

En este capítulo, se construye un modelo que sirve para establecer el aspecto de factibilidad económica de este tipo de proyectos en pesos corrientes de 2002.

5.1 Costos de inversión, operación y mantenimiento.

Para este estudio, se tomaron como referencia los costos de inversión, operación y mantenimiento publicados por el Banco Mundial, en un reporte acerca del proyecto desarrollado en México¹⁴ que lleva el nombre de Sistema Metropolitano de Procesamiento de Desechos Sólidos (SIMEPRODESO), y que tiene las siguientes características:

- Locación: Salinas Victoria, Nuevo León, México.
- Población beneficiada: Aproximadamente 2,000,000.
- Volumen Anual promedio de desperdicios recibidos: 830,000 ton.
- Tipo de desperdicios recibidos en celdas de extracción de gas: Doméstico y comercial. (Desperdicios industriales y de construcción son colocados en otras celdas).
- Año de Inicio de llenado de las celdas: 1991
- Año de llenado de celdas: 1999
- Volumen total de desperdicios colocados en las celdas de extracción de gas: 7,698,057 ton
- Producción estimada de extracción de GRS de las celdas: 313 millones de metros cúbicos durante la vida del proyecto.
- Porcentaje de gas Metano: 50-60% CH₄
- Capacidad de generación: 7MW
- Puesta en marcha: Mayo del 2002
- Vida útil del proyecto: 20 años

La planta cuenta en la actualidad con el siguiente equipo instalado:

- 3 motogeneradores Jenbacher 620 y un motogenerador Jenbacher 320 con las siguientes características:

Tabla 5.1 Características de motogeneradores instalados.

MODELO	POTENCIA ELÉCTRICA (KW)	RENDIMIENTO ELÉCTRICO (%)
JMS320 GS-B. L	1.048	38,9
JMS620 GS-B. L	2.118	38,4

Fuente: Jenbacher España.

- 3 bombas de gas y quemadores Organics.
- Más de 250 pozos de gas distribuidos sobre un área de 44Ha.
- 2,500 metros de tubería colectora principal.
- 16,000 metros de tubería colectora secundaria.

¹⁴ Reporte No.: 22112 ME del Banco Mundial.

Los gastos de inversión se estimaron en US\$ 11,800,000, los cuales se desglosan como se explica a continuación:

- Sistema de Relleno sanitario y sistema de recolección de GRS: US\$ 2,300,000.00 de 1991 a 1999.
- Diseño y construcción de la planta para captura y uso de gas Metano (planta de tratamiento de GRS, planta de generación de energía eléctrica, subestación eléctrica, capacitación de personal) US\$ 9,200,000.00 de 2000 a 2002.
- Manejo y Administración del proyecto US\$ 300,000.00 de 2000 a 2002.

Para estimar los gastos de inversión del relleno sanitario en pesos mexicanos, se calculó el valor futuro (VF) de la inversión de 1991 a 1999 utilizando el promedio obtenido del tipo de cambio entre el peso mexicano y el dólar americano de la siguiente manera:

Tabla 5.2 Tipo de cambio entre el peso mexicano y el dólar americano de 1991 a 1999.

Año	Tipo de Cambio (\$)
1991	3.03
1992	3.14
1993	3.26
1994	3.41
1995	6.6
1996	7.65
1997	8.03
1998	9.35
1999	9.7

Banco de México. Indicadores Económicos.

El promedio de tipo de cambio fue de \$ 6.02 por cada dólar americano, por lo que la inversión de 1991 a 1999 fue \$ 13,839,688, de manera que la inversión anual se estima de \$ 1,537,743.

Para calcular el VF se utilizó la siguiente ecuación para una tasa de descuento $i=16\%$:

$$VF = A \left[\frac{(1+i)^N - 1}{i} \right]$$

donde:

VF = Valor Futuro

A = Gasto Anual

i = tasa de descuento = 16 %

N = número de períodos o años

De lo anterior, se obtuvo que VF = \$ 26,938,964 de pesos de 1999.

A continuación se estimara el Valor Futuro de la inversión anterior hasta el año 2002, debido a que en ese año el proyecto comenzó a entrar en operación.

$$V.F. = \$ 31,479,078 \text{ en pesos del 2002.(I)}$$

Para la inversión de US\$ 9,500,000 en el diseño, construcción y administración del proyecto, de 2000 a 2002 se calculó el promedio del tipo de cambio entre el peso mexicano y el dólar americano correspondiente:

Tabla 5.3 Tipo de cambio entre el peso mexicano y el dólar americano de 2000 a 2002.

Año	Tipo de Cambio (\$)
2000	9.60
2001	9.42
2002	9.85

Fuente: Banco de México. Indicadores Económicos.

El promedio de tipo de cambio fue de \$ 9.62 por cada dólar americano, por lo que el costo de inversión del año 2000 al 2002 en pesos se estimó en \$ 91,421,667.

El valor futuro de la inversión anterior es de:

$$VF = \$ 106,829,265 \text{ en pesos de 2002(II)}$$

Por lo tanto la inversión total del proyecto en moneda constante es la suma de la inversión de 1991 a 1999 (ecuación I) más la inversión de 2000 al 2002 (ecuación II), o sea:

$$\$ 31,479,078 + \$ 106,829,265 = M\$ 138.31 \text{ de pesos de 2002.}$$

Aplicando las tasas de inflación mostradas en la Tabla 5.4 a la inversión del 2002, para pasar la inversión a pesos del 2005, tenemos:

$$\text{Inversión total} = M\$ 140.24 \text{ en pesos del 2005.}$$

Tabla 5.4 Tasas de Inflación.

Año	Tasa de Inflación
2002	0.46%
2003	0.33%
2004	0.42%
2005	0.18%

Banco de México. Indicadores Económicos.

Los costos de Operación y Mantenimiento, proyectados en pesos mexicanos, se muestran a continuación en la tabla 5.4:

Tabla 5.5 Costos de Operación y Mantenimiento en el 2002.

Año	Gastos O&M (M\$)
2002	14.8
2003	14.8
2004	14.8
2005	14.8
2006	17.0
2007	14.1
2008	13.7
2009	13.1
2010	12.0
2011	22.8
2012	11.1
2013	10.9
2014	10.6
2015	10.2
2016	10.4
2017	9.1
2018	8.7
2019	8.5
2020	8.3
2021	8.0

Fuente: Banco Mundial.

Tomando como base los costos de Operación y Mantenimiento del 2002 (Tabla 5.5) se procedió a realizar una estimación de éstos en pesos del 2005, los gastos resultantes se presentan en la tabla siguiente:

Tabla 5.6 Costos de Operación y Mantenimiento en el 2005.

Año	Gastos O&M (M\$)
2002	15.0
2003	15.0
2004	15.0
2005	15.0
2006	17.2
2007	14.3
2008	13.9
2009	13.3
2010	12.2
2011	23.1
2012	11.3
2013	11.1
2014	10.7
2015	10.3
2016	10.5
2017	9.2
2018	8.8
2019	8.6
2020	8.4
2021	8.1

5.2 Costos de transacción de proyectos MDL.

Se entiende por costos de transacción a todos los costos adicionales a los que normalmente incurre un proyecto (capital y operativos), necesarios para cumplir con su ciclo de aprobación como MDL, desde su etapa de diseño hasta la expedición de los CRE. Puede decirse que existen numerosos factores que inciden en su estimación, resultando difícil plantear escenarios y alternativas que abarquen todas las opciones.

5.2.1 Costos de transacción por etapas del ciclo de aprobación.

Existen varios factores que repercuten en los costos de transacción de un proyecto MDL, los cuáles son más o menos significativos dependiendo del tamaño del mismo, de la mayor o menor utilización de personal local para los procesos de diseño, implementación y vigilancia, del pago por adelantado o diferido de los costos de validación hasta que el proyecto esté operando, de la necesidad o no de que los certificados sean comercializados a través de un agente de negocios (broker), etc.

Como regla general puede afirmarse que los costos de transacción no son directamente proporcionales al tamaño del proyecto. En ese sentido cuanto mayor número de créditos genere, menos será la incidencia de los costos de transacción en los ingresos generados, y mayor motivación tendrá el inversor en el desarrollo del proyecto MDL. Teniendo en cuenta esto, las autoridades del MDL han simplificado los requisitos para los proyectos de pequeña escala, con el objeto de facilitar su viabilidad atenuando el impacto de los costos de transacción en el valor total del proyecto.

La participación de agentes de negocios es importante en el caso de tratarse de proyectos, que generen certificados para ser vendidos en los mercados de carbono a Países Anexo I. Puede señalarse que el costo de comercialización con base a la opinión de los analistas, puede cuantificarse entre el 3% y el 15% del valor nominal de las RCE. Este porcentaje puede variar según las características del proyecto, como son el tipo de proyecto, el país de acogida, los riesgos implícitos del proyecto, etc.

Con base a estudios y análisis de los agentes del mercado, se expone en la Tabla 5.5 una evaluación de los costos de transacción para cada una de las fases del ciclo de aprobación.

Tabla 5.7 Estimación de los Costos de Transacción por etapas del ciclo de aprobación.

Fases ciclo	Actividades	Costos	
Diseño	<p><i>Diseño conceptual y factibilidad:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Diseño del proyecto de inversión - Metodología de la base de referencia - Metodología y Plan de vigilancia - Determinación período de acreditación - Cálculo de emisiones de GEI - Determinación de fugas - Evaluación de impacto ambiental <p><i>Elaboración:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Elaboración del documento DDP - Proceso de aprobación a nivel nacional 	US\$ 20,000 – US\$ 60,000 ^A	US\$ 5,000 – US\$ 40,000
Validación	<p><i>Proceso de evaluación de la Entidad Operacional Designada (EOD) para comprobar si ajusta a los requisitos del MDL</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Confirma cumplimiento de requisitos - Confirma recepción de declaración nacional - Hace público el documento del proyecto - Hace público las observaciones - Toma decisión sobre validación - Envía informe de validación a la Junta Ejecutiva - Hace público el informe de validación 	US\$ 15,000 – US\$ 40,000 ^A	
Negociación de Contrato	<p><i>Redacción del Contrato de Compra – Venta de RCE</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Términos legales de cumplimiento del contrato - Definición de la propiedad de los Certificados - Quién y cómo se enfrentan los riesgos - Condiciones de compra y venta 	Proceso largo y costoso ^A US\$ 10.000 – US\$ 40.000	
Registro	<p><i>Aceptación oficial por la Junta Ejecutiva de un proyecto validado – MDL</i></p> <p>Gastos administrativos^B Escala definida en base a toneladas promedio anuales de CO2 reducidas en el período de acreditación del proyecto.</p>	tCO ₂ e <= 15,000	US\$5,000
		15,000< tCO ₂ e <= 50,000	US\$10,000
		50,000 < tCO ₂ e <= 100,000	US\$15,000
		100,000< tCO ₂ e <=200,000	US\$20,000
		tCO ₂ e > 200,000	US\$30,000

Continuación Tabla 5.7 Estimación de los Costos de Transacción por etapas del ciclo de aprobación.

Vigilancia	<p><i>Participantes recopilan y archivan datos para:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Estimar y medir las emisiones del proyecto - Determinar las emisiones de la línea base - Determinar emisiones fuera del proyecto <p><i>Cálculo de RCE</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Emisión del proyecto + Fugas – Emisión de la línea base 	<p>Costos para Vigilancia, Verificación y Certificación^C</p> <p>US\$ 3,000 – US\$ 15,000 anuales</p>
Verificación	<p>Elaboración informe de vigilancia para la Entidad Operacional Designada (EOD)</p> <p><i>Actividades de la EOD^D</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Informe de vigilancia a disposición pública - Realiza inspección “in situ” - Examina los resultados de la vigilancia - Comprueba aplicación correcta de metodología - Verifica documentación sea completa y correcta - Recomienda modificaciones a la metodología - Determina la reducción de emisiones - Presenta <i>informe de verificación</i> y se hace público 	
Certificación	<p><i>La EOD certifica las emisiones reducidas</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Elabora y envía el <i>informe de certificación</i> - Pone el informe a disposición del público <p>Confirma por escrito la reducción de emisiones</p>	
Expedición Certificados	<p><i>La Junta Ejecutiva expide las RCE y registra</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Revisa, Expide, Registra. - <i>Fondo de adaptación</i> para actividades en los países de menor desarrollo relativo (ver anexo F). 	<ul style="list-style-type: none"> - Gastos administrativos según tabla Junta Ejecutiva - 2% fondo adaptación^E
Venta RCE	<i>Gastos de comercialización</i>	3% - 15% sobre valor Certificados

Fuentes:

^A Con base en las características del proyecto, ubicación, etc. Fuente de información Danish Energy Authority, EcoSecurities. Otro ejemplo: la empresa D.N. Veritas ha efectuado la validación de un proyecto chileno y brasileño a un costo de US\$ 25.000,00 cada uno – fuente “Estudio de apoyo a la aplicación del MDL del Protocolo de Kyoto en Uruguay”, Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (Uruguay).

^B Sexta reunión de la Junta Ejecutiva, Octubre 2002.

http://cdm.unfccc.int/pac/howto/CDMProjectActivity/Register/Regfee_version02.pdf

^C Elaborados sobre datos de Danish Energy Authority, EcoSecurities

^D Actividades muy similares a las realizadas para certificar Sistemas de Gestión Ambiental. Estos costos están estimados para proyectos grandes o medianos.

^E En cuanto a los Cargos por adaptación, éstos se han establecido en el 2% sobre el valor de los Certificados de Carbono, servirán para ayudar a los países considerados como los más vulnerables, es decir, los países considerados de menor desarrollo en las Modalidades y Procedimientos MDL. Ver Anexo C.

A continuación se amplían algunas consideraciones sobre los costos asociados en varias etapas del ciclo de aprobación.

➤ **Diseño conceptual, factibilidad y elaboración del proyecto.**

Entre otros aspectos importantes, esta etapa comprende el diseño del proyecto, la definición de la metodología de base de referencia, la metodología y el plan de vigilancia, y la elaboración de documentos de presentación del proyecto y proceso de aprobación a nivel nacional. Los costos asociados a esta fase del ciclo de aprobación pueden ser internos o externos, según decida el promotor. En cualquier caso la metodología de cálculo de la base de referencia requiere en muchos casos de la experiencia y conocimientos de empresas internacionales que hagan el seguimiento del proceso de presentación y aprobación que realiza la Junta Ejecutiva del MDL.

➤ **Validación, verificación y certificación a cargo de las Entidades Operacionales Designadas (EOD).**

El trabajo debe ser llevado a cabo por dos empresas especializadas en evaluaciones independientes sobre el cumplimiento de los requisitos del MDL. Las compañías deben ser Entidades Operacionales Designadas legalmente acreditadas por la conferencia de las Partes. En general, las actividades técnicas de estas etapas son similares a las realizadas para certificar los Sistemas de Gestión Ambiental, dependiendo principalmente sus costos de sus costos de la ubicación, complejidad y tamaño del proyecto.

En el caso de proyectos MDL que no sean de pequeña escala, una misma EOD no puede realizar la validación y verificación del proyecto. La necesidad de contar con dos EOD distintas es motivo de encarecimiento de los costos por lo general.

➤ **Gastos administrativos, registro de certificados y cargos por adaptación**

La Junta Ejecutiva del MDL cobra por Gastos de administración y registro de las RCE. Los Gastos de administración fueron establecidos por esta entidad en su 6ª Reunión de Octubre de 2002, de acuerdo a una escala definida según las toneladas promedio anuales de CO₂ reducidas en el período de acreditación, pagadero por una sola vez cuando el proyecto se registra. En el caso de proyectos pequeños, la escala contempla unos costos menores para atenuar el impacto de sus costos de transacción. Asimismo se admite el agrupamiento de varios proyectos pequeños para reducir los gastos administrativos de registro.

La Junta Ejecutiva del MDL estableció la posibilidad de que en un futuro se pueda revisar la escala de porcentaje de gastos para proyectos de reducida dimensión¹⁵. Los cargos por adaptación, se han establecido en el 2% sobre el valor de los Certificados de Carbono, y servirán para crear un fondo de ahorros para apoyar a los países considerados más vulnerables, es decir, los países considerados con menor desarrollo económico relativo (ver Anexo F), que deseen participar en el desarrollo de proyectos MDL.

¹⁵ En este sentido se recomienda ver la página web de la UNFCCC (<http://unfccc.int/2860.php>) – Clean Development Mechanism.

Para nuestro estudio, los valores base del proyecto son los siguientes:

Valores base del proyecto.

- Valor de la Inversión: \$140,241,555
- Factor de Emisión: 0.584 tonCO₂/MWh¹⁶
- Energía anual producida: 51.5 GWhe/año (promedio en 20 años)
- Reducción Emisión Anuales: 166,211.2 tonCO₂e (promedio en 20 años)
- Vida útil: 20 años
- Tasa de descuento: 16%
- Valor de las RCE: 5.36 US\$/tCO₂e en el caso base¹⁷
- Clasificado como Tipo I de proyectos de pequeña escala.

Por lo que los costos de transacción iniciales se estiman en \$ 880,000.00¹⁸ como se desglosa a continuación.

Tabla 5.8 Costos de transacción iniciales.

Fases ciclo	Costos (US\$)	Costo (\$)
Diseño y Elaboración	25,000	277,000*
Validación	15,000	155,000*
Neg. De Contrato	10,000	110,000*
Registro	30,000	330,000*
Total	80,000	880,000*

*Tipo de cambio de \$11.00/US\$.

Estos costos iniciales se agregaran a los costos de inversión que se estimaron anteriormente.

Los gastos de Vigilancia, Verificación y de Certificación entran dentro de los gastos de operación y mantenimiento, debido a que son gastos que se presentan anualmente.

Para efectos de simplificación de este estudio, se seleccionó únicamente el período de acreditación fijo de 10 años, por lo que los costos de transacción anuales, que se tomarán en cuenta únicamente durante los primeros diez años como se explicó en la sección 3.9 y se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 5.9 Gastos de Vigilancia, Verificación y de Certificación.

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Costos de Vigilancia verificación y Certificación en dólares.	\$US 3,000	US\$ 3,000	US\$ 3,000	US\$ 3,000	US\$ 3,000	US\$ 3,000	US\$ 3,000	US\$ 3,000	US\$ 3,000	US\$ 3,000

Nota: Tipo de Cambio a \$11/US\$

¹⁶ Fuente Capítulo 4 de la guía para la implementación de los Mecanismos flexibles de Kyoto-MDL en Latinoamérica y el Caribe. Enero 2005.

¹⁷ Más adelante se discutirán las razones para fijar el precio base de las RCE's en US\$ 5.36/tCO₂ equivalente y se asume que dicho nivel es neto después de los costos de comercialización.

¹⁸ Para tipo de cambio de \$11.00/US\$.

Los cargos de Adaptación son los que se usan para financiar costos de adaptación a países más vulnerables como se explicó en el capítulo 5.2.1 y son los siguientes:

Tabla 5.10 Cargos de Adaptación.

Año	Gastos en (M\$)
2002	0.34
2003	0.32
2004	0.30
2005	0.28
2006	0.26
2007	0.25
2008	0.23
2009	0.22
2010	0.20
2011	0.19
TOTAL	2.59

Fuente Propia

Resultados:

➤ Valor Actual Costos de Vig. Verif. Y Cert.	\$ 330,000
➤ Costos de Transacción Totales	\$ 880,000
➤ Gastos por Adaptación Totales	\$ 2,585,303
➤ Porcentaje Costos Transacción /Inversión Total	2.7%

Por lo tanto los gastos totales de Transacción, Operación y Mantenimiento estimados se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 5.11 Gastos Totales de Transacción, Operación y Mantenimiento.

Años	Gastos Totales O&M (M\$)
2002	15.4
2003	15.4
2004	15.3
2005	15.3
2006	17.5
2007	14.6
2008	14.2
2009	13.5
2010	12.4
2011	23.3
2012	11.3
2013	11.1
2014	10.7
2015	10.3
2016	10.5
2017	9.2
2018	8.8
2019	8.6
2020	8.4
2021	8.1

5.3 Ingresos por venta de energía eléctrica.

Para calcular la producción de energía eléctrica en este estudio, se tomaron en cuenta las siguientes variables:

- Eficiencia del sistema de recolección de GRS.
Del proyecto, se obtuvieron los siguientes datos del GRS recolectado. Se consideró que la eficiencia de recolección es del 80% (20% fugado) como se muestra en la tabla 5.12.
- Porcentaje de gas metano capturado.
La cantidad de gas metano capturado es del 50% del GRS recolectado como se muestra en la tabla 5.12.
- Poder calorífico del gas metano.
El poder calorífico del gas metano es de 8,460kcal/m³
- Eficiencia de los motogeneradores.
Se fijó en 40% según tabla 4.6 del capítulo 4.

Considerando los puntos anteriores, la generación de energía eléctrica del proyecto es:

Tabla 5.12. Energía eléctrica generada en el proyecto.

Año	GRS Recolectado (Mm ³)	80% de GRS (Mm ³)	Metano Capturado 50% (Mm ³)	Energía Eléctrica (GWhe)
2002	57.2	42.7	22.88	90.1
2003	53.4	40.0	21.36	84.1
2004	50.0	37.4	20.00	78.8
2005	46.8	35.0	18.72	73.7
2006	43.8	32.8	17.52	69.0
2007	41.0	30.7	16.40	64.6
2008	38.4	28.8	15.36	60.5
2009	36.0	26.9	14.40	56.7
2010	33.6	25.3	13.44	52.9
2011	31.6	23.2	12.64	49.8
2012	29.0	22.1	11.60	45.7
2013	27.6	20.6	11.04	43.5
2014	25.8	19.4	10.32	40.6
2015	24.2	18.1	9.68	38.1
2016	22.6	17.0	9.04	35.6
2017	21.2	15.8	8.48	33.4
2018	19.8	14.9	7.92	31.2
2019	18.6	13.9	7.44	29.3
2020	17.4	13.1	6.96	27.4
2021	16.4	36.6	6.56	25.8

5.3.1 Cálculo de tarifa eléctrica.

En este estudio, por simplicidad, se tomó como base para el cálculo de los ingresos por venta de energía eléctrica el promedio de las tarifas de Alta tensión nivel transmisión (HT) en el área central, de Diciembre de 2004 al mes de Abril de 2005¹⁹, como se muestran a continuación en la tabla 5.13.

Tabla 5.13 Tarifas de alta tensión nivel transmisión (HT).

Mes	Región	Cargo por kWh de energía punta	Cargo por kWh de energía intermedia	Cargo por kWh de energía base
Dic. 04	Central	\$ 2.2975	\$ 0.5852	\$ 0.5416
Ene 05	Central	\$ 2.3726	\$ 0.6043	\$ 0.5593
Feb. 05	Central	\$ 2.2739	\$ 0.5792	\$ 0.5360
Mar. 05	Central	\$ 2.2468	\$ 0.5723	\$ 0.5296
Abr. 05	Central	\$ 2.1870	\$ 0.5571	\$ 0.5155
Promedio	Central	\$ 2.2756	\$ 0.5796	\$ 0.5364

Fuente CFE

Las tarifas de CFE varían de acuerdo a la fecha y al horario como se muestra a continuación:

Tabla 5.14 Tarifas CFE del 1º de febrero al sábado anterior al primer domingo de abril.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 19:30 22:30 - 24:00	19:30 - 22:30
sábado	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00	
domingo y festivo	0:00 - 19:00 23:00 - 24:00	19:00 - 23:00	

Fuente CFE

Tabla 5.15 Tarifas CFE del primer domingo de abril al 31 de julio.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 19:30 22:30 - 24:00	19:30 - 22:30
sábado	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00	
domingo y festivo	0:00 - 19:00 23:00 - 24:00	19:00 - 23:00	

Fuente CFE

Tabla 5.16 Tarifas CFE del 1º de agosto al sábado anterior al último domingo de octubre.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 19:30 22:30 - 24:00	19:30 - 22:30
sábado	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00	
domingo y festivo	0:00 - 19:00 23:00 - 24:00	19:00 - 23:00	

Fuente CFE

¹⁹ Se eligió este periodo debido a la disponibilidad de información.

Tabla 5.17 Tarifas CFE del último domingo de octubre al 31 de enero.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 18:30 22:30 - 24:00	18:30 - 22:30
sábado	0:00 - 8:00	8:00 - 19:30 21:30 - 24:00	19:30 - 21:30
domingo y festivo	0:00 - 18:00	18:00 - 24:00	

Fuente CFE

Dado lo anterior, se calcularon las horas totales para cada tipo de tarifa y se dividieron por el número total de horas que tiene un año, obteniendo un factor para cada tipo de demanda que a su vez representan los precios por los que se multiplicarán las tarifas de esos períodos y resultan en:

Tabla 5.18 Factor para cada tipo de demanda de la tarifa HT.

Tarifa	Base	Intermedio	Punta
HT	0.1799	0.3334	0.2034

La suma de los factores anteriores para cada tipo de demanda arroja la tarifa promedio que emplearemos en nuestro estudio es de \$0.69/kWh.

Ahora bien en el proyecto se planea utilizar los motogeneradores como se muestra en la tabla 5.19, donde se aprecia que los factores de planta se ajustan conforme a la disponibilidad de GRS que generará el relleno sanitario durante su vida útil:

Tabla 5.19 Uso planeado de los motogeneradores.

AÑO	Energía Generada U1 (MWh)	Energía Generada U2 (MWh)	Energía Generada U3 (MWh)	Energía Generada U4 (MWh)
2002	14,892	14,892	14,892	7,446
2003	14,892	14,892	14,892	7,446
2004	14,892	14,892	14,892	7,446
2005	14,892	14,892	14,892	7,446
2006	14,090	14,892	14,892	7,446
2007	10,766	14,892	14,892	7,446
2008	7,722	14,892	14,892	7,446
2009	4,866	14,892	14,892	7,446
2010	2,150	14,892	14,892	7,446
2011	7,091	14,892	14,892	0
2012	4,234	14,892	14,892	0
2013	2,572	14,892	14,892	0
2014	4,420	14892	14,892	0
2015	13,414	14,892	0	0
2016	11,634	14,892	0	0
2017	9,902	14,892	0	0
2018	8,310	14,892	0	0
2019	6,858	14,892	0	0
2020	5,454	14,892	0	0
2021	4,213	14,892	0	0

Fuente: Banco Mundial.

Multiplicando la tarifa HT estimada con anterioridad se obtienen los siguientes ingresos en millones de pesos:

Tabla 5.20 Ingresos estimados por venta de energía eléctrica.

Año	Ingresos U1 M\$	Ingresos U2 M\$	Ingresos U3 M\$	Ingresos U4 M\$	Ingresos Totales M\$
2002	10.3	10.3	10.3	5.1	36.0
2003	10.3	10.3	10.3	5.1	36.0
2004	10.3	10.3	10.3	5.1	36.0
2005	10.3	10.3	10.3	5.1	36.0
2006	9.7	10.3	10.3	5.1	35.4
2007	7.4	10.3	10.3	5.1	33.1
2008	5.3	10.3	10.3	5.1	31.0
2009	3.4	10.3	10.3	5.1	29.0
2010	1.5	10.3	10.3	5.1	28.4 ^{\$}
2011	4.9	10.3	10.3	0.0	25.4
2012	2.9	10.3	10.3	0.0	23.5
2013	1.8	10.3	10.3	0.0	22.3
2014	0.3	10.3	10.3	0.0	20.9
2015	9.3	10.3	0.0	0.0	19.5
2016	8.0	10.3	0.0	0.0	18.3
2017	6.8	10.3	0.0	0.0	17.1
2018	5.7	10.3	0.0	0.0	16.0
2019	4.7	10.3	0.0	0.0	15.0
2020	3.8	10.3	0.0	0.0	14.0
2021	2.9	10.3	0.0	0.0	13.2
TOTAL	120	206	134	46	506.1

Fuente propia.

\$ Se planea vender el motogenerador de 1000 kWe (U4) a los diez años de uso (2011) en aproximadamente \$1,195,560.

5.4 Ingresos adicionales atribuibles a las Reducciones Certificadas de Emisiones.

Los ingresos originados por la venta de RCE se calcularon tomando en cuenta la cantidad de CO₂ (en toneladas) que se emitirían a la atmósfera, para ello se consideró el Factor de Emisión (FE) del proyecto.

El FE indica la emisión de dióxido de carbono equivalente por unidad de energía producida (TJ) o electricidad generada (MWh) y se mide en toneladas de CO₂ equivalente por la electricidad generada (tCO₂/MWh).

Los cálculos para este estudio, se realizaron considerando los siguientes escenarios:

- Sin la existencia de proyecto.
- Con la existencia de proyecto.

Cabe señalar que las estimaciones de emisiones han sido simplificadas, es decir, no se tomaron en cuenta los óxidos nitrosos (N₂O) y metano (CH₄) provocadas por combustión incompleta.

A. Sin la existencia de proyecto.

Para este caso, se tomaron en cuenta las emisiones liberadas a la atmósfera por los siguientes elementos:

- 100% de las emisiones de metano generado en el tiradero.
- Las generadas por una hipotética planta de ciclo combinado. Se consideró que dicha planta, tiene una eficiencia del 50% y que utiliza como combustible gas metano.

Las emisiones anuales generadas por estas dos fuentes se presentan a continuación:

Tabla 5.21 Emisiones anuales generadas sin la existencia de proyecto.

AÑO	Emisiones Tiradero Anuales (mtCO ₂ e)	Emisiones Planta de Ciclo Combinado Anuales (mtCO ₂)	Emisiones Totales Anuales (mtCO ₂ e)
2002	396.4	105.2	501.6
2003	370.1	98.2	468.2
2004	346.5	91.9	438.4
2005	324.3	86.0	410.4
2006	303.5	80.5	384.1
2007	284.1	75.4	359.5
2008	266.1	70.6	336.7
2009	249.5	66.2	315.7
2010	232.9	61.8	294.6
2011	219.0	58.1	277.1
2012	201.0	53.3	254.3
2013	191.3	50.7	242.0
2014	178.8	47.4	226.2
2015	167.7	44.5	212.2
2016	156.6	41.6	198.2
2017	146.9	39.0	185.9
2018	137.2	36.4	173.6
2019	128.9	34.2	163.1
2020	120.6	32.0	152.6
2021	113.7	30.2	143.8
Total	4,535	1,203	5,738

Fuente propia.

B. Con la existencia de proyecto.

Para este caso se consideraron las siguientes emisiones:

- 20% de emisiones de GRS del tiradero debido a pérdidas en el sistema de recolección.

- 80% de las emisiones del GRS son recolectadas. La parte correspondiente al gas metano (40% del 80% recolectado) es tratado y quemado por los motogeneradores y antorchas convirtiéndose en CO₂. Cabe mencionar que la eficiencia de los motogeneradores es de 40% de acuerdo a los datos especificados en la tabla 4.6 y la eficiencia de las antorchas alcanzan valores hasta del 98%²⁰ (ver capítulo 4). La parte correspondiente al CO₂ del GRS son liberadas a la atmósfera.

Es importante señalar que las emisiones generadas por la hipotética planta de ciclo combinado en el escenario anteriormente descrito (A), serán desplazadas por las del proyecto MDL postulado, debido a que se está considerando que el proyecto MDL sustituirá a la planta de ciclo combinado.

Las emisiones anuales generadas en este escenario sólo son las atribuibles al gas metano (CH₄), que como se sabe, tiene un potencial de calentamiento atmosférico de 21 veces más que el dióxido de carbono (CO₂) y son traducidas en toneladas de CO₂ equivalentes (CO₂e), porque el CO₂ del GRS con o sin la existencia del proyecto se considerarán iguales y se eliminarán al hacer el calculo de las reducciones de emisiones totales²¹. De esta manera las emisiones generadas en este escenario son las siguientes:

Tabla 5.22 Emisiones generadas con la existencia de proyecto.

Año	Emisiones Fugas CO ₂ e Anuales (mton)	Emisiones CO ₂ Proyecto Anuales (mton)	Emisiones Totales CO ₂ e Anuales (mton)
2002	79.3	131.4	210.7
2003	74.0	122.7	196.7
2004	69.3	114.9	184.2
2005	64.9	107.5	172.4
2006	60.7	100.7	161.4
2007	56.8	94.2	151.0
2008	56.2	88.2	144.5
2009	49.9	82.7	132.6
2010	46.6	77.2	123.8
2011	43.8	72.6	116.4
2012	40.2	66.6	106.8
2013	38.3	63.4	101.7
2014	35.8	59.3	95.0
2015	33.5	55.6	89.2
2016	31.3	51.9	83.3
2017	29.4	48.7	78.1
2018	27.4	45.5	72.9
2019	25.8	42.7	68.5
2020	24.1	40.0	64.1
2021	22.7	37.7	60.4
Total	910.0	1,503.8	2,413.8

Fuente propia.

²⁰ Fuente NovaGerar Landfill gas to energy Project. EcoSecurities Ltd. Febrero de 2002.

²¹ Las reducciones de emisiones totales se obtienen al restar las emisiones de las fuentes generadas sin la existencia del proyecto MDL menos las generadas con la existencia del mismo.

Es importante recordar que en este estudio se consideró que el proyecto MDL sustituirá a la planta de generación de energía eléctrica de ciclo combinado, por lo que, las emisiones de esta última, se dejarían de emitir. Esto significa que para calcular las reducciones de emisiones totales, se restan las emisiones de GEI provocadas por las fuentes en ausencia del proyecto menos las emisiones realizadas por las fuentes en presencia del proyecto como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 5.23 Reducciones de emisiones de CO₂e.

Año	Emisiones Equivalentes Sin Proyecto Anuales (mton)	Emisiones Equivalentes Con Proyecto Anuales (mton)	Reducciones CO ₂ (mton)
2002	501.6	210.7	290.8
2003	468.2	196.7	271.5
2004	438.4	184.2	254.2
2005	410.4	172.4	238.0
2006	384.1	161.4	222.7
2007	359.5	151.0	208.5
2008	336.7	144.5	192.2
2009	315.7	132.6	183.0
2010	294.6	123.8	170.8
2011	277.1	116.4	160.7
2012	254.3	106.8	147.5
2013	242.0	101.7	140.3
2014	226.2	95.0	131.2
2015	212.2	89.2	123.0
2016	198.2	83.3	114.9
2017	185.9	78.1	107.8
2018	173.6	72.9	100.7
2019	163.1	68.5	94.6
2020	152.6	64.1	88.5
2021	143.8	60.4	83.4
Total	5,738.0	2,413.8	3,324.2

De esta forma, el impacto del proyecto es de reducir las emisiones de GEI a la atmósfera la cantidad de 3.324 millones de ton de CO₂ equivalentes durante su vida útil y 2.192 millones de ton de CO₂ durante los primeros diez años.

Tomando como precio base de US\$ 5.36/ton CO₂e y con un tipo de cambio de \$11.00/US\$, los ingresos atribuibles a la venta de RCE durante diez años son:

$$2.192 \text{ MtonCO}_2\text{e} * \text{US\$ } 5.36 * \$11.00 = \text{M\$ } 129.26$$

A esta cantidad se le restará el 2% por gastos de Adaptación, obteniendo:

$$\text{Ingresos por venta de RCE's} = \text{M\$ } 126.68$$

5.4.1 La utilidad de operación y la depreciación:

La utilidad de Operación se calculó restando los gastos totales (gastos de transacción MDL, operación y mantenimiento) a los ingresos totales generados por la venta de energía y venta de RCE's como se muestra a continuación:

Tabla 5.24 Utilidad de operación del proyecto.

Año	Ingresos Totales (M\$)	Gastos Totales (M\$)	Depreciación ²² (M\$)	Utilidad de Op. antes de depreciación (M\$)
2002	52.77	15.38	9.02	37.38
2003	51.65	15.36	9.02	36.29
2004	50.65	15.34	9.02	35.31
2005	49.71	15.32	9.02	34.39
2006	48.28	17.53	9.02	30.74
2007	45.16	14.58	9.02	30.59
2008	42.12	14.15	9.02	27.97
2009	39.62	13.53	9.02	26.09
2010	38.24	12.40	9.02	25.84
2011	34.73	23.34	9.02	11.39
2012	23.47	11.26	0.02	12.22
2013	22.33	11.05	0.02	11.27
2014	20.86	10.75	0.02	10.11
2015	19.53	10.34	0.02	9.19
2016	18.30	10.55	0.02	7.76
2017	17.11	9.23	0.02	7.88
2018	16.01	8.82	0.02	7.19
2019	15.01	8.62	0.02	6.39
2020	14.04	8.42	0.02	5.62
2021	13.18	8.11	0.02	5.07

*Fuente propia.

5.4.2 Apalancamiento.

El apalancamiento financiero se utiliza cuando una empresa recurre a préstamo o deuda para complementar capital común de accionistas para financiar su empresa. Contrario a lo que algunos creen el financiamiento proveniente de accionistas es más caro en el largo plazo que el proveniente de deuda a largo plazo, esto debido a que las expectativas de rendimientos o dividendos de los accionistas por poner en "juego" su dinero o en riesgo es mayor que el que pone dinero en préstamo, ya que un accionista

²² Depreciación: Disminución del valor o precio de un bien. La depreciación es una pérdida en el valor material o funcional del activo fijo tangible, (no sujeto a agotamiento y la cual se debe fundamentalmente al uso y desmejoramiento del bien). La teoría dice que la depreciación es distribuir el costo de un bien entre los años de vida útil de éste. Las cifras mostradas proceden del valor de los activos de SIMEPRODESO.

es el último que cobra, por lo que este capital es de riesgo. Esto no significa que el que preste dinero no tenga riesgo, pero en términos generales son menores al de un accionista. Por lo tanto, financiarse a largo plazo con préstamo es más barato que financiarse con capital común de accionistas, ya que, el interés que paga la empresa al acreedor, es decir, quien otorga el préstamo, deduce una parte de impuestos, lo que se traduce que el fisco (Gobierno) absorbe parte del interés. Esto trae como consecuencia que una empresa que tiene deuda tenga un impuesto sobre la renta (ISR) más bajo, en comparación del que se financió vía capital común, debido a que los dividendos no son deducibles.

Por ejemplo si las empresas A y B tienen utilidades antes de impuestos e intereses de 1,000; y la A contrata deuda y la B solo se financia a través de capital. La empresa A tendrá una deducción de intereses que B no tendrá, si los intereses de A son 300 pesos y el impuesto es del 35 % la empresa A pagará el impuesto sobre \$700 (1000 - 300) o sea \$245 (700 x 0.35), mientras que la empresa B pagará \$350 (1000 x 0.35), y esto trae consigo una mayor utilidad después de impuestos para B (\$650 = \$1,000-\$350) y una más baja para A (\$455 = \$1,000 - \$300 - \$245).

Entonces, ¿cómo es que A es beneficiado?. El punto clave está en que, la empresa B para financiarse debe captar más capital de accionistas, y para esto expidió un número mayor de acciones que se adicionaron a las ya existentes. Si crece el número de acciones, la utilidad generada se dividirá entre un número mayor de acciones, trayendo consigo una menor utilidad por acción. En cambio, la empresa A aparentemente generó menos utilidades, pero tiene las mismas acciones para repartir esas utilidades y por ende tendrá un monto mayor de utilidades por acción.

Cabe destacar, que en el apalancamiento, existe un efecto contrario: si no se generan los ingresos necesarios para rebasar su punto de equilibrio (donde no se pierde ni se gana) se tendrían pérdidas extraordinarias por el cargo fijo de gastos e intereses.

Debido a lo anterior, para nuestro análisis se optó por utilizar el apalancamiento financiero obteniendo un préstamo del 30% ósea M\$ 42.34 del total de las inversiones, con una tasa de interés del 10% anual a diez años como se muestra en la tabla 5.25.

Tabla 5.25 Apalancamiento financiero con tasa de interés del 10% anual.

AÑO	Pago Principal Tasa = 10%	Saldo Préstamo	Pago Interés	Total Pagos Financieros
2001	0.00	42.34	0.00	0.00
2002	4.23	38.10	4.23	8.47
2003	4.23	33.87	3.81	8.04
2004	4.23	29.64	3.39	7.62
2005	4.23	25.40	2.96	7.20
2006	4.23	21.17	2.54	6.77
2007	4.23	16.93	2.12	6.35
2008	4.23	12.70	1.69	5.93
2009	4.23	8.47	1.27	5.50
2010	4.23	4.23	0.85	5.08
2011	4.23	0.00	0.42	4.66

Fuente propia

Se consideró un ISR del 30%, por lo que el flujo de caja neto se muestra a continuación:

Tabla 5.26 Flujo de caja del ejercicio del proyecto.

Año	Utilidad Después de Intereses Antes ISR (M\$)	ISR 30% (M\$)	Utilidad neta (M\$)	Flujo de caja ²³ (M\$)
2001	0	0	0	-98.79
2002	24.13	7.24	16.89	21.68
2003	23.46	7.04	16.42	21.21
2004	22.91	6.87	16.03	20.82
2005	22.41	6.72	15.69	20.47
2006	19.18	5.76	13.43	18.22
2007	19.45	5.83	13.61	18.40
2008	17.26	5.18	12.08	16.87
2009	15.80	4.74	11.06	15.85
2010	15.97	4.79	11.18	15.97
2011	1.94	0.58	1.36	6.15
2012	12.20	3.66	8.54	8.56
2013	11.25	3.38	7.88	7.90
2014	10.09	3.03	7.06	7.08
2015	9.17	2.75	6.42	6.44
2016	7.74	2.32	5.42	5.44
2017	7.86	2.36	5.50	5.52
2018	7.17	2.15	5.02	5.04
2019	6.37	1.91	4.46	4.48
2020	5.60	1.68	3.92	3.94
2021	5.05	1.52	3.54	3.56

Finalmente, los valores del valor presente neto (VPN) y tasa interna de retorno (TIR) del proyecto son:

$$\text{VPN} = \text{M\$ } 0.00$$

$$\text{TIR} = 16.0\%$$

5.5 Recapitulación de Supuestos de Análisis.

5.5.1 Tasa de Descuento.

La tasa de descuento en un proyecto es el costo medio ponderado de las fuentes de financiamiento (weighted average costo of capital, WACC), donde los ponderadores son la proporción de cada fuente en el monto total de la inversión.

El costo de capital propio (R) puede estimarse mediante el Capital Asset Pricing Model (CAPM). Este modelo indica que el rendimiento requerido es igual a la tasa que

²³ El flujo de caja es la suma de la utilidad neta más la depreciación.

puede ganarse sin incurrir en ningún riesgo (tasa de bonos gubernamentales), más un premio por el nivel de riesgo del proyecto. El premio por riesgo se establece como el rendimiento que el mercado de valores tiene por encima de la tasa libre de riesgo, multiplicado por un multiplicador del riesgo específico del activo o proyecto de interés (β). Algebraicamente:

$$R_i = R_F + \beta_i (R_M - R_F)$$

donde:

- R = tasa de rendimiento requerido para el activo o proyecto i
- R_F = tasa libre de riesgo
- R_M = tasa de rendimiento del mercado total de valores
- β = indicador de riesgo específico del activo o proyecto i

El parámetro β puede ser mayor, menor o igual a 1. Si β es mayor que 1, significa que el riesgo específico, no diversificable, del proyecto es superior al que tiene el mercado de valores en su conjunto. Como la ecuación anterior es lineal, β representa el coeficiente de pendiente y puede ser calculado mediante análisis de regresión.

Como se puede observar, el cálculo de la tasa de descuento resulta ser hasta cierto punto complicado, debido a la naturaleza de sus variables, por lo que se procedió por simplicidad tomar el valor de tasa de descuento de 16%, ya que se considera que es un porcentaje razonable para este tipo de proyectos.

5.5.2 Mercado Estimado de RCE's.

Para este análisis financiero, se supuso que el precio base por cada tonelada de CO₂ equivalente es de US\$ 5.36 en ausencia de cifras confiables y dado que con este nivel se obtiene un Valor Presente Neto prácticamente igual a cero. Actualmente no hay un precio definido en el comercio de emisiones, aunque se estima que con la ratificación del Protocolo de Kyoto por parte de Rusia, los precios actuales que oscilan alrededor de US\$ 4.00 alcancen precios desde US\$ 6.00 hasta US\$ 18.00²⁴ por cada tonelada de CO₂ equivalente certificada. En el tema 5.6 se llevará a cabo un análisis de sensibilidad con otros valores de precios de RCE's.

5.5.3 Tarifa de Energía Eléctrica.

Se supuso que la energía generada en este proyecto, sería vendida a CFE a una tarifa de alta tensión (HT), a un precio estimado de \$ 690.00 por MWh con base a las tarifas proporcionadas en su página oficial, registradas durante el año en curso.

5.5.4 Tasa de Interés.

La tasa de interés que se utilizó para calcular el Valor Futuro de las inversiones efectuadas durante los años 1991 a 2002, fue del 16%, ya que se consideró un valor típico para inversiones en proyectos de esta naturaleza.

²⁴ Fuente: Revista Energía a Debate. Ed. Mundi Comunicaciones. Año No. 2, Volumen II, No.8, Abril-Mayo de 2005. México D.F. Página 30.

5.5.5 Tipo de cambio.

Ya que las fuentes de información consultadas para esta investigación, tomaban valores en dólares americanos (US\$), fue necesario utilizar un tipo de cambio para estimar costos en pesos mexicanos. Dicho tipo de cambio se consideró de \$11.00 por cada dólar americano.

5.5.6 Impuesto sobre la renta (ISR).

El ISR que se usó para evaluar la rentabilidad del proyecto fue del 30.0 % por ser un valor parecido al actual y que puede modificarse en el futuro según las disposiciones oficiales que se adopten.

5.5.7 Factor de emisión.

El factor se consideró de 0.584 tCO₂ por cada MWh de energía eléctrica generada. Este valor fue tomado de la Guía para la Implementación de los Mecanismos Flexibles de Kyoto y MDL en Latinoamérica y el Caribe.

5.6 Rango de variables clave.

➤ **Tarifa eléctrica.**

Para este trabajo de tesis la tarifa base es de \$0.69/kWh (como se explicó en la sección 5.3.1), con un rango de 10% relativo arriba de ésta, así como 10% relativo debajo de la misma, es decir, \$0.759/kWh y \$0.621/kWh respectivamente.

➤ **Apalancamiento.**

Se consideró un apalancamiento base de 30% del costo de la inversión total del proyecto. El rango para esta variable clave fue de $\pm 10\%$ absoluto, resultando un apalancamiento del 40% y 20%.

➤ **Tasa de descuento.**

La tasa de descuento para el caso base es de 16%. Para esta variable se aplicó un rango absoluto del $\pm 2\%$, o sea, 18% y 14%.

➤ **Inversión.**

En el caso de la inversión es de M\$140.24 (como se calculó en la sección 5.1), con un rango de 10% relativo arriba de ésta, así como 10% relativo debajo de la misma, es decir, M\$154.22 y M\$126.18 respectivamente.

➤ **Precio de las RCE's.**

En este caso se tomó un rango de US\$0.00, a US\$10.00 por tCO₂e. El caso base de esta variable clave es de US\$5.36/tCO₂e.

5.7 Análisis de sensibilidad.

Para el análisis de sensibilidad, se procedió a graficar el comportamiento del proyecto tomando como variables significativas para este estudio al VPN y TIR contra la variación del precio de RCE's, de acuerdo al rango acordado. Dicho precio será considerado como la variable primaria o la variable más importante para el estudio ya que es la que da pauta a que el proyecto sea o no rentable. Las graficas presentadas a continuación se realizaron con respecto a las cuatro variables secundarias, es decir, tarifa de energía eléctrica, apalancamiento, tasa de descuento y la inversión, tomando en cuenta los rangos descritos presentados en la sección anterior.

Figura 5.1 Gráfica de Tarifa de Energía Eléctrica VPN.

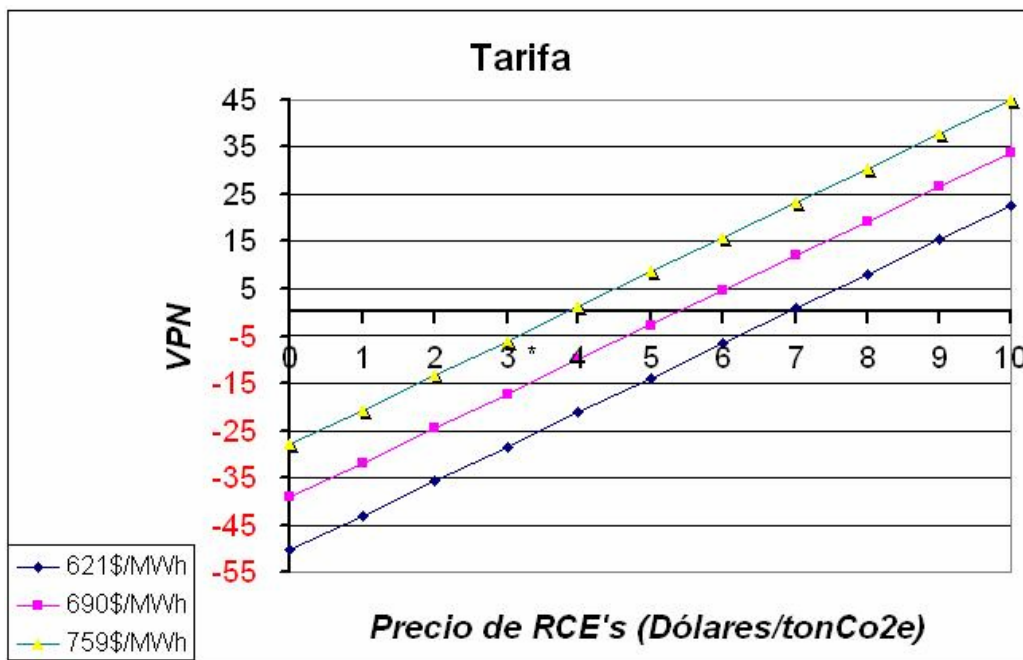


Figura 5.2 Gráfica de Tarifa de Energía Eléctrica TIR.

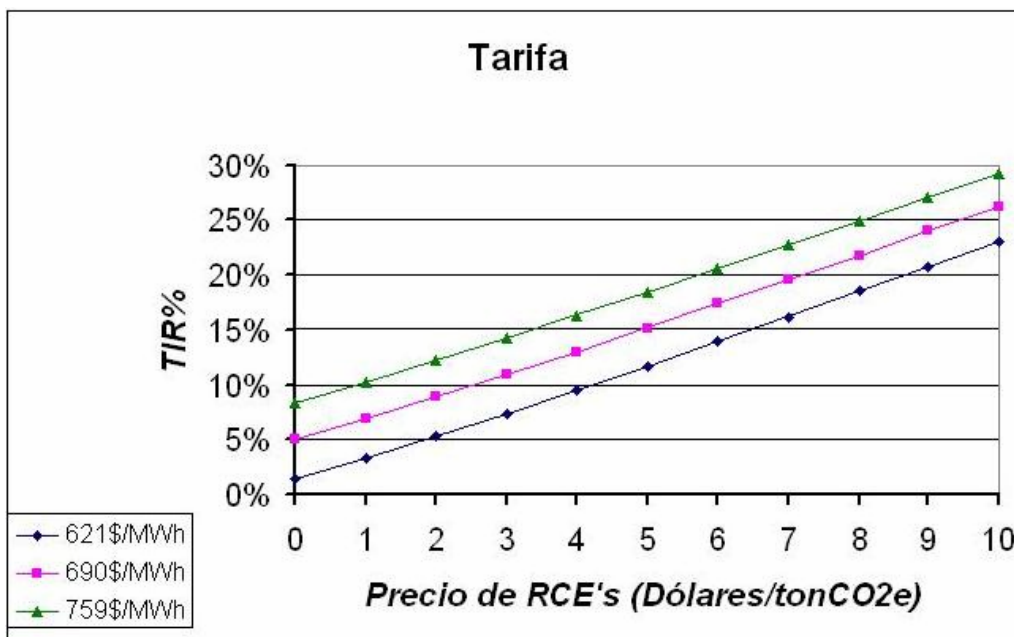


Figura 5.3 Gráfica de Apalancamiento VPN.

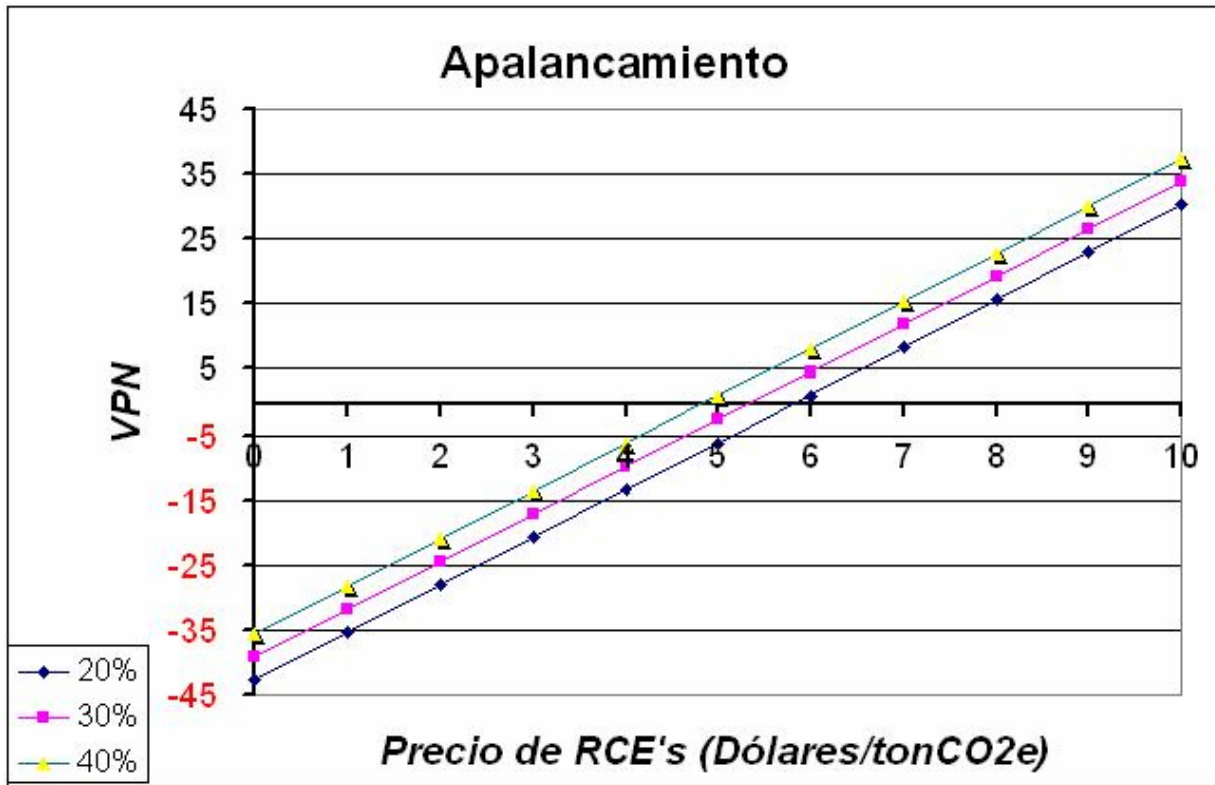


Figura 5.4 Gráfica de Apalancamiento TIR.

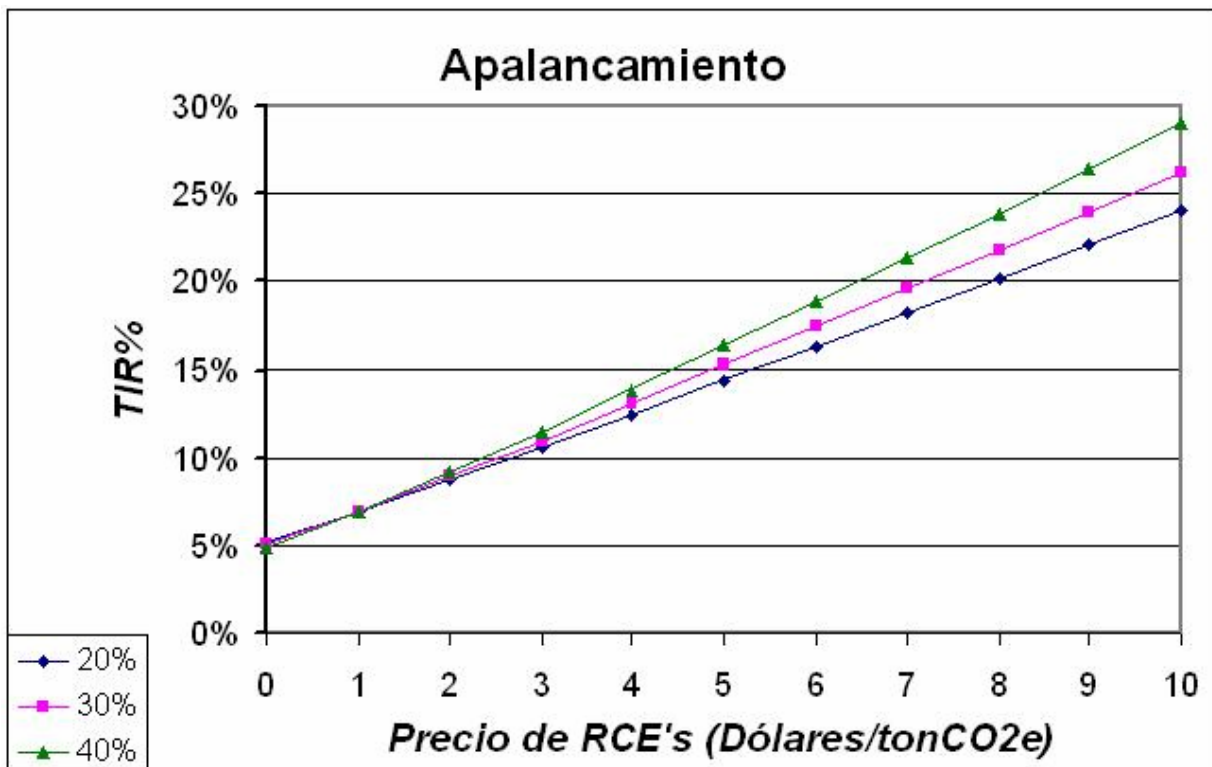


Figura 5.5 Gráfica de Tasa de Descuento VPN.

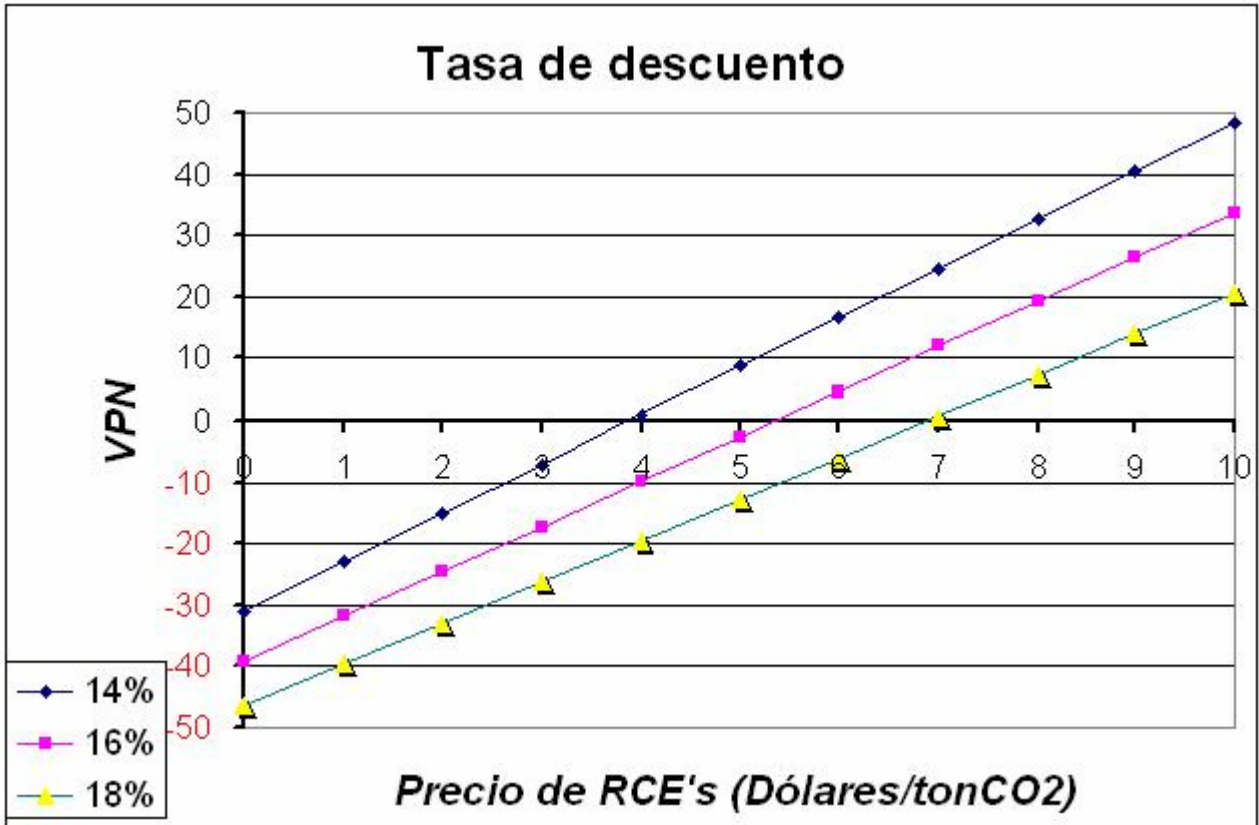


Figura 5.6 Gráfica de Tasa de Descuento TIR.

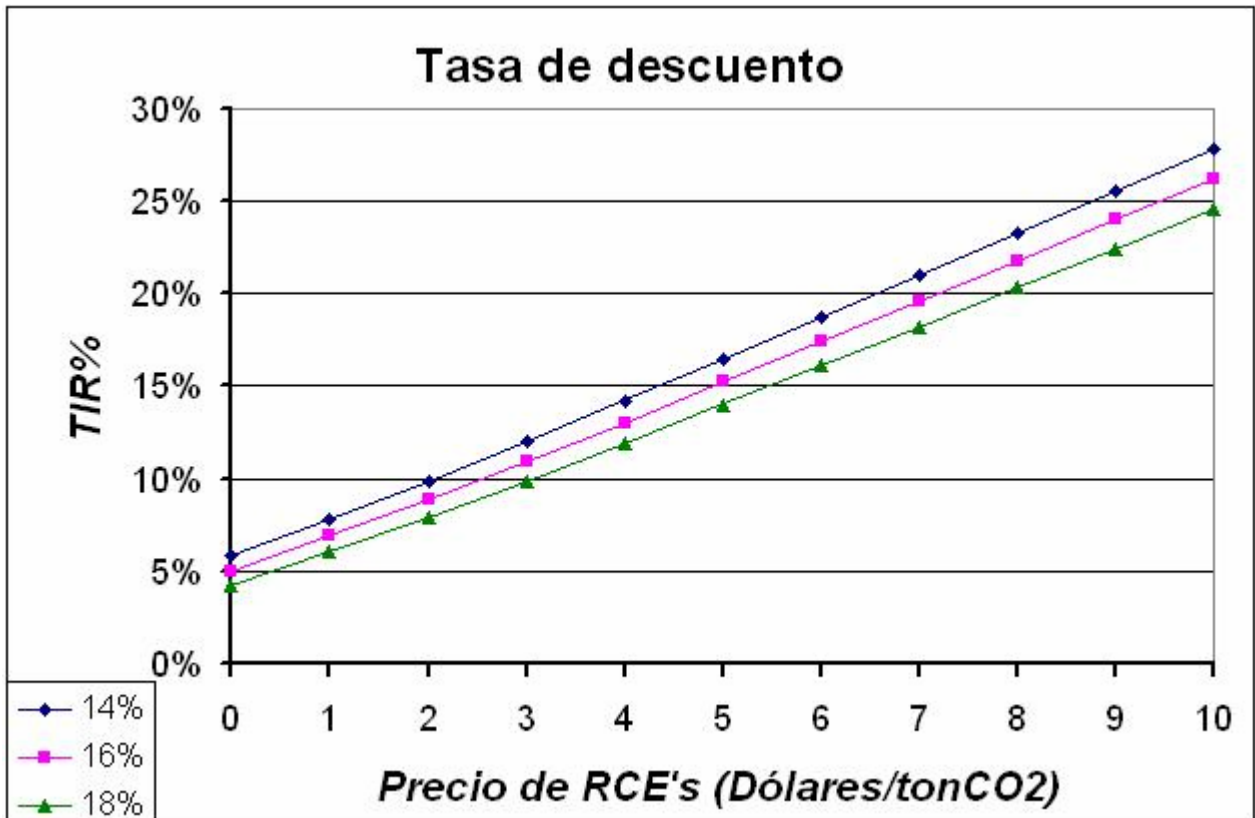


Figura 5.7 Gráfica de Inversión VPN.

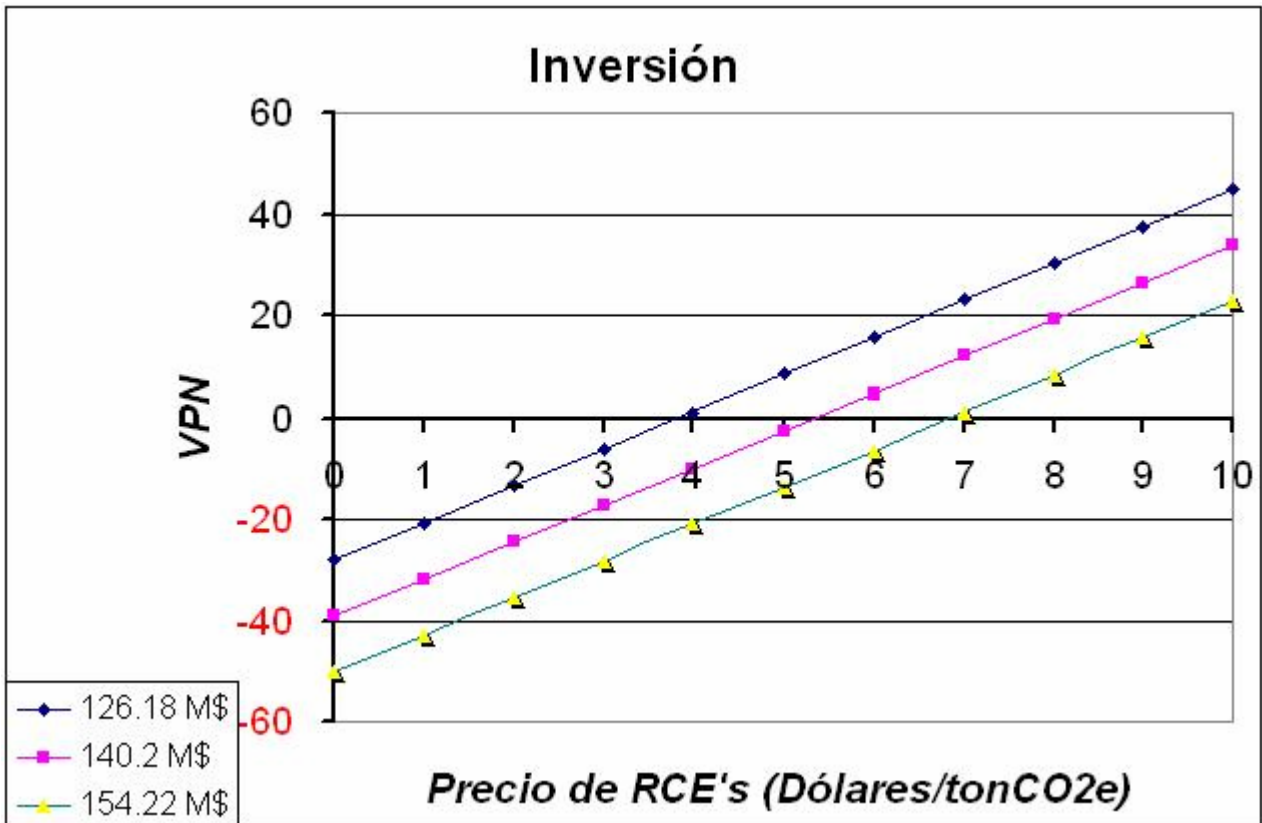
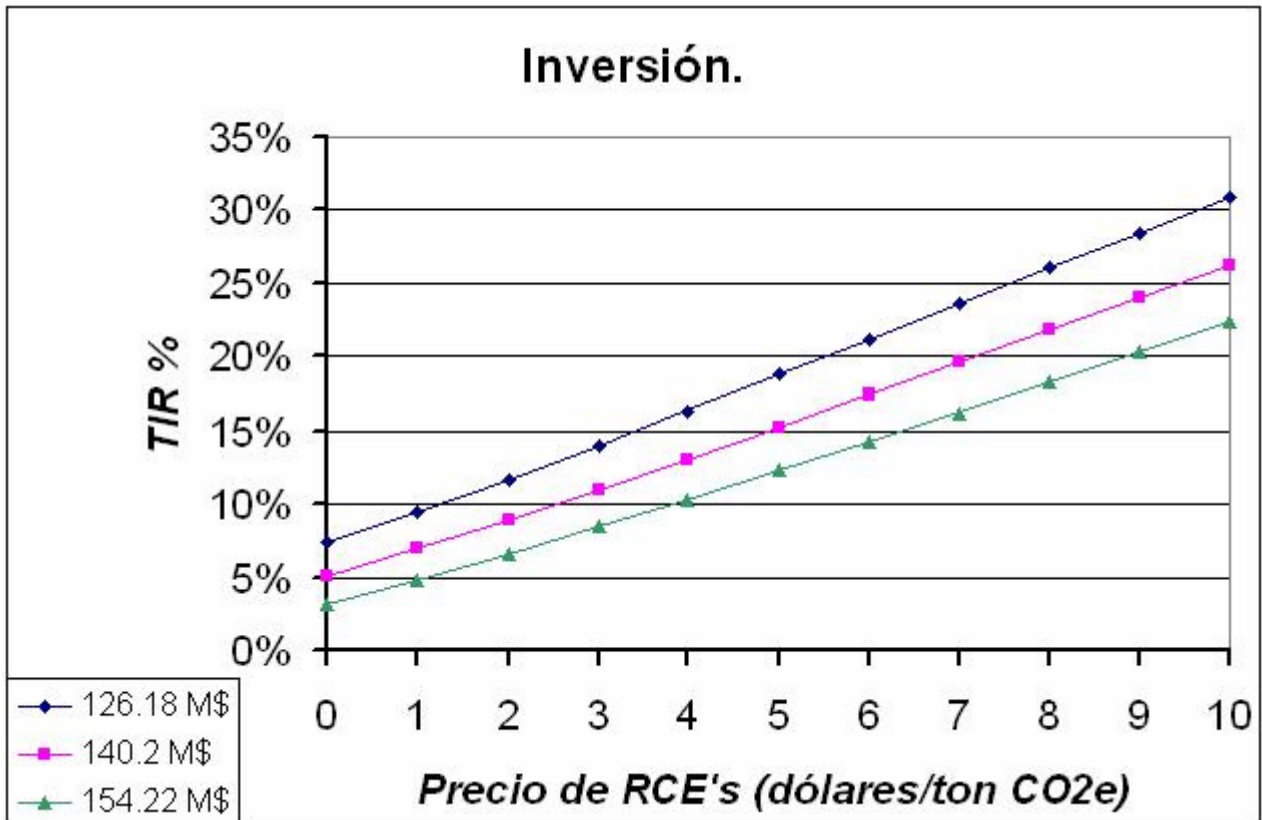


Figura 5.8 Gráfica de Inversión TIR.



Analizando las graficas se puede ver que el comportamiento fue el esperado ya que:

1. A tarifas de energía eléctrica más altas hay mayor rentabilidad.
2. A apalancamiento más alto se presenta mayor rentabilidad.
3. A tasas de descuentos más altas existe menor rentabilidad.
4. A inversión más alta hay menor rentabilidad.

Tabla 5.27 Precio de RCE's para caso base y rangos adoptados.

<i>Variable</i>	<i>Valor</i>	<i>Precio</i>
<i>Tarifa de energía eléctrica (\$/MWh)</i>	621	6.89
	690*	5.36*
	759	3.83
<i>Apalancamiento (%)</i>	20	5.85
	30*	5.36*
	40	4.88
<i>Tasa de descuento (%)</i>	14	3.9
	16*	5.36*
	18	6.91
<i>Inversión (M\$)</i>	126.18	3.84
	140.24*	5.36*
	154.22	6.87

Fuente Propia. *Caso base