneficia de la adquisición de Unidades de Reducción de Emisiones (UREs) a un precio menor del que le hubiese costado en el ámbito nacional la misma reducción de emisiones. De esta forma, las unidades obtenidas con el proyecto las utiliza para cumplir con su compromiso de Kioto. Los potenciales países receptores, bajo el ámbito de estos proyectos, serán los países con economías en transición de mercado, tanto por sus escenarios de emisiones, como por su estructura económica que convierte en atractivas y eficientes las inversiones en estos países. Países que se beneficiarán de las inversiones en tecnologías limpias.

Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). Este Mecanismo permite la inversión de un país Anexo I en un país no incluido en el Anexo I, en proyectos de reducción de emisiones o de fijación de carbono. El país Anexo I recibe los créditos de reducción del proyecto, que utiliza para alcanzar sus compromisos derivados del Protocolo. Este Mecanismo cumple con un triple objetivo: por un lado, el país inversor, hará uso de las Reducciones Certificadas de Emisiones (RCEs) para alcanzar los objetivos de reducción y limitación de emisiones y, por otro lado, el país receptor de la inversión consigue un desarrollo sostenible a través de la transferencia de tecnologías limpias y, a su vez, contribuye a alcanzar el objetivo último de la Convención de Cambio Climático. A través de este instrumento es como las empresas chilenas pueden beneficiarse del Protocolo, gestionando bonos de carbono generados a partir de proyectos de energías limpias.

Bajo este mecanismo los recursos provenientes de las RCEs permiten que muchos proyectos que inicialmente no eran económicamente viables, puedan serlo, por lo que su inclusión en la evaluación económica de los proyectos es de gran importancia.

Los recursos que recibe un proyecto que ha calificado a MDL dependen de la cantidad de Certificados de Reducción de Emisiones (CRE) que es capaz de emitir. Estos CRE corresponden a una tonelada de dióxido de carbono, CO_2 , que el proyecto es capaz de desplazar (evitar que se produzca). En este caso el CO_2 se usa como equivalente para cualquier gas de efecto invernadero que se pueda desplazar.

Actualmente para realizar el cálculo de los certificados se compara la energía generada por esta central calificada como MDL con la que se desplaza en generación por una central a carbón y de esta comparación se calcula la cantidad de CO_2 desplazado por los generadores. La cantidad de CO_2 que desplaza un generador de energía renovable equivale a unas 0,9 toneladas de CO_2 por MWh.

El precio de estos certificados puede ser negociado antes de que el proyecto tenga la certificación de MDL, con un precio bastante menor que el CRE emitido, pero esto tiene el beneficio que el riesgo involucrado de la cantidad de CRE que le sean aprobadas al generador. El precio de estos certificados antes de la certificación del proyecto tienen un valor cercano a los 8US\$/ton CO_2 y el precio de un CRE emitido (ya aprobado) tiene un valor de alrededor de 23US\$/ton CO_2 .

Hay que mencionar que para obtener los CRE es de vital importancia demostrar la adicionalidad del proyecto, es decir, que sin los recursos obtenidos a partir del MDL no hubiese sido posible llevarlo a cabo. Los costos de estos estudios e informes se estiman entre 50.000 y 100.000 US\$ y el proceso de certificación puede durar alrededor de un año.

▪ **Mercado Voluntario**

Este tipo de mercado tiene su origen en la creciente preocupación de los consumidores por el cambio climático, de modo que organizaciones que han buscado compensar su huella de carbono pero cuyas actividades no cuentan con metodologías que les permitan postular al MDL o cuyas actividades son muy pequeñas para responder a los costos de transacción del MDL.

Se caracteriza por la existencia de diversas metodologías o estándares para verificar la reducción de emisiones de los proyectos que no requieren aprobación ni registro ante la CMNUCC. Por este mismo, no existe un organismo regulador que exija el cumplimiento de estándares de calidad respecto al desarrollo y comercialización de VERs. (Verified Emission Reduction, equivalentes a los CERs e igual 1 ton CO₂ Eq).

La diferencia en el nivel de exigencia impacta en los precios que estos 'bonos' pueden alcanzar en el mercado, siendo los CERs considerablemente mejor pagados.

6.4. Tendencias internacionales generales respecto a la huella de CO₂

En los últimos años se ha observado que la huella de carbono ha pasado de ser un ser un evento científico a una realidad económica, política, ambiental y social, para países, consumidores y empresas.

En relación a los países y gobiernos, actualmente hay importantes economías mundiales que están desarrollando su propia postura frente al tema. Por ejemplo:

- Francia: aprobó la Ley Grenelle II que exige el etiquetado de CO₂ a todos los productos comercializados en Francia, nacionales e importados, desde el 1^o de enero 2011.
- EEUU: se encuentra discutiendo una ley que contempla aranceles diferenciados para importaciones según emisiones de CO₂.

- Japón: desarrolló su especificación propia de la huella de CO₂ y creó el Comité de Estandarización de huellas de carbono, dependiente del Ministerio de Economía, Comercio e Industria.
- Taiwan: se encuentra implementando un sistema de certificación para huellas de carbono, así como desarrollando estrategias para promover los productos con etiquetado de huella de carbono.

Estas diversas regulaciones ya se han traducido en presiones para exportadores chilenos, en especial para la industria vitivinícola.

Por su parte, importantes empresas de retail han sido proactivas respecto al tema y por ejemplo, Wal-Mart se auto impuso la reducción de emisiones de todos los productos que comercializa y solicita información de GEI a todos sus proveedores; Tesco (UK) está desarrollando pilotos de etiquetado de huella en 30 productos y M&S, Cosco, Migros, etc. están realizando pilotos de comunicación de emisiones.

En lo que respecta a los consumidores, múltiples estudios señalan que hoy en días estos están demandan más información respecto a los productos que consumen; muestran mayor preocupación por el medio ambiente y por lo mismo son más exigentes al respecto al momento de consumir.

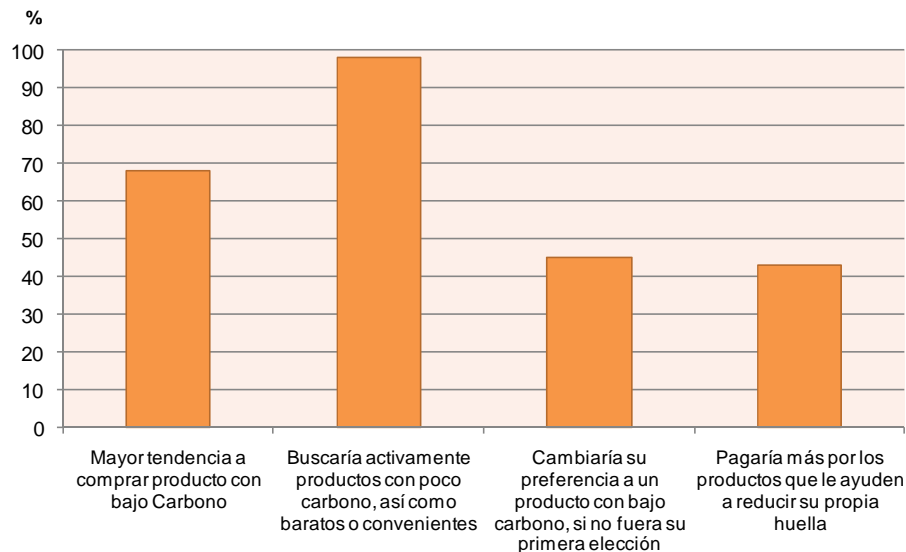


Gráfico 11: Preferencias de los consumidores por productos bajos en emisiones de CO₂

Fuente: Deloitte, en base a Gfk NOP Oct 2006; LEK Consulting Carbon Footprint Report 2007; Tesco Home Panel Survey August 2008.

6.5. Proyección de costos para tecnologías de ERNC

En los gráficos a continuación se muestra la proyección en la reducción de costos para distintas tecnologías de ERNC, desarrollada por el Boston Consulting Group.

Cabe destacar que las tecnologías fotovoltaicas reducirían sus costos en aproximadamente 50% para el año 2020 y que eólica se mantiene como una de más baratas, con una disminución del 12% en sus costos.

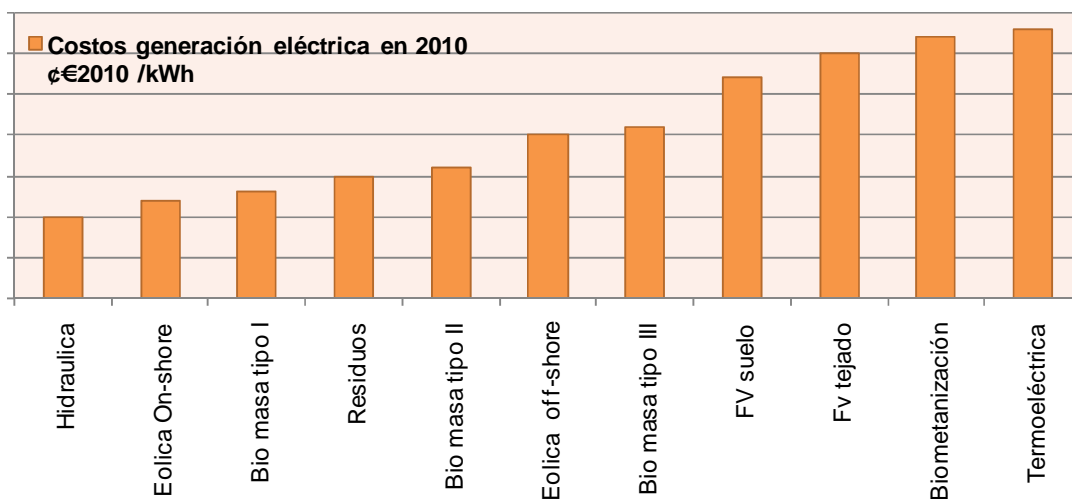


Gráfico 12: Costos relativos de generación eléctrica en €2010 /kWh el año 2010

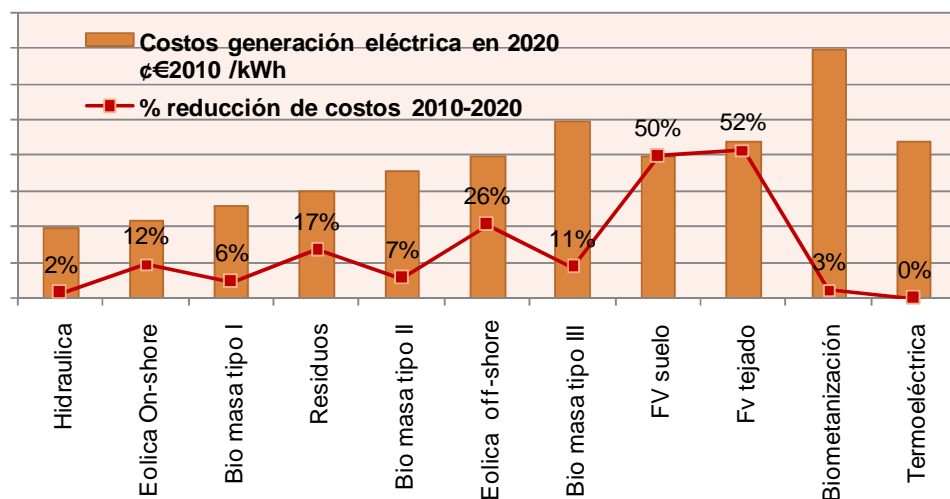


Gráfico 13: Costos relativos de generación eléctrica en €2010 /kWh el año 2020 y porcentaje de reducción esperado respecto del 2010.

6.6. Descripción de las principales tecnologías de explotación de ERNC

De acuerdo con la Comisión Nacional de Energía, las fuentes de energía renovables (ER) se caracterizan porque en sus procesos de transformación y aprovechamiento en energía útil no se consumen ni se agotan a escala humana y se clasifican en convencionales y no convencionales³¹.

En Chile se define como energía renovable no convencional a la eólica, la pequeña hidroeléctrica (<20MW), la biomasa y biogás, la geotermia, la solar y la mareomotriz.

Una de las características que diferencia fuertemente el potencial de las ERNC es el factor de planta, que corresponde la entrega real de energía de la instalación y se expresa como el porcentaje del tiempo que ésta operaría en su potencia nominal.

En la figura a continuación se puede ver que el factor varía fuertemente, destacando el de la geotermia dentro de las ERNC.

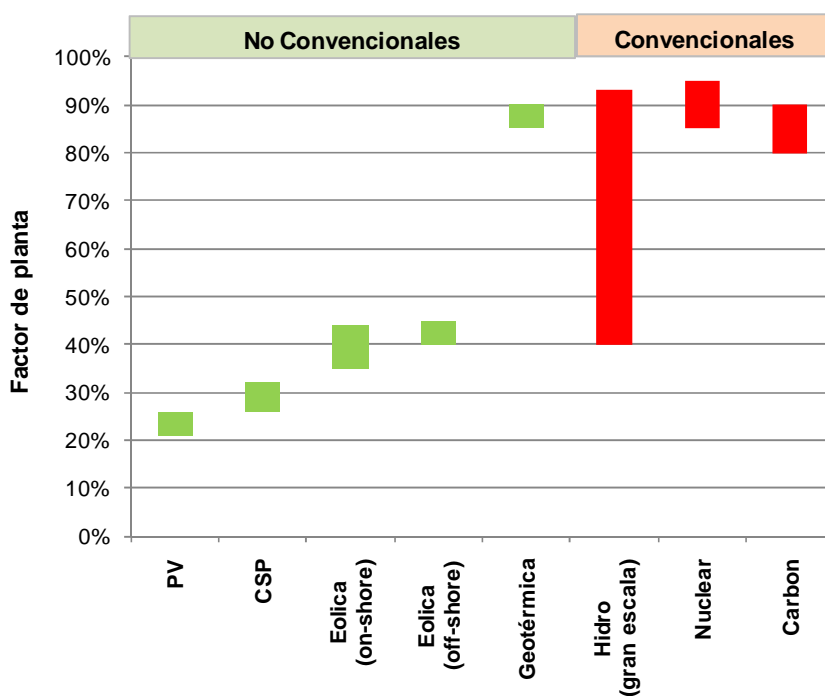


Gráfico 14: Factor de planta según tipo de energía

Fuente: U.S. Energy Background information (2009), NREL.

³¹ Dentro de las convencionales la más importante es la hidráulica a gran escala.

Energía Eólica

La energía eólica se genera por movimiento de masas de aires desde zonas de mayor a menor presión.

Las turbinas eólicas o aerogeneradores son la forma típica de explotación de la energía cinética del viento para su transformación en energía eléctrica. A través del movimiento de las aspas se acciona el generador eléctrico que la transforma la energía por rotación para luego almacenarla en baterías o inyectarla inmediatamente al sistema. Sin embargo, la variabilidad del viento dificulta su uso única fuente de energía, debiendo apoyarse en otras que la puedan suplir.

Energía Solar

Es aquella obtenida mediante la captación de luz o calor emitido por el sol. Las principales tecnologías son la fotovoltaica (PV) o de concentración de poder solar (CSP).

Fotovoltaica: corresponde a todas aquellas tecnologías que usan células solares para captar la energía solar. Estas células han ido evolucionando en tiempo, mejorando su desempeño.

Concentración de poder solar: corresponde a todas aquellas tecnologías que ocupan un método óptico para concentrar la luz del sol. En forma general estas tecnologías se basan en espejos que concentran la radiación solar en un punto. El calor capturado calienta un fluido el que genera vapor, el cual a través de una turbina (de vapor) genera electricidad.

Estas tecnologías tienen la posibilidad de almacenar la energía termal y así aumentar la capacidad de generar electricidad hasta 16 hrs., incluso cuando no hay energía solar disponible. Las 8 hrs restantes se requiere un sistema paralelo para producir vapor, generalmente un quemador de combustible (diesel tradicional o biocombustible).

Energía Geotérmica: se basa en capturar el calor generado bajo la superficie de la tierra el que calienta agua subterránea. El vapor de agua a altas temperaturas y presiones se usa para generar electricidad. La poca variabilidad de la temperatura y

presión bajo la superficie permite generar electricidad en forma permanente y a un bajo costo operacional.

El principal costo se encuentra en las numerosas perforaciones que se requieren para confirmar el potencial geotérmico.

Mini Hidraulica

Consiste en la generación de electricidad con turbinas que transforman el movimiento del agua en energía eléctrica.

Esta transformación se realiza a través de la acción que el agua ejerce sobre una turbina hidráulica, la que a su vez le entrega movimiento rotatorio a un generador eléctrico.

La potencia obtenida a través de los recursos hidráulicos depende del volumen de agua que fluye por unidad de tiempo y de la altura de caída de ésta.

6.7. Estimación del β

	β con deuda	D/E	β sin deuda
Andes Energia	1,77	35,49%	1,31
Endesa	0,94	72,19%	0,55
Enel	0,78	154%	0,31
Xcel Energy	0,43	115%	0,20
Western Wind Energy Corp.	1,91	0,58	1,21
U.S. Geothermal Inc.	2,04	0,03%	2,04
Promedio			0,94
Estructura de capital objetivo		50%	
Nuevo β apalancado		1,40	

Fuente: www.reuters.com

Bibliografía

Alexander Osterwalder, Y. P. (2009). *Business Model Generation*. Amsterdam.

Anglo American. (s.f.). Recuperado el Diciembre de 2010, de <http://www.angloamerican.com/aal/development/case-studies/environment/environment08/>

Anglo American Chile. (2009). *Sustainable Development & Financial Report*.

Central Energía. (9 de Junio de 2010). *Central Energía*. Recuperado el 22 de Octubre de 2010, de <http://centralenergia.cl/2010/06/09/el-desafio-del-20-20/>

Centro de gestión y fortalecimiento para el mejoramiento del desarrollo limpio en Chile. (2010 йил 6-Julio). Retrieved 2010 йил 20-Septiembre from <http://www.cgfmdl.cl/2010/07/se-comenzara-a-medir-la-%e2%80%9chuella-de-carbono%e2%80%9d-a-empresas-exportadoras-chilenas/>

Cia.Minera Doña Inés de Collahuasi. (2009). *Reporte de Sustentabilidad y Estados Financieros*.

Cochilco. (2010). Consumo de energía y emisiones de GEI. 2009.

Codelco. (2009). *Reporte de Sustentabilidad*.

Comisión Nacional de Energía. (2006). Guía del Mecanismo del Desarrollo Limpio para proyectos del sector energía.

Comisión Nacional de Energía. (2008). *Política Energética: Nuevos Lineamientos*.

Consultora DEUMAN. (2008). *Potenciales Energéticos No Convencionales para la división Norte de Codelco*.

Delloite. (2010 йил 31-Marzo). Integración sustentable,cuestión de tiempo. Antofagasta.

Deuman. (2010). Mercados Voluntarios y Huella de Carbono: Conceptos Generales.

Diario Financiero. (2010 йил 21-Junio). *Diario Financiero*. Retrieved 2010 йил 31-Octubre from <http://www.cgfmdl.cl/2010/06/minera-escondida-inscribe-solicitud-de-exploracion-geotermica/>

Fundación Chile (Aldo Cerda). (2010 йил 5-Octubre). Green Markets en Chile: la influencia de la huella de carbono. *Seminario "Huella de carbono como herramienta competitiva"* . Santiago.

G8 Energy Ministers Meeting. (2009). *Energy Ministers Meeting*. Recuperado el 27 de Diciembre de 2010, de <http://www.g8energy2009.it>

García, J. (2010 йил Mayo). Cambio climático y sustentabilidad energética. *Seminario Energía y Minería* . Santiago.

Gerencia de Control de Gestión y Evaluación de Inversiones. (2010). *Plan de Negocios y Desarrollo 2010*.

Indap - Observatorio de mercados. (2009 йил Septiembre). Exigencias en Europa llevan a exportadores chilenos a medir huella de carbono.

Kern, E. C. (2010). *Centro de Energías Renovables*. Recuperado el 2 de Enero de 2011, de <http://www.cer.gov.cl/wp-content/uploads/downloads/2010/12/Solar-01-Solar-power-investment-decision-making-Ed-Kern-Talleres-Buenas-Practicas.pdf>

Kozulj, R. (2004). *La industria del gas natural en América del Sur*. CEPAL.

Lizana, D. (2010 йил Mayo). Energías Renovables No Convencionales: Tecnologías actuales y su potencial en la industria minera chilena. Antofagasta.

Lizana, D. (2010). Importancia de la Huella de Carbono en la Minería. Nuevas exigencias de los mercados mundiales. Antofagasta.

Medel, L. (2007). El negocio de los bonos de carbono: Billetes verdes. *Capital* .

Mesa Minera de Eficiencia Energética (Diego Lizana). (2010 йил 5-October). La Huella de Carbono y la competitividad en el mundo minero. *Seminario "Huella de carbono como herramienta competitiva"* . Santiago.

Ministerio de Energía. (2010 йил 5-October). Huella de Carbono: La visión del Ministerio de Energía. *Seminario "Huella de carbono como herramienta competitiva"* . Santiago.

Ministerio de Energía. (2010 йил Mayo). Seminario ERNC en Zonas Mineras. Antofagasta.

Moreno, A. (2009). *Estructuración y desarrollo de los lineamientos básicos de un servicio de generación de electricidad a partir de energía solar*.

National Renewable Energy Laboratory. (2009). *2008 Geothermal Technologies Market Report*.

Nueva Minería. (2010). *Nueva Minería*. Retrieved 2010 йил 30-October from http://www.nuevamineria.com/numero4/avance_de2.php

POCH. (2009 йил Diciembre). El Mecanismo de Desarrollo Limpio: experiencias y potencialidades.

POCH. (2009). Huella de Carbono y Metodologías de Cálculo.

Reducción de emisiones: Desafío de la minería . (2010). *Electricidad Interamericana* .

Revista Electricidad. (2010 йил Octubre). *Energía y Minería, creciendo juntas por el desarrollo de Chile*. Retrieved 2010 йил 31-October from Electricidad Interamericana: http://www.revistaei.cl/revistas/imprimir_noticia_neo.php?id=735

Tardito, C. (2010 йил Octubre). Gcia. Desarrollo de Mercados, Codelco.

Termoeléctricas aumentan polémica "huella de carbono". (2010 йил 1-Septiembre). *El Mercurio de Antofagasta* .

U.S. Department of energy. (2010). *2009 Renewable Energy Data Book*.

URBANO. (2010 йил 15-Febrero). Retrieved 2010 йил 28-Septiembre from Mineras intentan reducir su Huella de Carbono: <http://www.urbano.cl/2010/02/mineras-intentan-reducir-su-huella-de-carbono/>

World Resources Institute; World Business Council for Sustainable Development. (2009). Protocolo de Gases de Efecto Invernadero.

Xstrata División Norte de Chile. (2009). *Reporte de Sostenibilidad*.