

UNIVERSIDAD DEL CEMA



MAESTRÍA EN FINANZAS

TRABAJO FINAL

TERMOELEC

FERNANDO ARIAS

COMENTARIO INTRODUCTORIO

El **objetivo** del presente trabajo es evaluar la conveniencia económica-financiera de la instalación de una Generadora Térmica de Energía Eléctrica en la ciudad de Rosario (Argentina) con inicio de operación comercial en el año 2002.

La **metodología** utilizada para la evaluación ha sido el Valor Presente Ajustado (APV) sobre los Flujos de Fondos proyectados contemplados en un horizonte de 25 años.

El Business Case ha sido desarrollado sobre un **Escenario base** cuyas premisas macroeconómicas y del propio sector fueron consideradas como aquellas de mayor probabilidad de ocurrencia. Adicionalmente, dentro de dicho escenario, se incluyen **sensibilidades** del Valor Actual del Proyecto a cambios en las variables definidas como críticas.

Adicionalmente se incluyen dos **escenarios alternativos** con probabilidad de ocurrencia incierta pero con importante impacto sobre la valuación del Proyecto.

Para la elaboración de este trabajo se han utilizado distintas **fuentes de información** destacando como principales las siguientes: CAMMESA, Secretaría de Energía Eléctrica, ENRE, Prospectos de emisión de deuda y Estados Contables de varias generadoras térmicas, Patagon, Indec, etc.

Principales Conclusiones

El mercado de generación eléctrico en la Argentina posee un carácter altamente competitivo y con bajas barreras de ingreso, lo cual elimina la posibilidad de obtener rendimientos superiores al normal en el mediano y largo plazo.

El management de un proyecto de estas características es netamente pasivo ya que ninguna empresa es formadora de precios, los cuales son los determinantes de la rentabilidad del sector. La tarea del management es simplemente observar y mantener la eficiencia de generación y el acceso al combustible en condiciones competitivas

La operación y mantenimiento de una generadora térmica requiere de muy baja inversión y las posibilidades de expansión son nulas, lo cual en conjunto provoca una gran cantidad de sobrantes de fondos. Por lo tanto, un proyecto de estas características debe ser evaluado en conjunto con otros aquellos proyectos que puedan hacer uso de los excedentes de fondos disponibles.

INDICE

I – TÍTULO I: ANÁLISIS DEL NEGOCIO

1) Definición del Proyecto	4
2) Justificación del Proyecto	4
3) Estudio del Mercado Eléctrico	4

II – TÍTULO II: PROYECCIÓN Y EVALUACIÓN

1) Identificación de variables clave	8
2) Premisas del Escenario Base	9
3) Identificación de Escenarios Alternativos	9
4) Evaluación Económica Financiera	10

III – TÍTULO III: INFORME FINAL

1) Análisis de Sensibilidad y Riesgo	12
2) Conclusiones	14
3) Recomendaciones	15

ANEXOS *(pueden ser consultados en la biblioteca)*

- II-B Premisas del Escenario Base
- II-C1 Determinación Tasas de Descuento
- II-C2 Resumen Escenarios
- II-C3 Flujo de Fondos
- II-C4 Valuación
- III-A1 VAN=0
- III-A2 Sensibilidades del Escenario Base
- IV-1 Negocio
- IV-2 Estimación de la Demanda
- IV-3 Estimación del Precio Spot
- IV-4 Gastos de Planta y de Estructura
- IV-5 Impuestos
- IV-6 Inversiones y Financiamiento

TÍTULO I: ANÁLISIS DEL NEGOCIO

1) DEFINICIÓN DEL PROYECTO

- Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado de 760MW de potencia instalada: dos TG de 250MW y un TV de 260MW)
- Generación de electricidad a partir de gas natural (combustible alternativo: fuel oil)
- Tecnología de última generación
- Proveedor llave en mano: General Electric
- Dotación total: 45 personas
- Localización: Rosario
- Período construcción y prueba: Ciclo abierto (12 meses) y Ciclo Combinado (12 meses adicionales)
- Aprovechamiento de gas a Largo Plazo con REPSOL-YPF (Cuenca Neuquina)

Notas Aclaratorias:

1) **Fundamento localización:**

- disponibilidad de insumos (gasoducto de TGS y acceso fluvial del fuel oil).
- poca oferta de generación térmica en zona litoral.
- crecimiento de la demanda de energía eléctrica superior al promedio nacional: 6% vs 5% anual (período 2001/10)
- cercanía de distancia con Brasil (exportación)
- Segundo polo industrial del país (cercanía con clientes)
- infraestructura adecuada.

2) JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO:

- Crecimiento demanda energía eléctrica superior al PBI.
- Alta disponibilidad y reducido costo marginal de operación.
- La oferta térmica actual es mayormente obsoleta con alto costo de operación lo cual nos asegura despacho y spread sobre el precio spot.
- Exportación a Brasil: - mayor nivel de precios que en la Argentina.
- muy poca generación térmica (7% del total)

3) ESTUDIO DEL MERCADO ELÉCTRICO

3.1) ANÁLISIS CADENA DE VALOR

Gas Natural: - Mercado Regulado (ENARGAS – Sec. De Energía)

Producción: Cuenca gasífera Neuquina
Oligopolio
Precios regulados

Transporte: Operador: TGS
Monopolio
Precios regulados

Distribución: Monopolio por áreas concesionadas
Precios regulados

Electricidad: - Mercado Regulado (ENRE – Sec. De Energía)

Generación: Mercado competitivo (gran cantidad de players)
Mercado spot y a término
La electricidad generada es igual a la consumida
Precio determinado por el costo marginal de la última máquina despachada.

Transporte: Operador: Transener
Monopolio
Precios regulados (no puede comprar ni vender)

Distribución: Monopolio por áreas concesionadas
Precios regulados

3.2) ANÁLISIS COMPETITIVO

COMPETIDORES ACTUALES Y POTENCIALES

- El mercado de Generación es **competitivo** y **eficiente**. Existe gran cantidad de players los cuales carecen de poder para afectar el precio. El orden de despacho se determina en base a la máquina con menor costo marginal. El precio spot queda determinado por el costo marginal de la última máquina despachada.
- No existen beneficios de **concentración**.
- La **rentabilidad promedio** histórica alcanzada por las generadoras termoeléctricas no es sustentable en el largo plazo ya que la misma estaba basada en contratos de venta a término con precios elevados los cuales van desapareciendo a medida que el mercado se hace más competitivo por el ingreso de nuevos operadores. Adicionalmente gran cantidad del parque térmico actual es obsoleto teniendo la necesidad de reconvertirse para continuar en el mercado ya que la permanencia en él es función del costo marginal de despacho, el cual depende de la eficiencia (factor tecnología) y del costo de los combustibles. Es en este último caso donde las generadoras integradas hacia atrás tienen ventajas comparativas ya que obtendrán mayores ganancias provenientes de la colocación del combustible, ya que se trata de un mercado oligopólico y no competitivo como el de la generación de energía eléctrica.
- La oferta de generación (19.375MW) se divide *-de menor a mayor costo marginal-* en: hidroeléctrica (45%), nuclear (5%) y termoeléctrica (50%).
- Del total de oferta termoeléctrica solo el 34% es de tecnología reciente (3.300MW): Ciclos Combinados. Los mismos tienen un costo marginal promedio de \$12MWH; mientras que el resto de la oferta termoeléctrica tienen un costo de \$20MWH.

- Ingresos y ampliaciones de capacidad programadas (fuente Secretaría de Energía Eléctrica): los aumentos de capacidad estarán dados básicamente por nuevas centrales térmicas y el programado aumento de cota de Yacyreta en 2004. El proyecto Corpus está estimado como incorporación del año 2011. El resumen de los ingresos/ampliaciones hasta el 2010 es el siguiente:
 - i) 11.567MWH en Ciclos Combinados;
 - ii) 745 MWH en Nuclear y
 - iii) 1.844 en Hidroeléctricas.
 - iv) Total: 14.156MWH más PROYECTO TERMOELEC: 14.916MWH

Highlights:

- Los competidores actuales están condicionados por su tecnología obsoleta no pudiendo mejorar su eficiencia. La única alternativa es incrementar su capacidad instalada.
- El incremento de capacidad estimado hasta el 2010 es inferior al incremento de la demanda nacional más las exportaciones estimadas a Brasil y Chile. Esto asegura el despacho de nuestras máquinas y una reducción progresiva del precio spot por la incorporación de maquinaria de bajo costo de generación.
- Los incrementos de generación posteriores al 2010 estarán en función de la rentabilidad del sector determinando una convergencia del precio de la energía eléctrica en un nivel que elimine la existencia de cuasi rentas asegurando una rentabilidad normal de los distintos operadores intervinientes.
- No consideramos importante el efecto sobre los precios nacionales de la posible importación de electricidad del Brasil debido a su déficit de generación y porque su parque está compuesto en un 91% por generación hidroeléctrica. Según fuentes gubernamentales los aumentos de capacidad instalada en Brasil serán privados en la forma de Centrales Térmicas. No hay proyectos de nuevas o ampliaciones de las actuales centrales hidroeléctricas.

DEMANDA DE ELECTRICIDAD

- Las ventas pueden ser spot o a término. El mercado spot es el mercado mayorista cuyo precio está dado por el costo marginal de la última máquina despachada. El mercado a término está formado por Distribuidoras, Grandes Usuarios y el mercado de exportación (principalmente Brasil).
- El consumo nacional se incrementará un 5.7% anual promedio hasta el 2.010. Dicho incremento es superior a la estimación del incremento del PBI. Se estima que la Región Litoral aumentará en un % superior al promedio nacional.
- La empresa buscará lograr ingresos por contratos a término equivalentes al 50% de su capacidad instalada. Dichos ingresos estarán altamente atomizados en clientes GUME y GUMA del polo industrial de Rosario. Los contratos a celebrar tendrán una duración de un año renovables (promedio del mercado) y los mismos tendrán un margen del 25% (hasta el 2011) y del 15% (en adelante) sobre el precio spot promedio del año. El margen del 15% es el premio estimado para un mercado altamente competitivo y con gran cantidad de operadores.
- La estimación para el incremento en el consumo en Brasil es del 5% anual. El mismo piensa ser cubierto principalmente por obras hidroeléctricas (60%), Termoeléctricas (30%) e importaciones (10%). Debido a los sucesivos atrasos en los incrementos de oferta, se estima que la importación de electricidad tendrá un rol más importante al señalado.

- El precio spot de Brasil se estima un 35% superior al nacional (\$30 vs \$22mwh).

ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLE

- El combustible a utilizar es el Gas Natural. Debido a que su suministro es interrumpible en el período invernal (65 días) el combustible alternativo es el fuel oil.
- El gas natural será originario de la Cuenca Neuquina cuyas reservas probadas exceden la demanda estimada hasta el 2010.
- El gas será transportado por TGS. En función a la evolución del consumo, no se estima necesario la ampliación de la capacidad de transporte (situación que sí ocurre en el caso de TGN)
- La demanda proyectada de gas natural crecerá a un 4% anual promedio (período 2001-2010) principalmente por el consumo del parque de generación térmica.
- Por las características del mercado gasífero estimamos que el mismo tendrá una tendencia alcista debido al incremento de la demanda de las centrales termoeléctricas. Estimamos un incremento anual del orden del 1,0% (CAGR) a perpetuidad.
- El precio del gas está limitado por el valor del combustible alternativo: fuel oil. El precio del fuel oil, a similar rendimiento calórico, es un 30% superior al del gas.

3.3) ANÁLISIS FODA

<p style="text-align: center;"><u>OPORTUNIDADES</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Crecimiento del mercado • Baja hidráulicidad - mayores precios - • Mercado con tecnología obsoleta • Demora en la incorporación de nuevas centrales térmicas por saturación de los constructores ante gran demanda de las mismas 	<p style="text-align: center;"><u>AMENAZAS</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Alta hidráulicidad – menores precios – • Marco regulatorio local y de Brasil • Ingreso de centrales nucleares y térmicas más eficientes en el futuro. • Avances en la tecnología de generación térmica. • Reducción del mark-up del precio a término por aumento de la oferta
<p style="text-align: center;"><u>FORTALEZAS</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Última tecnología: bajo costo y alta disponibilidad. • Localización planta. • Contrato de abastecimiento de gas a largo plazo. 	<p style="text-align: center;"><u>DEBILIDADES</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Aprovisionamiento de gas interrumpible • Falta de presencia en otras etapas de la cadena de valor

TÍTULO II: PROYECCIÓN Y EVALUACIÓN

1) Identificación de variables clave

Por fines de exposición he dividido la identificación de las variables clave en tres categorías: 1) Ingresos; 2) Costos e 3) Inversión.

I. Ingresos:

El precio de la energía se determina a nivel de mercado (los participantes son price-takers) y la cantidad a despachar está determinada por la propia capacidad instalada de la generadora y por sus costos marginales de generación.

Precio Spot: el mismo es función del crecimiento de la demanda de energía eléctrica y del aumento de la capacidad instalada.

El crecimiento de la demanda depende principalmente de **la variación % del PBI** y de las **exportaciones** a países limítrofes según el nivel de interconexión. El cálculo de las exportaciones surge de la Secretaría de Energía Eléctrica no estimando posibilidades concretas de cambio de las mismas. Existen límites a la influencia de la variación del PBI al crecimiento de la demanda: un piso del 3% y un tope del 6%.

El aumento de capacidad instalada puede ser de carácter nuclear o hidroeléctrico (ambos casos estatales) o termoeléctrico (privado). Adicionalmente al aumento de la capacidad existe un efecto adicional que es la hidraulicidad de las generadoras hidroeléctricas la cual puede variar año a año. Dicha variación produce que en determinados años exista más generación hidroeléctrica que el promedio, determinando precios inferiores, y otros años menos generación que el promedio determinando precios superiores

Los emprendimientos públicos que se consideran son los siguientes: aumento de cota de Yacyretá (2004), Atucha II (2006) y Corpus (2011). El carácter de estas obras supera el criterio meramente económico y su plazo de realización puede ser superior al informado por el propio gobierno (Sec. De Energía). El impacto de estas obras en los precios del mercado es muy significativo dada sus magnitudes de generación y a que sus costos marginales resultan inferiores a los de las generadoras termoeléctricas, lo cual producirá una disminución sensible en los precios de la energía eléctrica.

Las generadoras termoeléctricas son de dimensiones muy inferiores a los emprendimientos estatales y su instalación es producto de la mera conveniencia económica de las mismas. Por lo tanto la incorporación de las mismas siguiendo un criterio económico tenderá a eliminar la existencia de cuasi rentas logrando precios de equilibrio en el largo plazo

correspondientes a un rendimiento normal del sector. Las generadoras que se incorporen irán reemplazando el parque térmico hoy obsoleto, lo cual conducirá a una gradual disminución de los precios hasta los niveles de equilibrio de largo plazo.

Precio a Término: la tendencia del mercado es hacia plazos de celebración de 1 año y con un precio un XX% sobre el spot promedio proyectado para ese año. Por la dinámica competitiva del mercado las generadoras individualmente no pueden buscar una mejora del mismo.

Cantidad: está determinada por la capacidad instalada, el grado de disponibilidad de la misma y el costo marginal de generación que asegure el despacho de la generadora. El costo marginal de generación depende de dos factores: la eficiencia de la generadora y su costo de combustible. La eficiencia de la generadora, así como su alto grado de disponibilidad, está asegurada por el contrato de operación celebrado con el proveedor (GE) y el costo de combustible por el contrato de aprovisionamiento de largo plazo a celebrar con YPF.

La cantidad de capacidad a proveer vía contratos a término es del 50% de la misma. Dicho % presenta poca volatilidad por la escasa participación de mercado de TERMOELEC y por la gran atomización de usuarios GUMA y GUME.

II. Costos:

Los costos clave son los de combustible, principalmente gas natural. El mantenimiento de dichos costos en niveles de mercado está asegurado por el contrato de aprovisionamiento de gas a celebrar con YPF.

III. Inversión:

Al tratarse de un contrato llave en mano y con garantía del proveedor (GE) no reviste carácter crítico.

RESUMEN DE VARIABLES CRÍTICAS: su criticidad es función no sólo de su impacto en la rentabilidad del proyecto sino también de la variabilidad de las mismas:

- Crecimiento porcentual del PBI
- Hidraulicidad
- Ingreso de obras públicas de gran dimensión (Atucha II y Corpus)
- Mark-up sobre el precio spot en los contratos a término.
- Precios del combustible (Gas natural)

2) Premisas del Escenario Base (Ver Anexo II-B)

3) Identificación de Escenarios Alternativos

He identificado dos escenarios alternativos y de probabilidad de ocurrencia independiente entre sí.

- El primer escenario está dado por una salida de la recesión actual mas atenuada que en el caso base en función de una variación % del PBI menor en el 2001 (1% vs 2%) y en el 2002 (2% vs 2,8%). Adicionalmente por cuestiones fiscales el impuesto sobre los intereses se mantiene en el 15% (vs 8%).
- El segundo escenario está determinado por una demora en la entrada en servicio de Atucha II (2007 vs 2006) y de Corpus (2015 vs 2011) respecto a lo estimado por el gobierno. Dicha demora es función principalmente de que la concreción de las obras mencionadas depende de las necesidades fiscales de los gobiernos de turno y de la capacidad de lobby del sector privado.

4) Evaluación Económica Financiera:

- El **horizonte de vigencia** del proyecto es de 25 años. Dicho valor representa la vida útil de las turbinas generadoras (en función del ritmo de generación establecido):
- **Financiamiento:** GE provee un financiamiento del 50% de la inversión realizada en maquinaria (U\$S133,5 millones) a 6 años bullet y a tasa de mercado. La tasa de mercado es función de un coverage ratio promedio proyectado de 5.6x, el cual adiciona un spread de 200 bps sobre la risk free. Al vencimiento de este Programa, se emiten obligaciones negociables con características similares, excepto por la tasa, las cuales se renuevan hasta el término de vigencia del proyecto. Al momento de colocación de las ON el coverage ratio promedio proyectado ascendería a 5.0x lo cual implica un spread de 200 bps sobre la risk free.

La mencionada estructura de financiamiento exige el cumplimiento de ciertos ratios para poder distribuir dividendos: un coverage ratio mínimo de 2.6x y un leverage máximo de 0.6x.

Tasa de Costo de Deuda: (ver Anexo II-C1)

Años	1-6	7+
Risk Free	6.4%	6.4%
Country Spread	300	300
Credit Spread	200	200
Total	11.4%	11.4%

- **Tasa de Costo de Capital Propio (ver Anexo II-C1):**
 - Risk free: 6.4%
 - Premium risk: 600
 - Country risk: 300
 - Unlevered Beta: 0.42
 - **Tasa** **10.2%**

- **Resumen Valuación (en millones) (ver Anexo II-C2):**

Escenarios	VAN PROY.	VAN TAX SHIELD	VAN TOTAL	TIR TOTAL	MTIR TOTAL (*)	PAY BACK TOTAL
Base	98	44	142	17.0%	11.2%	8 años
Recesión	88	44	132	16.6%	11.1%	8 años
Delay Obras	122	43	165	18.1%	11.5%	8 años

(*) incluye una tasa de reinversión del 9%.

- **Opciones Reales:**

Solo existe la opción real de demorar el proyecto un año. El upside de esta opción está dado por evitar hacer el proyecto en un contexto de recesión (Escenario 2) ya que en el mismo el valor actual del proyecto cae en 10MM. El downside es perder el flujo del primer año.

En realidad es complejo asignar un valor a esta opción por dos factores: a) si todas las termoeléctricas pospusieran su proyecto provocaría que los precios de la energía de los próximos años serían mayores a los proyectados, lo cual implica que el costo de la opción real es mayor que al inicialmente considerado y b) no es seguro que de querer hacer el proyecto dentro de un año el proveedor mantendría las condiciones de contratación consideradas en el escenario base, en otras palabras, es factible que el proveedor tenga otros pedidos para el próximo año que hacen que la espera del proyecto sea superior al año inicialmente previsto.

TÍTULO III: INFORME FINAL

1) Análisis de Sensibilidad y riesgo

- 1) **Valores críticos de variables clave:** lo único que puede hacer el VAN del proyecto igual a cero es la serie de precios del período 2002-11. Los precios utilizados a partir del año 2012 son aquellos sustentables en el largo plazo, los cuales no están sujetos a variabilidad importante. La siguiente tabla compara la serie de precios determinada en el Escenario base con la que determina un VAN del Proyecto igual a cero.

Año	Precios Base	Precios Stress Case	%
2002	18,76	15,71	-16%
2003	19,11	14,31	-25%
2004	19,57	15,00	-23%
2005	19,86	15,59	-22%
2006	20,15	16,46	-18%
2007	20,45	16,72	-18%
2008	20,76	17,27	-17%
2009	21,07	17,80	-15%
2010	21,38	18,33	-14%
2011	21,70	19,07	-12%

En función del resultado, podemos concluir que en promedio la serie de precios del caso base es un 18% superior a la del Stress Case; lo cual otorga un margen considerable al proyecto. La probabilidad de que durante el período analizado los precios en promedio sean inferiores al 18% del Escenario Base es muy baja. En conclusión la probabilidad de que el proyecto tenga un VAN igual a cero o negativo es prácticamente nula. (Ven Anexo III-A1)

- **Sensibilidad de variables clave:** (Ven Anexo III-A2)
(en millones de \$)

Las tres primeras sensibilidades calculadas consideran como output el VAN del Proyecto, ya que dichas variables críticas no afectan el valor del Tax Shield.

Hidraulicidad Promedio: la siguiente matriz muestra los distintos valores del VAN del Proyecto de acuerdo a distintos valores de hidraulicidad promedio. La sensibilidad calculada establece que la hidraulicidad considerada afecta a dos años consecutivos ya que es el caso de situación extremas con impactos significativos. Los períodos tomados son los 6 años más próximos al inicio del proyecto ya que los mismos son aquellos que poseen mayor impacto en el cálculo del VAN del Proyecto.

Períodos	Baja	Media	Alta
2002/3	108	98	87
2004/5	118	98	68
2006/7	115	98	76

Margen sobre el precio spot de las ventas a término (hasta 2011): la siguiente matriz muestra los niveles del VAN del Proyecto ante distintos valores del margen sobre el precio spot:

Margen	15%	20%	25%	30%	35%
VAN	77	87	98	109	120

Factor de crecimiento del precio del gas en boca de pozo: El factor utilizado en el Escenario base es del 1.0% CAGR. El impacto de aumentar este factor es doble y contrapuesto ya que por un lado el costo de generación en promedio de todas las generadoras será mayor (la magnitud dependerá del tipo de contrato de suministro y de la eficiencia térmica de cada generadora) y por otro lado el incremento de los costos de generación implicará un incremento de los precios de la energía. La siguiente tabla muestra como varía el VAN frente a cambios en el factor de crecimiento del precio del gas teniendo en cuenta el impacto negativo del aumento del costo de generación y el positivo de un incremento en los precios de la energía eléctrica.

Factor	VAN Proyecto	%
0.0	106	7%
1.0	98	
2.0	89	-10%

Tasa de Costo de Capital Propio: la siguiente matriz muestra los niveles del VAN Total ante distintos valores de la risk free. El valor máximo considerado de la risk free es del 7,5% estimando que valores superiores a dicho nivel son de ocurrencia improbable.

Risk Free	VAN Proyecto	Variación % VAN
4.5%	188	32%
5.0%	175	23%
5.5%	163	15%
6.0%	150	6%
6.4%	142	-
7.0%	129	(9%)
7.5%	118	(17%)

2) Conclusiones:

- El proyecto posee un índice VAN del orden de 0.54. Dicho valor hace que el proyecto sea muy poco vulnerable a errores de estimación o a variaciones en las variables críticas ya que en ningún caso el VAN del proyecto es negativo. Como consecuencia de ello el riesgo del proyecto es bajo.
- El éxito del proyecto depende más de factores externos que de internos controlables por el management. Las únicas decisiones al alcance de la empresa son el momento de hacer la inversión y luego asegurar un costo marginal que permita ser despachada. Para ello deberá controlar la eficiencia de generación asegurada por el proveedor y asegurarse un suministro de gas en términos competitivos. En lo referente a los ingresos, los mismos están determinados por el mercado en su conjunto no pudiendo obtener márgenes superiores al promedio debido a que se trata de un producto similar commodity.
- Debido a la prácticamente nula necesidad de reinversión, el proyecto genera anualmente excedentes de fondos los cuales solo pueden ser distribuidos en parte vía dividendos. Existe gran cantidad de excedentes no distribuidos los cuales provienen de las amortizaciones de los bienes de uso. En el año 25, luego de pagar la deuda y de haber distribuido el 100% de los resultados distribuibles, el saldo de excedente de fondos alcanza la cifra de aprox. U\$S 160 millones (valores sin descontar). Dichos excedentes hacen conveniente que el presente proyecto sea evaluado en conjunto con otros proyectos que puedan utilizar los excedentes generados por TERMOELEC.
- El proyecto carece de opciones de crecimiento.
- El alto Free Cash Flow generado por el proyecto, en parte debido a su escasa reinversión de fondos, hace posible soportar un alto índice de leverage. En el escenario base, el peor ratio de coverage que se prevé es del orden del 1.5x o sea sin tomar en cuenta los excedentes de períodos anteriores, el Free Cash Flow es un 50% superior a los intereses a cancelar.
- El riesgo del proyecto recae principalmente en los primeros 8-10 años ya que luego por la dinámica propia de un mercado competitivo los rendimientos tienden a normalizarse deteniendo el incentivo al ingreso de nuevos oferentes.
- Los precios del mercado eléctrico, los cuales son los determinantes de la rentabilidad del sector, están altamente influenciados por los emprendimientos gubernamentales especialmente el aumento de cota de Yacyreta y la construcción de Corpus.
- El efecto de una hidráulicidad anormalmente alta es mayor en el período 2004-7 principalmente debido al aumento de cota de Yacyreta.
- La tasa libre de riesgo utilizada para descontar los flujos es la actual cuyo valor es del orden del 6.4%, por arriba del promedio histórico de las últimas décadas. Es improbable la suba de la

misma, considerando muy probable una baja sensible en el mediano plazo, lo cual mejora la rentabilidad del proyecto.

3) Recomendaciones:

- Reevaluar el proyecto considerándolo en conjunto con otros proyectos que aprovechen la corriente de excedentes producida por el mismo.
- Asegurarse el nivel de eficiencia de las máquinas generadoras con un contrato de garantía y operación con el proveedor de las mismas.
- Asegurarse también el suministro de gas en condiciones competitivas a largo plazo.
- Lograr consenso con los demás generadores privados para mantener los márgenes en niveles rentables para el sector.
- Implementar junto con el resto de los generadores privados un fuerte lobby en el ámbito nacional para lograr la demora de los proyectos hidroeléctricos (aumento de la cota de Yacyreta y construcción de Corpus). Es factible la argumentación de que los proyectos hidroeléctricos ocasionan serios perjuicios al medio ambiente.