

ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA UTILIZANDO EL COQUE DE PETRÓLEO COMO FUENTE DE ENERGÍA

JOSÉ DA SILVA¹, ARMANDO FERREIRA², ANA NEIRA³, GUILLERMO MATAS⁴, MARIELA BRANDT⁵

Inelectra, S.A.C.A. Departamento de Estudios, Venezuela.
e-mail: ysmael.dasilva@inelectra.com; armando.ferreira@inelectra.com; ana.carolina.neira@inelectra.com;
guillermo.matas@inelectra.com; mariela.brandt@inelectra.com

Recibido: noviembre de 2006

Recibido en forma final revisado: junio de 2008

RESUMEN

Este trabajo resume los resultados de la evaluación técnica, financiera y económica de una planta de generación de electricidad para el área oriental de Venezuela, que usaría coque de petróleo como combustible. Se consideraron tres alternativas tecnológicas para seleccionar la mejor opción: coque de petróleo pulverizado en calderas convencionales, calderas de lecho fluidizado presurizado y planta de ciclo combinado con gasificación integrada. La evaluación de las alternativas se realizó considerando tres aspectos: en primer lugar evaluación técnica, en la cual se comparan sus características; en segundo lugar evaluación financiera y finalmente, evaluación económica del impacto ambiental considerando los costos y beneficios ambientales del proyecto en los siguientes aspectos: manejo del CO₂ y de las cenizas y sustitución de plantas con mayores emisiones y menores eficiencias energéticas. Los resultados indican que la tecnología que mejor se adapta a los criterios evaluados es la gasificación de coque de petróleo integrada a un ciclo combinado, sin embargo, este resultado es muy sensible a los montos de la inversión y a los costos del coque. En conclusión, un proyecto para valorizar el coque de petróleo generado por las refinerías venezolanas que procesan petróleo pesado es factible y genera beneficios para el promotor del proyecto, las industrias del área oriental y para la sociedad venezolana.

Palabras clave: Coque, Generación, Evaluación económica, Impacto ambiental, Evaluación técnica.

THERMOELECTRIC GENERATION ALTERNATIVES USING PETCOKE FUEL

ABSTRACT

This paper shows the results of the technical, financial and economic evaluation of an electric generation plant for Eastern Venezuela which uses petcoke fuel. Three technological alternatives were considered for comparison: petcoke pulverized in conventional boilers, pressurized fluidized bed boilers and an integrated gasification combined cycle. The evaluation was made considering three criteria: technical evaluation, financial evaluation and finally, environmental impact evaluation which considered environmental costs and benefits of the project insofar as CO₂ and ashes handling and the replacement of plants with larger emissions and lower energy efficiencies. Results indicate that the best technology is the petcoke gasification integrated to a combined cycle; nevertheless, this result is very dependant on the amounts invested and the market costs of petcoke. In conclusion, a project to make effective use of the petcoke generated by Venezuelan refineries that process heavy petroleum is feasible and generates benefits for the promoter of the project, the industries of the Eastern area of the country and for Venezuelan society.

Keyword: Petcoke, Generation, Economic evaluation, Environmental impact, Technical evaluation.

INTRODUCCIÓN

Este trabajo resume los resultados de un esfuerzo de investigación y evaluación realizado desde los puntos de

vista técnico, financiero y económico, para determinar la factibilidad de la instalación de una planta de generación eléctrica, usando como energía primaria el coque de petróleo que se obtiene como subproducto de los procesos de

mejoramiento y refinación del petróleo pesado (densidad menor a 22° API) en las refinerías venezolanas. La planta termoeléctrica estaría ubicada en la zona oriental de Venezuela, cercana a los desarrollos de procesamiento de crudo del estado Anzoátegui.

El hecho de ser un subproducto de la refinación de petróleo, con alto poder calorífico y bajo contenido de cenizas, que permite bajos costos de transporte, hace del coque de petróleo un combustible menos costoso que el carbón y otros combustibles líquidos. Desde el punto de vista ambiental, el alto contenido de azufre y metales tienden a hacerlo un combustible poco atractivo. Sin embargo, su disponibilidad creciente y los precios en declive son aspectos a considerar para su selección como energía primaria de plantas de generación nuevas (Narula, 2004; Amick *et al.* 2001).

El coque de petróleo es un subproducto residual del proceso de mejorar y refinar petróleo pesado y extra pesado en los llamados procesos de conversión profunda (Delayed, Fluid y Flexi coker). La producción mundial de coque ha crecido un promedio de 4% interanual en los últimos 10 años y se estima que esta tendencia se mantendrá. Venezuela tiene una producción actual de aproximadamente 12.000 toneladas diarias (colocadas en el mercado de generación de electricidad en EE. UU. y de producción de ánodos de carbón para la reducción de aluminio), que representa aproximadamente el 6% del coque producido a nivel mundial y se estima que esta producción aumentará en el corto plazo.

En Venezuela, el coque se produce en el Complejo Refinador de Paraguaná (Cardón y Amuay) y en los Complejos Mejoradores de Crudo de Petrozuata, Cerro Negro, Sincor y Hamaca (Jose, Estado Anzoátegui). La tabla 1, resume las características predominantes del coque de petróleo producido en Venezuela (Inelectra, 2001).

Tabla 1. Características del coque del petróleo.

Características	Valor
Contenido de cenizas	0,6 %
Contenido de azufre	5,9 %
Contenido de humedad	0,3 %
Contenido de carbón	89 %
Poder calorífico	33.727 kJ/kg
Disponibilidad	Depende de la Refinación de Petróleo

En general, en el mundo de la refinación de petróleo se estima que el uso de petróleos pesados aumentará. Para adecuarse

a esta situación es necesaria la modificación de los patrones de refinación, lo cual con seguridad aumentará la producción de coque a nivel mundial. El hecho de que el coque sea un subproducto de la refinación, implica que el mismo se obtendrá sin importar su precio en el mercado, por lo cual se estima que el precio bajará de los niveles actuales, haciendo al coque un combustible muy atractivo.

Para desarrollar el presente trabajo se evaluaron las alternativas tecnológicas disponibles para generar electricidad en una planta térmica a partir del coque de petróleo. Se consideraron tres, a saber: coque de petróleo pulverizado (CPP) en calderas convencionales, calderas de lecho fluidizado presurizado (LFP) y planta de ciclo combinado con gasificación integrada (CCGI).

La evaluación de las alternativas se realizó considerando tres aspectos: en primer lugar la evaluación técnica, en la cual se comparan las características de cada una (flexibilidad, eficiencia, confiabilidad, constructibilidad, requerimientos de servicios e insumos); en segundo lugar la evaluación financiera, estimando los costos de inversión, operación y mantenimiento, así como la capacidad de la planta de generar ingresos; y finalmente la evaluación económica del impacto ambiental de cada opción (análisis de costos eficientes) considerando los costos y beneficios ambientales del proyecto, en los siguientes aspectos: manejo del CO₂ y de las cenizas y sustitución de plantas con mayores emisiones y menores eficiencias energéticas.

Como parte de la evaluación técnica, se desarrolló la ingeniería conceptual de cada una de las opciones y se evaluaron las posibles sinergias con las plantas industriales cercanas (vapor, electricidad, gas combustible, oxígeno, nitrógeno, hidrógeno, CO₂, etc.).

EL NEGOCIO

Se prevé que la planta termoeléctrica operará en un complejo industrial petrolero (CIP) asociado al sector de mejoramiento y refinación de petróleo, compuesto por tres empresas. Este complejo tendrá la capacidad de procesar 500.000 barriles por día (BPD) de petróleo y 1.500 millones de pies cúbicos por día (MMPCD) de gas natural.

Se estima que la demanda promedio del CIP sea de 250 MW, con máximos de 280 MW. El suministro eléctrico del CIP provendrá inicialmente del Sistema Interconectado Nacional (SIN), proporcionando una confiabilidad y calidad de onda adecuada para los requerimientos de las instalaciones que allí operen.

Se asume que el CIP estaría dispuesto a evaluar una propuesta que le ofrezca mejoras en el suministro eléctrico, ya sea en la calidad del servicio o en el costo total de la

energía (CDE). El negocio se plantearía tomando como base un contrato de venta de potencia y energía (PPA) y un contrato de suministro de coque de petróleo (FSA).

FUENTES DE ENERGÍA PRIMARIA DE VENEZUELA

Venezuela dispone de varias fuentes de energía primaria y secundaria. Algunas características de éstas se resumen en las tablas 2 y 3 que se presentan a continuación (Ministerio de Energía y Minas de Venezuela, 2002; Energy Information Administration, 2004; National Energy Technology Laboratory, 2004).

Tabla 2. Reserva y producción.

Fuente de energía	Reserva	Producción diaria
Petróleo (106 barriles)	77.800	2,6
Gas natural (109 PC)	148.000	3,836
Carbón (106 toneladas)	1.295	0,021
Hidroelectricidad (GWh/año)	N/A	60.213
Residual (103 barriles)	N/A	252,2
Coque de petróleo (103 toneladas)	N/A	12

Fuente: Petróleo y otros datos estadísticos 2002, Ministerio de Energía y Minas.

Tabla 3. Precio y tendencia.

Fuente de energía	US\$/MBTU	Tendencia en Venezuela	
		Producción	Precio
Petróleo	5,807	Estable	Alza
Gas natural	1,959	Aumentando	Alza
Carbón	1,270	Estable	Estable
Hidroelectricidad	10,258	Aumentando	Regulado
Fuel-Oil / Residual	3,366	Disminuyendo	Alza
Coque de petróleo	0,469	Aumentando	Baja

Fuentes: Cálculos propios en base a información de precios y producción en Venezuela. La tendencia en la producción corresponde a los planes de Venezuela, la tendencia en los precios corresponde a lo reflejado en los últimos 3 años en Estados Unidos.

Fecha de referencia: diciembre de 2003

Como se puede observar en la tabla 3, el coque de petróleo es un combustible con un bajo costo por unidad energética y, tomando como base las tendencias observadas tanto en Venezuela como en el mundo, el mismo es un combustible que debe ser evaluado como energía primaria para plantas de generación térmicas.

El uso de coque de petróleo le permitirá a Venezuela «liberar» combustibles más costosos, que actualmente se están utilizando en las plantas térmicas del país, las cuales se

basan en el uso de combustibles gaseosos y líquidos y presentan bajas eficiencias energéticas. Lo anterior permitirá que estos combustibles sean colocados en el mercado internacional de energéticos, asegurando para Venezuela un valor mayor por los mismos.

PLANTA TERMOELÉCTRICA DEL COMPLEJO INDUSTRIAL PETROLERO (PTECIP)

Como resultado del análisis planteado en las secciones 2 y 3, se concluyó que una planta eléctrica usando coque de petróleo como combustible puede ser un buen negocio para todos los involucrados (CIP, SIN, Venezuela, inversionistas, financistas, etc.), por lo cual se procedió a la evaluación del proyecto.

El planteamiento del problema se basó en las siguientes premisas y asunciones:

1. El tamaño de la planta será el adecuado para suministrar al menos la potencia requerida por el CIP, considerando un factor de carga de 90%.
2. La planta tendrá un contrato de venta de potencia (PPA) por 250 MW con el CIP.
3. La planta tendrá un contrato de suministro de coque de petróleo (FSA) por la cantidad de toneladas diarias requeridas por ésta.
4. El sitio de construcción de la planta será en el CIP al oeste de las plantas de proceso.
5. El agua requerida por la planta debe provenir del mar o de río cercano.
6. La planta estará interconectada con el SIN.
7. La disponibilidad de la planta debe ser al menos 92%.
8. La planta tendrá un contrato de compra/venta de energía y potencia con el SIN.
9. Los subproductos (vapor, agua, CO₂, cenizas, etc.) serán comercializados por la planta.
10. La planta debe cumplir con los requerimientos indicados en la Ley Penal del Ambiente y lo indicado en las Guías del Banco Mundial sobre protección ambiental.

Con estos parámetros se dimensionaron las plantas, equipos mayores, sistemas y se calcularon de forma preliminar los requerimientos de insumos y servicios, así como los productos de la planta, sus emisiones, efluentes y desechos sólidos.

DESCRIPCIÓN DE LAS ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN

Las alternativas evaluadas están en capacidad de utilizar una gran variedad de tipos de coque y mezclas con carbón. Sin embargo, el diseño de la caldera y los servicios auxiliares (manejo de coque, efluentes, emisiones y desechos sólidos) deben ser optimizados en función de los contenidos de humedad, ceniza y azufre de estos combustibles. En esta etapa del trabajo se usaron diseños típicos y no adaptados al tipo de coque disponible en el área.

COQUE DE PETRÓLEO PULVERIZADO (CPP)

En función de los requerimientos del servicio que prestará, se prediseñó una Planta con capacidad para suministrar 300 MW a la red. La planta estará constituida por una caldera supercrítica de un solo paso («once-through»), con una temperatura en el sobrecalentador aproximadamente 540 °C y presión de salida de 260 bar. El vapor pasará a través de una turbina de tres niveles de presión (260, 160 y 90 bar), que estará acoplada a un generador de 315 MVA (tabla 4).

Tabla 4. Características de la planta (CCP).

Descripción	Valor
Capacidad instalada (MW)	300
Número de unidades (caldera-turbina-generador)	1
Heat rate (BTU/kWh)	10.035
Eficiencia	40 %
Rango de operación	35 - 100 %
Rango de disponibilidad	85 - 95 %
Energía promedio (GWh/mes)	182,50
Requerimientos	
Coque de petróleo @ 33.727 kJ/kg (toneladas/día)	1883,50
Agua de enfriamiento (m ³ /hr)	1.135

El proceso de combustión produce altos niveles de emisiones sólidas y gaseosas, las cuales deben ser controladas por mecanismos de limpieza que deben ser instalados en las vías de escape de la combustión.

Las emisiones de NO_x serán controladas en el proceso de combustión utilizando quemadores especiales (low NO_x) y mediante la reducción del NO_x de los gases de escape con amoníaco (SCR). Por otro lado, las emisiones SO_x se controlarán mediante procesos de desulfurización (FGD, dry scrubber).

Los efluentes industriales y de servicios serán tratados de acuerdo a los requerimientos de la regulación vigente antes de disponer el agua a su fuente original.

Las partículas sólidas serán removidas de los gases de escape mediante precipitadores electrostáticos. Los desechos sólidos, cenizas, lodos y partículas sólidas, serán almacenados para ser tratados en una facilidad auxiliar con el objetivo de enviar el material a una planta de cemento cercana, para usarlo como agregado. El uso de piedra caliza en el proceso generará una mayor cantidad de cenizas y desechos sólidos que deberán ser dispuestos en rellenos adecuados para tal fin

Los desechos sólidos: cenizas, lodos y partículas sólidas, serán almacenados para ser tratados en una facilidad auxiliar con el objetivo de enviar el material a una planta de cemento cercana.

LECHO FLUIDIZADO PRESURIZADO (LFP)

La planta de lecho fluidizado consta de una caldera adaptada a presiones y temperaturas subcríticas (565 C – 180 bar) para la producción de vapor, el cual se utiliza en un turbogenerador convencional para generar electricidad. Básicamente, este tipo de tecnología difiere del ciclo de coque pulverizado por el hecho de no requerir de los sistemas de desulfurización en los gases de escape. La captura de los componentes de azufre (SO_x) se lleva a cabo durante el proceso de combustión mediante la inyección de piedra caliza en la caldera, lo que genera una cantidad importante de desechos sólidos.

El prediseño de la planta LFP con una capacidad de 300 MW, consiste en una caldera de lecho fluidizado circulante presurizada, la cual presenta el mejor desempeño desde el punto de vista del control de emisiones y eficiencia de la combustión. El vapor generado por la caldera tendrá una temperatura de 560°C a una presión de 180 bar. El vapor pasará a través de una turbina de tres niveles de presión (180, 90 y 45 bar), que estará acoplada a un generador de 315 MVA (tabla 5).

Tabla 5. Características de la planta (LFP).

Descripción	Valor
Capacidad instalada (MW)	300
Número de unidades (caldera-turbina-generador)	1
Heat rate (BTU/kWh)	10.035
Eficiencia	40 %
Rango de operación	35 - 100 %
Rango de disponibilidad	85 - 95 %
Energía promedio (GWh/mes)	182,50
Requerimientos	
Coque de petróleo @ 33.727 kJ/kg (toneladas/día)	1883,50
Agua de enfriamiento (m ³ /hr)	1.135

CICLO COMBINADO CON GASIFICACIÓN INTEGRADA (CCGI)

El ciclo combinado con gasificación integra la gasificación del coque de petróleo a un grupo de turbinas de gas y turbinas de vapor para producir energía eléctrica.

En el presente trabajo se prediseñó una planta CCGI con capacidad para generar 500 MW (3 x 175 MW). Este valor es superior al de las otras dos opciones consideradas, la razón principal está asociada a la economía de escala en los gasificadores y la posibilidad de vender energía al SIN (tabla 6). La planta constará de dos gasificadores de lecho móvil (uno por turbina de gas) con capacidad para producir 200 MMPCD de gas de síntesis cada uno. Cada tren de gasificación constará de un gasificador, un sistema de ciclones que captura las partículas gruesas arrastradas por los gases, con recirculación a la cámara de gasificación, un enfriador de gases, un filtro para remoción del azufre contenido en los gases, una turbina con combustor de gas que comprime aire para la gasificación y genera energía eléctrica, una caldera de recuperación de calor de los gases de escape que genera vapor y una turbina de vapor para generación de energía eléctrica. Tanto en el enfriador de gases como en el gasificador, también se genera vapor para la turbina.

Tabla 6. Características de la planta (CCGI).

Descripción	Valor
Capacidad instalada (MW)	500
Número de unidades:	
Gasificador	2
Caldera de recuperación	2
Turbina de gas	2
Turbina de vapor	1
Generadores	3
Heat rate (BTU/kWh)	8322
Eficiencia	45%
Rango de operación	80 – 100% Gasificadores
Rango de disponibilidad	85%
Energía promedio (GWh/mes)	328,50
Requerimientos	
Coque de petróleo @ 33.727 kJ/kg (toneladas/día)	2811,57
Agua de enfriamiento (m ³ /hr)	919,4

Una de las principales ventajas de la tecnología CCGI es la capacidad para reducir las emisiones atmosféricas dentro del mismo proceso. Existe una gran variedad de procesos para la limpieza de los gases, los cuales pueden ser aplicados

para remover y capturar el azufre, el amoníaco y otras sustancias indeseables que pueden encontrarse en los gases que son producto de la gasificación del coque. La limpieza de estos gases no sólo es necesaria para mitigar la contaminación ambiental, sino también para proteger la turbina de gas, para tal fin se instalará una planta Claus la cual removerá el azufre del gas de síntesis.

Los requerimientos de agua son menos de la mitad de los que requiere un proceso convencional con carbón, para la misma capacidad. La razón de esta disminución en el consumo de agua es debida a que solamente una tercera parte de la energía eléctrica es producida por la turbina de vapor.

Los efluentes industriales y de servicios serán tratados de acuerdo a los requerimientos de la regulación vigente antes de disponer el agua a su fuente original.

Los desechos sólidos: cenizas, lodos y partículas sólidas, serán almacenados para ser tratados en una planta auxiliar con el objetivo de enviar el material a una planta de cemento cercana.

REQUERIMIENTOS DE CONTROL DE IMPACTO AMBIENTAL

Las concentraciones de las emisiones contaminantes a la atmósfera, contenidas en los gases de combustión en las plantas de generación eléctrica que utilizan coque de petróleo, dependen del proceso, de las prácticas operacionales, así como también de las cantidades de compuestos que originan dichos contaminantes y que se encuentran presentes en el combustible. En la conversión de dichos combustibles, las emisiones más considerables, aparte del dióxido de carbono y el vapor de agua, son las partículas sólidas, el dióxido de azufre (SO₂) y los óxidos de nitrógeno (NO_x). Existen otros contaminantes incluyendo hidrocarburos, amoníaco y trazas de metales, pero las cantidades son más pequeñas aunque no despreciables desde el punto de vista ambiental. El comportamiento ambiental de las opciones presentadas anteriormente, involucra efectos en los diferentes componentes del medio físico y socioeconómico, los cuales están regulados por las normativas locales y/o internacionales.

REQUERIMIENTOS

En el caso venezolano, las emisiones al medio ambiente en las instalaciones generadoras de electricidad están reguladas por el Decreto N° 638 (Gaceta Oficial, 1995), de acuerdo a los niveles presentados en la tabla 7. Adicionalmente, en esta tabla se incluyen los requerimientos

de emisiones establecidos por el Banco Mundial, los cuales son utilizados por instituciones financieras para considerar el financiamiento del desarrollo de nuevos proyectos. Tal como se indica en la tabla 7 los esfuerzos en el control de emisiones se deben concentrar en la mitigación de los óxidos de azufre (SO_x), óxidos de nitrógeno (NO_x) y las partículas sólidas.

Tabla 7. Emisiones a la atmósfera

Contaminante	Normas venezolanas (mg/m ³)	Banco Mundial (> 50 MWe) (mg/m ³)
Partículas sólidas	120	50
Dióxido de azufre (SO ₂)	3000	2000 ó 0,20 tpd/MWe
NO _x		
Combustibles gaseosos	-	320 mg/Nm ³ Condiciones secas, 3% exceso de O ₂
Combustibles sólidos	150 ppm	750 mg/Nm ³ Condiciones secas, 6% exceso de O ₂

Notas:

tpd: toneladas por día.

mg/Nm³: miligramos por metro cúbico de aire a condiciones normales de 1 atmósfera y 0 °C.

MWe: Capacidad de la planta en megavatios eléctricos.

mg/m³: miligramos por metro cúbico de aire a condiciones normales de 1 atmósfera y 25 °C.

Para cada una de las plantas propuestas se conceptualizaron los sistemas necesarios para alcanzar los requerimientos de la norma venezolana.

REMOCIÓN, CAPTURA Y MANEJO DE CO₂

El comportamiento actual del clima a nivel mundial, indica que cambios inducidos por el hombre están incidiendo sobre el clima en tal magnitud, que se requieren acciones preventivas, tales como limitar las concentraciones de los gases que producen el efecto invernadero. El dióxido de carbono (CO₂) es el principal gas promotor del efecto invernadero, siendo las emisiones de este gas provenientes de la combustión de los combustibles fósiles, la fuente más importante de producción de dióxido de carbono. Globalmente la generación de potencia eléctrica es responsable del 30% de las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Estudios basados en tecnologías probadas, indican que la captura y el almacenamiento permanente del CO₂

proveniente de la combustión de combustibles fósiles podría ser una opción, para lograr la reducción de las emisiones.

La eliminación de CO₂ de los gases de salida de las plantas de generación puede ser lograda utilizando diversos procesos (EPRI, 2000, David *et al.* 2000) tales como:

- Procesos que utilizan solventes químicos: Amina (MEA).
- Procesos que utilizan solventes físicos: Selexol, Rectisol, Purisol.
- Otros procesos.

Una vez que el CO₂ es removido, debe ser dispuesto o utilizado de forma adecuada, lo cual involucra el secado y la compresión del mismo, transmisión por tuberías y disposición o uso final. Las opciones pueden ser: inyección en acuíferos, reservorios, cavernas, reservas de carbón con lechos de metano para recuperar el CH₄ o la inyección para la recuperación terciaria de petróleo (EOR).

En el caso de la tecnología CPP, los gases de combustión se encuentran a una presión cercana a la atmosférica y la composición de CO₂ se ubica en valores comprendidos entre 4 y 14% (porcentaje molar), con lo que la presión parcial del CO₂ se ubica entre 0,5 y 2 psia. Para este valor de presión parcial de CO₂ el proceso más adecuado para la remoción de los gases de combustión es la tecnología que emplea la absorción química y en especial el proceso que utiliza aminas (MEA).

Los procesos de remoción que emplean solventes físicos son recomendables a presiones parciales del CO₂ por encima de 50 psia. Esta condición de operación se consigue en la tecnología de generación CCGI cuando el gas de síntesis a la salida del gasificador es sometido al proceso denominado «water-gas shift» donde el CO reacciona con el vapor para formar CO₂ e H₂, resultando en un alto valor de presión parcial de CO₂ con lo que se hace factible la utilización de solventes físicos (Selexol) para la remoción de CO₂. Las tecnologías de remoción de CO₂ con solventes físicos son menos intensivas en el uso de energía, para la recuperación del solvente que los procesos con MEA.

CONTROL DE EMISIONES POR TECNOLOGÍA EVALUADA

En la tabla 8 se muestra en forma resumida los requerimientos y desempeño de los controles de emisiones para cada una de las opciones estudiadas.

Tabla 8. Resumen emisiones a la atmósfera por opción.

Tipo de emisión y tecnología de control de emisiones	Alternativa tecnológica		
	CPP	LFP	CCGI
Control de emisiones SO ₂	FGD	Inyección de caliza	Planta de amina + Unidad Claus
Emisiones SO ₂ (mg/Nm ₃)	1907	150 – 750	36 – 75
Control de emisiones NO _x	Quemadores Low-NO _x + SCR (6% exceso O ₂)	SCR	Quench + Combustión por etapas (Turbinas)
Emisiones NO _x (mg/Nm ₃)	<250 (6% ex. O ₂)	75 - 125	44 – 80
Control emisiones de partículas	ESP	ESP	Filtros
Emisiones de partículas (mg/Nm ³)	12,25 – 50	No disponible	1-9
Emisiones de partículas (mg/Nm ³)	12,25 – 50	No disponible	1-9
Control de emisiones de CO ₂	MEA	MEA	SELEXOL
Producción de CO ₂ (toneladas/día)	5544	5544	9528
Producción de CO ₂ (MMPCED)	105	105	181

Notas:

ESP: Precipitador electrostático.

MMPCED: millones de pies cúbicos estándar por día.

Cálculos propios en función de información disponible en: National Energy Technology Laboratory (NETL) [16], IEA - Greenhouse Gas Emissions From Power Stations [12].

EVALUACIÓN TÉCNICA

Para realizar la evaluación técnica de las alternativas se elaboró una Matriz que permite ponderar los factores técnicos de mayor importancia desde el punto de vista del operador de la planta. Los resultados de la evaluación técnica se presentan en la tabla 9. Estos indican que las tres alternativas evaluadas tienen comportamientos similares, aunque la Planta CCGI resultó con la mayor puntuación.

Tabla 9. Matriz de evaluación técnica.

Factores de evaluación	Peso (%)	CPP		LFP		CCGI	
		Calif. (%)	Punt.	Calif. (%)	Punt.	Calif. (%)	Punt.
Flexibilidad	15	100	15,0	75	11,3	50	7,5
Eficiencia	25	50	12,5	50	12,5	100	25,0
Confiabilidad / Disponibilidad	10	50	5,0	50	5,0	100	10,0
Constructibilidad	20	100	20,0	75	15,0	50	10,0
Requerimientos de servicios e insumos	30	75	22,5	75	22,5	100	30,0
TOTAL	100	75,00		66,25		82,50	

ESTIMADO DE COSTOS DE INVERSIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

El objetivo de este análisis era obtener, para cada una de las alternativas estudiadas, los niveles de inversión y los costos de operación y mantenimiento asociados, con el fin de realizar una comparación de costos entre ellas.

El estimado de costos realizado tiene un grado de precisión de $\pm 40\%$, basado en índices de costos de inversión de capital en plantas llave en mano (Proyectos de Ingeniería, Procura y Construcción), provenientes de diversas fuentes (fabricantes, estudios y reportes diversos), complementado con la base de datos de costo y metodología de estimación de costos desarrolladas por INELECTRA.

CRITERIOS PARA EL ESTIMADO DE COSTOS

Con el objeto de comparar los montos de inversión de capital obtenidos a partir de diversas fuentes, para las diferentes alternativas estudiadas, así como los índices de costos de operación y mantenimiento, fijos y variables, asociados, se establecieron una serie de premisas y criterios básicos, tales como:

1. Los precios fueron escalados a dólares americanos (US\$) de octubre de 2005, utilizando una inflación promedio de 2,5% interanual.
2. Para el caso de la tecnología de ciclo combinado con gasificación integrada, los precios de los equipos, por ser una tecnología con un grado de madurez satisfactoria, fueron ajustados considerando una reducción en los costos en el orden de un 2% interanual.
3. Los costos de inversión en planta se estimaron considerando que la ubicación de la planta de generación es adyacente a un cuerpo de agua, por lo

que no se consideraron costos asociados a las instalaciones de suministro de agua (bombas, cabezales, corredores de tubería e infraestructura).

4. Los índices de costos totales de operación y mantenimiento, fueron estimados considerando un factor de planta de 90% para todas las tecnologías.

ESTIMADO DE COSTOS DE INVERSIÓN DE CAPITAL

Para realizar el estimado de costos de inversión para cada alternativa se empleó una metodología estándar según la cual los costos fueron discriminados como se indica a continuación:

- a) Suministro de equipos mayores.
- b) Costos asociados al suministro (incluyendo la nacionalización).
- c) Construcción (obras civiles, montaje y supervisión).
- d) Servicios (ingeniería, asistencia a la procura, gerencia y supervisión, y «fees» tecnológicos).
- e) Contingencias de proyecto.
- f) Contingencias de proceso, sólo para la alternativa de tecnología CCGI.
- g) Factores de ajuste para los diferentes componentes de costos (suministro de equipos, construcción, y servicios, entre otros), con el objetivo de adecuarlos a las condiciones locales.

ESTIMADO DE COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (O&M)

Para realizar el estimado de costos de O&M, fijos (US\$/kWe–Año) y variables (sin incluir combustible) (US\$/MWh) de cada alternativa, se consideró la discriminación que se indica a continuación.

Costos fijos de operación y mantenimiento (O&M), en US\$/kW-Año:

- a) Labor en operación.
- b) Labor en mantenimiento.
- c) Material para mantenimiento – repuestos.
- d) Labor en administración y soporte.

Los costos de labor en operaciones, labor en mantenimiento y labor en administración y soporte fueron incrementados

en un 35%, en relación a los costos de referencia internacional, para ajustarlos a las condiciones locales.

Finalmente, el índice de costos fijos de O&M para cada planta, se estimó como un porcentaje sobre los costos de inversión de capital de la planta.

Costos variables de operación y mantenimiento (sin incluir costos de combustible), en US\$/MWh:

- a) Costos variables de operación y mantenimiento: Se estimaron como un porcentaje sobre el índice de costos fijos de O&M.
- b) Otros costos variables, tales como: agua, químicos, otros consumibles, disposición de agua.

Estos costos variables se estimaron como un porcentaje sobre el costo de inversión de capital de la planta. La tabla 10 resume los estimados de costos de cada una de las opciones.

Tabla 10. Costos de inversión, O&M.

Costo	Tecnología		
	CPP	LFP	CCGI
Inversión (106 US\$)	452,24	469,71	754,75
Costo de O&M (US\$/kWh)	14,9	15,4	10,3

Cálculos propios

EVALUACIÓN FINANCIERA

Para la evaluación financiera se construyó un modelo en Microsoft Excel®, que incluye, entre otros, los siguientes aspectos:

1. Potencia y energía disponible para el suministro al CIP y al SIN.
2. Costos de inversión de capital: planta de generación, subestaciones y líneas de transmisión, así como facilidades para el suministro de combustible y servicios.
3. Costos de operación y mantenimiento asociados a la planta de generación.
4. Costos asociados al suministro y consumo del coque de petróleo requerido.
5. Período de construcción.
6. Ingresos generados por ventas de energía, CO₂ y cenizas.

7. Resultados (Indicadores financieros).

Los indicadores financieros que se calculan en el modelo sobre la base de los ingresos y egresos proyectados son los siguientes:

- Valor presente neto (VPN).
- Tasa interna de retorno
- Precio promedio de venta de energía.

PREMISAS DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Las premisas generales consideradas para la evaluación financiera se indican a continuación:

- Evaluación en dólares americanos (US\$) constantes de 2005.
- Horizonte de evaluación: 20 años, después de la finalización del período de construcción o etapa pre-operativa. Se asume también este período como el de vida útil de la planta de generación.
- Depreciación de equipos e instalaciones estimados utilizando el método de línea recta, en 20 años.
- Valor de recuperación de equipos e instalaciones igual a cero al final del período de evaluación.
- La evaluación se realizará considerando financiamiento con una proporción 70% deuda y 30% capital. La deuda tiene un plazo de 10 años.
- Impuestos, así como exenciones y rebajas a los mismos (impuestos municipales, Impuesto sobre la renta, IVA, IAE, rebajas por nuevas inversiones).
- La tasa de descuento (WACC, Weighted Average Capital Cost) utilizada en el cálculo del valor presente es 10%. Este valor se considera adecuado ya que el riesgo comercial de la planta es bajo y las tecnologías evaluadas han sido probadas en múltiples proyectos.

RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Los resultados obtenidos desde el punto de vista del proyecto se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 11. Evaluación financiera del proyecto.

Descripción	Tecnología		
	CPP	LFP	CCGI
Valor presente neto (106 US\$)	18,68	5,75	125,88
Tasa interna de retorno	11,3%	10,4%	15,1

Cálculos propios

La evaluación desde el punto de vista del inversionista indica resultados similares.

EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL IMPACTO AMBIENTAL DE LA PLANTA ELÉCTRICA

El problema de valoración económica del impacto ambiental de la instalación de una nueva planta termoeléctrica, es complejo y depende en gran medida de los instrumentos regulatorios disponibles.

Una herramienta que puede facilitar este tipo de análisis, es el uso de un impuesto por unidad de contaminación generada (impuesto pigouviano), el cual crea los incentivos para instalar equipos que reducen la contaminación. Los organismos reguladores deben definir la tasa impositiva óptima desde el punto de vista de la sociedad, lo cual también es un problema complejo (IESA, 2004).

En el caso de la República Bolivariana de Venezuela las sanciones por incumplir los límites de contaminación impuestos en la Ley Penal del Ambiente (Gaceta Oficial, 1992; Gaceta Oficial, 1995) están compuestas por pena de cárcel, de hasta 6 años, para los responsables y multas que pueden ser de hasta US\$ 30.000 por delito ambiental. Al igual que el daño ambiental, la valoración de la libertad de una persona es asunto complicado y el monto de la multa es muy pequeño si lo comparamos con los requerimientos de inversión para lograr alcanzar los indicadores exigidos por la Ley y los organismos internacionales que regulan el impacto sobre el ambiente.

Para el caso particular de la PTECIP, la evaluación económica del impacto ambiental se realizó sobre la base de los aspectos que se describen a continuación.

UBICACIÓN DE LA PLANTA

La planta estará ubicada en un área que ya ha sido afectada por las actividades de refinación de petróleo, petroquímica y fraccionamiento de gas, por lo cual no se afectarán espacios diferentes. En este aspecto, se consideró que no hay beneficios ni costos ambientales.

DESINCORPORACIÓN DE PLANTAS

La eficiencia energética de las alternativas estudiadas es superior a la que presentan varias plantas de generación en Venezuela, ya sea por razones de antigüedad o por razones operativas. La puesta en servicio de la PTECIP implicará que una potencia equivalente será relegada en el despacho económico de carga, lo cual puede llevar a decidir que dichas plantas deben ser desincorporadas del sistema. Como consecuencia de esto se tendrá un costo asociado al valor de las plantas a desincorporar. Sin embargo, este costo

puede considerarse despreciable ya que el parque termoeléctrico de Venezuela tiene una antigüedad promedio de 25 años (OPSI, 2003).

Un costo adicional está constituido por la pérdida de puestos de trabajo en las centrales termoeléctricas que sean desincorporadas del SIN. Como contraparte, la nueva planta empleará, en el peor de los casos, la misma cantidad de personas, esto permite suponer que los costos y beneficios son similares.

Los combustibles «liberados» por la producción de la nueva planta (diesel y gas natural), pueden ser utilizados en otras actividades y comercializados en el mercado internacional. Como se puede observar en la tabla 12, adicional a la eficiencia energética, la eficiencia económica del coque de petróleo frente al diesel y el gas es aproximadamente cuatro veces mayor. Este hecho puede ser cuantificado como un beneficio para el país, los resultados se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 12. Beneficios estimados por la puesta en servicios de PTECIP.

Concepto	CPP	LFP	CCGI
Gas natural (MMPCD)	68,76	68,76	123,76
Diesel (106 litros/mes)	64,34	64,34	115,82
Gas natural (106 US\$/año)	73,48	73,48	132,27
Diesel (106 US\$/año)	183,57	183,57	330,43

Cálculos propios sobre la base de precios internacionales y los precios en Venezuela del gas natural y diesel.

Como se observa en la tabla 12, en el peor escenario, se puede esperar un ingreso adicional para el país de 73 millones de dólares anuales.

Un beneficio adicional, que no ha sido cuantificado en este trabajo, es la reducción de las emisiones de SO₂, NO_x y CO₂ por kilovatio hora generado, ya que las plantas a desincorporar probablemente tienen sistemas de control de emisiones disponibles en el momento de su construcción pero que no logran reducir las emisiones a los niveles exigidos por la regulación vigente.

MANEJO DE CO₂

La PTECIP contará con un sistema de remoción, captura, tratamiento y manejo de CO₂. En la tabla 8 se puede observar la cantidad de CO₂ producido por cada opción evaluada.

El costo de inversión, operación y mantenimiento de los sistemas asociados al manejo del dióxido de carbono es elevado debido a los procesos y equipos requeridos. Este

hecho hace que en muchos casos la rentabilidad de estas instalaciones no sea la adecuada y se requieren incentivos adicionales para materializar los proyectos.

Desde el punto de vista ambiental, la remoción y captura del CO₂ ofrece beneficios importantes y está alineado con los esfuerzos que realizan múltiples organizaciones a nivel mundial, pero estos beneficios son difíciles de evaluar en términos monetarios. Una opción es usar el valor de los certificados de emisión de CO₂ que se transan en algunos mercados de Estados Unidos y Europa. Los valores oscilan alrededor de 1 US\$/tonelada en EE.UU. y 2,5 US\$/tonelada en Europa. Adicionalmente, el CO₂ puede ser utilizado para recuperación terciaria de petróleo, lo cual ofrece la posibilidad de «liberar» un volumen equivalente de gas natural que es usado actualmente para la producción de petróleo. En resumen, el manejo del CO₂ puede generar los siguientes beneficios: venta de certificados de emisión, venta de CO₂ para producción de petróleo y venta del gas natural liberado. La tabla 13 presenta un estimado de sus valores.

Tabla 13. Beneficios estimados por la operación del sistema de manejo de CO₂.

Concepto	CPP	LFP	CCGI
Inversión (106 US\$)	152,8	152,8	111,4
Costos de O&M (US\$/ton)	1,21	1,21	0,75
Certificados de emisión de CO ₂ (US\$/año)	2.023.560	2.023.560	3.477.720
Venta de CO ₂ para producción de petróleo (US\$/año)	11.497.500	11.497.500	19.819.500
Gas natural adicional (US\$/año)	20.695.500	20.695.500	35.675.100

Un aspecto importante, radica en que el mayor ingreso por la instalación del sistema de manejo del CO₂ será percibido por el Estado venezolano, que dispondrá de una mayor cantidad de gas natural para su valorización en otras actividades. Por otra parte el beneficio es mayor si este gas va a los mercados internacionales del gas natural y del gas licuado.

EMISIONES DE SO₂, Y NO_x

Los valores de emisiones de SO₂ y NO_x se basan en balances de masa preliminares, que usaron como base valores preliminares del contenido de estos contaminantes en el coque de petróleo a ser utilizado y sistemas de control de emisiones típicos. Un análisis más detallado permitirá optimizar los sistemas de control de emisiones, permitiendo

lograr niveles más bajos de emisiones con el consiguiente beneficio ambiental. La valoración de este beneficio se puede hacer a través de los indicadores dados por el mercado de certificados de emisiones de SO₂ y NO_x. Sin embargo, este análisis no fue incluido en este trabajo.

MANEJO DE DESECHOS SÓLIDOS

La planta de generación producirá desechos sólidos (cenizas y partículas sólidas de los gases de escape), que deben ser manejados de forma adecuada para evitar daños al ambiente. Básicamente, los desechos serán almacenados en un área cercana y posteriormente serán procesados en una planta de tratamiento que adecuará los sólidos para su venta como agregado de cemento y/o como relleno de terrenos y vialidad.

El costo ambiental de las cenizas se concentra en las partículas que pueden ser arrastradas por el viento de los sitios de almacenamiento y las pérdidas de material al transportar las mismas a su lugar de utilización. Estas partículas pueden causar daños al medio físico y pudieran perjudicar a las poblaciones cercanas. Este costo es difícil de calcular, requiriendo la simulación de la dispersión de las partículas en el aire y la estimación del daño que puede causar al ambiente.

Una forma de estimar su costo, es considerando las inversiones necesarias en los sistemas a fin de mitigar la dispersión en el aire (rociadores de agua y medios de contención) y las pérdidas en los camiones (medios de contención).

Los beneficios se basan en el hecho de que la afectación del área, para la obtención de los agregados de cemento y el material de los rellenos de terrenos y vialidad, será retrasada en el tiempo.

Para cuantificar el beneficio del manejo de desechos sólidos se consideró el precio de estos en el mercado venezolano.

CONCLUSIONES

El análisis y evaluación de los resultados obtenidos en este trabajo permiten concluir que la planta CCGI es la que ofrece mejores beneficios para todos los involucrados en el proyecto, ya que:

El valor presente neto esperado del proyecto es de 125,88 MMUS\$ usando una tasa de descuento de 10%.

La rentabilidad del inversionista es 18% sobre el capital aportado para el proyecto.

Los costos asociados al control de emisiones del CO₂ reducen la rentabilidad del proyecto, ya que el ingreso por ventas de CO₂ no remunera las inversiones requeridas.

Sobre la base de este resultado se puede esperar que la planta pueda vender la energía a un precio inferior al ofrecido actualmente por el SIN en el CIP.

La operación de PTECIP permite a Venezuela colocar más de 300 MMPCD de gas natural adicionales en el mercado interno y/o externo, el cual representa en el mercado interno, más de 160 MMUS\$/año.

Desde el punto de vista ambiental, la planta CCGI es la que implica el menor impacto al usar coque de petróleo como combustible y los contaminantes que ella genera pueden ser controlados a través de las tecnologías existentes.

El hecho de que el país reciba un beneficio económico por la instalación de la planta termoeléctrica, es un incentivo para facilitar la gestión de sus promotores y asegurar que acuerdos como: PPA (con el CIP y con el SIN), FSA, etc., sean suscritos bajo condiciones aceptables para las partes.

En conclusión, un proyecto para valorizar el coque de petróleo generado por las refinerías venezolanas que procesan petróleo pesado es factible y genera beneficios para el promotor del proyecto, las industrias del CIP y para la sociedad venezolana.

REFERENCIAS

AMICK, P., GEOSITS, R., HERBANEK, R., KRAMER, S., ROCKEY, J., TAM, S. (2001). *An optimized petroleum coke igcc coproduction plant*. Gasification Technologies Council Conference (San Francisco, California).

CONN, R., SELLAKUMAR, K., BLAND, A. (Mayo 16 – 19 de 1999). *Utilization of CFB fly ash for construction applications*. 15th International Conference on Fluidized Bed Combustión (Savannah, Georgia).

DAVID, J., HERZOG, H. *The cost of carbon capture*. Massachusetts Institute of Technology (MIT), Cambridge, MA, USA.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. (2004). <http://eia.doe.gov/>.

EPRI (2000). *Evaluation of Innovative Fossil Fuel Power Plants with CO₂ Removal*.

GACETA OFICIAL DE LA REPÚBLICA DE VENEZUELA (3 de enero de 1992). Ley penal del ambiente. Número 4358.

GACETA OFICIAL DE LA REPÚBLICA DE VENEZUELA. (19 de mayo de 1995). *Normas sobre calidad del aire y control de la contaminación atmosférica* (decreto 638). Número 4899. Gas Turbine World 2002-2003 Handbook.

GE POWER SYSTEMS (2001). Commercial gas turbines for IGCC. IEA. Greenhouse gas r&d programme.

IESA (Mayo-Agosto de 2004). Programa de Regulación. Caracas, Venezuela.

INELECTRA. (2001). Estudio de suministro eléctrico a planta de nitrógeno y complejo criogénico de occidente.

NARULA, R. (junio 2004), Challenges and economics of using petroleum coke for power generation, www.worldenergy.org/wec-geis/publications.

NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY – UNITES STATUS DEPARTMENT OF ENERGY. (2004). <http://www.netl.doe.gov/>

NETL-DOE. (Junio 2000). Texaco gasifier IGCC base cases, Doc. PED-IGCC-98-001.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS DE VENEZUELA (2002). Petróleo y otros datos estadísticos 2002.

OFICINA DE OPERACIONES DE SISTEMAS INTERCONECTADOS. Informe anual 2003.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. (Mayo 1999). Market-based advanced coal power systems, final report.