

ANÁLISIS INSTALACIÓN PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON BIOGAS

Rev. 0

INFORME DE CIERRE

FEBRERO 2006

Informe de Cierre

“Instalación Planta de Generación con Biogas”

Rev. 0

KDM

Índice

1	INTRODUCCIÓN.....	4
2	OBJETIVOS.....	4
3	DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL SECTOR ELECTRICO.....	5
3.1	SISTEMAS DE PRECIOS	6
4	ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	8
5	LAS MODIFICACIONES LEGALES Y SU IMPACTO EN EL PROYECTO.....	12
6	DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	15
7	PROYECCIÓN DE PRECIOS FUTUROS	17
7.1	PROYECCIÓN Y DETERMINACIÓN DE COSTOS MARGINALES.....	17
7.2	PROYECCIÓN Y DETERMINACIÓN DEL PRECIO DE LA POTENCIA	18
8	ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE CONEXIÓN AL SIC	18
9	DESCIPCIÓN DE LA PLANTA DE GENERACIÓN.....	19
10	COSTOS	21
10.1	COSTOS DE INVERSION	21
10.2	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENCIÓN	23
10.3	PAGO DE PEAJES.....	24
11	INGRESOS.....	25
11.1	INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA	26
11.2	INGRESOS POR VENTA DE POTENCIA	27
11.3	INGRESOS POR BONOS DE DESCONTAMINACION	28
12	CONCLUSIONES.....	30
13	FLUJO DE CAJA.....	30

1 Introducción.

El presente informe describe la definición de parámetros y la evaluación económica, del Proyecto KDM de Generación Eléctrica utilizando gas metano. El gas proviene del Relleno Sanitario Loma los Colorados, el cual comenzó sus operaciones en Marzo de 1996 y se encuentra ubicado a 73 [km] del centro de Santiago, en la comuna de Til –Til.

El presente proyecto se enmarca en un contexto de innovación tecnológica y generación limpia utilizando residuos orgánicos.

No existe ningún proyecto instalado en Chile con generación a Bio-Gas, por lo que este proyecto sería el primero de su tipo en el país. Además al utilizar biogas, existe abatimiento de producción de CO₂ por lo que el proyecto genera bonos de descontaminación. Los bonos de descontaminación son valorados a un precio, el cual incrementa los ingresos del proyecto.

La planta de generación es una planta que utiliza motores de combustión interna sin cogeneración. La evaluación será realizada a 20 años, asumiendo que la vida útil del proyecto corresponde a la vida útil de los motores.

2 Objetivos.

El propósito del presente estudio es, analizando el escenario actual del sector eléctrico nacional con las modificaciones correspondientes a la ley Eléctrica que favorecen y crean un nuevo marco para el desarrollo de Pequeños Medios de Generación Distribuida, determinar la rentabilidad a través de indicadores económicos como el VAN TIR y PAY- BACK, del proyecto de generación eléctrica con biogas antes mencionado.

3 Descripción del funcionamiento del sector eléctrico

El funcionamiento del sector se estructura en 3 segmentos o actividades: Generación, Transmisión y Distribución.

Los generadores son quienes producen la electricidad y para el sistema SIC la producción de electricidad se realiza a través de centrales hidráulicas y térmicas a gas natural, carbón y en menor proporción petróleo y desechos forestales.

Las empresas transmisoras son los propietarios u operadores de los sistemas de transporte de electricidad desde los puntos cercanos a los centros de producción hasta las redes de distribución y lo constituyen líneas de más de 23 Kvolts y sus instalaciones complementarias principalmente estaciones de transformación, denominadas Sub-estaciones S/E. Se define la red de transmisión troncal como las instalaciones de transmisión entre Charrúa (octava región) y Quillota. Todos los generadores pagan por estas instalaciones, exceptuando los generadores de capacidad menor a 9 MW y con medios renovables, lo que se denomina peaje básico.

Para el sistema SIC se han definido 21 nudos desde Diego de Almagro (Tercera región) hasta Peguñun (décima Región).

En la actividad de distribución, las empresas propietarias de los sistemas de distribución rentan sus inversiones a través de los denominados Valores Agregados de Distribución, que se calculan para las distintas áreas típicas en que se divide el país, siendo estos menores en las zonas de mayor densidad de consumo, y mayores en las zonas con menor densidad de consumo, como las zonas rurales.

3.1 SISTEMA DE PRECIOS

La ley define como clientes regulados a aquellos con potencia conectada menor o igual a 2000 Kw. Se asume que los clientes con potencias conectadas mayores tienen capacidad de negociación que les permitiría obtener precios menores al regulado. Adicionalmente la

ley prevé que los clientes con potencias de entre 500 y 2000 Kw puedan decidir si se adscriben a una opción regulada o escogen ser clientes libres.

Los precios de la energía eléctrica tienen 2 componentes básicas: el precio de nudo, correspondiente al costo de generación y transmisión, es decir producir la energía eléctrica y transportarla hasta las redes de distribución y el Valor Agregado de Distribución, que corresponde al costo de tomar la energía eléctrica desde las redes de transmisión o sub-transmisión y llevarla a los puntos de consumo. La primera, de acuerdo a la legislación vigente se calcula cada 6 meses, dado que dependen de factores variables como la hidrología y el precio de los combustibles, además de la oferta y demanda. El valor agregado de distribución en cambio se determina cada 4 años, ya que da cuenta, principalmente, de costos de inversión en instalaciones, los que en general son relativamente estables.

De acuerdo a la normativa vigente el sistema de tarificación del sector eléctrico para la actividad de generación corresponde al sistema marginalista y se basa en los siguientes lineamientos:

Determinación del costo marginal de potencia y energía al nivel de generación, en el centro de gravedad del sistema eléctrico. Corrigiendo estos valores por las pérdidas marginales en los sistemas de transmisión, se determinan los costos marginales en los distintos nudos del sistema.

Los costos de energía corresponden a los costos marginales de corto plazo. Estos se usan para:

- ✓ Valorizar las transferencias entre generadores
- ✓ Como referencia para los suministros a precio libre
- ✓ Para el cálculo del precio regulado o precio de nudo

El precio de potencia corresponde al costo de expandir la capacidad de suministro de potencia de punta. Este Costo Marginal representa el costo real y global de inversión que para el sistema significa proporcionar 1 kW adicional en la hora de máxima demanda del sistema eléctrico. Dado que éste es el costo para abastecer "el último kW de potencia demandada", está representado por el costo de inversión de una unidad muy cara de

operación pero barata de inversión. El precio obtenido referido a cada sub estación del sistema se denomina precio de nudo de la potencia.

Los precios de nudo –que regulan las ventas de las generadoras a las distribuidoras para sus consumos de clientes regulados- son fijados por la CNE semestralmente.

El precio de nudo debiera reflejar en el largo plazo los costos marginales de potencia y energía.

Análisis de la situación actual del Sector Eléctrico.

La potencia instalada en el SIC es de 8197 MW, correspondiendo un 57,3% a centrales hidroeléctricas y un 42,7% de la potencia instalada es de origen térmico. El siguiente cuadro presenta la capacidad instalada por empresa

Potencia en (MW)			
Centrales	Térmico	Hídrico	Total
Arauco Generación	136,8	0	136,8
Gener SA.	436,5	244,9	681,4
Colbun SA.	1122,3	697	1819,3
Endesa	469	2097,7	2566,7
Guacolda S.A.	304	0	304
Pangue S.A.	0	467	467
Pehuenche S.A.	0	623	623
Eléctrica Santiago S.A.	479	0	479
San Isidro S.A.	370	0	370
Ibener S.A.	0	124	124
Cenelca	50,3	145	195,3
Puyehue	0	39	39
Otros (1)	133,4	251,2	384,6
Sub Total	3501,3	4688,8	8190,1
Autoprodutores	0	6,5	6,5
Total	3501,3	4695,3	8196,6

Tabla N1 Potencia SIC fuente CEDEC- SIC

El siguiente gráfico presenta la evolución de la demanda de energía en los últimos 10 años, en el SIC, observándose un crecimiento importante de la demanda el año 2004.

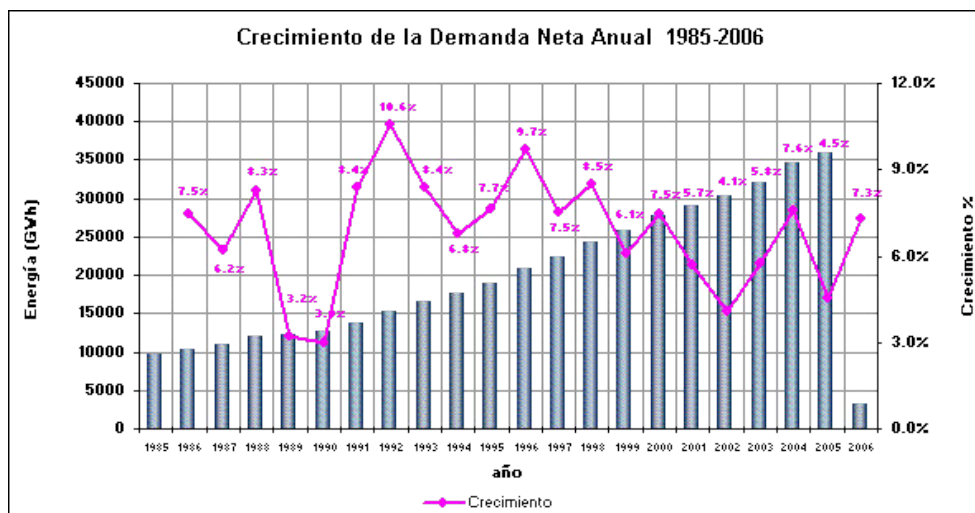


Gráfico N1 Potencia SIC fuente CEDEC- SIC

La demanda máxima del 2005 en abril y correspondió a 5768 MW, lo que significa a un incremento de un 6,2% respecto de la demanda máxima del año 2004. El gráfico siguiente presenta la evolución de la demanda máxima del SIC en los últimos diez años.

Demandas máximas anuales

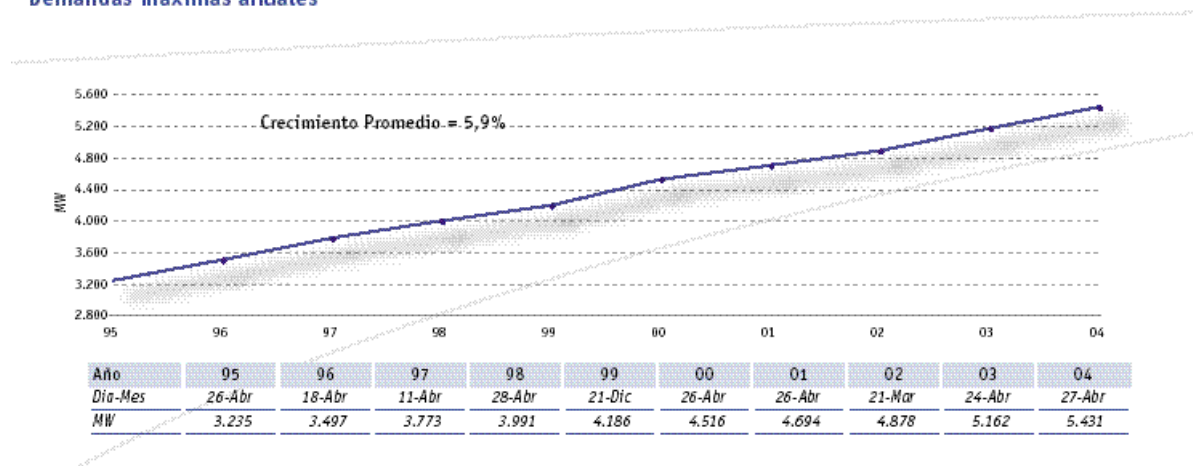


Grafico N2 Demandas máximas anuales

Si bien a junio de 2005 los caudales afluentes a las principales centrales hidroeléctricas muestran una condición hidrológica favorable (probabilidad de excedencia de 50%) las simulaciones de la operación, para los próximos doce meses indican escenarios de racionamiento del suministro eléctrico para el 2006, en el caso de ocurrir condiciones hidrológicas secas. En efecto, el siguiente gráfico preparado por el CDEC-SIC presenta los resultados de costos marginales en tres escenarios modelados (hidrología seca, media y húmeda). Es claro que en el escenario seco, a partir de mayo del próximo año se requeriría el despacho de prácticamente la totalidad del parque térmico, incluyendo las unidades de respaldo de alto costo variable de operación.

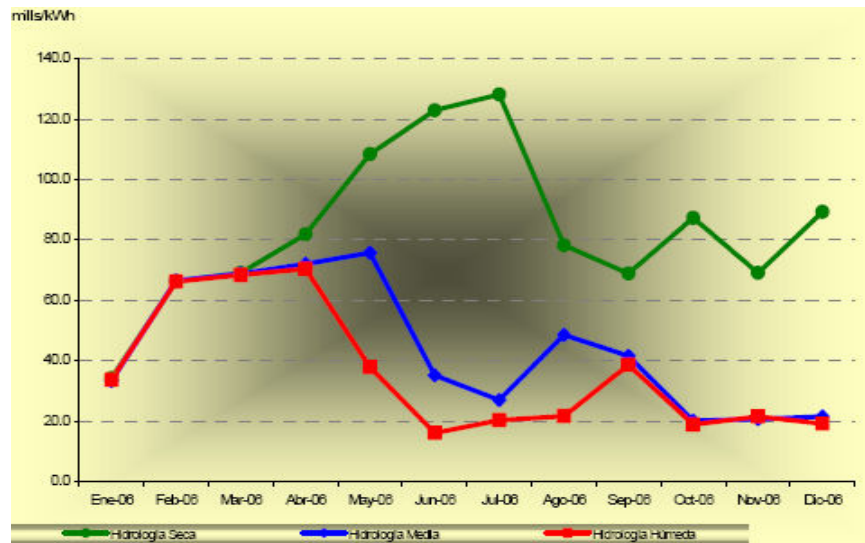


Gráfico N 3 Proyección de Costos Marginales de Energía, escenarios Medio, Húmedo y Seco.

El siguiente gráfico presenta las proyecciones de costos marginales de energía mensuales esperados, calculados por la Comisión Nacional de Energía en el informe de precios de nudo de abril de 2005.

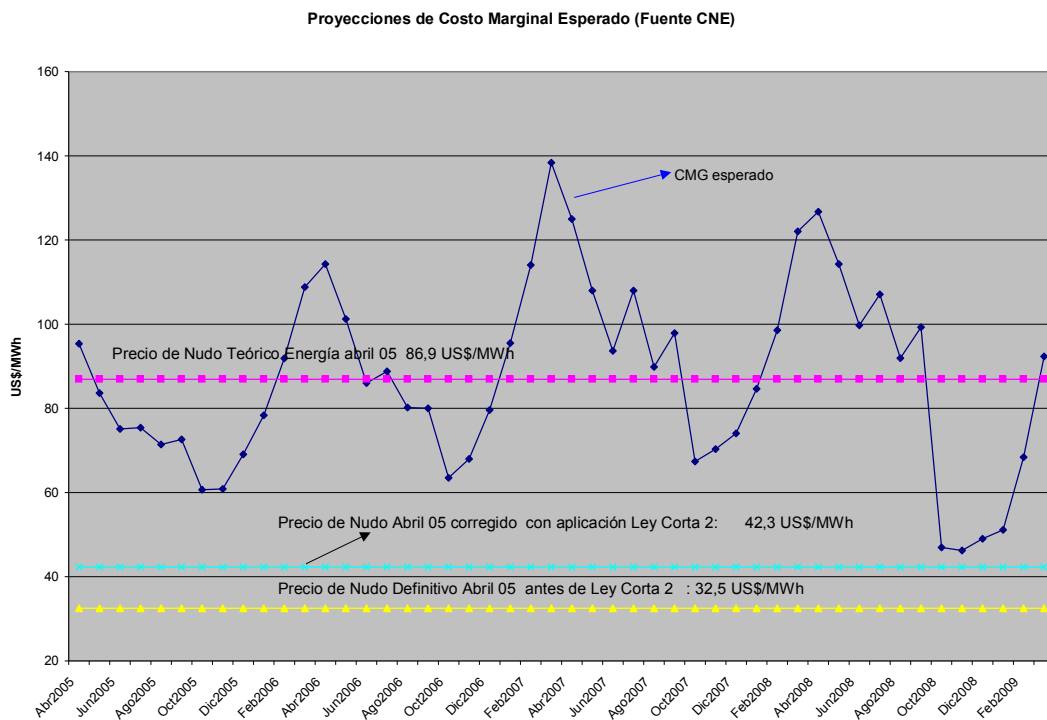


Gráfico N 4 Proyección de Costos Marginales de Energía

El valor promedio ponderado en el cuatrienio entre abril de 2005 y marzo de 2009 es de 86,9 US\$/MWh (determinado en el nudo Quillota 220 kV) en adelante Precio Medio Básico de la electricidad. Este valor resulta un 167% superior al precio de nudo de energía calculado para el período abril-octubre de 2005. Lo anterior es resultado de la aplicación a partir del 2004 de la denominada Ley Corta I que modificó el DFL Num. 1 de 1982 y que estableció que el precio de nudo debe encontrarse dentro de una banda de $\pm 5\%$ de los precios libres (en la versión de 1982 esta banda era de $\pm 10\%$). Los precios libres son resultados de contratos de largo plazo entre las empresas eléctricas y los grandes clientes no sometidos a regulación de precios. Por lo tanto estos precios no incorporan inmediatamente los incrementos de costo de corto plazo en la producción de electricidad originados en las restricciones de gas natural proveniente de Argentina que han afectado a las centrales generadoras que utilizan dicho combustible.

Durante el año 2005, se promulgó la denominada Ley Corta II (LEY N° 20.018 del 19 de mayo de 2005) que establece que si la diferencia entre el Precio Medio Básico y el Precio Medio de Mercado es igual o superior a 80%, la Banda de Precios de Mercado se incrementa a 30%. Esto significó inmediatamente un incremento de precios del 30% a partir de junio de 2005. (Ley Corta 2), ya que esta diferencia fue de 138,1%.

El gráfico siguiente muestra una estimación –gruesa- del efecto de esta medida en los precios, suponiendo que nuevas inversiones eficientes son puestas en servicio a comienzos del año 2009.

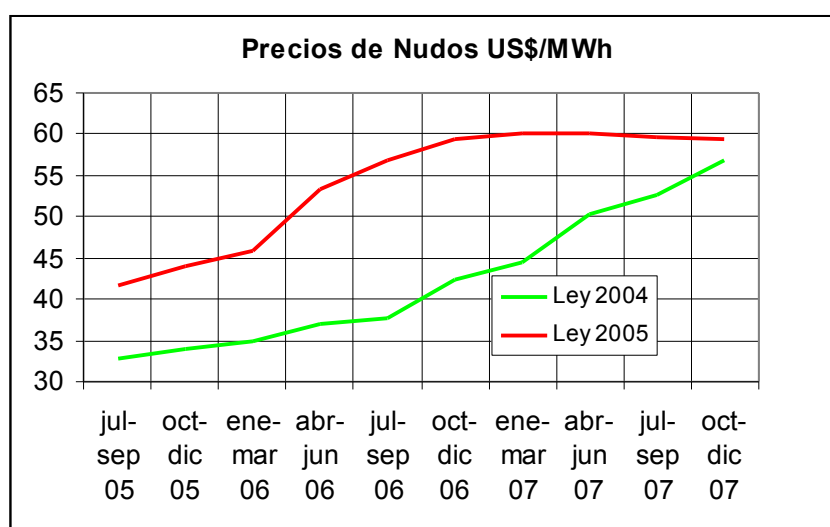


Gráfico N 5 Proyección de Precios de Nudo de la Energía

El efecto económico de esta diferencia de precios para las empresas generadoras significa un beneficio cercano a US\$ 950 millones. Esta cifra resulta de aplicar a la diferencia de precios de nudos una estimación de los volúmenes de ventas que realizan las empresas a Precios de Nudos.

4 Las modificaciones legales y su impacto en el proyecto.

La última modificación a la Legislación Eléctrica (Ley N° 20.018) introdujo cambios significativos a los procesos de licitación que deben realizar las empresas distribuidoras eléctricas para abastecer los consumos de los clientes regulados.

En esta modificación se establece:

- El periodo de contrato puede ser hasta de 15 años.
- Los oferentes compiten por precios de energía a la fecha de la presentación de la oferta. El precio de la potencia queda fijo por el periodo del contrato al precio vigente al momento de la licitación.
- El precio máximo de las licitaciones corresponde al límite superior de la banda de precios libres, incrementado en un 20%.

Adicionalmente la CNE emitió la resolución exenta N° 704 que entrega las condiciones mínimas y plazos del proceso de licitación. Entre ellos se cuentan:

- Condiciones para ser oferente y exigencias para adjudicatarios: persona jurídica nacional o extranjera de giro generación eléctrica (en caso de adjudicarse licitación).
- Sistema de ofertas y adjudicación separadas (entre suministro base y variable), no vinculante.
- Puntos de suministro.
- El marco legal de las licitaciones permite que dos o más distribuidoras puedan efectuar procesos licitatorios conjuntos.
- Flexibilidad para que las distribuidoras establezcan la mejor forma de administrar su demanda de base, de forma de incentivar la competencia por dichos bloques.

Todo lo anterior permitirá que se libere una cantidad atractiva de demanda conjunta, que permitiría generar condiciones para que nuevos agentes ingresen al mercado.

Los gráficos siguientes muestran la situación proyectada para vencimientos de contratos de suministro de distribuidoras destinada a clientes regulados para los próximos 10 años, para energía y potencia.

Los precios límite de estos contratos estarán relacionados, como se indicó anteriormente, con la banda de precios libres. Si la licitación de llamara hoy día el precio de la potencia sería de US\$ 6,9 por Kw-mes. A su vez el límite máximo para el precio de la energía sería 60 US\$/MWh.

Por otra parte, se ha buscado incentivar la incorporación de energías renovables con modificaciones introducidas al marco regulatorio a través de la ley N 19.940 de marzo del 2004. Las disposiciones están destinadas principalmente a asegurar el derecho de cualquier propietario de medios de generación de vender su energía en el mercado spot al costo marginal instantáneo y sus excedentes de potencia a precio de nudo de la potencia. Además, se establecen condiciones para dar mayor estabilidad y seguridad a las remuneraciones de la energía de las pequeñas centrales de generación, en particular para aquellas cuyo aporte de excedente de potencia al sistema eléctrico no supere los 9 MW, y en menor medida para generadores de tamaño menor a 20 MW. La reforma establece la obligación de las empresas distribuidoras de permitir la conexión de pequeñas centrales a sus redes de distribución. Además se establece posibles exenciones en el pago de peajes troncales, con la excepción total o parcial para generación no convencional. Actualmente se aprobó el Reglamento para Medios de Generación no Convencionales y Pequeños Medios de Generación.

Se define como medio de Generación no convencional (MGNC) a las plantas cuya potencia instalada sea inferior a 20 MW y cuya fuente de energía provenga de los siguientes medios: energía hidráulica, energía geotérmica, energía solar, energía eólica, energía de los mares y biomasa. Además las plantas cuya potencia instalada sea inferior a 20 MW y cuya fuente energética sea diferente a las mencionadas anteriormente serán consideradas MGNC, sólo si el rendimiento de la planta es superior al rendimiento técnico que acredite la norma para ese tipo de instalaciones.

Los (MGNC) cuya potencia instalada sea inferior a 9 MW, se clasificarán según su tensión de conexión al sistema. En el caso que la tensión de conexión sea de a nivel de

distribución, el medio de generación pasará a llamarse Pequeño Medio de Generación Distribuída (PMGD). Ahora si la tensión de conexión es a nivel de transmisión troncal, subtransmisión o adicionales, pasará a llamarse Pequeño Medio de Generación (PMG).

Para la conexión a la red de distribución de los PMGD. Las empresas de distribución, si es que se necesitan, deberán realizar las obras de conexión adicionales para la correcta conexión de los PMGD. Además, deberán entregar toda la información correspondiente para la correcta realización de la conexión de los PMGD.

Todo MGNC o PMGD o PMG, tiene derecho a vender su energía a costo marginal instantáneo, así como sus excedentes de potencia a precio de nudo de potencia.

Todo MGNC o PMGD o PMG, operará con autodespacho. Esto implica que propietario u operador del PMGD, será el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar en la red de distribución en la cual está conectado.

Para efectos de la programación global del sistema eléctrico así como la determinación de las correspondientes transferencias los PMGD deberán coordinar sus operaciones con las empresas distribuidoras y con el CEDEC respectivo. Para estos efectos los PMGD deberán emitir a más tardar el día 25 de cada mes un informe IOM con la disponibilidad de excedentes para el mes siguiente, este IOM deberá hacerse llegar a las empresas distribuidoras y a la DO (dirección de operaciones del CEDEC respectivo).

Para efectos de la determinación del balance de inyecciones y retiros, el propietario de un PMGD debe informar al CEDEC su inyección horaria. Además deberá entregar un informe anual con estadísticas y proyecciones de operación mensual para los siguientes 12 meses.

Todo MGNC o PMGD o PMG, tendrá derecho a vender su energía al sistema a costo marginal instantáneo (Costo marginal horario). o a un régimen de precio estabilizado (Precio de Nudo fijado semestralmente), opción que deberá ser comunicada al CEDEC respectivo a lo menos 6 meses antes de la entrada en operación del PMGD. El período mínimo de permanencia en cada régimen será de 4 años y la opción de cambio de régimen deberá ser comunicada al CEDEC con una antelación mínima de 12 meses.

5 Descripción del negocio de generación eléctrica

Los propietarios de centrales generadoras presentes en el CDEC-SIC acceden a dos fuentes de ingresos:

Ingresos por valorización de su producción de energía eléctrica a costo marginal. El costo marginal es determinado horariamente por la Dirección de Operaciones del CDEC-SIC, que además se encarga del despacho de las centrales generadoras. Por lo tanto en la medida que las centrales generadoras operan recibirán este ingreso, lo que origina un margen para la empresa, ya que los costos marginales del sistema son mayores o iguales al costo variable de la planta que está despachada. El costo marginal horario corresponde en cada período al costo variable de la unidad más cara en operación, con la excepción de las situaciones de racionamiento o déficit en el suministro, en que el costo marginal es igual al costo de falla del sistema. Estos ingresos son pagados mensualmente a las empresas generadoras, surgen como resultados de los balances de inyecciones y retiros que calcula la Dirección de Operaciones.

El gráfico siguiente ilustra el comportamiento de los costos marginales durante el presente año 2005, donde se destaca los elevados costos marginales de la energía en los meses de abril y mayo. De manera referencial se ha incluido el precio de nudo en mismo gráfico.

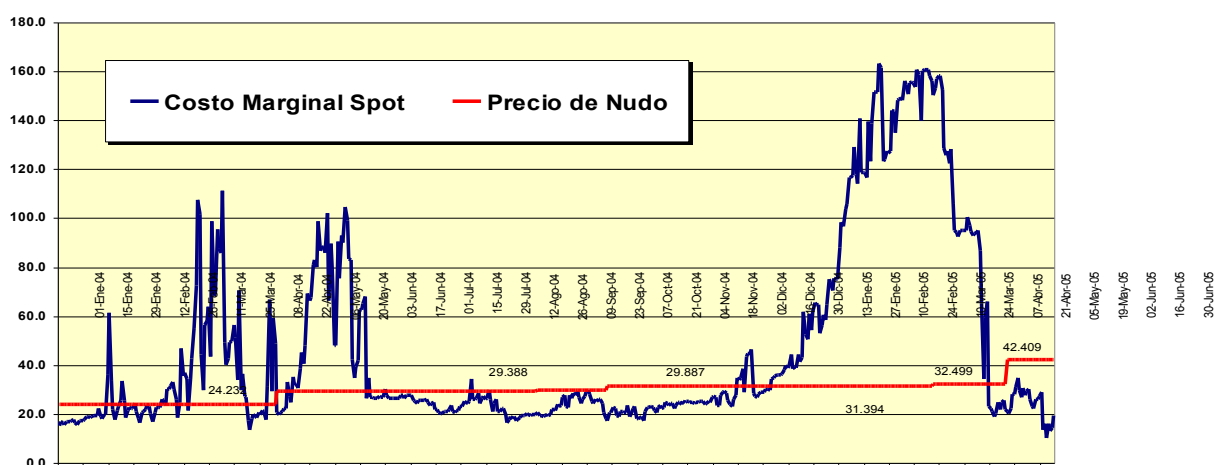


Gráfico N 6 Comparación Costo Marginal Spot con Precio de Nudo de la Energía.

Ingresos potencia firme y/o potencia de suficiencia (en adelante potencia firme) valorizados al precio de nudo de la potencia determinado por la Comisión Nacional de Energía. La potencia firme de una central generadora es función de su capacidad de generación, de la disponibilidad de la planta cuando es requerida en horas de punta del sistema, del balance de los aportes de potencia de las centrales existente y de la demanda máxima de punta del sistema. Los cálculos de potencia firme son realizados por la Dirección de Operaciones del CDEC-SIC, para efectos de determinar las transferencias de potencia entre empresas generadoras, corresponde a un cálculo a nivel anual. Los pagos se realizan mensualmente (el pago anual se divide en 12 cuotas). El cálculo definitivo se realiza una vez transcurrido el período de punta y conocida la respectiva demanda máxima del sistema, por lo que a comienzos de año se realiza una estimación preliminar y se ejecutan pagos provisionales. Los ingresos por potencia firme de una central ocurren con independencia del despacho de ésta.

6 PROYECCIÓN DE PRECIOS FUTUROS

Para definir los precios con los cuales se valorará la energía y la potencia suministrada al sistema se realizará una proyección futura de los costos marginales de la energía del sistema y del precio de la potencia.

6.1 PROYECCIÓN DE COSTOS MARGINALES DE LA ENERGÍA

A continuación se presenta una proyección de costos marginales de la energía para los próximos 15 años, en el nudo base Quillota.

Año	Promedio Anual US\$/MWh
2006	102,0
2007	110,1
2008	118,0
2009	123,7
2010	61,6
2011	63,1
2012	39,1
2013	37,8
2014	36,5
2015	37,0
2016	35,3
2017	35,4
2018	39,0
2019	38,4
2020	38,4
2021	38,4

Tabla N2 Proyección de Costos Marginales de la Energía

Se utilizarán cada uno de estos valores anuales de costo marginal para valorizar la energía producida por la planta. El proyecto culmina el año 2026, por lo que se asumirá un valor de 38,4 US\$/kWh, para los años 2022, 2023, 2024, 2025 y 2026.

6.2 PROYECCIÓN DEL PRECIO DE LA POTENCIA

El precio de la potencia de largo plazo se estima en 72 [US\$/kW], para todo el período del proyecto. Dada la concepción teórica del precio de la potencia que representa el costo de instalar un Kw adicional en el sistema, a través de una tecnología barata en inversión, el valor así calculado es muy estable en el tiempo. Así en la actualidad se consideran los costos de instalación de una turbina diesel en

7 ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE CONEXIÓN AL SIC

El análisis de alternativas de conexión al sic pasa por determinar la tensión de conexión a la cual se deberá conectar la planta.

Las alternativas están en dos niveles de tensión: 13,2 kV y 23 kV.

En visitas a terreno se pudo constatar que en el sector donde se pretende instalar la planta, existe una línea en 23 kV, por lo que resulta lógica la elección de este nivel de tensión para la conexión a la red.

La extensión de la conexión correspondería a un tramo super reducido de alrededor de 100 [m].

La subestación elegida contempla la conexión en paralelo de 4 transformadores elevadores de 5 [MVA] cada uno. Los cuales levantan la tensión de generación de 400 [volt] a 23 [kV].

8 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA DE GENERACIÓN.

La planta constará con un total de 25 motores Waukesha VHP-L7042GL 875 kWe de 400 [Volt].

Inicialmente se instalará 1 motor más la primera parte de la subestación, luego al final del primer año se instalarán 12 motores, más la segunda parte de la subestación, en el año 5 se instalarán 4 unidades generadoras más, en el año 10 se instalarán 5 más para finalizar la instalación en el año 15 con 4 generadores.



A continuación en la tabla N3 se presentan los componentes principales de la Planta de Biogás.

Componentes Principales Planta de Biogás
Sistema de Biogás Pozos de extracción Tuberías colectoras de conducción y tracción Bombas de vacío Eliminación de impurezas (Filtros) Alimentación y quemado de excedentes
Generación Eléctrica Motogeneradores Modulares Equipos de Control Automático Transformadores Eléctricos Sub-estación

Tabla N3 Componentes Principales Planta Biogás

En la tabla N4 se presenta más detalladamente las componentes que conforman la Planta de Generación Eléctrica.

Datos Técnicos Planta Biogás			
Tipo	Marca	Cantidad	Capacidad
Generadores	Waukesha	25	800 kW c/u
Transformadores	Rhona	5	5 MVA c/u
Tablero de Transferencia	Rhona	1	20 MW
Bombas de Biogás y Filtrado	Pioneer	-	-
Quemadores de Biogás	Pioneer	-	-
Bomba para condensado	Pioneer	-	-
Equipo de enfriamiento	Pioneer	-	-
Tubería de colección de Biogás	Pioneer	-	-
Cabezales secundarios que conectan grupos a pozos	Pioneer	-	-
Ramales Principales	N/A	-	-
Separadores de condensado	Pioneer	-	-
Tamaño de almacén de condensado y sistema de bombeo	Pioneer	-	-
Sistema de control de flujos	Pioneer	-	-
Medidor de Potencia y Energía	N/A	-	-

Tabla N4 Componentes Principales Planta Generación Eléctrica

9 COSTOS

9.1 COSTOS DE INVERSIÓN

La Inversión en equipos de generación se dividen en 5 etapas, a continuación se describe la primera inversión, que consta principalmente de la sala de generadores, más el primer generador con los 2 primeros transformadores elevadores.

Inversión Inicial		
Generador Waukesha (1)	595.000	US\$
Tablero Transferencia (1)	75.000	US\$
Sistema de acondicionamiento (1)	245.000	US\$
Costos de Instalacion (1)	95.000	US\$
Sala de Sopladores y Sistema de acondicionamiento (1)	40.866	US\$
Sala de Motores	163.465	US\$
Transformadores 5[MVA] X2	160.000	US\$
Sistema de Extracción de Biogas	1.332.000	US\$
Ingenieria (1)	45.000	US\$
Total	2.751.331	US\$

Tabla N5 Costos de Inversión Inicial

A finales del primer año de operación se contempla la compra de 12 unidades generadoras más 3 transformadores elevadores, el detalle de las inversiones se describe en la tabla N°2

Inversión 2		
Generador Waukesha (12)	7.140.000	US\$
Tablero Transferencia (12)	900.000	US\$
Sistema de acondicionamiento (12)	2.940.000	US\$
Costos de Instalacion (12)	1.140.000	US\$
Sala de Sopladores y Sistema de acondicionamiento (12)	490.392	US\$
Transformadores 5[MVA] X3	240.000	US\$
Ingenieria (12)	540.000	US\$
Total	13.390.392	US\$

Tabla N6 Costos de Inversión 2

En una tercera etapa a finales del 5 año se realiza la tercera inversión, que contempla la compra de 4 generadores como se detalla a continuación:

Inversión 3		
Generador Waukesha (4)	2.380.000	US\$
Tablero Transferencia (4)	300.000	US\$
Sistema de acondicionamiento (4)	980.000	US\$
Costos de Instalacion (4)	380.000	US\$
Sala de Sopladores y Sistema de acondicionamiento (4)	163.464	US\$
Ingenieria (4)	180.000	US\$
Total	4.383.464	US\$

Tabla N7 Costos de Inversión 3

En una cuarta etapa en el año número 10 del proyecto se contempla la cuarta inversión correspondiente a 5 unidades generadoras adicionales, los costos se detallan a continuación:

Inversión 4		
Generador Waukesha (5)	2.975.000	US\$
Tablero Transferencia (5)	375.000	US\$
Sistema de acondicionamiento (5)	1.225.000	US\$
Costos de Instalacion (5)	475.000	US\$
Sala de Sopladores y Sistema de acondicionamiento (5)	204.330	US\$
Ingenieria (5)	225.000	US\$
Total	5.479.330	US\$

Tabla N8 Costos de Inversión 4

En la quinta y última etapa de las inversiones correspondiente al año 15 del proyecto se invierte en 3 unidades generadoras, las cuales culminan con la inversión en la planta.

Inversión 5		
Generador Waukesha (3)	1.785.000	US\$
Tablero Transferencia (3)	225.000	US\$
Sistema de acondicionamiento (3)	735.000	US\$
Costos de Instalacion (3)	285.000	US\$
Sala de Sopladores y Sistema de acondicionamiento (3)	122.598	US\$
Ingeniería (3)	135.000	US\$
Total	3.287.598	US\$

Tabla N9 Costos de Inversión 5

9.2 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENCIÓN

Los costos de operación y mantenimiento se calculan en base anual por generador, es decir se calcula el costo por hora, por unidad generadora y luego se multiplica por el número de horas anuales. Se utilizaron 8760 [hrs /año].

Costos de Operación y Mantenimiento por Unidad Generadora			
Aceites de Lubricacion	0,6319	US\$/hr	
Labores de cambio de aceite	0,05	US\$/hr	
Costos de make-up oil	0,3326	US\$/hr	
Partes de servicio planificado	2,5814	US\$/hr	
Labores de Servicio	0,0631	US\$/hr	
Partes de top en overhaul	0,7882	US\$/hr	
Labores de top en overhaul	0,115	US\$/hr	
Partes de bottom en overhaul	1,5692	US\$/hr	
Labores de bottom en overhaul	0,0958	US\$/hr	
Costos Total	6,2272	US\$/hr	
Horas al año	8760	hr/año	
Total costos de Mantenición	Costo Total	54.550	US\$/año
Acondicionamiento de Biogas		16.000	US\$/año
Total costos de Mantencion y Acondicionamiento		70.550	US\$/año
8 Electromecánicos		69.202	US\$/año
1 Jefe de Planta		24.715	US\$/año
Total costos de Operación	Costo Total	93.917	US\$/año
Total		164.467	US\$/año

Tabla N10 Costos de Operación y Mantenimiento

9.3 PAGO DE PEAJE

En el capítulo segundo del reglamento de MGNC, se hace alusión al pago de peajes de los MGNC, en el cual se plantea el no pago del uso del sistema de transmisión troncal. El artículo 65 describe este hecho como sigue: Los propietarios de los MGNC estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso de las eyecciones de esos medios de generación hacen de las instalaciones de transmisión troncal del respectivo sistema.

El peaje por el uso de las inyecciones de los MGNC hacen del sistema de transmisión troncal, considerando la extensión que se refiere el artículo 65 del reglamento, se determinará de acuerdo al siguiente procedimiento:

El pago de peajes para MGNC se calcula como sigue:

PNC1: Peaje medio de generación no convencional.

Pbase: Peaje base.

FP: Factor proporcional.

$PNC1 = Pbase * FPI$

$FP = (EPNC - 9000) / 11.000$, siendo EPNC la potencia generada por MGNC, expresada en kW.

Se deberá pagar un peaje adicional si:

CEP= es la capacidad conjunta exceptuada de peajes, expresada en kW.

CIT= capacidad total instalada del sistema eléctrico, expresada en kW.

Si CEP es inferior o igual a $0,05 * CIT$ entonces $PNC2 = 0$.

Si CEP es mayor a $0,05 * CIT$, entonces: PNC2 es

PNC2: Peaje adicional de generación no convencional.

$PNC2 = (Peaje\ base - PNC1) * ((CEP - 0,05\ CIT) / CEP)$.

$CEP = \sum (EPNCi * (1 - FPI))$

$Peaje\ Total = PNC1 + PNC2$

A continuación se presenta el pago de peajes para la central KDM, aplicando el criterio antes mencionado. Conviene recalcar que en este caso no se paga peaje adicional, sólo se paga el peaje medio de generación no convencional.

PEAJE CENTRAL KDM						
Año	Potencia Instalada MW	Generación Anual GWh	Peaje Unitario Miles US\$/GWh	Peaje Total [US\$]	Proporción Artículo 71-7	Peaje Final [US\$]
1	0,8	5,4	170,73	921	0%	0
2	10,5	70,1	168,11	11.786	14%	1.639
3	10,5	70,1	149,12	10.454	14%	1.454
4	10,5	70,1	186,38	13.066	14%	1.817
5	10,5	70,1	182,31	12.781	14%	1.778
6	13,8	91,7	203,66	18.671	43%	8.096
7	13,8	91,7	194,19	17.802	43%	7.720
8	13,8	91,7	179,09	16.418	43%	7.119
9	13,8	91,7	192,31	17.630	43%	7.645
10	13,8	91,7	192,31	17.630	43%	7.645
11	17,8	118,6	192,31	22.815	80%	18.294
12	17,8	118,6	192,31	22.815	80%	18.294
13	17,8	118,6	192,31	22.815	80%	18.294
14	17,8	118,6	192,31	22.815	80%	18.294
15	17,8	118,6	192,31	22.815	80%	18.294
16	20,0	133,2	192,31	25.607	100%	25.607
17	20,0	133,2	192,31	25.607	100%	25.607
18	20,0	133,2	192,31	25.607	100%	25.607
19	20,0	133,2	192,31	25.607	100%	25.607
20	20,0	133,2	192,31	25.607	100%	25.607

Tabla N11 Peajes Central

10 INGRESOS

En este capítulo se determinarán los ingresos por potencia y energía, además de los ingresos por generación de bonos de descontaminación, producto del abatimiento de producción de monóxido de carbono que genera la producción de energía eléctrica con biogas. Los parámetros para realizar el cálculo fueron definidos en el capítulo 5.1 y 5.2. El objetivo de este capítulo es definir la variación en el tiempo de la producción de energía, potencia y CO₂, con su correspondiente valorización.

10.1 INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA

A continuación se presenta la energía a producir por la planta con su correspondiente valorización de acuerdo a la proyección de precios de nudo antes mencionada. Es conveniente recalcar que se utilizará el precio del Nudo Quillota para valorizar la energía de la planta, dado que es el nudo más cercano a la zona de instalación (Til –Til).

Recordemos que con la nueva normativa, la Energía se puede vender al sistema a Costos Marginal instantáneo o a precio de nudo estabilizado. En la presente evaluación se opta por el precio de nudo estabilizado de largo plazo para realizar el cálculo de los ingresos. Para el cálculo de la energía generable se utilizó un factor de planta del 80%, esto quiere decir que la planta en promedio, operará durante el año a un 80% de la capacidad nominal.

Se asume también una disponibilidad para la planta de un 95,5 % lo que hace disminuir la potencia instalada por unidad de 850 [kW] a 810 [kW].

Ingresos por Venta de Energía					
Año	Potencia [KW]	Horas de Operación [hrs.]	Energía [kWh]	Precio de la Energía [US\$/kWh]	Ingresos [US\$]
1	800	8.760	5.606.400	0,1100	616.704
2	10.000	8.760	70.080.000	0,1180	8.269.440
3	10.000	8.760	70.080.000	0,1237	8.668.896
4	10.000	8.760	70.080.000	0,0616	4.316.928
5	10.000	8.760	70.080.000	0,0631	4.422.048
6	13.000	8.760	91.104.000	0,0391	3.562.166
7	13.000	8.760	91.104.000	0,0378	3.443.731
8	13.000	8.760	91.104.000	0,0365	3.325.296
9	13.000	8.760	91.104.000	0,0370	3.370.848
10	13.000	8.760	91.104.000	0,0353	3.215.971
11	17.000	8.760	119.136.000	0,0354	4.217.414
12	17.000	8.760	119.136.000	0,0390	4.646.304
13	17.000	8.760	119.136.000	0,0384	4.574.822
14	17.000	8.760	119.136.000	0,0384	4.574.822
15	17.000	8.760	119.136.000	0,0384	4.574.822
16	20.000	8.760	140.160.000	0,0384	5.382.144
17	20.000	8.760	140.160.000	0,0384	5.382.144
18	20.000	8.760	140.160.000	0,0384	5.382.144
19	20.000	8.760	140.160.000	0,0384	5.382.144
20	20.000	8.760	140.160.000	0,0384	5.382.144

Tabla N12 Ingresos por Venta de Energía

10.2 INGRESOS POR VENTA DE POTENCIA

Para el cálculo de la potencia firme se requiere definir previamente la potencia instalada de la central. Luego, a través de factores de reducción que se calculan según el orden de prioridad de la central respecto de las demás centrales del sistema (Potencia Inicial) y luego según la relación de la demanda máxima neta del sistema con la demanda máxima preliminar (Potencia Firme), se obtiene la potencia firme.

A continuación se presenta las Potencias antes mencionadas para la central de biogas.

Año	Potencia Instalada [kW]	Potencia Inicial [kW]	Potencia Preliminar [kW]	Potencia Firme [kW]
1	800	760	684	571
2	10.000	9.500	8.550	7.327
3	10.000	9.500	8.550	7.548
4	10.000	9.500	8.550	7.519
5	10.000	9.500	8.550	7.578
6	13.000	12.350	11.115	10.086
7	13.000	12.350	11.115	10.026
8	13.000	12.350	11.115	10.247
9	13.000	12.350	11.115	10.447
10	13.000	12.350	11.115	10.443
11	17.000	16.150	14.535	13.600
12	17.000	16.150	14.535	13.913
13	17.000	16.150	14.535	14.045
14	17.000	16.150	14.535	14.237
15	17.000	16.150	14.535	14.237
16	20.000	19.000	17.100	16.750
17	20.000	19.000	17.100	16.750
18	20.000	19.000	17.100	16.750
19	20.000	19.000	17.100	16.750
20	20.000	19.000	17.100	16.750

Tabla N13 Potencia Firme Central

Con el precio de largo plazo de la potencia y la potencia firme de la central se pueden calcular los ingresos por potencia.

El precio de largo plazo para la potencia es de 72 [US\$/kW].

Según esto los ingresos por potencia se describen en la tabla adjunta.

Año	Potencia Firme [kW]	Precio de la Potencia [US\$/kW]	Ingresos por Potencia[US\$/kW]
1	571	72	41.118
2	7.327	72	527.579
3	7.548	72	543.426
4	7.519	72	541.399
5	7.578	72	545.585
6	10.086	72	726.162
7	10.026	72	721.888
8	10.247	72	737.799
9	10.447	72	752.166
10	10.443	72	751.898
11	13.600	72	979.194
12	13.913	72	1.001.740
13	14.045	72	1.011.220
14	14.237	72	1.025.087
15	14.237	72	1.025.086
16	16.750	72	1.205.984
17	16.750	72	1.205.984
18	16.750	72	1.205.984
19	16.750	72	1.205.984
20	16.750	72	1.205.984

Tabla N14 Ingresos por Potencia

10.3 INGRESOS POR BONOS DE DESCONTAMINACIÓN

La planta al utilizar biogas como combustible, desplaza la producción de dióxido de carbono que se produciría si la planta fuera una planta térmica convencional. El desplazamiento de carbono por cada kWh generado es calculado y entregado por el fabricante de los generadores, tal como se ve en la tabla N8.

Ingresos por Bonos de Descontaminación			
Año	Tons CO2 Abatidas [KW]	Precio de la Tons CO2 [US\$/Tons CO2]	Ingresos [US\$]
1	3.202	6	19.212
2	40.029	6	240.174
3	40.029	6	240.174
4	40.029	6	240.174
5	40.029	6	240.174
6	52.037	6	312.222
7	52.037	6	312.222
8	52.037	6	312.222
9	52.037	6	312.222
10	52.037	6	312.222
11	68.049	6	408.294
12	68.049	6	408.294
13	68.049	6	408.294
14	68.049	6	408.294
15	68.049	6	408.294
16	80.058	6	480.348
17	80.058	6	480.348
18	80.058	6	480.348
19	80.058	6	480.348
20	80.058	6	480.348

Tabla N15 Ingresos por Bonos de Descontaminación

Para cada Tons. de CO2 abatida, se genera un bono de descontaminación, llamados bonos verdes. Cada bono tiene un valor en el mercado el cual es valorizado dependiendo del contaminante que esté desplazando, en este caso el CO2.

Se optó por un precio de largo plazo de 6 US\$ la Tons. , precio que la CONAMA estima podrían alcanzar los bonos generados por los proyectos Chilenos.

11 CONCLUSIONES

El sector eléctrico chileno vive una coyuntura especial debido a las restricciones a las exportaciones de gas impuestas por el gobierno argentino. Esto se traduce en altos precios de la energía para el periodo 2006 a 2011, por lo que las decisiones de inversión en generación eléctrica serán más atractivas mientras antes se puedan poner en marcha los proyectos, de tal forma de captar los altos precios del periodo antes mencionado.

Para el largo plazo (2011 en adelante) se prevén precios de la energía mas bajos, pero no por ello menos atractivos para una inversión de en proyectos como el que se estudia.

La evaluación económica realizada indica que, bajo las condiciones previstas con un plan de obras de generación óptimo, el proyecto es atractivo para la inversión privada. Sus indicadores son los siguientes:

Vida Útil del Proyecto	20 años
Tasa de Descuento	10%
Costo de Inversión Actualizado [USD]	(20.541.302)
VAN	6.847.341
TIR	17%

Se recomienda comenzar la construcción del proyecto lo antes posible, de modo de capturar los altos precios de la energía previstos para los próximos años.

12 FLUJO DE CAJA

Se analizan tres escenarios de Evaluación para el flujo de caja: Escenario Base, Escenario Pesimista y Optimista. La condición del escenario está definida por la proyección de los precios de la energía esperados.

Los tres escenarios son los siguientes:

Escenario Base:

Escenario Base	
Año	Promedio Anual US\$/MWh
2006	0,10
2007	0,11
2008	0,12
2009	0,12
2010	0,06
2011	0,06
2012	0,04
2013	0,04
2014	0,04
2015	0,04
2016	0,04
2017	0,04
2018	0,04
2019	0,04
2020	0,04
2021	0,04

Escenario Pesimista:

Escenario Pesimista	
Año	Promedio Anual US\$/MWh
2006	0,03
2007	0,04
2008	0,06
2009	0,07
2010	0,04
2011	0,04
2012	0,02
2013	0,02
2014	0,02
2015	0,02
2016	0,02
2017	0,02
2018	0,02
2019	0,02
2020	0,02
2021	0,02

Escenario Optimista:

Escenario Optimista	
Año	Promedio Anual US\$/MWh
2006	0,24
2007	0,22
2008	0,23
2009	0,23
2010	0,19
2011	0,17
2012	0,16
2013	0,16
2014	0,15
2015	0,14
2016	0,15
2017	0,14
2018	0,14
2019	0,14
2020	0,14
2021	0,14

A continuación se presentan los tres flujos de caja correspondientes a cada uno de los escenarios de precios de la energía.