

APROVECHAMIENTO DE LOS RESIDUOS SÓLIDOS PARA AUTOABASTECIMIENTO ELÉCTRICO EN LA CIUDAD DE MÉXICO

Por: José Manuel Muñoz Villalobos
OBSERVATORIO CIUDADANO DE LA ENERGÍA, AC
www.energia.org.mx

CONTENIDO

1. Antecedentes

1.1 Resumen del proyecto global

1.2 Algunas reflexiones sobre las soluciones propuestas

2. Tecnologías Indicadas

2.1 Planta de Vapor

- Diagrama
- Terreno
- Emisiones
- Parámetros económicos
- Resumen financiero
- Corrida financiera

2.2 Planta de Combustión Interna

- Predicción preliminar producción metano
- Diagrama planta propuesta
- Emisiones
- Beneficios por quemar el metano
- Parámetros económicos
- Resumen financiero
- Urgencia de construir planta de Combustión Interna
- Terreno

3. Sigüientes Pasos

4. Anexos

- Anexo I. Pruebas 1992 y Cálculos poder calorífico
- Anexo II. Sensibilidad a Mejor Poder Calorífico
- Anexo III. Pronóstico precios combustible
- Anexo IV. Datos básicos demanda Metro.
- Anexo V. Fotos planta calderas.

1. ANTECEDENTES

1. La producción de 13,000 toneladas/día de residuos sólidos (RS) de la Ciudad de México, recolectados por el Gobierno del Distrito Federal, es un problema ambiental, económico y político, de escala mayor, cuyos efectos es necesario minimizar.
2. El costo de recolección de RS y depósito en rellenos sanitarios, es superior a 240 millones de pesos al año.
3. Los rellenos sanitarios ocupan cientos de hectáreas, de terrenos cada vez más escasos. El depósito a cielo abierto, llamado *Bordo Poniente* contiene más de 60 millones de toneladas de RS.
4. Este depósito constituye un foco de emisión de contaminantes, entre ellos, emisiones de metano de más 300 millones de m³ anuales, 180,000 t/año, equivalentes a 3.8 millones de toneladas de CO₂/año.
5. El GDF tiene una demanda eléctrica de varios cientos de MW, lo que a su vez, es causa de costos del orden de 1,000 millones de pesos al año.

1.1 RESUMEN DEL PROYECTO GLOBAL

1. Se propone la constitución de un sistema de producción de energía eléctrica para el Gobierno del Distrito Federal, a partir del aprovechamiento del poder calorífico, tanto del metano, producido en el Bordo Poniente, como de los residuos sólidos generados cotidianamente en la ciudad. Las plantas aquí propuestas, pueden y deben generar electricidad de menor costo que la tarifa más baja del servicio público, pero además, el análisis económico y de rentabilidad prevé que el proyecto **pague** al GDF por el poder calorífico del combustible.
2. El sistema de producción recomendado, puede constituirse como un Proyecto de Autoabastecimiento Eléctrico, de acuerdo al marco normativo vigente en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y en su Reglamento.
3. El Proyecto puede ser enteramente financiado por terceros, quienes podrían tener cualquier porción de la propiedad de la empresa de propósito específico, EPE, que habría que formar, de acuerdo a la normatividad vigente. El GDF puede tener, desde un mínimo simbólico de *una acción* del capital de dicha EPE, hasta la totalidad, según convenga a sus finanzas y a su administración.
4. A las ventajas económicas y ambientales inherentes a las dos plantas eléctricas aquí propuestas, se deben añadir otros beneficios, económico uno, por la posible venta de bonos de carbono, y político el otro, por la drástica reducción de los aspectos negativos derivados de la producción, recolección, transporte y almacenamiento de los residuos sólidos de la ciudad.

1.2 ALGUNAS REFLEXIONES SOBRE LAS SOLUCIONES PROPUESTAS

1. La construcción de rellenos sanitarios parece haber sido un error, en esta y otras ciudades. Los impactos ambientales son muy importantes, tanto por la emisión de gases de efecto invernadero, como por la contaminación de suelos y la dispersión de RS no controlados.
2. El uso del poder calorífico de los RSM en calderas con emisiones controladas con los mejores procesos de lavado de gases, es una solución probada en otras ciudades del mundo; esta solución tiene la ventaja de convertir la gran masa de residuos problemáticos, heterogéneos y voluminosos, en una corriente de cenizas, esterilizadas, inertes, sin poder calorífico, sin emisiones de metano, homogénea y de mucho menor volumen y peso que los RSM originales.
3. La solución de planta termoeléctrica, o de vapor, tiene la desventaja de su alto costo de inversión, mismo que sin embargo, es absolutamente rentable, según nuestras estimaciones. De hecho, el GDF no tendría que destinar un peso de su presupuesto a la construcción de la planta, ya que esta puede ser emprendida por inversionistas externos al gobierno.
4. La solución de máquinas de combustión interna para quemar los gases del relleno sanitario, debe ser considerada como de emergencia, porque el relleno ya está ahí. En nuestra opinión, no deben construirse más rellenos, salvo en comunidades de menos de 1 millón de habitantes, en donde la solución de planta de vapor se inviable económicamente.

2. TECNOLOGÍAS PROPUESTAS PARA EL APROVECHAMIENTO DEL PODER CALORÍFICO DE LOS RESIDUOS SÓLIDOS

- 1. Planta termoeléctrica de vapor alimentada por calderas que quemarían parte o la totalidad de los residuos sólidos producidos cotidianamente en la Ciudad.**
- 2. Planta de máquinas de combustión interna alimentadas con gas de relleno sanitario.**

Ambas plantas se deben construir con las siguientes premisas:

- Obtener electricidad de menor costo que la más barata del servicio público
- Dar valor económico al poder calorífico de los residuos
- Minimizar el impacto ambiental del relleno sanitario
- Cumplir ampliamente con la Norma NOM-ECOL-85.

2.1 PLANTA TERMOELÉCTRICA DE VAPOR*

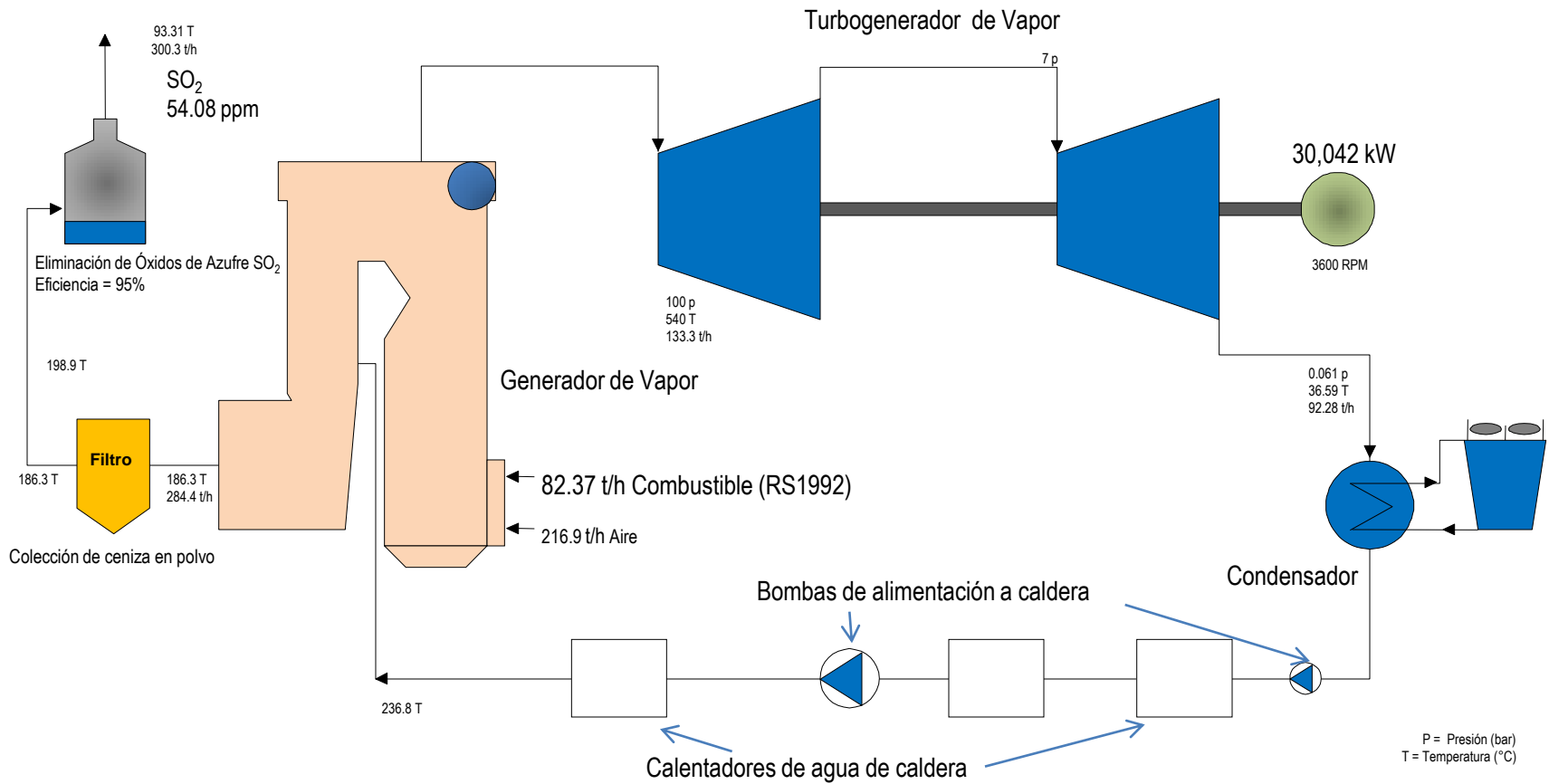
1. Puede producir electricidad de menor costo que la más económica de CFE-LFC, (Tarifa HTL), aún pagando al GDF por el poder calorífico de los RSM, a un precio de 0.5 US\$/GJ, lo que resulta en 9.56 MMU\$/año, según se puede ver en la corrida financiera.
2. Puede tener una capacidad de hasta 180 MW, o más si se aumenta el poder calorífico de los RSM.
3. Puede eliminar la necesidad de nuevos rellenos sanitarios.
4. Los residuos sólidos, utilizados como combustible se consideran un recurso renovable.
5. La tecnologías involucradas en calderas, turbinas, lavadores de gases, son universalmente conocidas y maduras.
6. Los equipos de reducción de emisiones, pueden bajar estas a niveles varias veces menores que lo exigido en la Norma NOM-ECOL-85 de la SEMARNAT, para la Zona Metropolitana de la Ciudad de México.
7. Puede permitirle al GDF la venta de bonos de carbono por las emisiones evitadas en nuevos rellenos.

*Ver Anexo V.

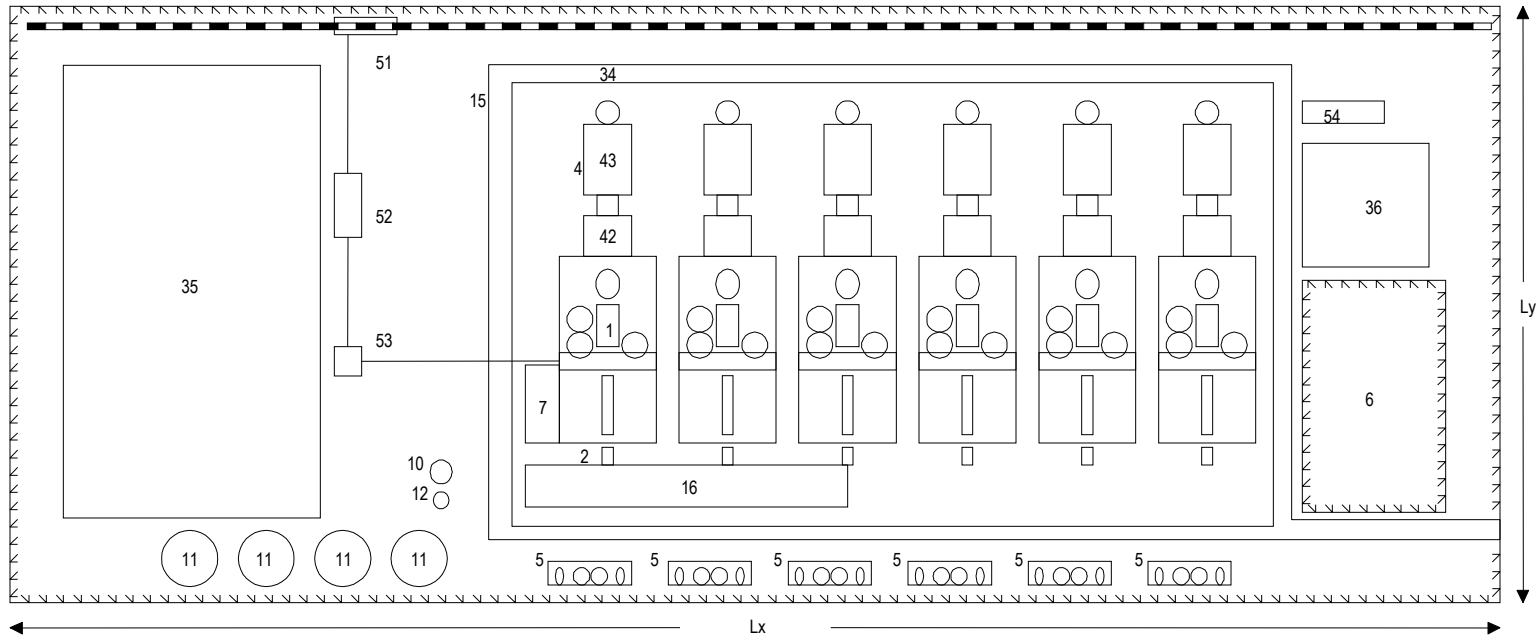
DIAGRAMA DE UNA PLANTA TERMOELÉCTRICA ALIMENTADA CON RESIDUOS SÓLIDOS RS1992

Capacidad total	180,252	kW
No. de unidades	6	
Régimen térmico	13,120	kJ/kWh
Eficiencia eléctrica	27.44	%
Equipos auxiliares	36,415	kW
Aporte calorífico	2364.9	GJ/h
Flujo de combustible	11861	t/día

Ambiente
0.772 p
23.2 T
54.92 % HR



Termoeléctrica 6x30 MW; arreglo general y necesidades de terreno Con almacenamiento de combustible, RS1992 y cenizas para 7 días



Area 13 hectáreas

Lx 575 m

Ly 230 m

1 Caldera

2 Turbina de Vapor

5 Torre de enfriamiento

6 Depósito

7 Administración, almacén

10 Depósito de agua desmineralizada

11 Depósito de agua refinada

12 Depósito de agua neutralizada

15 Camino

16 Estacionamiento

34 Chimenea

35 Área de almacenamiento de carbón

36 Área de almacenamiento para desechos

41 Ventilador

42 Filtro

43 Desulfurización de gases de combustión

49 Transformador

51 Dúmper

52 Área de recuperación

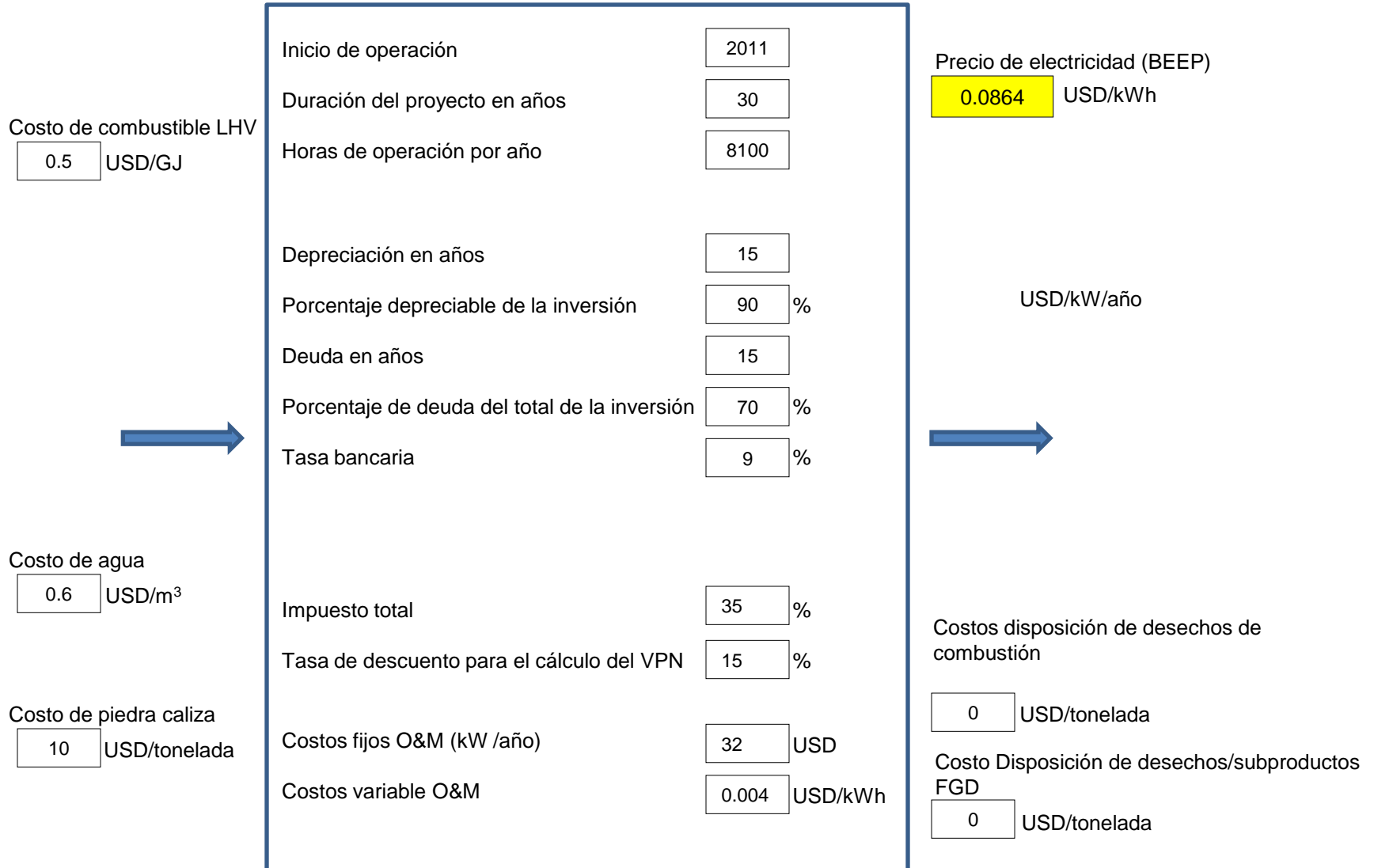
53 Edificio de aglomeración

54 Área de almacenamiento de reactivos

EMISIONES DE LA COMBUSTIÓN Y SU COMPARACIÓN CON LA Norma NOM-ECOL-85

Emisiones	kg/hr	Tonelada/año	kg/MW hr
Después de Caldera			
SOx como SO ₂	311.7	2525.1	8.903
Cenizas	10132	82070	289.4
Después de Filtro			
SOx como SO ₂	311.6	2524.1	8.9
Cenizas	10.13	82.07	0.2894
Después de desulfuración			
SOx como SO ₂	27.42	222.1	0.7832
Cenizas	2.351	19.04	0.0671
Emisiones totales de la planta			
SOx como SO ₂	27.42	222.1	0.7832
Cenizas	2.351	19.04	0.0671
Emisiones en unidades de Norma			
SOx como SO ₂	-		ppmv 54.08
Cenizas	13.25		
Valores máximos de emisiones según Norma NOM ECOL 85 ZMCM			
SOx como SO ₂			ppmv 550
Cenizas	60		

PARÁMETROS ECONÓMICOS DE ENTRADA DEL PROYECTO “PLANTA DE VAPOR”



RESUMEN FINANCIERO DEL PROYECTO

“PLANTA DE VAPOR”

Electricidad neta producida anualmente por termoeléctrica	1,460	10 ⁶ kWh
Combustible comprado por año	19,160	TJoule
Piedra caliza consumida por año	23.9	kt
Producción anual de desechos de combustión (ceniza)	618	kt
Producción anual de subproductos FGD	44.3	kt
Inversión total	1,000,044,000	USD
Inversión específica	5,789	USD por kW
Inversión inicial (<i>equity</i>)	313,039,000	USD
Flujo neto de efectivo acumulado	3,333,532,000	USD
Tasa de rendimiento interno en la inversión bancaria	10.872	%
Tasa de rendimiento interno, del inversionista	15.06	%
Años para pagar <i>equity</i>	9.593	años
VPN de la inversión	202,600 (práct 0)	USD
Precio de electricidad para equilibrio (BEEP)*	0.0864**	USD/kWh
Precio del combustible	0.5	USD/GJ
Otros		
Gasto por eliminación de desechos de combustión	0	USD/tonelada
Gasto por eliminación de subproductos FGD	0	USD/tonelada

*La Tarifa HTL en www.cfe.gob.mx para mayo de 2008, para una carga con factor de utilización unitario, es de 1.09 MX\$/kWh, aproximadamente igual a 0.0994 US\$/kWh.

** Este precio de equilibrio y el tamaño de la planta, se pueden mejorar si se aumenta el poder calorífico de los RS, aumentando la cantidad de cartón, restos de podas de parques y jardines, llantas y plásticos.

Ver Anexo I para resultados de pruebas de 1992 y cálculo de poder calorífico, efectuado con STPRO.

Ver Anexo II para Sensibilidad del Proyecto a mejora del poder calorífico.

Ver Anexo III para pronóstico y referencia de precios de combustible.

Ver Anexo IV para datos básicos del Metro, principal centro de demanda eléctrica del GDF.

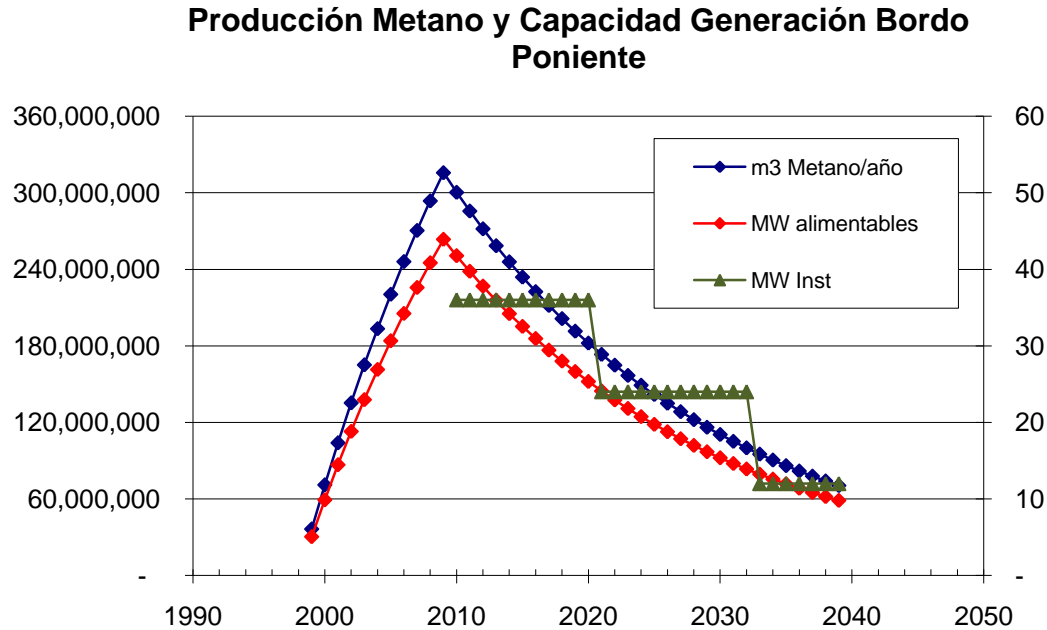
PRIMEROS OCHO AÑOS DE LA CORRIDA FINANCIERA DEL PROYECTO “PLANTA DE VAPOR”

Cash Flow USD	2011 (1)	2012 (2)	2013 (3)	2014 (4)	2015 (5)	2016 (6)	2017 (7)	2018 (8)	2019 (9)
Escalators									
Inflation	0.045	0.045	0.045	0.045	0.045	0.045	0.045	0.045	0.045
Prices									
Electricity, USD per kWh	0.0864	0.0903	0.0944	0.0986	0.103	0.1077	0.1125	0.1176	0.1229
Fuel, USD/GJ	0.5	0.5225	0.546	0.5706	0.5963	0.6231	0.6511	0.6804	0.7111
Limestone, USD/tonne	10	10.45	10.92	11.41	11.93	12.46	13.02	13.61	14.22
Revenues									
Electricity	126,136,000	131,812,000	137,744,000	143,942,000	150,420,000	157,189,000	164,262,000	171,654,000	179,378,000
Capacity	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	126,136,000	131,812,000	137,744,000	143,942,000	150,420,000	157,189,000	164,262,000	171,654,000	179,378,000
Operating Expenses									
Fuel	9,560,000	9,990,000	10,440,000	10,910,000	11,401,000	11,914,000	12,450,000	13,010,000	13,596,000
Limestone	238,900	249,650	260,900	272,650	284,900	297,750	311,150	325,150	339,750
Imported Water	462,900	462,900	462,900	462,900	462,900	462,900	462,900	462,900	462,900
CO2 Emission Penalty	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Other	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inflating O&M	11,607,000	12,130,000	12,675,000	13,246,000	13,842,000	14,465,000	15,116,000	15,796,000	16,507,000
Book Value O&M	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Constant O&M	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	21,869,000	22,833,000	23,839,000	24,891,000	25,990,000	27,139,000	28,339,000	29,594,000	30,905,000
Operating Income	104,267,000	108,980,000	113,905,000	119,051,000	124,429,000	130,050,000	135,923,000	142,060,000	148,473,000
-Depreciation	62,608,000	62,608,000	62,608,000	62,608,000	62,608,000	62,608,000	62,608,000	62,608,000	62,608,000
-Deductible Interest Exp	65,738,000	63,499,000	61,059,000	58,399,000	55,499,000	52,339,000	48,894,000	45,139,000	41,046,000
Pre-Tax Income	-24,079,000	-17,127,000	-9,762,000	-1,955,000	6,322,000	15,103,000	24,421,000	34,313,000	44,820,000
-Tax	-8,428,000	-5,995,000	-3,417,000	-684,400	2,213,000	5,286,000	8,547,000	12,010,000	15,687,000
-Non-Deductible Interest Exp	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net Income	-15,651,000	-11,133,000	-6,345,000	-1,271,000	4,110,000	9,817,000	15,874,000	22,304,000	29,133,000
Debt Principal Payment	24,877,000	27,116,000	29,557,000	32,217,000	35,117,000	38,277,000	41,722,000	45,477,000	49,570,000
Debt Coverage	1.15	1.2	1.26	1.31	1.37	1.44	1.5	1.57	1.64
Net Cash Flow	22,079,000	24,359,000	26,706,000	29,120,000	31,601,000	34,148,000	36,760,000	39,435,000	42,171,000
Cumulative Net Cash Flow	22,079,000	46,438,000	73,143,000	102,263,000	133,864,000	168,012,000	204,771,000	244,206,000	286,377,000

2.2 MÁQUINAS DE COMBUSTIÓN INTERNA ALIMENTADAS CON GAS DE RELLENO SANITARIO

1. Esta tecnología permite el aprovechamiento del gas combustible generado en el relleno sanitario.
2. Puede tener una capacidad de hasta 36 MW.
3. Puede generar energía eléctrica más barata que la Tarifa HTL de la CFE, aún pagando por el poder calorífico del gas del relleno sanitario, a un precio de 2 US\$/GJ, lo que le redituaria al GDF un ingreso de 5.36 MMUS\$/año, según nuestra estimación económica y de rentabilidad.
4. Se evita la emisión de una porción importante del metano, CH₄, presente en el gas producido por el relleno sanitario, que tiene un efecto de gas invernadero mucho mayor que el CO₂.
5. Puede permitirle al GDF la venta de bonos de carbono por reducción de emisiones del Bordo Poniente.
6. En este ejercicio se usaron turbinas de gas como solución técnica, por el tipo de herramientas disponibles para el análisis, además de la decisión de plantear un enfoque conservador, ya que parece ser que la solución con motores de gas de ciclo Otto, como los existentes en la planta de Monterrey, puede tener mejor rentabilidad.

PREDICCIÓN PRELIMINAR* DE PRODUCCIÓN DE METANO EN BORDO PONIENTE**

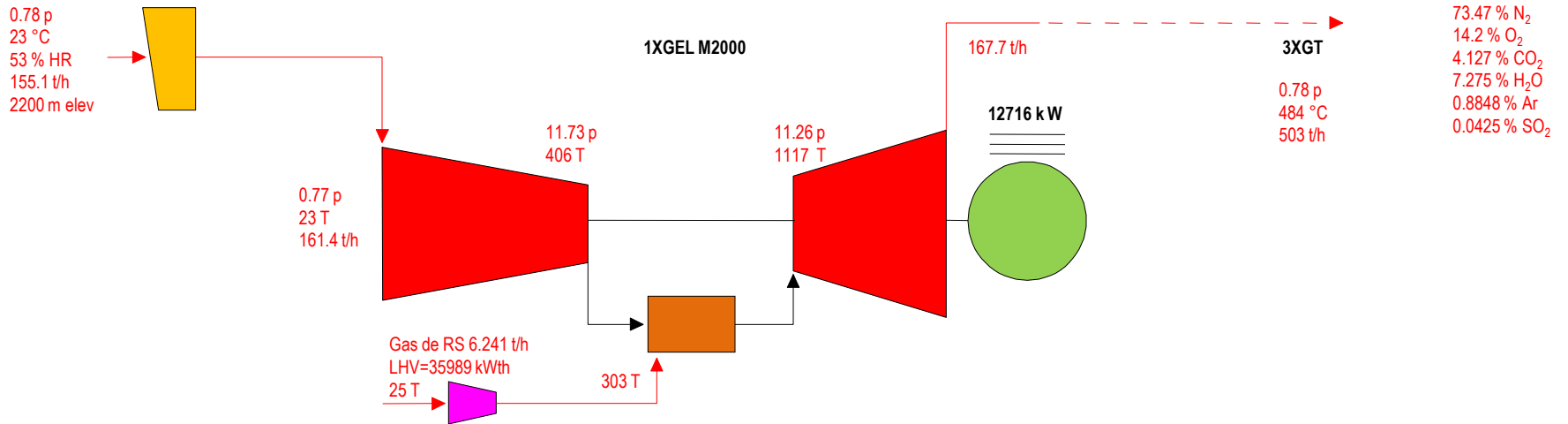


* Estimación indicativa a confirmar, elaborada con la metodología del DOE.

** Según datos de la planta de motores del relleno sanitario de la Ciudad de Monterrey proporcionados por la compañía SEISA, el Bordo Poniente podría alojar hasta 60 MW de capacidad de generación.

DIAGRAMA DE PLANTA DE MÁQUINAS DE COMBUSTIÓN INTERNA, TRES TURBINAS DE GAS, ALIMENTADA CON GAS DE RELLENO SANITARIO

Capacidad , potencia neta, 33,742 kW
 Régimen térmico LHV 11,519 kJ/kWh



EMISIONES DE LA PLANTA DE TRES TURBINAS DE GAS

Emisiones	kg/hr	Toneladas/año	kg/MWhr
SOx como SO ₂	479.5	1917.8	12.56
CO ₂ (neto)	31787	127146	832.9

EFECTO BENÉFICO DE QUEMAR EL GAS DEL RELLENO SANITARIO POR REDUCCIÓN DEL EFECTO INVERNADERO

Bordo Poniente podría producir de acuerdo a la *Estimación indicativa* ya mencionada, 315 millones de m³ de metano CH₄, al año, lo que equivale a 21.6 toneladas por hora de ese gas.

El metano tiene 21 veces más impacto como gas de efecto invernadero que el CO₂, entonces este metano equivale a **3.98 millones de toneladas anuales de CO₂**.

Si se pudiera aprovechar la totalidad del gas de ese año, se podrían producir 44 MW de electricidad con turbinas de gas o 56 MW con motores recíprocos.

En ambos casos, por efecto de la combustión, se producirían 37 toneladas de CO₂ por hora, o sea, **324,000 toneladas CO₂ anuales**; esto es, 12.3 veces menos CO₂ equivalente, emitido a la atmósfera, con proyecto.

PARÁMETROS ECONÓMICOS DEL PROYECTO

“MÁQUINAS DE COMBUSTIÓN INTERNA”

Costo de combustible LHV de turbina de Gas

2.0 US\$/GJ

Costo de agua

0 USD/m³

Inicio de operación	2010
Tiempo del proyecto	20
Horas de operación por año	6900
Depreciación en años	15
Depreciación porcentual de la inversión	90 %
Deuda en años	15
Deuda del total de la inversión	70 %
Tasa bancaria	9 %
Impuesto total	35 %
Tasa de Descuento para cálculo del VPN	15 %
Costos fijos O&M, US\$ por kW de capacidad por año	20 US\$
Costos variables O&M US\$ por kWh	0.002 US\$

Precio de electricidad

.0718 USD/kWh

Costos de emisiones de CO₂

0 USD/tonelada

Pago anual por emisiones de CO₂

0 USD/kt

PRIMEROS OCHO AÑOS DE LA CORRIDA FINANCIERA DEL PROYECTO “PLANTA DE COMBUSTIÓN INTERNA”

Cash Flow US\$	2010 (1)	2011 (2)	2012 (3)	2013 (4)	2014 (5)	2015 (6)	2016 (7)	2017 (8)
Escalators								
Inflation	0.045	0.045	0.045	0.045	0.045	0.045	0.045	0.045
Prices								
Electricity, US\$ per kWh	0.0718	0.075	0.0784	0.0819	0.0856	0.0894	0.0934	0.0976
Fuel - Gas Turbine, US\$/GJ	2	2.09	2.184	2.282	2.385	2.492	2.605	2.722
CO2 Emission Penalty, US\$/tonn	0	0	0	0	0	0	0	0
Revenues								
Electricity	16,720,000	17,473,000	18,259,000	19,081,000	19,939,000	20,837,000	21,774,000	22,754,000
Capacity	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	16,720,000	17,473,000	18,259,000	19,081,000	19,939,000	20,837,000	21,774,000	22,754,000
Operating Expenses								
Fuel - Gas Turbine	5,364,000	5,605,000	5,857,000	6,121,000	6,396,000	6,684,000	6,985,000	7,299,000
CO2 Emission Penalty	0	0	0	0	0	0	0	0
Inflating O&M	1,142,000	1,193,000	1,247,000	1,303,000	1,361,000	1,423,000	1,487,000	1,553,000
Book Value O&M	0	0	0	0	0	0	0	0
Constant O&M	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	6,505,000	6,798,000	7,104,000	7,424,000	7,758,000	8,107,000	8,472,000	8,853,000
Operating Income	10,215,000	10,675,000	11,155,000	11,657,000	12,182,000	12,730,000	13,303,000	13,901,000
-Depreciation	5,539,000	5,539,000	5,539,000	5,539,000	5,539,000	5,539,000	5,539,000	5,539,000
-Deductible Interest Exp	5,816,000	5,618,000	5,402,000	5,166,000	4,910,000	4,630,000	4,325,000	3,993,000
Pre-Tax Income	-1,139,000	-481,450	214,850	952,100	1,733,000	2,561,000	3,439,000	4,369,000
-Tax	-398,700	-168,500	75,200	333,250	606,600	896,400	1,204,000	1,529,000
-Non-Deductible Interest Exp	0	0	0	0	0	0	0	0
Net Income	-740,500	-312,950	139,650	618,900	1,127,000	1,665,000	2,235,000	2,840,000
Debt Principal Payment	2,201,000	2,399,000	2,615,000	2,850,000	3,107,000	3,386,000	3,691,000	4,023,000
Debt Coverage	1.27	1.33	1.39	1.45	1.52	1.59	1.66	1.73
Net Cash Flow	2,597,000	2,827,000	3,064,000	3,307,000	3,559,000	3,817,000	4,083,000	4,356,000
Cumulative Net Cash Flow	2,597,000	5,424,000	8,488,000	11,795,000	15,354,000	19,171,000	23,254,000	27,610,000

RESUMEN FINANCIERO DEL PROYECTO “MÁQUINAS DE COMBUSTIÓN INTERNA”

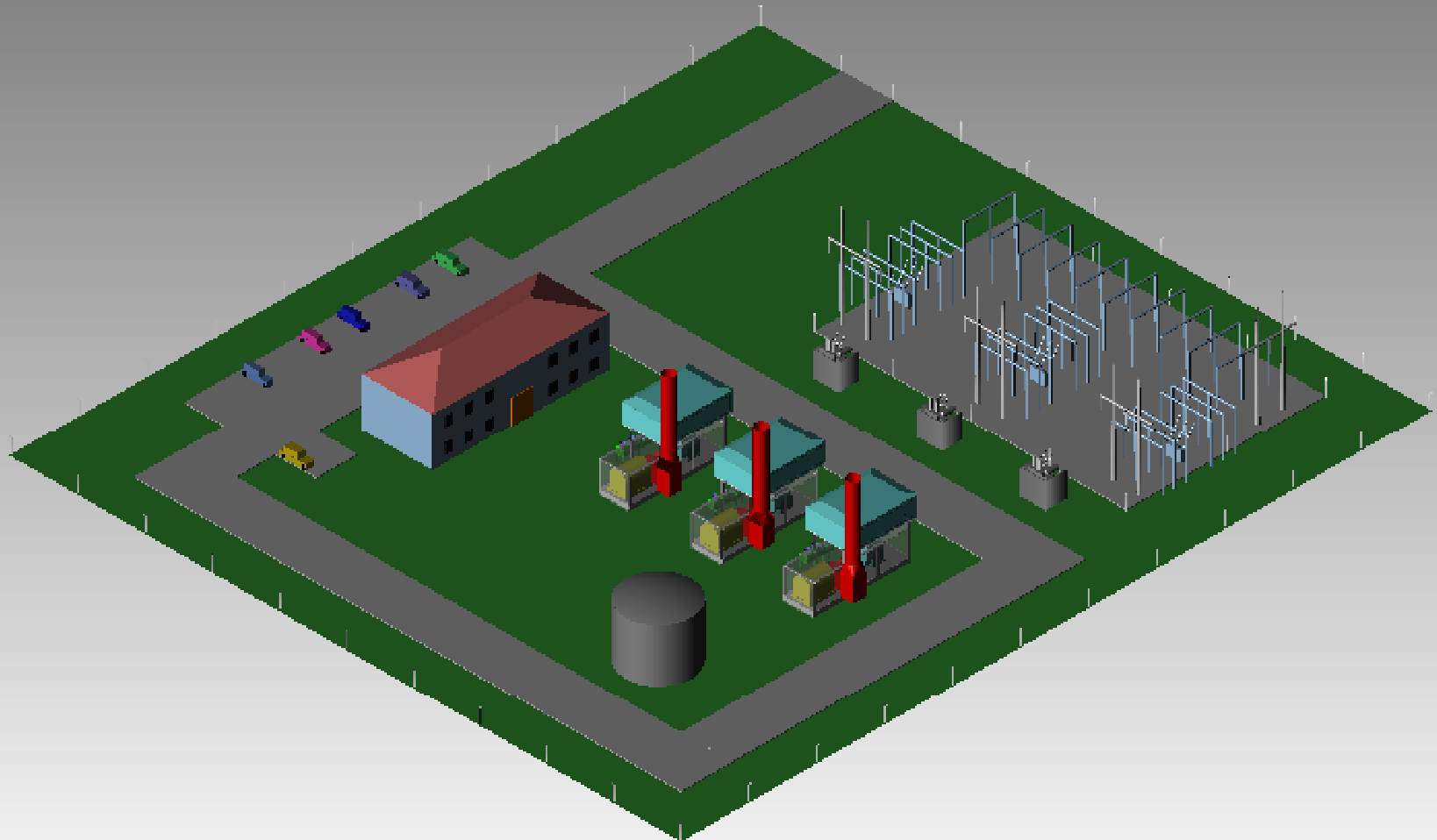
Electricidad exportada anualmente	233	10 ⁶ kWh
Combustible importado anualmente	2,680	TJ
Agua importada anualmente	0	10 ⁶ l
Emisiones de CO2 anuales	218.6	kt
Inversión total*	92,312,000	US\$
Inversión específica	2,733.3	US\$ por kW
Inversión Inicial (Equity)	27,694,000	US\$
Flujo de efectivo neto acumulado	133,603,000	US\$
Tasa de rendimiento interno en inversión	9.983	%
Tasa de rendimiento interno	15	%
Tiempo para recuperar la inversión (años)	8.018	Años
Valor presente neto	22.48	US\$
Precio de equilibrio de electricidad BEEP**	0.0718	US\$/kWh
Precio del combustible LHV al precio de electricidad	2.0	US\$/GJ

*Esta inversión incluye un 50% de sobrecosto en equipos principales, de aproximadamente 28 MMUS\$, para equipo de limpieza de gas combustible, por su contenido de ácido sulfhídrico y/o gases de combustión, por su alto contenido de bióxido de azufre.

**La Tarifa HTL en www.cfe.gob.mx para mayo de 2008, para una carga con factor de utilización unitario, es de 1.09 MX\$/kWh, aproximadamente igual a 0.0994 US\$/kWh.

ARREGLO GENERAL DE TERMOELÉCTRICA DE TURBINAS DE GAS, 3X12 MW, ALIMENTADO CON LFG

Predio de 10 hectáreas



3. SIGUIENTES PASOS

1. Contratación de un servicio de consultoría para confirmación de datos, *llenado de cuestionario de Proyecto de Autoabastecimiento*.
2. Contratación de dos paquetes de ingeniería, uno por cada proyecto, para elaborar bases de concurso, con firmas de ingeniería expertas en las tecnologías involucradas.
3. Contratar la elaboración de una propuesta de contrato del GDF con la compañía de propósito específico, con una firma nacional de abogados especialistas en proyectos de energía.
4. Elaborar las corridas financieras, tanto de cada proyecto individual, como de una consolidación, para planear las adecuaciones y permisos presupuestales y de deuda, o de compromisos financieros de largo plazo.
5. Elaborar el programa de ejecución de cada proyecto; llamar a licitación pública; nombrar un gerente, ó comité de administración de los proyectos.
6. Repetir pruebas de combustión, tanto de RS2008, como de mezclas posibles, para mejora de poder calorífico.
7. Analizar composición de gases emitidos por el Bordo Poniente.
8. Efectuar una consulta pública sobre la pertinencia de los dos proyectos.

ANEXO I

1. Composición de los residuos. Pruebas de incineración GDF 1992

Concepto	Prueba	Prueba-1 RS Munic. 17/Jun/92	Prueba-2 RS Munic. 17/Sep/92	Prueba-3 RS Munic. 23/Sep/92	Prueba-5 RS Munic. 12/Nov/92	Prueba-7 RS Munic. 19/Nov/92	Prueba-12 RS Munic. 07/Dic/92	Valor promedio
Combustible	(%)	26.63	13.75	32.40	42.06	40.60	34.30	31.62
Humedad	(%)	41.25	77.34	52.83	42.68	46.36	42.09	42.59
Ceniza	(%)	32.51	8.40	12.76	10.38	9.51	19.32	15.48
Peso volumétrico	(g/cm ³)	0.47	0.22	0.26	0.14	0.22	0.24	0.26
Valor calorífico (1)	(cal/g)	3,849	2,706	3,435	3,400	3,398	3,258	3,341
Valor calorífico (2)	(cal/g)	3,686	2,618	3,223	3,110	3,126	3,019	3,130
Valor calorífico (3)	(cal/g)	1,253	1,594	1,199	1,553	1,410	1,521	1,422
Azufre	(%)	0.37	0.15	0.16	0.05	0.14	0.26	0.19
Nitrógeno	(%)	0.93	0.45	1.10	0.67	0.54	0.82	0.75
Carbono	(%)	15.45	7.99	18.70	24.30	23.50	19.83	18.30
Hidrógeno	(%)	1.78	0.92	2.16	2.80	2.71	2.29	2.11
Cloro	(%)	0.15	0.19	-	0.56	0.28	0.30	0.30

Notas: Datos recopilados de junio a diciembre de 1992.

Valor calorífico (1):

Valor calorífico lógico de la materia combustible

Valor calorífico (2):

Valor calorífico medido de la materia combustible

Valor calorífico (3):

Valor calorífico de los residuos (combustible, ceniza y humedad)

ANEXO I

2. Poder calorífico calculado, con STPRO, datos de pruebas 1992

COMBUSTIBLE – RS Promedio 1992

Poder calorífico

LHV	4785.1 kJ/kg
HHV	6285.8 kJ/kg

Análisis final (Peso %)

Humedad	42.59
Ceniza	15.48
Carbón	18.3
Hidrógeno	2.11
Nitrógeno	0.75
Cloro	0.3
Azufre	0.19 %
Oxígeno	20.28 %
Total	100 %

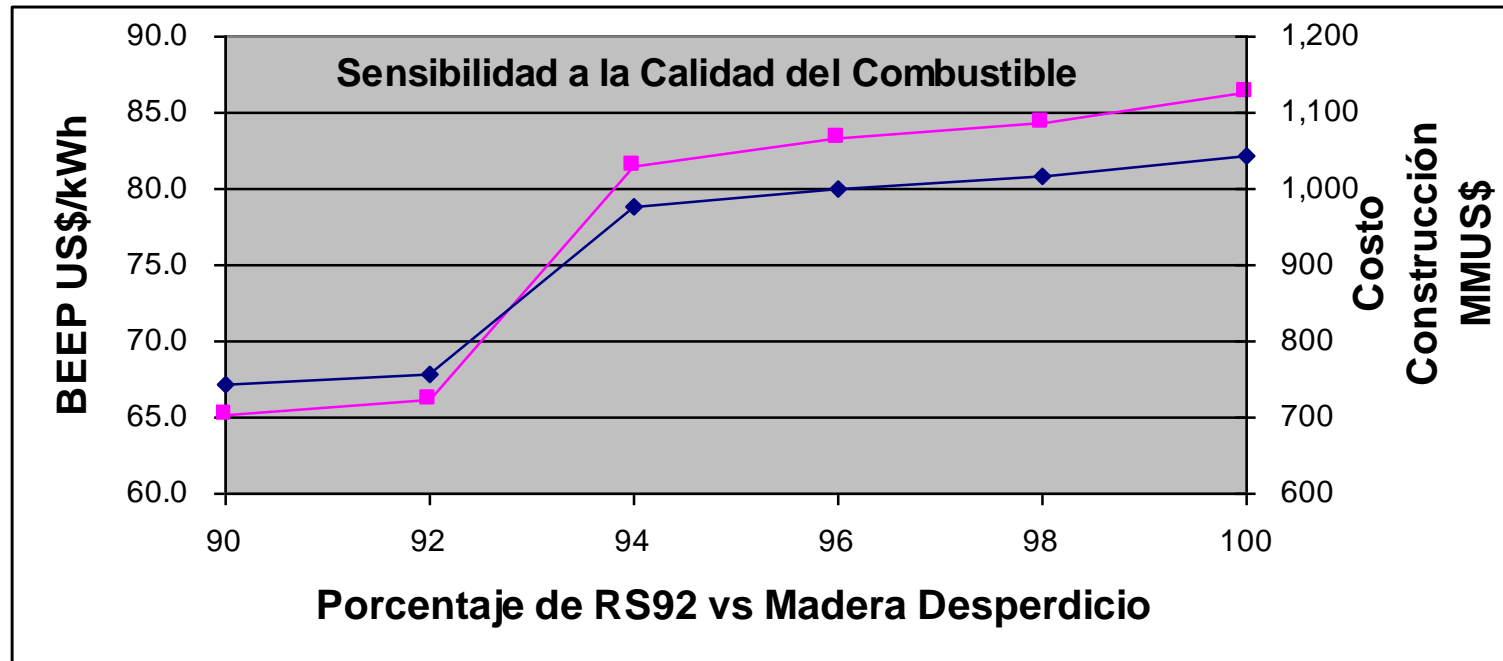
Análisis aproximado

Humedad	42.59 %
Ceniza	15.48 %
Materia volátil	28.16 %
Carbón fijo	13.77 %
Total	100 %

ANEXO II

Sensibilidad del proyecto de planta de vapor al aumento de poder calorífico del combustible

1. Mass flow % of Fuel 1 in fuel mixture	100	98	96	94	92	90	%
Outputs							
1. Plant gross output	216,630	215,320	214,229	213,128	207,961	207,236	kW
2. Plant net output	180,236	180,243	180,235	180,202	180,196	180,196	kW
3. Plant net heat rate (LHV)	13,097	12,905	12,811	12,644	12,322	12,184	kJ/kWh
4. Plant net elec eff (LHV)	27.49%	27.90%	28.10%	28.47%	29.22%	29.55%	%
5. Boiler efficiency (LHV)	83.54	84.28	84.49	85.19	85.37	86.05	%
6. Fuel mass flow	11,839	11,159	10,615	10,056	9,422	8,972	t/day
7. Total Investment	1,043.46	1,016.72	1,001.19	975.84	757.46	743.29	MMUSD
8. Specific Investment	5,789.43	5,640.82	5,554.91	5,415.27	4,203.54	4,124.91	USD/kW
9. BEEP @ Input Fuel Price	86.4	84.4	83.3	81.5	66.2	65.2	USD/MW hr



ANEXO III

Pronóstico 2007 precios de combustible



ANEXO IV

Nuestro entendimiento de los datos básicos del Metro

Línea	Número Trenes	Demanda Máxima MW	TARIFA	Alimentación Eléctrica kV	Capacidad Subestación MVA
1	40	40	HS	85	30
2	40	40	HS	85	30
3	40	40	HS	85	30
4	12	12	HM	23	15
5	20	20	HM	23	30
6	16	16	HM	23	15
7	16	16	HM	23	15
8	24	24	HT	230	30
9	20	20	HM	23	30
A	20	20	HM	23	30
B	24	24	HT	230	30
Sumas	272	272			285

Factor de utilización de aproximado: 40%

Metro 2006

Total de pasajeros transportados: mil 416 millones 995 mil 974 usuarios
 Total de accesos de cortesía otorgados: 144 millones 524 mil 023
Total de energía consumida (estimada): 936 millones 906 mil 039 kWh/año
 Estación de menor afluencia: Santa Anita línea 4 con 609 mil 167 usuarios
 Estación de mayor afluencia: Indios Verdes línea 3 con 43 millones 752 mil 999 usuarios
 Kilómetros de la Red en servicio: 176, 771
 Kilómetros recorridos: 39 millones 439 mil 353
 Servicio: 365 días del año

ANEXO V

Fotos planta vapor

Fotos de la planta incineradora de Hillsborough, cerca de Tampa, Florida, donde se incineran 1,200 t/d de basura, traída directamente por los camiones recolectores, con lo que se generan 30 MW de electricidad. La planta cuenta con 4 sistemas de limpieza de emisiones: a) Lavador de gases, b) Reducción de NOx, c) Eliminador de Hg y d) Filtros de tela.

