



MERCADOS[®]

Madrid - Washington DC

Rio de Janeiro - Buenos Aires - Montevideo

SERVICIOS DE CONSULTORÍA

ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE LA INSTALACIÓN DE

DOS (2) PLANTAS A CARBÓN DE 600 MW C/U

REPÚBLICA DOMINICANA

INFORME FINAL

Preparado para:

**COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
República Dominicana**

P 088 – 05

Julio de 2005

SERVICIOS DE CONSULTORÍA
ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE LA INSTALACIÓN DE
DOS (2) PLANTAS A CARBÓN DE 600 MW C/U”

REPÚBLICA DOMINICANA

INFORME FINAL

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	3
2.	ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO.....	4
3.	CONCLUSIONES	5
3.1.	<i>CASO BASE - ESCENARIO DE ESTRÉS</i>	5
3.2.	<i>ESCENARIO DE SENSIBILIDAD</i>	7
3.3.	<i>OTRAS CONSIDERACIONES</i>	7
4.	RECOMENDACIONES	8
	SÍNTESIS EJECUTIVA.....	9
1.	INTRODUCCIÓN	9
2.	CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO	11
3.	ESCENARIO DE EVALUACIÓN.....	13
3.1.	<i>ESCENARIO DE ESTRES - VARIABLES CRÍTICAS</i>	13
3.2.	<i>INCORPORACIÓN DE NUEVO EQUIPAMIENTO DE GENERACIÓN</i>	18
3.3.	<i>OTRAS CONSIDERACIONES</i>	23
4.	MODELO DE SIMULACIÓN	24
5.	RESULTADOS OBTENIDOS.....	24
5.1.	<i>MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA</i>	25
5.2.	<i>ANÁLISIS SECTORIAL</i>	28
5.3.	<i>EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS PLANTAS PPS Y PPV COMO “MERCHANT PLANT”</i>	33
5.4.	<i>IMPACTO DEL PROYECTO SOBRE LA CDEEE</i>	36
5.5.	<i>IMPACTO EN LAS TARIFAS MEDIAS</i>	46
5.6.	<i>IMPACTO FISCAL</i>	50

SERVICIOS DE CONSULTORÍA
ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE LA INSTALACIÓN DE
DOS (2) PLANTAS A CARBÓN DE 600 MW C/U

REPÚBLICA DOMINICANA

INFORME FINAL

1. INTRODUCCIÓN

En este informe se presentan los resultados de los estudios realizados por **Mercados Energéticos** para la **COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (CNE) de la República Dominicana** que tuvieron por objeto hacer un estudio de la viabilidad técnica / económica de la Instalación de dos (2) Plantas a Carbón de 600 MW c/u cuya producción de energía será comercializada en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de la República Dominicana por la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE).

A tal efecto se toma como referencia información suministrada por el Cliente en relación a la operación del MEM, los agentes participantes, características de la oferta de generación, pronósticos de demanda, contratos vigentes de suministro, etc.

El estudio se basa en determinar la viabilidad del proyecto evaluando los siguientes aspectos:

- **Factibilidad Técnica:** Se realizan estudios de funcionamiento del sistema eléctrico de potencia para determinar si el sistema de potencia con las plantas en operación funciona en forma segura dentro de los límites técnicos de las instalaciones existentes. En caso contrario, el estudio permite determinar las restricciones que habría que imponer a la operación de las plantas evaluadas para que el sistema de potencia funcione adecuadamente.
- **Factibilidad Económica:** Se evalúa la operación futura del MEM con las plantas evaluadas en operación a los fines de determinar el despacho económico de generación que abastece la demanda futura a mínimo costo. A tal efecto se realiza una estimación de la demanda futura tomando como referencia la demanda histórica e indicadores macroeconómicos. Como resultado se obtiene el despacho de las centrales evaluadas, sus ingresos por venta de energía y potencia al mercado y sus egresos asociados a la inversión, operación y mantenimiento y cargos operativos del mercado. Se evalúa la factibilidad económica del proyecto determinando su Tasa Interna de Retorno.
- **Factibilidad Ambiental:** Se evalúa el proyecto desde el punto de vista del impacto ambiental que produce y las restricciones al desarrollo del proyecto debido al cumplimiento de las normas ambientales vigentes en la República Dominicana.

- **Conveniencia Sectorial:** Se evalúa el impacto del proyecto evaluado en el Plan de Expansión óptimo del mercado con el objeto de determinar si las nuevas plantas incrementan el costo total del sistema (inversión, operación y falla). A tal efecto se utiliza como referencia el Plan de Expansión óptimo de generación realizado por la CNE en 2003 indicado en el documento “**PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO. PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018. AJUSTE ANUAL, AÑO 2003**”
- **Impacto sobre la seguridad del suministro.** Se realiza una evaluación de índices de confiabilidad en el suministro a la demanda abastecida por el mercado con las plantas evaluadas en operación comparándolos con los índices de confiabilidad resultantes si se realizaría el Plan de Expansión óptimo.
- **Impacto sobre la CDEEE.** Se evalúan los ingresos / egresos totales de la CDEEE con las plantas evaluadas en operación comparándolos con los que tendría de ejecutarse las obras resultantes del Plan de Expansión óptimo, para distintos valores de NRI (nivel de recupero de los ingresos).
- **Impacto en Tarifas.** Se realiza una comparación de las Tarifas Medias para la demanda entre los valores correspondiente al Plan de Expansión óptimo y los resultantes para el Plan de Expansión que incorpora las plantas PPS y PPV en los años 2007, 2008.
- **Impacto Fiscal.** Se realiza una evaluación del impacto fiscal del proyecto por obligaciones que deba asumir el Estado asociadas directamente con el proyecto evaluado.

Por último los estudios realizados incluyen una evaluación de la exposición financiera del Estado como garante del proyecto.

2. ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO

Para una fácil comprensión de cada uno de los temas evaluados el contenido del informe ha sido organizado en Capítulos de acuerdo con el siguiente contenido:

- **Síntesis Ejecutiva**
 - Escenario de Evaluación – Caso Base
 - Proyección de la demanda
 - Incorporación de nuevo equipamiento de generación.
 - Precios y disponibilidad de combustibles.
 - Otras consideraciones de cálculo
 - Descripción del modelo de simulación
 - Resultados Obtenidos
 - Mercado Eléctrico Mayorista
 - Evaluación desde el punto de vista sectorial
 - Evaluación del proyecto como “*merchant plant*”

- Evaluación desde la óptica de CDEEE
- Impacto en Tarifas
- Impacto Fiscal
- **Anexos**
 - Anexo I - Parque de generación térmico del MEM de la República Dominicana
 - Anexo II - Producción histórica de las plantas hidráulicas
 - Anexo III - Diagrama Unificar de la red de transporte
 - Anexo IV - Proyección de la demanda Futura
 - Anexo V - Análisis de funcionamiento del sistema de potencia
 - Anexo VI - Análisis técnico del equipamiento de generación
 - Anexo VII - Análisis Ambiental
 - Anexo VIII - Despacho de generación
 - Anexo IX - Simulación de contratos de CDEEE.
 - Anexo X - Estimación de los EBITDA para el cómputo del FFL de la CDEEE-GEN
 - Anexo XI - Simulación de EBITDA Incremental para HAINA e ITABO
 - Anexo XII - Estudio de Sensibilidad.

3. CONCLUSIONES

3.1. CASO BASE - ESCENARIO DE ESTRÉS

- **Impacto sobre el Mercado Eléctrico Mayorista**

La incorporación de las plantas PPS y PPV produce una reducción significativa de los precios de la energía en el mercado spot del MEM. Los precios resultantes CON las centrales en operación son compatibles con el costo marginal de largo plazo del mercado por lo que se considera que el mercado se mantiene adaptado (sin sobreoferta) aún con las plantas PPS y PPV en operación.

La entrada en operación de las plantas PPS y PPV reduce significativamente, en el corto y mediano plazo, el despacho de plantas menos eficientes tales como las plantas que consumen combustibles líquidos.

El proyecto ingresará al mercado como una Productor Independiente (IPP) y aún cuando las evaluaciones indicasen un impacto beneficioso, se considera conveniente analizar para el futuro y en el marco del artículo 110 de la Ley General de Electricidad 125-01 la definición de un procedimiento competitivo alineado con el modelo, procedimiento no utilizado para este proyecto.

- **Impacto Sectorial**

Desde el punto de vista sectorial se considera conveniente la instalación de las plantas PPS y PPV ya que:

- Reduce el costo total de abastecimiento (suma del costo de inversión más operación).
- Reduce la probabilidad de ENS por insuficiente generación y por lo tanto mejora la calidad del abastecimiento.

Lo anterior se verifica en condiciones extremas en relación con las variables que afectan el funcionamiento del MEM a futuro por lo que se considera un resultado conservador.

- **Factibilidad del Proyecto como Merchant plant**

Analizado el proyecto como una “merchant plant” se verifica que el mismo tiene un flujo de caja positivo en todo el periodo de evaluación. Esto compensa con creces la inversión en la red de transporte haciendo que el proyecto tenga un Valor Presente Neto positivo. La TIR resultante del proyecto es del 34% antes de impuestos. Para que la TIR del proyecto se reduzca al 12% la inversión en la red de transporte y obras complementarias se debería incrementar a 620 Millones de US\$

- **Impacto en la CDEEE**

El valor presente del EBITDA incremental para el periodo 2005-2020 con un NRI igual al 100% es de 395 millones de US\$. El valor presente de la inversión en transporte y el costo financiero del adelanto del pago de 140 millones de US\$ es de (177) millones de US\$, por ende se observa una diferencia positiva en términos de valor presente de 217 millones de US\$, lo que hace el proyecto atractivo para CDEEE-GEN, aún considerando los egresos aproximadamente fijos generados por los contratos con Smith & Enron y San Pedro de Macorís. La TIR del proyecto considerando estos egresos disminuye a 23 %, una tasa que sigue siendo atractiva.

Para que el proyecto sea rentable desde el punto de vista de la CDEEE-GEN debe existir un NRI (Nivel de Recupero de Ingresos) superior al 81 % como promedio en todo el periodo de evaluación¹.

EL NRI representa el nivel de cobrabilidad en la etapa de distribución de la energía inyectada a la misma, es decir incluye las pérdidas totales.

Por consiguiente la rentabilidad del proyecto está asociado a la mejora de las pérdidas totales existentes en la etapa de distribución, y esto último obliga a ejecutar inversiones y mejoras en la gestión de las Empresas de distribución, acciones que merecen preferencial atención

¹ El ejercicio realizado asume que el valor analizado de NRI se mantiene invariante en todo el periodo de evaluación. Se hace notar que variaciones del NRI en el periodo de evaluación pueden dar origen a diferentes conclusiones en términos de la conveniencia del proyecto evaluado.

- **Impacto sobre las Tarifas Medias (TM)**

Debido al alto nivel de contractualización para el sector en su conjunto, el impacto en la TM generado por la reducción de los precios de generación como resultado del proyecto evaluado se sitúa en el rango [0-9] %, siendo máximo en el 2011 y tendiendo a desaparecer en el 2015, donde el crecimiento de la demanda ya ha neutralizado el impacto de la nueva generación. El impacto es menor en EDEESTE y máximo en EDENORTE.

- **Impacto Fiscal**

El impacto fiscal del proyecto surge por la necesidad de que el Estado tome a su cargo la construcción de la ampliación del sistema de transporte requeridas por el proyecto (200 millones de US\$) y por el adelanto de 140 millones de US\$ a Westmont que son reintegados en 5 años con una tasa del 8%. Si la entrada en operación de las ampliaciones de transporte antes indicadas se retrasara respecto a la fecha de entrada en operación de las plantas PPS y PPV existiría además un impacto fiscal asociado con el volumen de compra obligada prevista en el Acuerdo de compra de energía que puede llegar a ser de 40 Millones de US\$ / planta /año.

3.2. *ESCENARIO DE SENSIBILIDAD*

Los resultados obtenidos del estudio de sensibilidad realizado muestran resultados muy similares a los correspondientes al Caso Base siempre que el carbón utilizado por las plantas PPS y PPV tenga un Poder Calorífico de 6652.5 kCal/kgr (precio 68 us\$/tn). En cambio cuando se asume un carbón con un bajo poder calorífico (4444.4 kCal/kgr (precio 68 us\$/tn)), el proyecto ya no resulta conveniente tanto desde el punto de vista sectorial como de la propia CDEEE.

Se deberá por lo tanto asegurar que la central pueda utilizar carbón con un poder calorífico superior a 4444.4 kCal/kgr.

3.3. *OTRAS CONSIDERACIONES*

- **Análisis de Funcionamiento del Sistema de Potencia**

En condiciones de mínima demanda para el año 2007, una generación en PPS mayor de 300 MW pone en riesgo la seguridad dinámica (estabilidad de frecuencia) ante fallas que provoquen la salida de servicio de esta unidad. En forma general puede expresarse que con una generación de PPS que exceda el 25-27% de la demanda total, el sistema no presenta margen de seguridad ante una falla que origine la pérdida de la central.

Por lo demás no existen restricciones relevantes y/o insuperables que afecten al despacho de las plantas evaluadas.

- **Análisis técnico del equipamiento de generación.**

No fue suministrada información suficiente para realizar una evaluación técnica de detalle del equipamiento evaluado por lo que sólo se hacen comentarios generales sobre el mismo.

- **Análisis ambiental**

El Consultor considera el aspecto ambiental como relevante para un proyecto de generación eléctrica que use carbón como combustible.

La información suministrada no incluye resultados de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

Consideramos fundamental para conocer las reales afectaciones ambientales del proyecto ejecutar un estudio de estas características siguiendo las normas impuestas en la Ley N° 64/2000 y en el "Pollution Prevention and Abatement Handbook 1998" del Banco Mundial. De esta forma se podrá conocer la existencia y detalles de las acciones de mitigación que fuesen necesarias implementar.

En función de lo anterior recomendamos conveniente que la CDEEE considere especialmente los resultados del EIA al momento de asumir futuros compromisos respecto al proyecto en cuestión.

4. RECOMENDACIONES

El Acuerdo de Compra de Energía a suscribir entre Westmont y la CDEEE debería incluir las siguientes precisiones.

- **Indicar con precisión cual es la energía correspondiente [GWh] a la compra garantizada de forma tal de que no existan dudas sobre cual es la energía capaz de producir por las plantas.**
- **Indicar que al término de los 5 años los fondos depositados por Westmont en la cuenta de garantía serán de plena disponibilidad por parte de la CDEEE.**
- **Definir que de existir inversiones adicionales requeridas para la adecuación de los puertos para la descarga del carbón requerido por las plantas PPS y PPV dichas inversiones estarán a cargo de Westmont.**
- **Definir fechas realistas para la entrada en operación de las plantas y de las expansiones de transporte de forma tal de evitar el impacto fiscal asociado a retrasos en la entrada en operación de las ampliaciones de transporte que forman parte del proyecto.**
- **Definir que el carbón requerido por las plantas PPS y PPV a ser suministrado por la CDEEE deberá tener un Poder Calorífico mayor o igual a 4444.4 kCal/kg.**

ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE LA INSTALACIÓN DE DOS (2) PLANTAS A CARBÓN DE 600 MW C/U

SÍNTESIS EJECUTIVA

1. INTRODUCCIÓN

El Gobierno de la República Dominicana esta evaluando la conveniencia de instalar dos plantas de generación eléctrica a carbón con una potencia instalada de 600 MW cada una que podrían localizarse en los municipios de Pepillo Salcedo, Pcia de Montecristi, y en el municipio de Puerto Viejo, Pcia. de Azua. En todo lo que sigue cada una de dichas plantas será identificada con los nombres PPS y PPV respectivamente.

Las características técnicas del proyecto, de acuerdo con la información suministrada², son las siguientes:

- Potencia Neta disponible: **584 MW**.
- Combustible utilizado: Carbón mineral
 - Poder calorífico **8000 Btu/lb**
- Régimen térmico de la Planta:

○ Potencia	Eficiencia	
○ 145 MW	9284 Btu/kWh	
○ 291 MW	8250 Btu/kWh	41.36%
○ 437 MW	7903 Btu/kWh	43.18%
○ 584 MW	7841 Btu/kWh	43.52%
- Sistema de transporte requerido
 - **Planta Pepillo Salcedo:** Línea doble terna de 345 kV entre la Planta y la Subestación Gurabo (Santiago) con una extensión aproximada de 125 km.
 - **Planta Puerto Viejo:**
 - Línea doble terna de 345 kV entre la Planta y la Subestación Julio Sauri (Distrito Nacional) con una extensión aproximada de 100 km.
 - Línea doble terna de 345 kV entre las Subestaciones de Gurabo y Julio Sauri de una extensión aproximada de 150 km
 - Ampliación de las Subestaciones Gurabo y Julio Sauri

² Includo Acuerdo de Compra de Energía a suscribir entre la CDEEE y Westmont.

Las plantas se construirían por un acuerdo de compra de energía suscrito por Westmont Power S.A., en su carácter de propietario del equipamiento, y la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE). El acuerdo tiene las siguientes características relevantes a los fines del presente documento:

- Tiempo de puesta en operación:
 - Planta Pepillo Salcedo (PPS): 14 meses de la firma del acuerdo.
 - Planta Puerto Viejo (PPV): 21 meses de la firma del acuerdo
- Duración del acuerdo: 20 años a partir la puesta en operación comercial de la Planta Pepillo Salcedo.
- WESMONT será responsable de la operación de las plantas y cubrirá todos los costos de operación y mantenimiento.
- La CDEEE será responsable del suministro de carbón hasta el puerto de descarga.
- La CDEEE será la responsable de la venta de la energía producida por las plantas en el MEM.
- CDEEE pagará a WESTMONT por concepto de O&M mensualmente:
 - Cantidad de energía mensual entregada al SEIN.
 - Tarifa: 1.80 centavos de US\$ por kWh entregado.
 - CDEE garantiza la compra del 50% de la energía capaz de producir por las plantas (compra mínima obligada = 2558 GWh/año) (50% \times 8760hs \times 584MW).

Nota: Se recomienda que en el Acuerdo de Compra de Energía a suscribir entre Westmont y la CDEEE se indique con precisión cual es la energía correspondiente a la compra garantizada de forma tal de que no existan dudas sobre cual es la energía capaz de producir por las plantas.

- Avance contra pago de O&M:
 - CDEEE entregará como adelanto como garantía de pago de la O&M la suma de 7 millones de US\$ mensuales durante 20 meses consecutivos totalizando un monto de 140 Millones de us\$.
 - El reembolso de dichos adelantos por parte de Westmont darán inicio un mes después de la puesta en operación comercial de la Planta Pepillo Salcedo.
 - La tasa de interés aplicada será del 8% anual.
 - El período de reembolso será de cinco años.
 - Los montos reembolsados se depositarán en un fondo de garantía.

Nota: Se recomienda que en el Acuerdo de Compra de Energía a suscribir entre Westmont y la CDEEE se indique que al término de los 5 años los fondos depositados por Westmont en la cuenta de garantía serán de plena disponibilidad por parte de la CDEEE.

- Impuestos:
 - WESTMONT pagará todos los impuestos y aranceles de acuerdo a las Leyes de la Republica Dominicana.
 - La Planta Pepillo Salcedo por instalarse en la Provincia de Montecristi podrá beneficiarse con exenciones fiscales y aduaneras de la Ley 28-01 sobre Desarrollo Fronterizo.

La CDEEE comercializará la producción de las plantas en el MEM de la Rep. Dominicana. Las plantas serán despachadas en competencia con el resto del parque de generación en función de sus respectivos costos variable de producción. En la presente evaluación se asume que la producción de las plantas es vendida en su totalidad en el mercado spot siendo remunerada por los conceptos de ventas de energía y de potencia de acuerdo con la reglamentación vigente en el MEM.

2. CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO

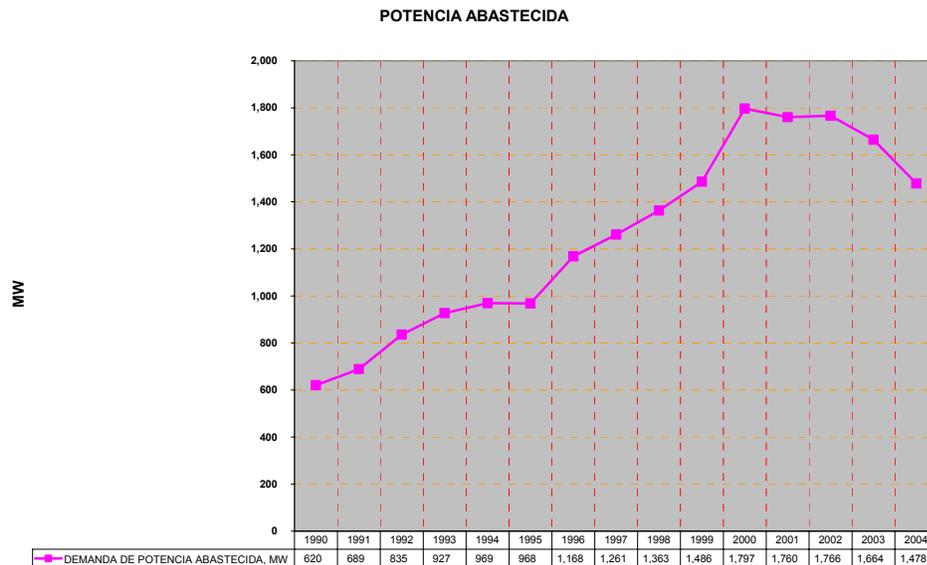
La Rep. Dominicana modificó el funcionamiento del sector eléctrico mediante la Ley de Electricidad de julio de 2001, la cual promovió reformas estableciendo un nuevo marco legal y regulatorio para dicho sector. Se crea un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) con participación privada y libre competencia donde se realizan intercambios de compra venta de energía por contratos y en el mercado spot.

La demanda histórica de energía y potencia se presentan en las Figuras I.1 y I.2 siguientes.

Figura I-1. Demanda de energía histórica



Figura I-2. Demanda de potencia histórica



Se observa un crecimiento constante de la demanda a excepción de los años 1995, 2001 y 2004. En particular en el último año la demanda se redujo debido a racionamiento motivado por los altos costos de la energía a que dio lugar el incremento registrado en el precio del petróleo. La potencia máxima no crece desde el año 2000 lo que demuestra que en horas de máxima demanda es donde se realiza principalmente el racionamiento antes comentado.

La capacidad instalada de generación se indica en el Cuadro I.1. siguiente. A diciembre de 2004 la capacidad es de 3326 MW de los cuales una parte importante corresponde a centrales térmicas eficientes (Ciclo Combinado a GLN, Motores de combustión interna a Fuel Oil). La hidroelectricidad participa sólo en el 15% de la potencia instalada de generación. En Anexo I se presenta un listado de las plantas de generación existentes y sus principales características técnicas.

Cuadro I.1. Capacidad Instalada de Generación

CAPACIDAD INSTALADA POR EMPRESA Y TIPO DE GENERACION (MW)
Actualizado a Diciembre del 2004

EMPRESA	TURBINAS A VAPOR	TURBINAS A GAS	CICLO COMBINADO	MOTORES FUEL-OIL	MOTORES GASOIL	HIDRO	TOTAL
EGE-HAINA	346.2	164.2		154.7			665.1
EGE-ITABO	260.0	172.5					432.5
EGE-HIDROELECTRICA						542.6	542.6
COMPLEJO METALURGICO DOMINICANO				42.0			42.0
LAESA					87.7		87.7
DOMINICAN POWER PARTNER		236.0					236.0
SEABOARD TRANSCONTINENTAL CAPITAL				115.0			115.0
SMITH & FINRON CORPORATION			185.0				185.0
COMPAÑIA ELECTRICA DE PUERTO PLATA				76.9			76.9
MAXON ENGINEERING					30.0		30.0
UNION FENOSA PALAMARA				107.0			107.0
UNION FENOSA LA VEGA				87.5			87.5
COMPAÑIA ELECTRICA SAN PEDRO DE MACORIX			300.0				300.0
MONTE RIO POWER CORPORATION				100.0			100.0
AES ANDRES							
SUB - TOTALES====>	606.2	572.7	804.0	683.1	117.7	542.6	319.0
TOTAL GENERAL====>							3326.2

Nota: No incluye a Falconbridge con capacidad instalada de 198 MW en turbinas a vapor.

Por otra parte existe una alta tasa de falla que produce una baja confiabilidad de suministro lo que obligó a la existencia de un importante volumen de generación distribuida (autoproducción) en consumos industriales y hoteleros.

Dada la alta dependencia del costo de generación de los combustibles líquidos y la suba en el precio que estos han experimentado en los últimos meses esto ha puesto en crisis al sector ya que el precio de la energía experimentó incrementos similares. El precio de la energía en el mercado spot se determina como el costo marginal de abastecer un incremento unitario de demanda, es decir es igual al costo variable de operación de la central menos eficiente convocada por el despacho económico de generación. Cuando la demanda no puede ser abastecida por insuficiente generación, el costo marginal refleja el costo de la energía no suplida, el cual es muy alto. Este problema para el año 2004 en particular dio lugar a racionamiento de energía de los segmentos de la demanda que no podía enfrentar los altos precios de la energía.

La red de transporte consiste en 940 km de líneas de 138kV, principalmente de circuito único, que van desde Santo Domingo al Norte, Este y Oeste. El estado general de la red es uno de los factores que afecta la calidad del suministro. El alto nivel de uso del sistema produce además sobrecostos de generación por imposibilidad de abastecer demanda con oferta eficiente.

En los ANEXOS I y II se presenta un detalle del parque de generación existente y de la red de transporte.

3. ESCENARIO DE EVALUACIÓN

En la presente evaluación se adopta como **CASO BASE** un escenario denominado de “**ESTRÉS**” en donde todas las variables que caracterizan a la operación futura del MEM toman valores tales que hagan más crítica la factibilidad del proyecto evaluado.

Si en tal escenario se demuestra que el proyecto es conveniente esto implica que en cualquier otro escenario “menos crítico” el proyecto será aún más conveniente.

En el **ANEXO XII** se presentan los resultados obtenidos para un escenario de sensibilidad respecto a la evolución a futuro de la demanda, precios de combustible y eficiencia de las plantas PPS y PPV.

3.1. ESCENARIO DE ESTRES - VARIABLES CRÍTICAS

Las variables críticas del escenario de simulación son

- Proyección de la demanda
- Precios de combustible

A continuación se indica las hipótesis asumidas para ambas variables en el escenario de simulación.

3.1.1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

Se adopta un escenario de proyección de la demanda del 6% a mediano plazo con un crecimiento del PBI del 4.7% (elasticidad Demanda/PBI = 1.27). Como valor inicial se adopta la demanda real registrada (generación inyectada a la red) en el año 2003, lo cual

significa que el escenario asumido no incluye un eventual crecimiento adicional de la demanda por efecto de recuperación de la energía no servida en años anteriores.

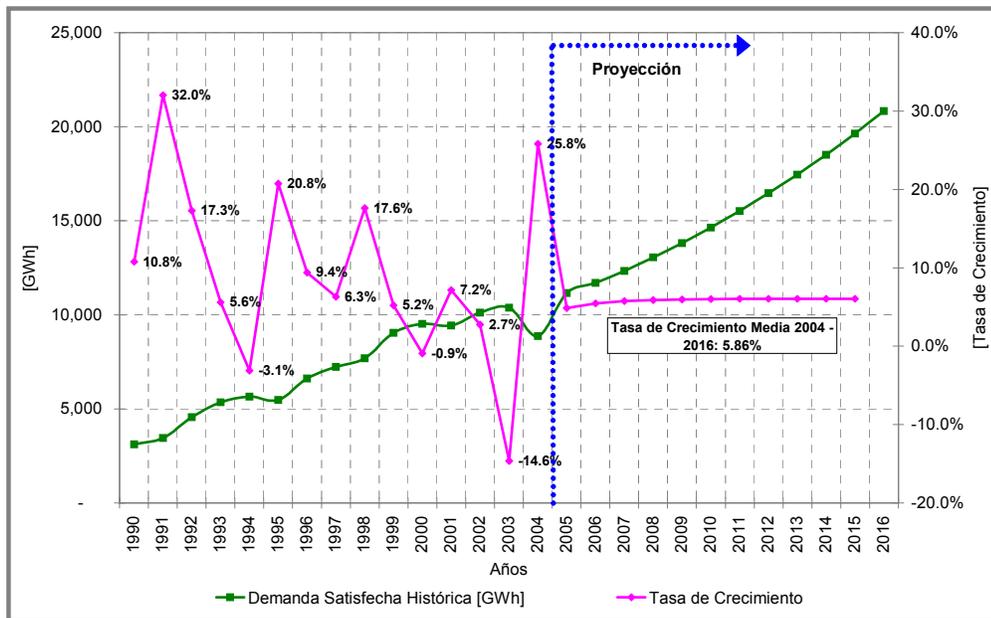
Un menor crecimiento de la demanda produce un retraso en las necesidades de nueva generación lo cual se considera la peor situación para la presente evaluación donde se evalúa instalar nueva generación en 2007.

La demanda proyectada para cada año se muestra en el Cuadro I.2 y Figura I.3. siguientes. Un detalle del procedimiento seguido para determinar la demanda se presenta en el Anexo IV.

Cuadro I.2. Demanda Proyectada de Energía Eléctrica

Años	Demanda Satisfecha Histórica [GWh]	Tasa de Crecimiento [%]
2003	10,386	3%
2004	8,867	-15%
2005	11,157	26%
2006	11,701	5%
2007	12,339	5%
2008	13,048	6%
2009	13,818	6%
2010	14,644	6%
2011	15,525	6%
2012	16,462	6%
2013	17,458	6%
2014	18,514	6%
2015	19,635	6%
2016	20,824	6%

Figura I.3 - Demanda Histórica y Proyectada de Energía Eléctrica



3.1.2. PRECIOS DE COMBUSTIBLE

Se adopta un escenario de precios de combustible compatible con los precios reales registrados en 2003 (WTI ~ 31 US\$/bbl). A futuro este escenario de precios se puede considerar como de “bajos precios” teniendo en cuenta que a la fecha el WTI supera los 50 US\$/bbl.

Un escenario de bajos precios tiende tres efectos adversos en relación con la conveniencia de las plantas PPS y PPV:

1. Menores precios de combustibles tienden a retrasar el plan de expansión de generación ya que los ahorros en término de menores costos de combustibles que resultan de una dada incorporación de nueva generación resultan menores y por lo tanto no compensan los mayores costos asociados a la inversión en dicha expansión.
2. Menores precios de combustible reducen el precio de la energía en el mercado spot y por lo tanto se reducen los ingresos del proyecto por venta de su producción.
3. Menores precios de combustible produce para la CDEEE el peor escenario para compensar eventuales costos fijos (componente TOP) resultantes de sus contratos de compra de energía / capacidad de otros generadores.

El Cuadro I.3 siguiente resume los precios adoptados para los combustibles.

Cuadro I.3. Precios y Poder calorífico de los Combustibles

Combustible	Central	Densidad [kg/litro]	Poder Calorífico ⁽¹⁾		Precio Combustible ⁽⁵⁾	
Gas Natural	AES		9300 ⁽²⁾	[kCal/m ³]	6.19	[US\$/MMBTU]
Gas Natural	Los Minas		9300	[kCal/m ³]	6.46	[US\$/MMBTU]
Carbón	Itabó		6652	[kCal/kg]	42.2	[US\$/tn]
Carbón	Barahona		6652	[kCal/kg]	52.8	[US\$/tn]
Carbón	PPS y PPV		4444 ⁽³⁾	[kCal/kg]	40.0 ⁽⁶⁾	[US\$/tn]
Carbón	Futuras		6950 ⁽⁴⁾	[kCal/kg]	38.0 ⁽⁷⁾	[US\$/tn]
Fuel Oil # 6		0.963	35240	[kCal/Gal]	64.83	[ctvs.US\$/Gal]
Fuel Oil # 6	Sultana del Este	0.963	35240	[kCal/Gal]	75.02	[ctvs.US\$/ Gal]
FO#6/FO#2 ⁽⁸⁾	Smith & Enron	0.907	34600	[kCal/Gal]	75.59	[ctvs.US\$/ Gal]
Fuel Oil # 2		0.852	33787	[kCal/Gal]	87.99	[ctvs.US\$/ Gal]

Notas³ :

- (1) Sobre la base de la información para la programación semanal año 2003.
- (2) Suministrada por la Fundación Bariloche. Ni AES ni loa Minas informan el PC del GN utilizado.
- (3) Datos suministrados por el borrador de Acuerdo de Conversión de Energía (ACE) entre WESTMONT POWER y CDEEE.
- (4) Asumido por la CNE, sobre la base de que este carbón será utilizado en plantas de alta eficiencia.
- (5) Sobre la base de la información para la programación semanal año 2003.
- (6) Precio del carbón a utilizar por PPS y PPV asumido por la CNE.
- (7) Carbón utilizado por las centrales futuras será un 10% más económico que el utilizado por Itabó.
- (8) La central Smith & Enron utiliza dos combustible en la siguiente proporción: 50.2% de FO#6 y 49.8% de FO#2.

³ Transcripción de las notas indicadas en el documento Plan Indicativo de Generación de la CNE de Abril 2005.

En el Cuadro I.4. siguiente se indican los costos variables de producción para los grupos generadores térmicos existentes considerando los costos y poderes caloríficos de los combustibles antes indicados conjuntamente con las eficiencias y costos variables de operación y mantenimientos consideradas por la CNE en su documento “Plan Indicativo de Generación”.

Cuadro I-4. Costos Variables de Producción Plantas Existentes

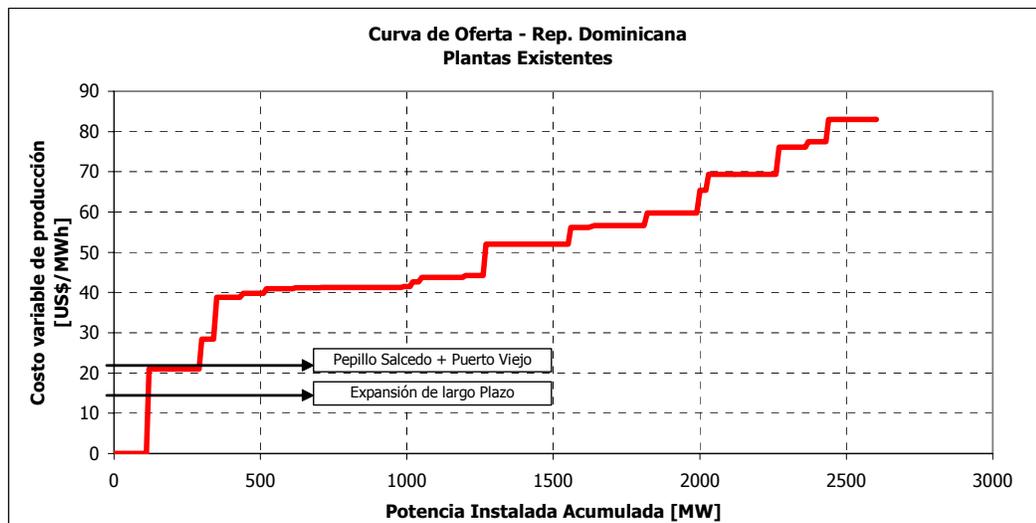
UNIDAD	Potencia	Tipo	Eficiencia			Costos variables		
						Combustible	O & M	Total
						US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh
AES ANDRÉS	281.30	CC	54%	6.348	[MMBTU/MWh]	39.30	2.0	41.30
ARROYO BARRIL	5.82	TG	30%	84.845	[Gal/MWh]	74.66	2.8	77.43
BARAHONA CARBON	42.10	TV	28%	0.462	[tn/MWh]	24.39	4.0	28.39
CEPP 1	16.17	MD	37%	65.200	[Gal/MWh]	42.26	2.0	44.26
CEPP 2	49.00	MD	37%	65.200	[Gal/MWh]	42.26	2.0	44.26
CESPM 1	96.27	CC	45%	56.563	[Gal/MWh]	49.77	2.2	51.97
CESPM 2	98.40	CC	45%	56.563	[Gal/MWh]	49.77	2.2	51.97
CESPM 3	99.90	CC	45%	56.563	[Gal/MWh]	49.77	2.2	51.97
ESTRELLA DEL MAR	72.38	MD	42%	58.272	[Gal/MWh]	37.77	2.0	39.77
ESTRELLA DEL NORTE	37.14	MD	39%	62.736	[Gal/MWh]	40.67	2.0	42.67
FALCON 1	2.20	TV	29%	84.620	[Gal/MWh]	54.85	1.6	56.42
FALCON 2	2.20	TV	29%	84.620	[Gal/MWh]	54.85	1.57	56.42
FALCON 3	2.20	TV	29%	84.620	[Gal/MWh]	54.85	1.57	56.42
HAINA 1	46.30	TV	27%	89.854	[Gal/MWh]	58.25	1.57	59.82
HAINA 2	47.50	TV	27%	89.854	[Gal/MWh]	58.25	1.57	59.82
HAINA 4	67.68	TV	29%	84.153	[Gal/MWh]	54.55	1.57	56.12
HAINA TG	99.81	TG	30%	83.591	[Gal/MWh]	73.55	2.53	76.08
HIGUAMO 1	34.12	TG	28%	92.524	[Gal/MWh]	81.42	1.60	83.02
HIGUAMO 2	34.02	TG	28%	92.524	[Gal/MWh]	81.42	1.60	83.02
ITABO 1	90.00	TV	32%	0.404	[tn/MWh]	17.03	4.00	21.03
ITABO 1 TG	33.95	TG	28%	92.524	[Gal/MWh]	81.42	1.60	83.02
ITABO 2	116.99	TV	32%	0.404	[tn/MWh]	17.03	4.00	21.03
ITABO 2 TG	34.02	TG	28%	92.524	[Gal/MWh]	81.42	1.60	83.02
ITABO 3 TG	34.16	TG	28%	92.524	[Gal/MWh]	81.42	1.60	83.02
LA ISABELA	1.50	TG	30%	84.845	[Gal/MWh]	74.66	2.77	77.43
LA VEGA	87.55	MD	40%	60.452	[Gal/MWh]	39.19	2.00	41.19
LOS MINA 5	118.00	TG	33%	10.494	[MMBTU/MWh]	67.82	1.50	69.32
LOS MINA 6	118.00	TG	33%	10.494	[MMBTU/MWh]	67.82	1.50	69.32
MANZANILLO 3	1.22	MD	37%	66.551	[Gal/MWh]	43.14	2.00	45.14
MAXON	28.98	TG	36%	71.318	[Gal/MWh]	62.76	2.69	65.45
METALDOM	30.00	MD	40%	60.980	[Gal/MWh]	39.52	2.00	41.52
MONTE RIO	96.60	MD	43%	56.754	[Gal/MWh]	36.79	2.00	38.79
MONTECRISTI	7.76	TG	30%	84.845	[Gal/MWh]	74.66	2.77	77.43
OVIEDO	0.80	TG	30%	84.845	[Gal/MWh]	74.66	2.77	77.43
PALAMARA	102.50	MD	41%	60.050	[Gal/MWh]	38.93	2.00	40.93
PIMENTEL	49.84	TG	30%	84.845	[Gal/MWh]	74.66	2.77	77.43
PUERTO PLATA 1	23.50	TV	27%	89.854	[Gal/MWh]	58.25	1.57	59.82
PUERTO PLATA 2	37.83	TV	27%	89.854	[Gal/MWh]	58.25	1.57	59.82
SABANA GRANDE DE BOYA	1.50	TG	30%	84.845	[Gal/MWh]	74.66	2.77	77.43
SAN PEDRO VAPOR	31.35	TV	27%	89.854	[Gal/MWh]	58.25	1.57	59.82
SMITH	179.25	CC	35%	71.159	[Gal/MWh]	53.79	2.77	56.56
SULTANA DEL ESTE	148.59	MD	44%	55.718	[Gal/MWh]	41.80	2.00	43.80
YAMASA	3.00	TG	30%	84.845	[Gal/MWh]	74.66	2.77	77.43

Teniendo en cuenta los valores indicados de Costos Variables de Producción (CVP) del parque de generación existente la Figura I-4. siguiente presenta los Costos Marginales de producción en función del requerimiento de generación considerando el orden de mérito para el despacho económico. En la misma figura se indica la posición relativa de las plantas PPS y PPV y de expansión de largo plazo en el orden de mérito para las que se ha asumido el costo variable de producción indicado en el Cuadro I.5. siguiente.

Cuadro I.5 Costos Variables de Producción Plantas Futuras

Planta		Pepillo Salcedo	Puerto Viejo	Expansión Futura
Potencia	[MW]	600	600	350
Tipo		TV	TV	TV
Combustible				
Tipo		Carbón	Carbón	Carbón
PC	[kCal/kg]	4444	4444	6950
Costo	[US\$/tn]	40.0	40.0	37.9
Eficiencia				
	[%]	43%	43%	43%
	[tn/MWh]	0.450	0.450	0.288
Costos variables				
Combustible	[US\$/MWh]	18.00	18.00	10.92
O&M	[US\$/MWh]	3.10	3.10	3.10
Total	[US\$/MWh]	21.10	21.10	14.02

Figura I-4. Costos Marginales de producción



Notas:

- 1) Para la generación hidráulica se asume una potencia media de 120 MW y un costo variable igual a 0.0 us\$/MWh.
- 2) A los fines de la presente figura, el orden de mérito no considera Factores de Nodo.

3.2. INCORPORACIÓN DE NUEVO EQUIPAMIENTO DE GENERACIÓN.

Se plantean dos alternativas

- **Alt. #1:** Plan de Expansión de referencia
- **Alt. #2:** Plan de Expansión modificado por adelanto en la fechas de puesta en operación de las plantas PPS y PPV.

Nota: La simulación realizada no incluye proyectos de generación que estuviesen siendo desarrollados por inversores privados dado que no fue suministrada información en tal sentido.

A continuación se detallan ambas alternativas

3.2.1. PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA

En las condiciones actuales de abastecimiento de la República Dominicana lograr a mediano y largo plazo un mínimo costo de abastecimiento con una adecuada calidad de servicio debería ser un objetivo sectorial. A tal efecto se debería promover la ejecución de un **Plan de Expansión** del parque de generación y transporte que permita mejorar el abastecimiento actual y cubrir el crecimiento de la demanda prevista, seleccionando la alternativa tecnológica de expansión del parque de generación más conveniente así como la expansión de la red de transporte requerida para que la generación disponible pueda abastecer la demanda con una adecuada calidad evitando que restricciones de transporte (en estado normal o por contingencias) produzcan que una parte de la demanda no pueda ser abastecida o que se requiera el despacho de generación no eficiente.

La solución de mínimo costo requiere la selección de un conjunto de alternativas de inversión que permita cumplir con el objetivo antes indicado.

El Plan de Expansión óptimo de generación surge como resultado de un proceso de optimización que tiene como función objetivo minimizar el costo de abastecimiento del mercado el cual es suma de los costos de inversión, más operación, más el de la energía no suministrada.

$$\text{Min } Z = \text{Min (Costo de Inversión + Costo de Operación + Costo de la ENS)}$$

Donde

$$Z \text{ (MMUS\$)} = \text{Costo Total}$$

El costo de inversión queda definido por el costo de inversión en generación, el cual es función de la tecnología utilizada para la expansión del parque de generación.

El costo de operación resulta de la agregación del costo incurrido en combustible para la generación térmica más los costos incurridos en operación y mantenimiento de las centrales más el costo de las pérdidas en el sistema de transporte, siendo todos estos costos función del despacho económico de generación.

El costo de la ENS resulta de valorizar la energía no suministrada en el periodo evaluado al costo unitario reconocido para la misma (210 us\$/MWh).

La CNE actualizó en abril de 2005 un estudio para determinar el Plan de Expansión óptimo de generación el cual se presenta en el documento “**PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO. PERIODO DE**

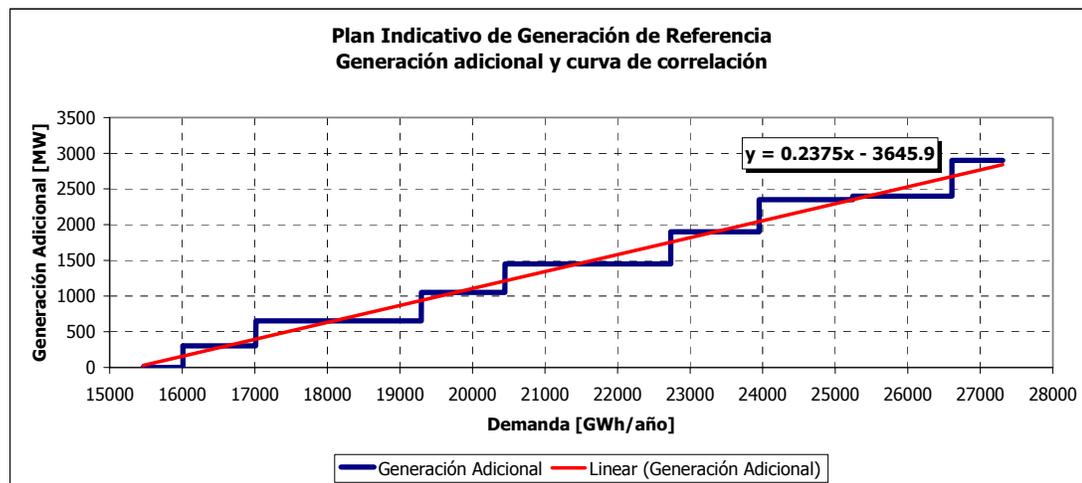
ESTUDIO 2006-2018. AJUSTE ANUAL, AÑO 2003”. Dicho plan establece la adición requerida de nueva capacidad de generación en función del crecimiento esperado de la demanda. El Plan de Expansión resultante se muestra en el Cuadro I.6. siguiente:

**Cuadro I.6. Proyección de demanda y Plan de Expansión
Plan Indicativo de Generación de Referencia**

Año	Demanda Proyectada [GWh]	Potencia Adicionada	
		Instalada [MW]	Acumulada [MW]
2006	15460		
2007	16557	300	300
2008	17470	350	650
2009	18726		650
2010	19864	400	1050
2011	21029	400	1450
2012	22143		1450
2013	23324	450	1900
2014	24577	450	2350
2015	25907	50	2400
2016	27309	500	2900

La adición de nueva capacidad de generación resulta proporcional a demanda a abastecer de forma tal de mantener un adecuado nivel de reserva en el sistema. La Figura I. 5 siguiente muestra la correlación existente entre la capacidad total de generación de las nuevas centrales y la demanda de energía pronosticada para cada año.

Figura I.5. Generación adicional y curva de correlación



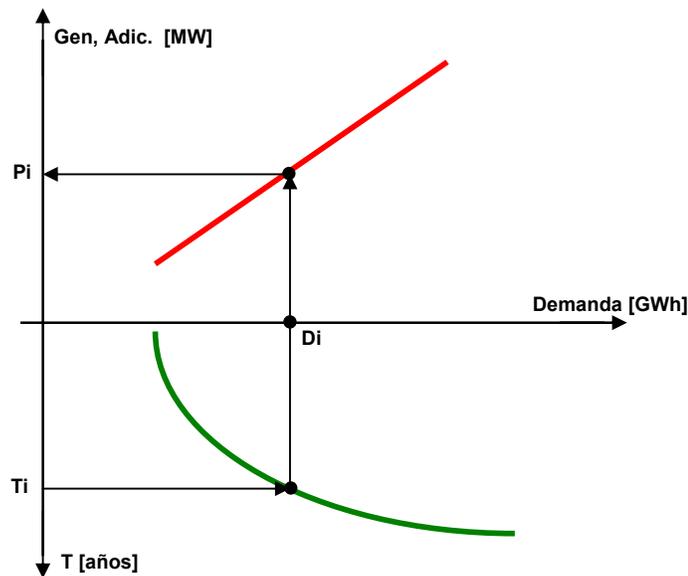
El escenario evaluado asume un crecimiento menor de la demanda respecto a los valores asumidos en el Plan de Expansión realizado por la CNE. A modo de ejemplo, la demanda pronosticada por la CNE en el año 2015 es de 25907 GWh mientras que en la presente evaluación la demanda pronosticada para dicho año es de 19635 GWh.

Correspondientemente, para abastecer la menor demanda es necesario retrasar el plan de incorporación de nueva generación de forma tal de mantener el margen de reserva resultante

en el Plan de Expansión óptimo.

El proceso utilizado para corregir el Plan de Expansión para tener en cuenta la menor demanda se muestra en la Figura I.6 siguiente. La curva roja representa la correlación existente entre nueva capacidad de generación y demanda abastecida que surge del Plan de Expansión óptimo (**Figura I.5.**). La curva verde representa la proyección de la demanda asumida en el presente estudio. Para un año T_i cualquiera, se proyecta una demanda D_i lo cual hace necesaria la adición de de capacidad adicional de generación por un total P_i (acumulado).

Figura I.6. Cálculo del Plan de Expansión de referencia

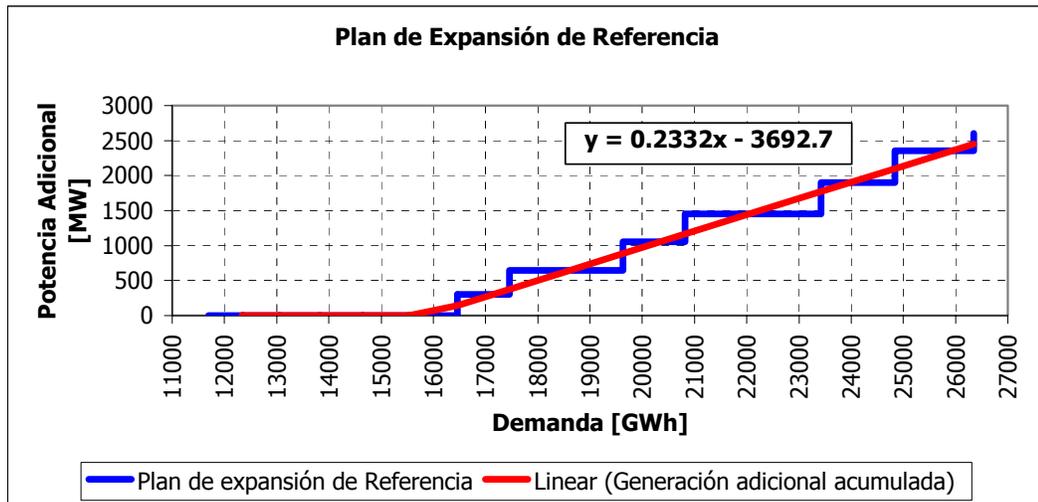


El Plan de Expansión óptimo resultante y demanda futura pronosticada se presenta en el Cuadro I.7 y Figura I.7. siguientes. Se observa que la menor demanda pronosticada da como resultado que se incorpore nueva capacidad de generación recién en el año 2012.

Cuadro I.7. Plan de Expansión Óptimo

Año	Demanda	Plan de Referencia	
	Proyectada [GWh]	Instalada [MW]	Acumulada [MW]
2005	11157		0
2006	11701		0
2007	12339		0
2008	13048		0
2009	13818		0
2010	14644		0
2011	15525		0
2012	16462	300	300
2013	17458	350	650
2014	18514	0	650
2015	19635	400	1050
2016	20824	400	1450
2017	22085	0	1450
2018	23423	450	1900
2019	24841	450	2350
2020	26346	250	2600

Figura I.7.: Plan de Expansión de Referencia



En todo lo que sigue serán utilizados los resultados del Plan de Expansión óptimo como una referencia de comparación para determinar la conveniencia de instalar las plantas de carbón evaluadas.

3.2.2. PLAN DE EXPANSIÓN MODIFICADO

Este plan de expansión considera el adelanto de la incorporación de las centrales de Pepillo Salcedo y Puerto Viejo al año 2007 y 2008 respectivamente. Si bien cada planta tiene una capacidad neta de 584 MW se limita la inyección de las mismas para que en ningún estado operativo el sistema opere en forma insegura. Tal como resulta de los estudios de operación del sistema de potencia realizados como parte del presente trabajo (ver ANEXO V), cumplir

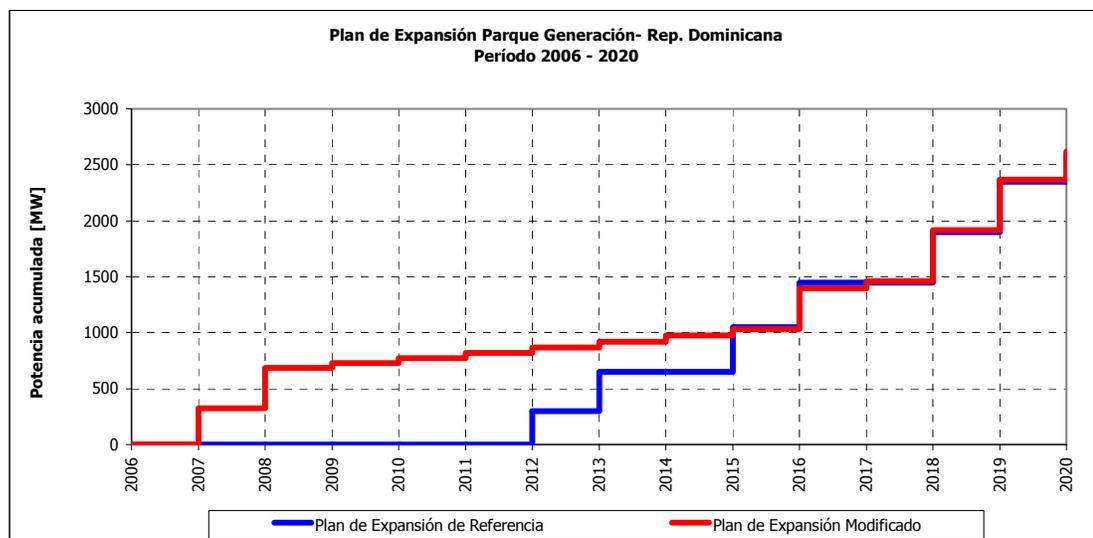
con este requisito significa que la potencia efectiva despachada de las plantas PPS y PPV no pueda exceder el 25% de la demanda [MW] existente durante las horas de mínima demanda. Se considerado además que la producción anual de las plantas debe ser como mínimo la componente TOP prevista en el acuerdo entre Westmont y la CDEEE, es decir las plantas tienen una producción mínima anual de 2560 GWh (=50% \times 584 \times 8.76).

El Cuadro I.8 y Figura I.8. siguientes indican el Plan de Expansión modificado asumido en la presente evaluación. Se observa que el Plan de Expansión óptimo y el modificado convergen en el año 2016.

Cuadro I.8.: Plan de Expansión Modificado

Año	Demanda [GWh]	Expansión			Expansión Acumulada			
		PPS [MW]	PPV [MW]	Futuras [MW]	PPS [MW]	PPV [MW]	Futuras [MW]	Total [MW]
2005	11157							0
2006	11701							0
2007	12339	325			325			325
2008	13048	19	343		343	343		687
2009	13818	20	20		364	364		728
2010	14644	22	22		386	386		771
2011	15525	23	23		409	409		817
2012	16462	25	25		433	433		867
2013	17458	26	26		460	460		919
2014	18514	28	28		487	487		975
2015	19635	30	30		517	517		1034
2016	20824	31	31	300	548	548	300	1396
2017	22085	33	33		581	581	300	1463
2018	23423	3	3	450	584	584	750	1918
2019	24841			450	584	584	1200	2368
2020	26346			250	584	584	1450	2618

Figura I.8. Plan de Expansión de Referencia y Modificado



3.3. OTRAS CONSIDERACIONES.

3.3.1. REPRESENTACIÓN DE LA CURVA DE CARGA

La demanda pronosticada para cada año de energía y potencia fue distribuida a nivel mensual de acuerdo con las proporciones resultantes de datos históricos disponibles. El Cuadro I.9. siguiente indica los porcentajes asumidos para cada mes.

Cuadro I.9. Bloques de demanda

Coeficiente de distribución mensual de la energía											
Ene	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
7.76%	8.04%	8.41%	8.11%	8.50%	8.35%	8.47%	8.71%	8.60%	8.38%	8.54%	8.15%

La demanda mensual resultante fue luego representada como una monótona de carga de cuatro bloques con la duración y porcentaje de carga indicado en el Cuadro I.10. siguiente.

Cuadro I.10. Distribución de la demanda por bandas.

Coeficiente de distribución		
Banda	Duración	Energía
1	5.4%	6.8%
2	10.7%	12.9%
3	47.0%	49.3%
4	36.9%	31.1%

3.3.2. REPRESENTACIÓN DE LAS PLANTAS HIDRÁULICAS

Las plantas hidráulicas fueron representadas como plantas filo de agua con una potencia igual a la potencia efectiva disponible. Fueron simuladas un total de cinco crónicas hidráulicas lo cual permite reproducir la producción hidráulica total histórica (últimos cinco años).

3.3.3. REPRESENTACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE

La red de transporte fue representada en forma simplificada considerando los circuitos de 138 kV y 345 kV.

3.3.4. TASA DE CAMBIO

La proyección se realiza a moneda constante de Mayo de 2005, es decir no incluye inflación.

3.3.5. COSTOS POR ADECUACIÓN DE PUERTOS

La presente evaluación asume que no se requieren inversiones adicionales por parte de la CDEEE en adecuación de puertos para la descarga del carbón requerido por las plantas PPS y PPV. Dicho criterio resulta de información suministrada al respecto por parte de la CNE.

Nota: Se recomienda que en el Acuerdo de Compra de Energía a suscribir entre Westmont y la CDEEE se defina que las inversión adicionales requeridas para la adecuación de los puertos para la descarga del carbón requerido por las plantas PPS y PPV estará a cargo de Westmont.

4. MODELO DE SIMULACIÓN

La determinación del despacho económico de generación y el cálculo de los precios de la energía resultantes en el mercado spot de la República Dominicana para las hipótesis asumidas en el escenario de simulación se realizó utilizando el modelo de despacho hidrotérmico SDDP versión 7.52, desarrollado por PSR Inc. (Río de Janeiro, Brasil).

Dicho modelo realiza el despacho hidrotérmico de generación que abastece la demanda a mínimo costo dentro de las restricciones propias del parque de generación y de la red de transporte. El modelo simula diferentes condiciones hidrológicas (5 crónicas) en los afluentes a las centrales hidráulicas siguiendo las producciones históricas (2000-2004). La demanda se simula en bloques representativos de las horas en donde ocurren demandas máximas, medias y bajas.

El periodo evaluado comprende los años 2006 a 2020. Más allá de este periodo se asume que el mercado se encuentra adaptado, es decir se incorpora nueva generación siguiendo el crecimiento de la demanda; correspondientemente los precios de la energía en el MEM se mantienen en promedio invariantes.

Como resultado se obtiene para cada mes del periodo evaluado, cada una de las crónicas hidrológicas consideradas y cada uno de los bloques de demanda:

- ◆ Producción de cada una de las plantas de generación
- ◆ Precio de la energía en el mercado spot
- ◆ Ingresos por venta de energía.
- ◆ Consumo de combustible

Dichos resultados son luego procesados por otras herramientas de cálculo en función de los estudios a realizar.

5. RESULTADOS OBTENIDOS

Teniendo como referencia los escenarios de simulación antes indicados a continuación se presentan los resultados obtenidos en relación con:

- **Mercado Eléctrico Mayorista:** Se presentan los valores resultante de Precios de la energía y del despacho del Parque de generación
- **Evaluación desde el punto de vista sectorial.** Para ambas alternativas de expansión del parque de generación.
 1. Se realiza una comparación del costo total del sistema (inversión + operación)
 2. Se realiza una comparación de indicadores de calidad de servicio (ENS)
- **Evaluación del proyecto como “merchant plant”.** Se realiza una evaluación económica del proyecto considerando que las plantas PPS y PPV venden toda su producción en el mercado spot del MEM.

- **Evaluación desde la óptica de CDEEE.** Se realiza una evaluación del impacto del proyecto en la CDEEE determinando para cada alternativa de expansión su resultado neto en el mercado mayorista.

5.1. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

5.1.1. PRECIO DE LA ENERGÍA

Los Cuadros I.11a y I.11b y **Figura I.9** siguientes muestran la evolución a futuro resultante para los precios de la energía en el mercado spot del MEM para ambas alternativas de expansión del parque de generación.

Dichos valores se corresponden al promedio de los valores obtenidos para cada crónica hidrológica ponderados por la duración de cada bloque de demanda. La Figura I.9. incluye (trazo grueso) precios medios móviles anuales.

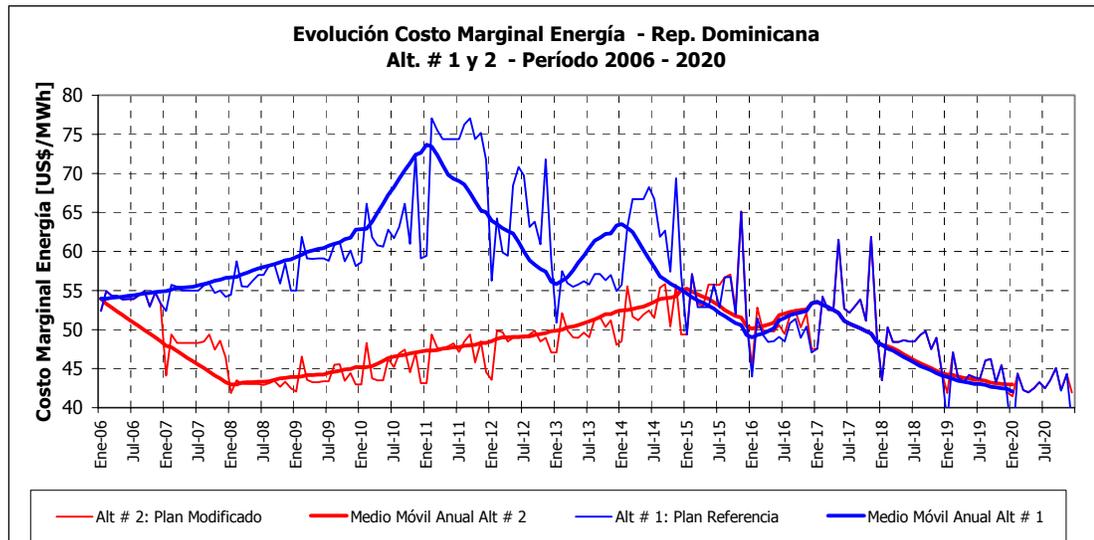
**Cuadro I.11a. Costo marginal de Energía media Anual
Alternativa # 1: Plan referencial**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Banda 1	60.29	67.24	69.88	76.44	96.48	236.09	138.69	79.18	166.51	94.03	73.39	110.39	76.90	70.56	70.23
Banda 2	54.70	55.68	57.05	59.69	63.46	67.82	62.06	56.65	60.22	55.57	51.21	54.61	49.77	44.17	42.60
Banda 3	54.70	55.68	57.05	59.68	63.40	67.82	62.00	56.51	60.20	55.57	50.95	54.54	49.61	44.11	42.58
Banda 4	51.96	51.96	54.25	56.11	57.06	59.27	56.11	51.32	53.75	47.39	42.29	43.65	41.27	39.69	37.20
Promedio	53.99	54.93	56.70	59.26	62.84	73.68	63.94	55.82	63.52	54.61	48.98	53.52	48.01	43.90	42.08

**Cuadro I.11b. Costo marginal de Energía media Anual
Alternativa # 2: Plan Modificado**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Banda 1	60.29	56.83	52.31	55.92	56.83	59.55	63.45	69.88	75.09	94.50	76.90	110.39	76.90	70.56	70.23
Banda 2	54.70	49.69	43.14	44.48	46.25	49.18	50.33	52.13	54.13	55.80	52.22	54.61	49.77	44.17	42.60
Banda 3	54.70	49.69	43.14	44.48	46.20	49.16	50.32	51.85	54.13	55.73	52.09	54.54	49.61	44.11	42.58
Banda 4	51.96	43.86	41.30	41.35	41.96	42.61	43.51	43.71	46.54	48.68	43.11	43.65	41.27	40.58	39.55
Promedio	53.99	47.92	42.95	43.94	45.21	47.30	48.51	49.84	52.45	55.21	50.12	53.52	48.01	44.23	42.94

Figura I.9. : Evolución precio medio mensual de la energía.



Se observa que la instalación de las plantas PPS y PPV en 2007-2008 produce una reducción significativa de los precios de la energía en el mercado spot del MEM. Dicha reducción se atenúa con el paso del tiempo a medida que crece la demanda hasta que en el año 2015 los precios resultan idénticos.

Para ambas alternativas de expansión del parque de generación el precio de la energía en el mercado spot en el largo plazo converge a un valor en el entorno de los 40 a 45 us\$/MWh. Dicho precio debería permitir el desarrollo sostenido del parque de generación conforme crece la demanda en el largo plazo.

El Cuadro I.12. siguiente muestra las condiciones para las cuales un proyecto de generación a carbón obtendría una renta del 12% (100% Equity) para un precio de la energía de 42 us\$/MWh. Se requiere costos de inversión en el orden de los 1200 us\$/kW y costos de combustible de 40 us\$/Tn.

Cuadro I.12: Evaluación de la rentabilidad de un proyecto a carbón

EL SALVADOR POWER MARKET LONG TERM MARGINAL COST (LTMC)			Technology : Steam Turbine 600 MW / Coal	
Investment Cost (for Base Year)			Technical Characteristics	
FOB	1282.5	USD/kW	Technology used for Expansion	Steam Turbine
Other Costs	0.0	%	Gross Capacity	600.0 MW
Total Investment Cost	769.5	MUSD	Fuel consumption	43%
Years under construction	2	yrs.(1 or 2)		2000 kCal/MWh
% Investment Year1/Total	100	%		0.288 Tn/MWh
Capital			Internal consumption	2.0 %
Equity	100.0	%	Degradation	1.25 % first year
Loan	0.0	%		0.55 % 2nd to 6th year
Loan Rate	9.0	%	Usefull life	20 years
Period	10	years	Average Scheduled Mainten.	11 days/year
Intercalar Interest Rate	12.0	%	FOR	2.0 %
US Inflation ?			Total Availability	95.0 %
	NO	YES/NO	Location factor	100.0 %
Project Year #1 =>	2004		Initial available net capacity	558.6 MW
Base Year =>	2002		Hrs. available to dispatch	8322 hs/year
#Years (available Projection Data)	25	MAX.60	Expected Dispatch	8322 hs/year
If constant, expected annual rate =>	0.0	%	dispatched / available hrs =>	100.0 %
Taxes			Fuel supply constrains	0.0 days/year
VAT	10.0	%	Expected Energy sold	4810.4 GWh/year
Profits tax	25.0	%	Firm/Net capacity (1)	40.0 %
	15	years	Initial firm capacity	230.5 MW
Forecasted Fuel Cost at plant location			Values in 2002 US Dollars	
Coal	40.00	USD/Tn	Long Term Energy Price	42.20 [USD/MWh]
LHV of Coal	6950	MCal/Tn	Long Term Capacity Price	7.19 [USD/kW-month]
(for Base Year)	11.511	USD/MWh		4.06 [USD/MWh]
Unit	Tn		Monomic Price	46.26 [USD/MWh]
Fuel LHV	[Tn/kWh]	USD/Tn	IRR (ROI)	
FUEL CONSUMPTION	[10^6 Tn]		12.00%	
Other Costs			ROE	
Transmission cost (var)	1.3	USD/MWh	12.0%	
% affected by US Inflation	0.0	%		
O & M (variable + fixed)	3.1	USD/MWh		
% affected by US Inflation	0.0	%		
Administration	0.0	USD/MWh		
% affected by US Inflation	0.0	%		
Nodal Factor (transmission losses)	1.00			

Teniendo en cuenta que los precios de la energía en el mercado spot del MEM resultan para la Alternativa #1 en general mayores al costo de desarrollo de nueva generación, se concluye que, al menos desde la óptica del mercado mayorista, existe una situación de sub-oferta de generación. En la Alternativa #2 en cambio los precios de la energía se ubican en todo el periodo evaluado próximos al valor estimado que hace posible la expansión del parque de

generación lo cual significa que en ningún momento la adición de las plantas de PPS y PPV produce una des-adaptación del mercado en términos económicos por sobre oferta de generación.

5.1.2. BALANCE DE ENERGÍA

En los Cuadros I.13. a, b siguientes se indican, para cada alternativa de expansión del parque de generación, los resultados obtenidos de la simulación en relación con:

- Producción anual media por tipo de central y combustible utilizado.
- Costo de producción medio anual (combustible más OyM).

Por su parte, el Cuadros I.14. compara la producción de cada grupo de plantas para ambas alternativas (Alternativa #2 / Alternativa #1) lo que permite ver el impacto de la inclusión de las plantas PPS y PPV sobre el despacho de las restantes plantas que operan en el MEM de la Rep. Dominicana.

**Cuadro I.13a . Balance de Energía y Costo Térmico
Alternativa # 1. Plan de Expansión de Referencia**

Alternativa # 1	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Demanda	11701	12339	13048	13818	14644	15526	16464	17458	18514	19633	20826	22087	23422	24843	26348
E.N.S.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	32.3	4.5	0.0	14.8	0.1	0.0	4.1	0.0	0.0	0.0
Gen. Hidraulica	1056														
CC Liq.	1718	2202	2676	2979	3300	3487	3037	2247	2770	1616	838	1380	614	216	191
CC GN	2095	2095	2095	2095	2095	2095	2095	2095	2095	2095	2021	2080	1716	1158	1045
TV Liq.	204	337	516	907	1207	1463	1093	429	832	332	134	270	108	104	104
TV Car.	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1847	1835
TG Liq.	1	10	13	56	163	252	165	73	160	86	27	117	49	16	16
TG GN	0	11	64	97	195	512	153	94	119	94	88	94	92	58	57
Motores	4774	4774	4774	4774	4774	4774	4774	4774	4774	4681	4011	4435	3784	2890	2344
Pepillo Salcedo	0	0	0	0	0	0	2234	2606	2606	2978	3351	3351	3723	4095	4348
Pto. Viejo	0	0	0	0	0	0	0	2234	2234	2978	3351	3351	3723	4095	4317
Futuras Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1862	4095	4095	6701	9307	11035
Gen. Térmica	10646	11283	11992	12763	13588	14438	15404	16403	17443	18578	19771	21027	22366	23787	25292
CMG	54.0	54.9	56.7	59.3	62.8	73.7	63.9	55.8	63.5	54.6	49.0	53.5	48.0	43.9	42.1
Costo Térmico [10^6 US\$]															
CC Liq.	89.83	115.82	141.62	158.46	176.55	187.15	161.75	119.08	147.14	85.38	43.89	72.74	32.25	11.55	10.23
CC GN	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	83.45	85.93	70.86	47.82	43.15
TV Liq.	11.61	19.17	29.50	52.39	70.21	85.49	63.47	24.61	48.32	19.00	7.82	15.42	6.36	6.12	6.12
TV Car.	41.31	41.31	41.31	41.31	41.31	41.31	41.31	41.31	41.31	41.31	41.31	41.31	41.31	41.09	40.76
TG Liq.	0.04	0.65	0.83	4.00	11.92	18.53	12.40	5.51	12.30	6.56	1.96	9.05	3.64	1.09	1.12
TG GN	0.00	0.79	4.46	6.73	13.50	35.49	10.58	6.53	8.27	6.53	6.07	6.53	6.41	4.05	3.98
Motores	198.84	198.84	198.84	198.84	198.84	198.84	198.84	198.66	198.84	194.74	165.50	183.94	155.74	117.79	95.16
Pepillo Salcedo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	48.38	56.17	55.88	63.52	71.05	70.59	78.26	85.99	91.18
Pto. Viejo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	48.14	47.90	63.52	71.05	70.59	78.26	85.99	90.51
Futuras Carbón	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	26.69	58.73	58.73	96.10	133.47	158.24
Gen. Térmica	428.1	463.1	503.1	548.2	598.8	653.3	623.2	586.5	646.5	593.8	550.8	614.8	569.2	534.9	540.5
CC Liq.	52.29	52.59	52.92	53.19	53.50	53.66	53.26	52.99	53.12	52.82	52.36	52.72	52.49	53.48	53.68
CC GN	41.30	41.30	41.30	41.30	41.30	41.30	41.30	41.30	41.30	41.30	41.30	41.30	41.30	41.30	41.30
TV Liq.	56.92	56.97	57.21	57.73	58.15	58.43	58.08	57.38	58.11	57.13	58.17	57.20	58.66	58.77	58.77
TV Car.	22.27	22.27	22.27	22.27	22.27	22.27	22.27	22.27	22.27	22.27	22.27	22.27	22.27	22.25	22.21
TG Liq.	65.45	65.45	66.27	71.80	73.29	73.53	75.38	75.40	77.12	76.13	71.83	77.62	74.33	68.43	68.70
TG GN		69.32	69.32	69.32	69.32	69.32	69.32	69.32	69.32	69.32	69.32	69.32	69.32	69.32	69.32
Motores	41.65	41.65	41.65	41.65	41.65	41.65	41.65	41.65	41.65	41.60	41.26	41.48	41.16	40.76	40.61
Pepillo Salcedo							21.66	21.55	21.44	21.33	21.20	21.07	21.02	21.00	20.97
Pto. Viejo								21.55	21.44	21.33	21.20	21.07	21.02	21.00	20.97
Futuras Carbón										14.34	14.34	14.34	14.34	14.34	14.34
Gen. Térmica	40.22	41.04	41.95	42.96	44.07	45.25	40.46	35.76	37.06	31.96	27.86	29.24	25.45	22.49	21.37

**Cuadro I.13a . Balance de Energía y Costo Térmico
Alternativa # 2. Plan de Expansión modificado**

Alternativa # 2	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Demanda	11701	12339	13048	13818	14644	15526	16464	17458	18514	19633	20826	22087	23422	24843	26348
E.N.S.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0	4.1	0.0	0.0	0.0
Gen. Hidráulica	1056														
CC Liq.	1718	519	95	141	246	450	721	987	1305	1688	1053	1380	614	216	191
CC GN	2095	2095	1708	1874	2001	2060	2082	2093	2095	2095	2065	2080	1716	1158	1045
TV Liq.	204	30	2	18	31	52	99	150	237	352	171	270	108	104	104
TV Car.	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855
TG Liq.	1	0	0	0	0	0	4	12	30	92	50	117	49	16	16
TG GN	0	0	0	0	0	0	6	47	91	94	93	94	92	58	57
Motores	4774	4365	3225	3454	3708	3962	4194	4408	4593	4703	4223	4435	3784	2913	2437
Pepillo Salcedo	0	2420	2554	2710	2874	3045	3224	3425	3626	3850	4080	4348	4348	4342	4348
Pto. Viejo	0	0	2554	2710	2874	3045	3224	3425	3626	3850	4080	4348	4348	4342	4203
Futuras Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2100	2100	2100	5450	8801	11035
Gen. Térmica	10646	11283	11992	12763	13589	14470	15409	16402	17458	18577	19771	21027	22366	23787	25292
CMG	54.0	47.9	42.9	43.9	45.2	47.3	48.5	49.8	52.4	55.2	50.1	53.5	48.0	44.2	42.9

Costo Térmico [10^6 US\$]

CC Liq.	89.83	27.13	4.92	7.34	12.97	23.69	37.79	51.64	68.51	89.23	55.20	72.74	32.25	11.55	10.23
CC GN	86.51	86.51	70.54	77.40	82.63	85.10	85.98	86.45	86.51	86.51	85.29	85.93	70.86	47.82	43.15
TV Liq.	11.61	1.68	0.09	1.03	1.75	3.02	5.79	8.68	13.59	20.13	9.86	15.42	6.36	6.12	6.12
TV Car.	41.31	41.31	41.31	41.31	41.31	41.31	41.31	41.31	41.31	41.31	41.31	41.31	41.31	41.31	41.31
TG Liq.	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.27	0.81	2.20	7.03	3.74	9.05	3.64	1.09	1.12
TG GN	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.41	3.27	6.33	6.53	6.46	6.53	6.41	4.05	3.98
Motores	198.84	180.84	131.23	141.21	152.25	163.27	173.37	182.75	190.85	195.70	174.66	183.94	155.74	118.67	98.80
Pepillo Salcedo	0.00	52.41	55.04	58.12	61.30	64.57	67.93	72.00	76.14	80.72	85.43	90.88	90.88	90.76	90.88
Pto. Viejo	0.00	0.00	55.04	58.12	61.30	64.57	67.93	72.00	76.14	80.72	85.43	90.88	90.88	90.37	87.85
Futuras Carbón	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	30.11	30.11	78.16	126.21	158.24
Gen. Térmica	428.1	389.9	358.2	384.5	413.5	445.5	480.8	518.9	561.6	607.9	577.5	626.8	576.5	537.9	541.7
CC Liq.	52.29	52.28	51.96	52.14	52.71	52.68	52.42	52.33	52.51	52.87	52.41	52.72	52.49	53.48	53.68
CC GN	41.30	41.30	41.30	41.30	41.30	41.30	41.30	41.30	41.30	41.30	41.30	41.30	41.30	41.30	41.30
TV Liq.	56.92	56.18	56.11	56.13	56.30	57.73	58.61	57.97	57.29	57.17	57.74	57.20	58.66	58.77	58.77
TV Car.	22.27	22.27	22.27	22.27	22.27	22.27	22.27	22.27	22.27	22.27	22.27	22.27	22.27	22.27	22.27
TG Liq.	65.45						65.45	66.05	72.29	76.37	74.26	77.62	74.33	68.43	68.70
TG GN							69.32	69.32	69.32	69.32	69.32	69.32	69.32	69.32	69.32
Motores	41.65	41.43	40.69	40.88	41.06	41.21	41.34	41.46	41.56	41.61	41.36	41.48	41.16	40.74	40.54
Pepillo Salcedo		21.66	21.55	21.44	21.33	21.20	21.07	21.02	21.00	20.97	20.94	20.90	20.90	20.90	20.90
Pto. Viejo			21.55	21.44	21.33	21.20	21.07	21.02	21.00	20.97	20.94	20.90	20.90	20.90	20.90
Futuras Carbón											14.34	14.34	14.34	14.34	14.34
Gen. Térmica	40.22	34.55	29.87	30.13	30.43	30.79	31.20	31.64	32.17	32.72	29.21	29.81	25.78	22.61	21.42

Cuadro I.14 . Comparación de despacho entre alternativas

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CC Liq.	0.0%	-76.4%	-96.5%	-95.3%	-92.5%	-87.1%	-76.3%	-56.1%	-52.9%	4.4%	25.6%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
CC GN	0.0%	0.0%	-18.5%	-10.5%	-4.5%	-1.6%	-0.6%	-0.1%	0.0%	0.0%	2.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
TV Liq.	0.0%	-91.1%	-99.7%	-98.0%	-97.4%	-96.4%	-91.0%	-65.1%	-71.5%	5.9%	27.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
TV Car.	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.4%	1.1%
TG Liq.	0.0%	-100.0%	-100.0%	-100.0%	-100.0%	-100.0%	-97.5%	-83.2%	-80.9%	6.8%	84.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
TG GN	-	-100.0%	-100.0%	-100.0%	-100.0%	-100.0%	-96.1%	-49.9%	-23.4%	0.0%	6.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Motores	0.0%	-8.6%	-32.4%	-27.6%	-22.3%	-17.0%	-12.1%	-7.6%	-3.8%	0.5%	5.3%	0.0%	0.0%	0.8%	4.0%

Los resultados obtenidos muestran que los proyectos evaluados afectan significativamente el despacho de las plantas menos eficientes que operan actualmente en el MEM. En particular las plantas más afectadas son las que consumen combustibles líquidos (TV, TG) que prácticamente no salen despachadas luego de la entrada en operación de las plantas PPs y PPV. En el Anexo VIII se presenta el despacho de cada una de las plantas existentes para ambas alternativas de expansión del parque de generación.

5.2. ANÁLISIS SECTORIAL

El análisis sectorial tiene por objeto evaluar la conveniencia de adelantar la instalación de las plantas PPS y PPV desde punto de vista del plan óptimo de expansión y desde el punto de vista de la confiabilidad del abastecimiento.

A continuación se desarrollan ambos aspectos del análisis.

5.2.1. PLAN DE MÍNIMO COSTO

La Alternativa #1 de expansión del parque de generación representa el Plan de Expansión óptimo de acuerdo con el estudio realizado al respecto por la CNE corregido para tomar en cuenta la proyección de la demanda realizada en el presente estudio.

El Cuadro I.15. siguiente presenta el costo total del Plan de Expansión óptimo determinado como suma del costo de inversión más el costo de operación (combustible, OyM).

Se observa un costo total (valor presente neto al 12%) de:

Inversión :	1266 Millones de US\$
Operación:	4200 Millones de US\$
TOTAL:	5466 Millones de US\$

El Cuadro I.16. siguiente presenta el costo total del Plan de Expansión modificado por adelanto de las plantas PPS y PPV. Los costos de este plan incluyen como costo de inversión de las plantas PPS y PPV los cargos definidos en el acuerdo entre Westmont y CDEEE (1.8 cus\$/kWh).

Se observa un costo total (valor presente neto al 12%) de:

Inversión :	1473 Millones de US\$
Operación:	3612 Millones de US\$
TOTAL:	5085 Millones de US\$

De los valores antes indicados se deduce que la instalación de las plantas PPS y PPV en los años 2007-2008 produce ahorros en generación por un total de 381 Millones de US\$.

Cuadro I.15. Costo Total – Plan de Expansión óptimo

COSTO DE ABASTECIMIENTO - ALT # 1: Plan de expansión de Referencia

	V.P.N.	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Producción Centrales Térmicas																							
Producción Térmica	[GWh/año]	82406	10646	11283	11992	12763	13588	14438	13170	11563	12603	10760	8974	10230	8219	6289	5592	5592	5592	5592	5592	5592	
Pepillo Salcedo	[GWh/año]	11537	0	0	0	0	0	0	2234	2606	2606	2978	3351	3351	3723	4095	4348	4348	4348	4348	4348	4348	
Puerto Viejo	[GWh/año]	10212	0	0	0	0	0	0	0	2234	2234	2978	3351	3351	3723	4095	4317	4317	4317	4317	4317	4317	
Plantas de expansión Futuras	[GWh/año]	20706	0	0	0	0	0	0	0	0	1862	4095	4095	6701	9307	11035	12615	14291	16067	17949	19944	22059	
Total producción Térmica	[GWh/año]	124862	10646	11283	11992	12763	13588	14438	15404	16403	17443	18578	19771	21027	22366	23787	25292	26872	28548	30324	32206	34201	36317
Potencia Instalada [MW]																							
Pepillo Salcedo	[MW]	0																					
Puerto Viejo	[MW]	0																					
Plantas de expansión Futuras	[MW]	987	0	0	0	0	0	300	350	0	400	400	0	450	450	250	300	300	300	300	300	300	
Potencia Instalada Acumulada	[MW]							300	650	650	1050	1450	1450	1900	2350	2600	2900	3200	3500	3800	4100	4400	
Costos de Inversión [10^6 US\$]																							
Pepillo Salcedo	[10^6 US\$]	0																					
Puerto Viejo	[10^6 US\$]	0																					
Plantas de expansión Futuras	[10^6 US\$]	1266	0	0	0	0	0	385	449	0	513	513	0	577	577	321	385	385	385	385	385	385	
Total Inversión	[10^6 US\$]	1266	0	0	0	0	0	385	449	0	513	513	0	577	577	321	385	385	385	385	385	385	
	[US\$/MWh]	10.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.0	27.4	0.0	27.6	25.9	0.0	25.8	24.3	12.7	14.3	13.5	12.7	11.9	11.2	10.6	
Costos de Producción [10^6 US\$]																							
Costo centrales existentes	[10^6 US\$]	3435	428	463	503	548	599	653	575	482	543	440	350	415	317	230	201	201	201	201	201	201	
Costo Pepillo Salcedo	[10^6 US\$]	248	0	0	0	0	0	49	56	56	64	72	72	80	88	93	93	93	93	93	93	93	
Costo Puerto Viejo	[10^6 US\$]	220	0	0	0	0	0	0	49	49	64	72	72	80	88	92	92	92	92	92	92	92	
Costo centrales de expansión	[10^6 US\$]	297	0	0	0	0	0	0	0	0	27	59	59	96	133	158	181	205	230	257	286	316	
Total Costo de Producción	[10^6 US\$]	4200	428	463	503	548	599	653	624	587	648	595	553	618	572	538	544	567	591	616	643	672	
	[US\$/MWh]	33.6	41.0	42.0	43.0	44.1	45.3	40.5	35.8	37.1	32.0	28.0	29.4	25.6	22.6	21.5	21.1	20.7	20.3	20.0	19.6	19.3	
Total costo abastecimiento	[10^6 US\$]	5465	428	463	503	548	599	653	1008	1036	648	1108	1066	618	1150	1116	865	952	976	1001	1028	1057	
	[US\$/MWh]	43.8	40.2	41.0	42.0	43.0	44.1	45.3	65.5	63.2	37.1	59.7	53.9	29.4	51.4	46.9	34.2	35.4	34.2	33.0	31.9	30.9	

Cuadro I.16. Costo Total – Plan de Expansión modificado

COSTO DE ABASTECIMIENTO - ALT # 2: Plan de expansión Modificado

	V.P.N.	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Producción Centrales Térmicas																							
Producción Térmica	[GWh/año]	63789	10646	8863	6884	7342	7840	8379	8960	9552	10206	10878	9510	10230	8219	6320	5705	5705	5705	5705	5705	5705	
Pepillo Salcedo	[GWh/año]	22267	0	2420	2554	2710	2874	3045	3224	3425	3626	3850	4080	4348	4348	4342	4348	4348	4348	4348	4348	4348	
Puerto Viejo	[GWh/año]	20199	0	0	2554	2710	2874	3045	3224	3425	3626	3850	4080	4348	4348	4324	4203	4203	4203	4203	4203	4203	
Plantas de expansión Futuras	[GWh/año]	18631	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2100	2100	5450	8801	11035	12615	14291	16067	17949	19945	22060	
Total producción Térmica	[GWh/año]	124886	10646	11283	11992	12763	13589	14470	15409	16402	17458	18577	19771	21027	22366	23787	25292	26873	28548	30324	32206	34202	36317
Potencia Instalada [MW]																							
Pepillo Salcedo	[MW]	466	0	584	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puerto Viejo	[MW]	416	0	0	584	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Plantas de expansión Futuras	[MW]	552	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	0	450	450	250	300	300	300	300	300	300	300
Potencia Instalada Acumulada	[MW]		584	1168	1468	1468	1918	2368	2618	2918	3218	3518	3818	4118	4418								
Costos de Inversión [10^6 US\$]																							
Pepillo Salcedo	[10^6 US\$]	401	0	44	46	49	52	55	58	62	65	69	73	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78
Puerto Viejo	[10^6 US\$]	364	0	0	46	49	52	55	58	62	65	69	73	78	78	78	76	76	76	76	76	76	76
Plantas de expansión Futuras	[10^6 US\$]	709	0	0	0	0	0	0	0	0	0	385	0	577	577	321	385	385	385	385	385	385	385
Total Inversión	[10^6 US\$]	1473	0	44	92	98	103	110	116	123	131	139	532	157	734	733	475	539	539	539	539	539	539
	[US\$/MWh]	11.8	3.9	7.7	7.6	7.6	7.6	7.5	7.5	7.5	7.5	26.9	7.4	32.8	30.8	18.8	20.0	18.9	17.8	16.7	15.8	14.8	
Costos de Producción [10^6 US\$]																							
Costo centrales existentes	[10^6 US\$]	2448	428	337	248	268	291	316	345	375	409	446	377	415	317	231	205	205	205	205	205	205	205
Costo Pepillo Salcedo	[10^6 US\$]	471	0	52	55	58	61	65	68	72	76	81	85	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91
Costo Puerto Viejo	[10^6 US\$]	426	0	0	55	58	61	65	68	72	76	81	85	91	91	90	88	88	88	88	88	88	88
Costo centrales de expansión	[10^6 US\$]	267	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	30	78	126	158	181	205	230	257	286	316	
Total Costo de Producción	[10^6 US\$]	3612	428	390	358	385	414	446	481	519	562	608	577	627	577	538	542	564	588	614	641	669	700
	[US\$/MWh]	28.9	34.6	29.9	30.1	30.4	30.8	31.2	31.6	32.2	32.7	29.2	29.8	25.8	22.6	21.4	21.0	20.6	20.2	19.9	19.6	19.3	
Total costo abastecimiento	[10^6 US\$]	5085	428	433	450	482	517	555	597	642	692	746	1109	783	1310	1271	1016	1103	1127	1153	1180	1208	1238
	[US\$/MWh]	40.7	40.2	38.4	37.5	37.8	38.0	38.4	38.7	39.2	39.6	40.2	56.1	37.3	58.6	53.4	40.2	41.0	39.5	38.0	36.6	35.3	34.1

5.2.2. ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD

La confiabilidad del suministro a futuro dependerá entre otras cosas de la disponibilidad de recursos de generación (margen de reserva) y de la confiabilidad del mismo.

Las alternativas de expansión del parque de generación evaluadas producirán diferentes resultados en términos de confiabilidad ya que ambas Alternativas difieren en la capacidad disponible en el corto y mediano plazo.

Para estimar el impacto que producen los proyectos evaluados en los índices de confiabilidad de abastecimiento se realizó un análisis probabilístico donde se consideran todos los estados posibles de disponibilidad de generación y su probabilidad de ocurrencia. Para cada estado se determina la ENS por insuficiencia de generación. La ENS total resulta de la suma de la ENS determinada para cada estado operativo afectada de un factor que representa la probabilidad de ocurrencia del estado considerado.

$$ENS [MWh] = \sum_i Prob[\%]_i \times ENS[MWh]_i / 100$$

Donde

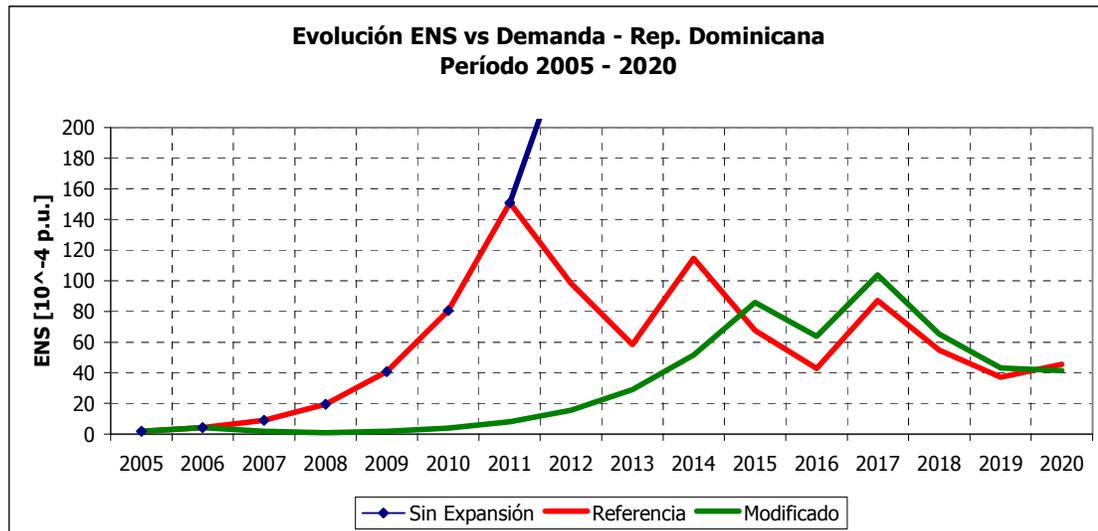
- i : Cada uno de los estados operativos evaluados
- ENS [MWh]: Energía No Suministrada
- Prob [%] : Probabilidad asociada a cada estado operativo.

En los Cuadro 1.16 y Figura I.10 siguientes se presentan los valores resultantes de ENS de cada alternativa expresados como el cociente entre la ENS y la Energía abastecida en cada año. Como referencia se indica además los valores resultantes en el caso de que no se realicen ampliaciones del parque de generación en todo el periodo evaluado.

Cuadro I.16. - Energía No Suministrada

Evolución ENS vs Demanda [10⁻⁴ p.u.]			
Año	Sin Expansión	Referencia	Modificado
2005	1.9	1.9	1.9
2006	4.1	4.1	4.1
2007	9.0	9.0	1.8
2008	19.6	19.6	0.8
2009	40.7	40.7	1.8
2010	80.7	80.7	3.8
2011	150.9	150.9	7.9
2012	263.9	98.4	15.7
2013	405.2	58.4	29.1
2014	540.2	114.5	51.4
2015	685.5	67.8	86.0
2016	872.0	42.9	63.8
2017	1025.5	87.2	104.0
2018	1043.8	54.8	65.2
2019	1060.9	37.0	43.0
2020	1100.4	45.4	41.3

Figura I.10. – Evolución de Índice de Confiabilidad (ENS/Eabastecida)



De acuerdo con criterios de confiabilidad internacionalmente aceptados, la ENS no debería ser superior al 1% de la energía abastecida ($ENS/Eabastecida < 0.01$).

Los resultados del análisis de confiabilidad realizado indican que en ambas alternativa de expansión del parque de generación se obtienen índices de calidad compatibles con lo internacionalmente aceptado. La Alt. #2 produce mejores índices en el corto plazo los que tienden a compensarse en el mediano plazo.

5.3. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS PLANTAS PPS Y PPV COMO “MERCHANT PLANT”

En este punto se realiza un análisis de factibilidad económica de los proyectos evaluados asumiendo que los mismos son desarrollados por un agente participante del mercado que adquiere los derechos de comercializar la producción de las centrales en el MEM de la Rep. Dominicana a cambio de un pago anual similar al establecido en el acuerdo a suscribir entre Westmont y la CDEEE. Se asume además que para hacer posible el proyecto se deberán hacer inversiones para la construcción de las líneas de transmisión en 345 kV que vinculan las plantas PPS y PPV al mercado.

5.3.1. CONSIDERACIONES DE CÁLCULO

A los efectos de realizar la evaluación de factibilidad antes indicada se han asumido los siguientes criterios.

1. La producción de las centrales (PPS y PPV) se comercializa en su totalidad en el mercado spot, por lo tanto percibe remuneración por venta de energía y potencia en dicho mercado.
2. La remuneración por venta de energía se realiza a los precios obtenidos en las simulaciones del MEM realizadas en este estudio.
3. A los efectos de la remuneración por potencia se considera que:

- a. El precio de la potencia es similar al que resulta de promediar los precios marginales de potencia para el período Enero –Marzo de 2005 (7.19 us\$/kW-mes).
 - b. Se asume una potencia firme igual al 40% de la potencia efectiva de cada planta.
 - c. Tanto el valor de potencia firme como el precio de la potencia se mantuvieron constantes durante todo el período de análisis.
4. Las tarifas por derecho de conexión se determinaron promediando los valores correspondientes al período enero – marzo de 2005 (2.28 us\$/kW-mes).
 5. Se considera una indisponibilidad media anual de las plantas PPS y PPV del 15% lo cual comprende mantenimientos programados e indisponibilidades forzadas.
 6. Costo del combustible igual a 40 US\$/tn con un poder calorífico de 8000 Btu/lb.
 7. Las obras de expansión del sistema de transporte tienen un costo total de inversión de 201 Millones de US\$
 8. Los cargos de Operación y mantenimiento de las obras de transporte antes indicadas equivalen al 1,5% anual de los costos de inversión.
 9. El Valor Actual Neto se determina con una tasa de descuento del 12%.
 10. El periodo de simulación abarca 20 años desde la entrada en operación de las plantas PPS y PPV.
 11. No se incluyen impuestos locales.

5.3.2. FLUJO DE CAJA

El Cuadro I.17. siguiente resume el flujo de caja resultante del proyecto (antes de impuestos) determinado con las consideraciones antes indicadas.

Se presenta para cada año.

a) Ingresos:

- Ventas de Energía y Potencia en el mercado spot del MEM

b) Egresos:

- Operativos
 - Combustibles
 - OyM (no corresponde ya que la OyM está a cargo de Westmont)
 - Peajes por uso del sistema de Transporte
- Inversión
 - Líneas de transmisión
 - Cargos anuales según acuerdo con Westmont

c) Resultado Neto. Antes de impuestos.

d) Tasa Interna de Retorno. Antes de impuestos

Cuadro I.17. - Flujo de Caja del Proyecto (Resultados antes de impuestos).

	V.P.N.	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2026
Precio Energía [US\$/MWh]		54.0	47.9	42.9	43.9	45.2	47.3	48.5	49.8	52.4	55.2	50.1	53.5	48.0	44.2	42.9	42.9
Potencia máxima para despacho [MW]																	
Pepillo Salcedo			325	343	364	386	409	433	460	487	517	548	584	584	584	584	584
Puerto Viejo			0	343	364	386	409	433	460	487	517	548	584	584	584	584	584
Centrales Carbón			325	686	728	772	818	866	920	974	1034	1096	1168	1168	1168	1168	1168
Producción Centrales Carbón [GWh/año]																	
Pepillo Salcedo	22267	0	2420	2554	2710	2874	3045	3224	3425	3626	3850	4080	4348	4348	4342	4348	4348
Puerto Viejo	20199	0	0	2554	2710	2874	3045	3224	3425	3626	3850	4080	4348	4348	4324	4203	4203
Total producción Central Carbón	42466	0	2420	5108	5421	5748	6091	6448	6850	7252	7699	8161	8697	8697	8666	8552	8552
Ingresos [10^6 US\$]																	
Energía	2000	0	116	219	238	260	288	313	341	380	425	409	465	417	383	368	368
Potencia	193	0	11	24	25	27	28	30	32	34	36	38	40	40	40	40	34
Total Ingresos [US\$/MWh]	2193 51.7	0	127	243	263	286	316	343	373	414	460	447	506	458	424	408	402
Egresos [10^6 US\$]																	
Combustible	765	0	45	94	99	105	110	116	123	130	138	146	155	155	154	152	152
O&M Centrales PPS y PPV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Peaje sistema de transporte	53	0	3.0	6.4	6.8	7.2	7.6	8.1	8.6	9.1	9.6	10.2	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9
Inversión																	
Subestaciones 345/138, Gurabo y Julio Sauri	42	42	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Líneas 345kV, 125 km Julio Sauri - Gurabo	57	58	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Líneas adicionales 138 kV.	16	16	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Líneas 345kV, 125 km PPS - Gurabo	48	48	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Líneas 345kV, 100 km PPV - Julio Sauri	38	38	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Pago a Westmont	764	0	44	92	98	103	110	116	123	131	139	147	157	157	156	154	154
Total Egresos [US\$/MWh]	1783 42.0	202	95	196	207	218	231	243	258	272	289	306	325	325	324	320	320
Resultado Neto [10^6 US\$]	410	-202	33	47	56	68	86	100	115	141	172	141	180	132	99	88	82
[US\$/MWh]	9.7		13.5	9.3	10.4	11.8	14.1	15.4	16.8	19.5	22.3	17.3	20.7	15.2	11.5	10.3	9.6
[TIR]	33.6%																

La evaluación realizada muestra que el proyecto, planteado bajo las condiciones antes indicadas, tiene un flujo de caja positivo en todo el periodo de operación el que compensa con creces la inversión a realizar (líneas de transmisión). El flujo de caja resultante tiene un valor presente neto de 410 Millones de US\$ descontado al 12% y una TIR del 33.6 % (valores antes de impuestos a las ganancias). Para que la TIR del proyecto (antes de impuesto) se reduzca al 12% la inversión inicial debería crecer a 661 Millones de US\$.

Los anteriores valores muestran que el proyecto resulta conveniente para su desarrollo como “merchant plant” y tanto más cuanto menos sean los impuestos que resulten aplicables al proyecto.

El proyecto podría ser conveniente aún en el caso de que la CDEEE no realice inversiones estando en tal caso bajo responsabilidad de Westmont realizar las mismas. En tal caso la tarifa por compra de energía que debería abonar CDEEE, incluyendo costos de combustible, resultaría de la agregación de los siguientes conceptos:

Inversión + OyM =	18.00	US\$/MWh.
Combustible =	18.00	US\$/MWh.
Inversión en Transporte =	4.73	US\$/MWh.
Peajes sistema existente =	1.25	US\$/MWh.
Costo Financiero (140 MMus\$) ⁴ =	0.63	US\$/MWh.
Costo TOTAL =	42.61	US\$/MWh.

El precio resultante es inferior al CMLP del mercado (estimado en 46.26 us\$/MWh) mostrando que el proyecto es rentable para el inversor privado también bajo la condición de 100% ventas spot sin contrato con la CDEEE.

5.4. IMPACTO DEL PROYECTO SOBRE LA CDEEE

La concreción del proyecto evaluado produce un impacto económico sobre los agentes del mercado y en particular sobre la CDEEE toda vez que ésta toma a su cargo la comercialización de la producción de las plantas y debe además realizar inversiones. En este punto se analiza el impacto que produce el proyecto sobre la CDEEE.

Con respecto sobre las tarifas de la demanda regulada es importante mencionar que las distribuidoras están altamente contractualizadas en la actualidad, EDESTEE presenta un nivel de contractualización total, mientras que EDENORTE y EDESUR se ubican en un 80 %, de este modo, los usuarios en el corto plazo sólo se beneficiarán por la baja del precio spot marginalmente (menos de 10 % en tarifa media) en función de la porción sin contratos y del crecimiento de la demanda. Esto se analiza más detalladamente en el numeral siguiente.

El impacto sobre el resto de los generadores privados, con excepción de HAINA e ITABO donde la CDEEE mantiene una participación del 50 %, no fue analizado, pero es posible que logren un apalancamiento marginal en el corto plazo de su negocio al sustituir parte de su producción por otra más económica y considerando a su vez la tenencia de un portafolio de contratos bastante importante.

⁴ Asumiendo que Westmont obtiene los 140 Millones de US\$ en la banca privada al 20% de interés anual, 5 años.

Respecto de la CDEEE, se realizó un análisis del impacto de la incorporación de las nuevas plantas sobre sus flujos de caja ya que la misma debe soportar los egresos producidos por los contratos tipo PPA firmados previamente (Smith & Enron y San Pedro de Macorís).

Es importante mencionar que sólo se consideró la actividad de generación de CDEEE en forma independiente del transporte y la distribución, como si fuese una empresa de generación, que de aquí en adelante denominaremos CDEEE-GEN.

El criterio con el que fue realizado este análisis es observar el flujo de caja diferencial al nivel de EBITDA⁵ de la CDEEE-GEN en los dos escenarios simulados en este informe (Alt. #1 – Plan de Expansión óptimo y Alt. #2 – Plan de Expansión Modificado) de expansión del Parque de Generación. De este modo, si el valor presente del EBITDA diferencial es superior al valor presente de los gastos asociados a la instalación de las nuevas plantas de carbón, significa que el proyecto es rentable desde el punto de vista de la CDEEE-GEN.

Este análisis se sustenta en las siguientes hipótesis:

- Los ingresos de la CDEEE-GEN fueron simulados considerando los contratos con EDENORTE y EDESUR y las ventas spot (energía y capacidad firme). Éstas últimas consideran el despacho económico de las plantas de CDEEE-GEN neta de sus contratos con las distribuidoras.
- Como plantas de CDEEE-GEN fueron consideradas todas las plantas HIDRO, la generación de los dos IPP (Smith & Enron y San Pedro de Macorís) y las nuevas plantas a carbón.
- Los contratos con las distribuidoras se asumieron con los precios fijados en los contratos actuales y su renovación en condiciones equivalentes.
- Se entiende que el contrato entre EDESTEE y CDEEE-GEN ha finalizado.
- Los gastos operativos de la CDEEE-GEN, con excepción de los asociados a las nuevas plantas de carbón que fueron modelados con detalle, se estimaron utilizando parámetros estándares ya que no se contaba con la información de detalle y no relevantes en el flujo de caja diferencial, ya que al mantenerse constante en ambos escenarios, resultan nulo en el flujo incremental. Se asumió aproximadamente 3 Millones de US\$ como costo de operación de la CDEEE-GEN.
- Los gastos de transporte, con excepción de los asociados a las nuevas plantas de carbón, se estimaron en forma aproximada dado que resultan nulos en el flujo de caja diferencial. Se asumió aproximadamente 17 millones de US\$ anuales como costo de transporte generado por las instalaciones existentes. Se incorporó el costo de transporte asociado a la nueva planta de carbón en forma similar a la sumida en el numeral 5.3 del presente informe.
- Se simularon detalladamente los dos contratos tipo PPA pre-existentes.

⁵ *Earning before interest, taxes, depreciation and amortización*, por su sigla en inglés. Vale decir la generación bruta de caja.

- Los costos de combustible y operación de las nuevas plantas se asumieron en forma consistente con el numeral 5.3.

Dada la complejidad en la simulación de los contratos, tanto de venta como de compra de la CDEEE, se describen las fórmulas e hipótesis utilizadas en el Anexo X.

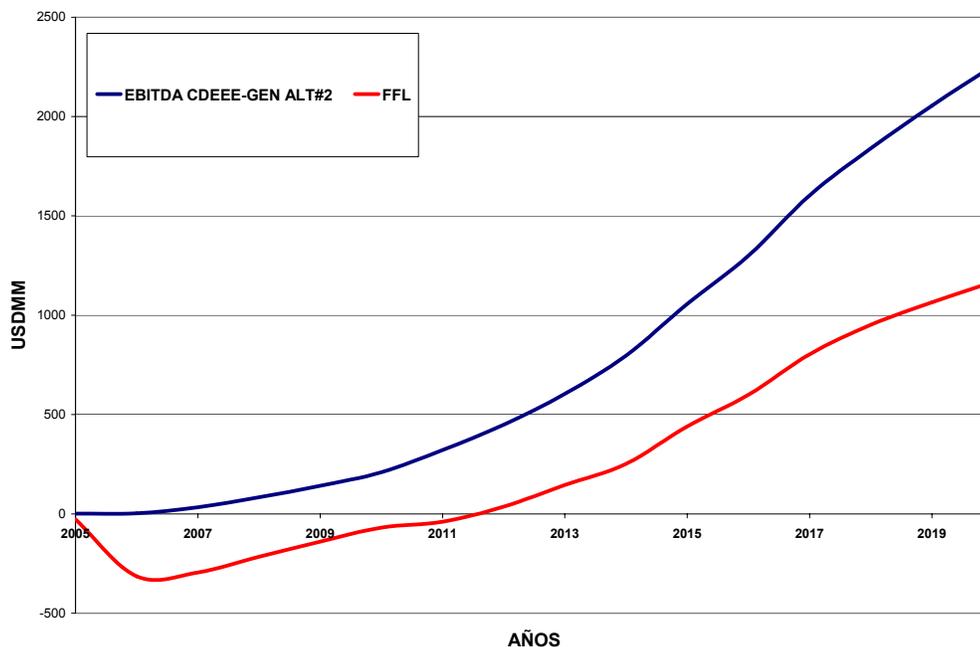
La evaluación fue realizada para el período 2005 – 2020. Los valores presentes se computaron considerando una tasa de descuento de 12 %.

Dada la especial coyuntura que enfrenta el sector eléctrico dominicano, donde de acuerdo a información entregada el nivel de recupero de los ingresos es actualmente menor al 50 %⁶, cuando se consideran las pérdidas totales, se han realizado sensibilidades al nivel de recupero de los ingresos, de aquí en adelante NRI.

5.4.1. CASO #1 - 100% DE COBRANZA (NRI = 100%)

Para un NRI = 100 %, es decir donde se asume que la demanda abona la totalidad de la energía generada, la simulación muestra que el EBITDA acumulado resultante en la ALT#2 para la CDEEE-GEN es positivo, sumando en un período de 15 años aproximadamente 2250 Millones US\$. Del mismo modo, se observa el flujo de caja (FFL, de aquí en adelante) acumulado del proyecto, esto es el EBITDA diferencial + los pagos por la inversión en transporte + el impacto financiero de los 140 Millones de US\$, se vuelve positivo a partir del año 2012. Estos elementos se muestran en el siguiente gráfico.

Figura I.11. – ALT. #2 – CDEEE-GEN – EBITDA y FFL acumulados, NRI=100%



⁶ De hecho, la información suministrada por la CNE muestra que el nivel de recupero de los ingresos fue de 47 % en el 2004.

En este caso, el valor presente del EBITDA incremental para el periodo 2005-2020 es de 395 Millones de US\$ (Tasa de descuento = 12%). El valor presente de la inversión en transporte y el costo financiero del adelanto del pago de 140 USDMM es de 177 Millones de US\$, por ende se observa una diferencia positiva en términos de valor presente de 217 Millones de US\$, lo que hace el proyecto atractivo para CDEEE-GEN. La TIR del proyecto resultante es del 23%, levemente inferior a la TIR computada al evaluar el proyecto de generación en forma independiente del negocio de la CDEEE (numeral 5.3).

En el Cuadro I-18 siguiente se presenta una síntesis del cómputo del EBITDA incremental para NRI=100 % y los costos de inversión.

El detalle de los cálculos de los EBITDA para ambas alternativas se expone en el Anexo IX.

También fue evaluado el impacto de la incorporación de esta nueva planta sobre los generadores participados por CDEEE, es decir HAINA e ITABO.

Básicamente se realizó el mismo ejercicio que con respecto a CDEEE simulando los ingresos de cada generador considerando los contratos firmados con las distribuidoras. El excedente de cada generador fue asumido como venta spot, ya que no se conocía todo el portafolio de contratos de cada generador.

Los egresos fueron considerados constantes, con excepción del costo de combustible, para el cual se computó la diferencia generada en este costo fruto del distinto despacho, según, se considerase la incorporación de la nueva planta de carbón o no.

La idea detrás de esta simulación es que si cualquiera de estos generadores saliese ganando o perdiendo, en término de su EBITDA, esta diferencia de caja, de alguna manera, debería verse reflejada en el pago a los accionistas.

Se observa que el impacto en estos generadores es relativamente importante, sobre en el caso de HAINA. El valor presente (VAN) del EBITDA incremental en el caso de HAINA es de 107.5 Millones de US\$ y en el caso de ITABO este valor asciende a 17.4 Millones de US\$, de modo tal que el efecto sobre la CDEEE es de aproximadamente 62.5 USDMM que representa aproximadamente un 30 % de beneficio adicional respecto de los 217 USDMM de valor presente neto que resultó de la valuación para la CDEEE-GEN. Es importante observar que estos generadores han tenido un apalancamiento marginal de su EBITDA fruto del proyecto que impulsa la CDEEE-GEN.

5.4.2. CASO #2 – LA DEMANDA NO ABONA LA TOTALIDAD DE LA ENERGÍA GENERADA

En el caso en que la demanda no abone la totalidad de la energía generada ($NRI < 100\%$) esto afecta a los ingresos de la CDEEE y correspondientemente a la rentabilidad del proyecto evaluado. El aspecto clave a evaluar en tal situación es la remuneración que termina recibiendo la CDEEE por las ventas de energía en el mercado spot toda vez que esta componente de sus ingresos es relevante para la rentabilidad del proyecto.

Los ingresos de la CDEEE por ventas de energía de en el mercado spot resultan:

$$\text{Ventas Energía Spot} = PM \times EG \text{ spot (Alt\#2)} =$$

$$\text{Ventas Energía Spot} = PM \times [EG_{\text{spot (Alt\#2)}} - EG_{\text{spot (Alt\#1)}}] + PM \times EG_{\text{spot (Alt\#1)}}$$

$$\text{Ventas Energía Spot} = PM \times VSI + PM \times EG_{\text{spot (Alt\#1)}}$$

$$VSI = [EG_{\text{spot (Alt\#2)}} - EG_{\text{spot (Alt\#1)}}]$$

Donde:

PM [us\$/MWh] : Precio de la energía en el mercado spot

EGSpot (Alt#1) ; EGSpot (Alt#2) [MWh]: Energía vendida en el Mercado spot por la CDEEE en las Alt. #1 y Alt. #2 de expansión del parque de generación, respectivamente.

VSI [MWh] = Volumen Incremental de Ventas de energía en el mercado spot por parte de la CDEEE.

Como se aprecia en las ecuaciones anteriores, los ingresos de la CDEEE por ventas de energía en el mercado spot se pueden dividir en dos componentes

- a) Los que resultan en la Alt. #1 de expansión del parque de generación, sobre las cuales se tiene un efecto precio positivo (sobre la parte contratada) y negativo (por las ventas Spot)
- b) Los que resultan por las Ventas Spot Incrementales (VSI)⁷ por el excedente de producción que tiene la CDEEE al incorporar las plantas PPS y PPV.

A continuación se analiza el efecto que tendría sobre la CDEEE diferentes alternativas respecto a la remuneración que obtiene por el VSI.

Se asumieron dos escenarios básicos con respecto al NRI del VSI.

- **ESC#1:** El NRI del VSI es equivalente al sectorial. Esto significa que si por ejemplo el sector sólo recupera el 60 % de los ingresos por la energía real generada, el recupero de los ingresos provenientes del VSI será también 60 %. Es importante mencionar que este valor podría estar por debajo del costo variable de producción (CVP) de las nuevas plantas a carbón.
- **ESC#2:** El NRI del VSI es equivalente al sectorial pero con piso en el CVP de las nuevas plantas a carbón, que en la ALT#2 es de aproximadamente 36 USD/MWh. También se consideró dentro del CVP el costo del transporte asociado. La idea de este escenario es la CDEEE-GEN no pierda por el VSI, aunque obtenga renta nula de ello.

Para el resto de las ventas de la CDEEE-GEN se asume que enfrentan el NRI sectorial correspondiente.

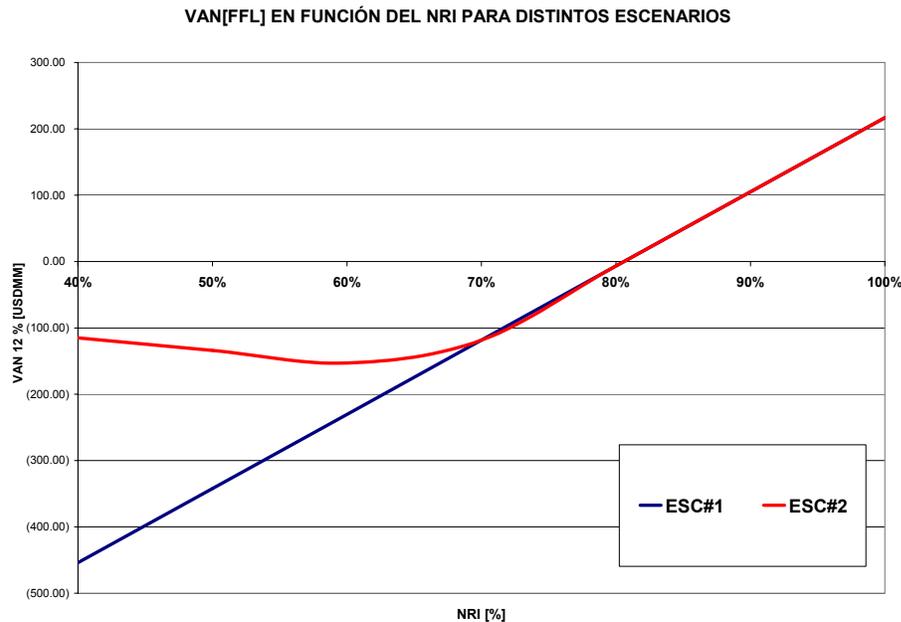
Considerando estos escenarios se realizó para distintos niveles de NRI sectoriales una simulación del VAN del FFL con el objetivo de observar la rentabilidad del proyecto antes de situaciones de dificultades en el recupero de los ingresos. Estas simulaciones representan simplificaciones de la realidad, puesto que asumen un mismo NRI para todos los años cuando es posible el mismo este correlacionado con los precios de las tarifas y es esperable que con una mejor gestión en la comercialización tienda a aumentar en el tiempo. De todos modos, el objetivo, no es representar la realidad futura con precisión, sino encontrar hasta que nivel de NRI el proyecto resulta rentable desde el punto de vista de la CDEEE-GEN.

En el Cuadro I.19 y Figura 1.12 siguientes se muestran los valores resultantes del VAN de la CDEEE-GEN (Tasa 12%) para los tres escenarios de recupero antes indicados:

Cuadro I.19. – VAN del FFL de CDEEE – NRI < 100%.

VAN[FFL] - [USDMM]		
NRI	ESC#1	ESC#2
40%	(453.84)	(115.01)
50%	(342.05)	(134.08)
60%	(230.26)	(153.14)
70%	(118.46)	(118.46)
80%	(6.67)	(6.67)
90%	105.13	105.13
100%	216.92	216.92

⁷ VSI. Volumen de Ventas Incrementales en el Mercado Spot referido a las ventas resultantes en la Alt. #1.

Figura I.12. – VAN del FFL de CDEEE – NRI < 100%.

Observando las líneas que representan los ESC#1 y ESC#2, puede identificarse una trayectoria común a partir de un NRI de aproximadamente 70 %; efectivamente, es el nivel de NRI que aplicado al VSI asegura la recuperación del CVP de las nuevas plantas. También se observa que con un NRI = 100 % todos los escenarios arrojan los mismos resultados, asegurando la consistencia del modelo.

La principal conclusión que puede obtenerse de este ejercicio es que el umbral de NRI para que el proyecto resulte rentable desde el punto de vista de la CDEEE-GEN es de aproximadamente 81 %. Esto implica que la CDEEE-GEN requiere obtener parte de renta marginal del VSI para poder asegurarse la rentabilidad del proyecto.

Es importante diferenciar entre términos absolutos y términos relativos para comprender los resultados. Un VAN[FFL] positivo cuando el NRI es 100 %, significa que en términos relativos, el FFL mejora para el generador, y en términos absolutos, presenta EBITDA positivos. Un VAN[FFL] positivo cuando el NRI es 50 % implica que en términos relativos, el generador se está apropiando de alguna renta por reemplazo de combustible al estar muy contratado, pero que en términos absolutos, posiblemente su EBITDA sea negativo, y por lo tanto requiera de algún tipo de subsidio para seguir operando

Cuando el NRI se simula inferior al 100 %, tanto los resultados en términos relativos (FFL) como en términos absolutos (EBITDA de la ALT#2) son importantes de analizar.

En los gráficos a continuación, se muestran para dos casos testigos de NRI, 81 % (equilibrio) y 50 % (actual), la evolución del FFL y del EBITDA de la ALT#2 para los escenarios simulados. Asimismo, el cómputo del EBITDA incremental y el FFL se muestran en el Anexo IX.

Figura I.13.a

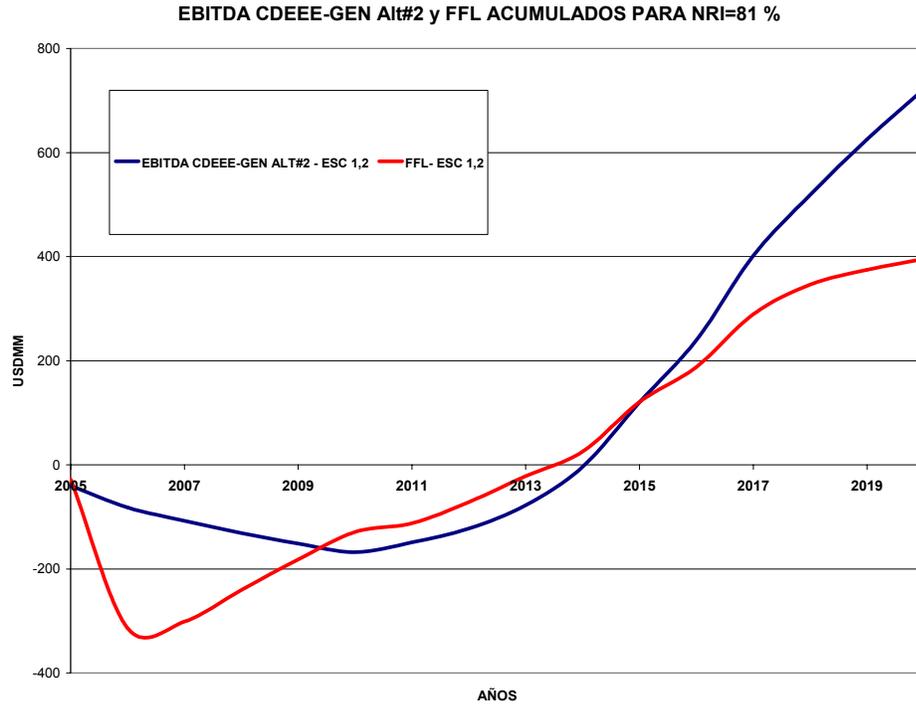
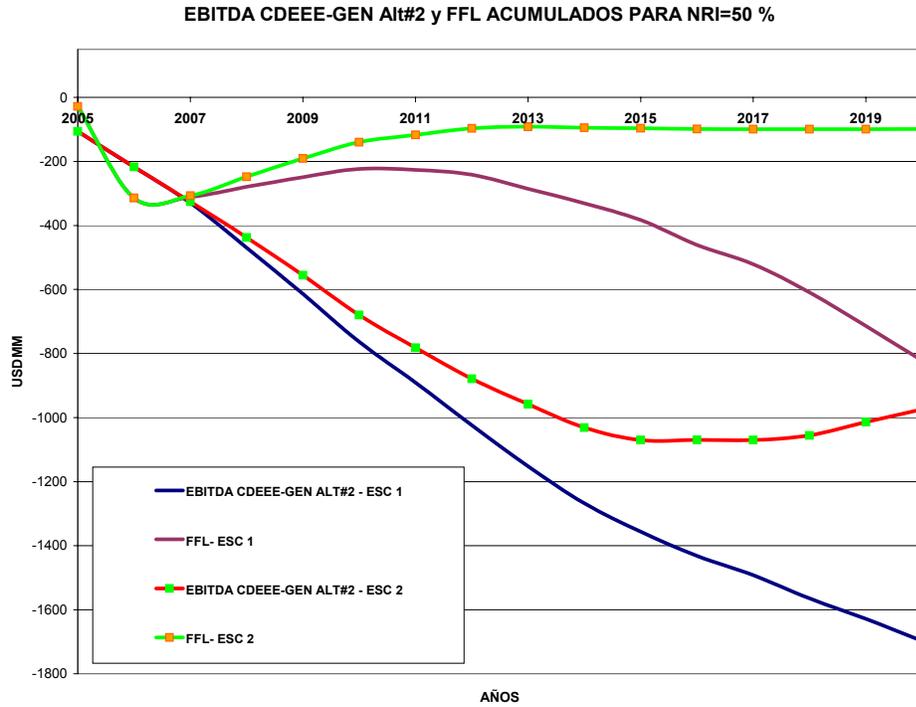


Figura I.13.b



El EBITDA de la ALT#2 es negativo en los primeros años para cualquier valor de NRI inferior al 90 %. En el caso de NRI de equilibrio, el EBITDA acumulado se vuelve positivo en el 2014 si consideramos el ESC#1 o ESC#2. En cambio, cuando el NRI es de 50 %, los EBITDA son siempre negativos para ambos escenarios

5.4.3. EVALUACIÓN DE HAINA E ITABO

Resulta importante analizar la situación de ITABO y HAINA, cuando son expuestos a NRI inferiores al 100 %, ya que el VAN negativo que presenta la CDEEE-GEN pudiese ser compensado por un apalancamiento de los ingresos de estos generadores capitalizados.

Por simplicidad, en el caso de HAINA y ITABO, solo se simuló el ESC#1, ante distintos niveles de NRI. En el Cuadro I-20 siguiente se muestran los resultados obtenidos:

Cuadro I.20. – VAN del FFL de HAINA e ITABO – NRI < 100%.

VAN[FFL] [USDMM]		
NRI	HAINA	ITABO
40%	124.21	9.66
50%	121.43	10.95
60%	118.31	12.24
70%	115.86	13.52
80%	113.08	14.81
90%	110.29	16.10
100%	107.51	17.39

Los resultados detallados por los niveles fundamentales de NRI pueden observarse en el Anexo XI.

Los resultados reflejan que el impacto del NRI es muy diferente según el tipo de generador, con ganadores y perdedores.

Se aprecia que el VAN[FFL] mejora en HAINA a medida que el NRI disminuye contrariamente a los que sucede en ITABO. Es importante resaltar que ambos generadores poseen una cartera muy importante de contratos respecto de su producción, pero que HAINA utiliza combustibles líquidos cuando ITABO es una carbonera mayoritariamente en lo que hace a su despacho relevante.

El apalancamiento de los negocios en que CDEEE-GEN participa no logra compensar la pérdida relativa que obtiene a media que el NRI disminuye, pero permite entender la dinámica del negocio que se produce cuando el sector enfrenta NRI inferiores al 100 % (y sin inyecciones de efectivo por aportes de terceros). En esta situación, las transferencias de renta que se producen entre los generadores, según sea su portafolio de contratos y el tipo de generación que presente, se agudizan en términos relativos.

5.5. IMPACTO EN LAS TARIFAS MEDIAS

Se realizó un análisis simplificado del impacto de la reducción del precio del mercado spot que genera el proyecto en las tarifas medias (TM) a usuario final de la Distribuidoras. En este análisis, la participación de la generación en el costo total de la TM y el nivel (y su evolución a futuro) de la contractualización son elementos determinantes. Esta estimación se realizó para cada una de las distribuidoras y para el conjunto.

Para poder realizar este ejercicio se solicitó información sobre estos tópicos. Respecto de la composición de la tarifa media y el nivel de compras en el mercado spot de las distribuidoras durante el 2004, la CNE remitió la información que se presenta en el Cuadro I.21 siguiente.

Cuadro I.21. – Tarifa media de las Distribuidoras

Renglón	EDEESTE	EDENORTE	EDESUR
Ingresos (US\$)	167,610,315	158,461,395	242,764,745
Ventas (MWh)	1,567,983	1,413,195	2,013,764
Tarifa Media (US\$/MWh)	144.62	126.64	138.23
Precio Distribución (US\$/MWh)	70.10	48.48	64.04
Precio Transporte (US\$/MWh)	6.35	6.35	6.35
Precio Generación (US\$/MWh)	68.17	71.81	67.85
Compras Totales de Energía (MWh)	2,706,419	2,497,371	2,968,683
Compras Totales de Energía por contrato (MWh)	2,562,378	1,616,132	2,261,435
Compras Totales de Energía a precio Spot (MWh)	144,041	881,239	707,249

Sobre la base de esta información, se estimó la participación de los costos de generación en el total de la TM y el nivel de compras en el mercado spot sobre el total de las compras para abastecer a los usuarios. El producto de estos dos porcentajes ofrece una idea de cuanto impactaría en términos relativos una disminución del precio en el mercado spot en el año 2004. Así, por ejemplo, se observa en el Cuadro I.22 siguiente que el *Impacto Spot en TM [%]* promedio es de 11.16 %, significando que una reducción del precio en el mercado spot en el 2004 del 10 % hubiese significado una reducción de 1.12 % en la TM promedio. En Cuadro I.22 muestra además estas magnitudes para cada una de las distribuidoras.

Cuadro I.22. – Participación de la compra SPOT en la Tarifa Media de las distribuidoras

Estimaciones sobre la base Datos CNE	EDEESTE	EDENORTE	EDESUR	PROMEDIO PONDERADO
Compras Spot en el total de compra [%]	5.32%	35.29%	23.82%	21.20%
Part. Costos Generación en TM [%]	47.14%	56.70%	49.08%	50.77%
Part. Compras Spot en TM [%]	2.51%	20.01%	11.69%	10.76%

En la evaluación de este impacto se asumió que la participación de los costos de generación en la TM se mantenía constante en el período de valuación ya que no se dispone de información más detallada para precisar esta hipótesis.

El elemento más importante necesario para realizar la evaluación planteada es la evolución de las compras en el mercado spot en el período 2005 – 2020. Para computar estos valores se realizaron una serie de hipótesis, a saber:

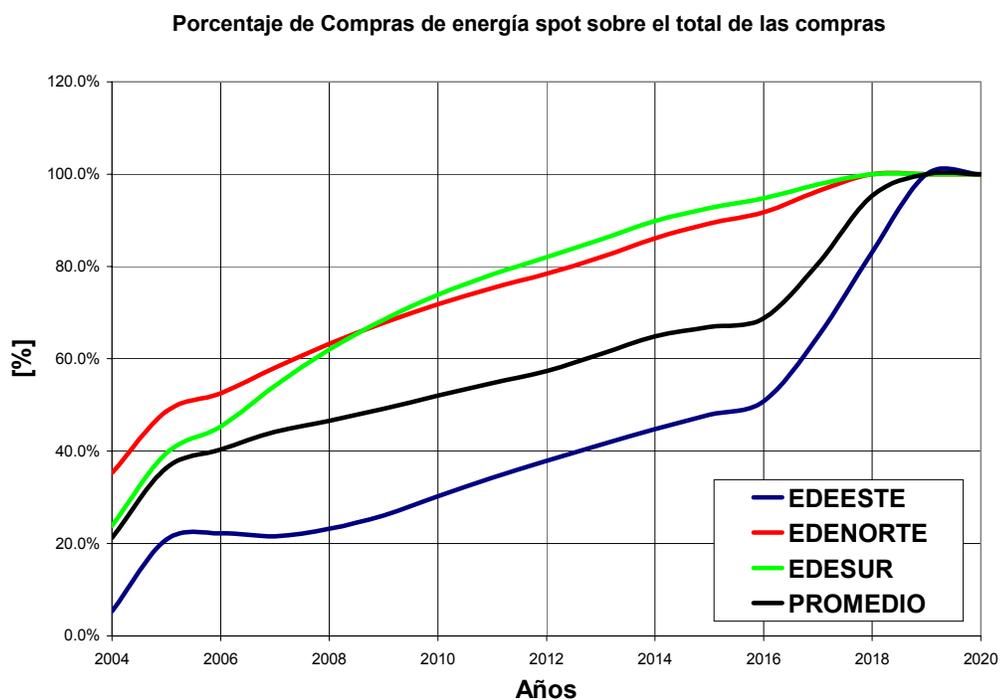
- Los únicos contratos que se modelan son los existentes, es decir que no se asumen nuevas contrataciones.
- Todo el crecimiento de demanda como así también, las compras que se van liberando a medida que se vencen los contratos, se asumen abastecidas desde el mercado spot, con excepción de EDEESTE donde algunos contratos presentan potencias que son crecientes en el tiempo.

- Las tasas de crecimiento para cada una de las distribuidoras son coincidentes con las asumidas para el sector en su conjunto.
- Se asume que la participación de las compras de energía en el total de las compras es equivalente a la potencia, es decir que a medida que se libera un porcentaje de la capacidad contratada, se libera un porcentaje de la energía equivalente
- La información sobre los contratos de las distribuidoras es la remitida por la CNE.

Con estas hipótesis se realizó una evaluación que generó los resultados que se muestran a continuación.

La Figura I.14 siguiente presenta la evolución a futuro resultante de las compras de energía que realizan las distribuidoras en el mercado spot.

Figura I.14. – Porcentajes de Compra Spot de las distribuidoras



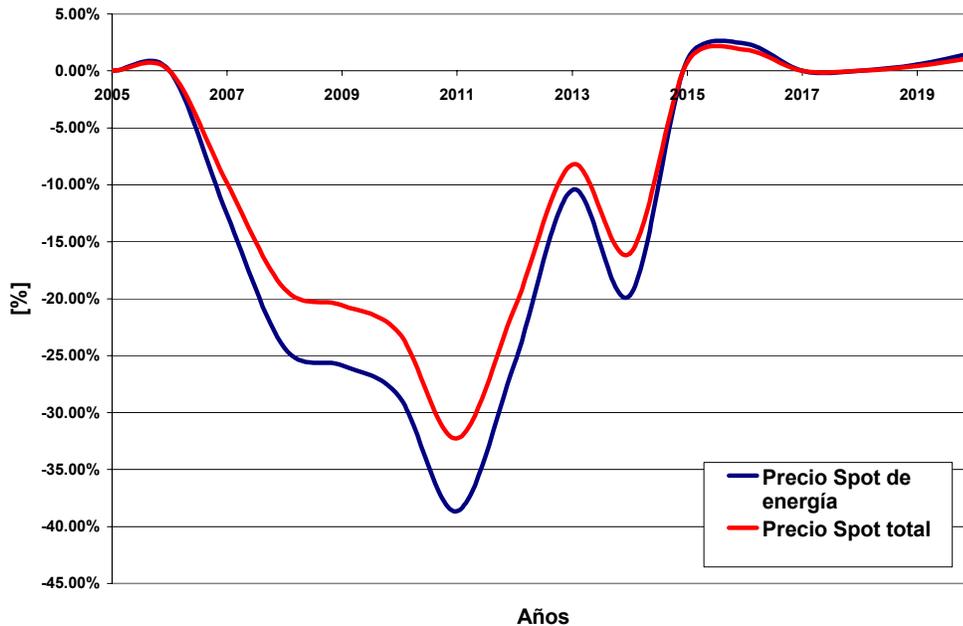
Es importante notar que EDEESTE mantiene un nivel de contratación bastante superior a la media durante la mayor parte del periodo. Recién, hacia el año 2018, se puede apreciar que las empresas se quedan sin ningún tipo de contrato de abastecimiento.

Finalmente, es importante computar la variación del precio del mercado spot en sí mismo con respecto a las dos alternativas computadas en el presente informe. La variación en el precio de la energía se obtiene del numeral 5.1.1 del presente informe donde se muestran la variación en el precio marginal del sistema en las dos alternativas evaluadas.

Dado que entre los costos de abastecimiento que abona la demanda, también se encuentra el costo de la potencia, en la evaluación realizada se incluye esta componente.

En la Figura I.15 siguiente pueden observarse la variación de los precios Spot de energía y la variación de los precios del mercado spot que observa la demanda considerando el costo de potencia invariante.

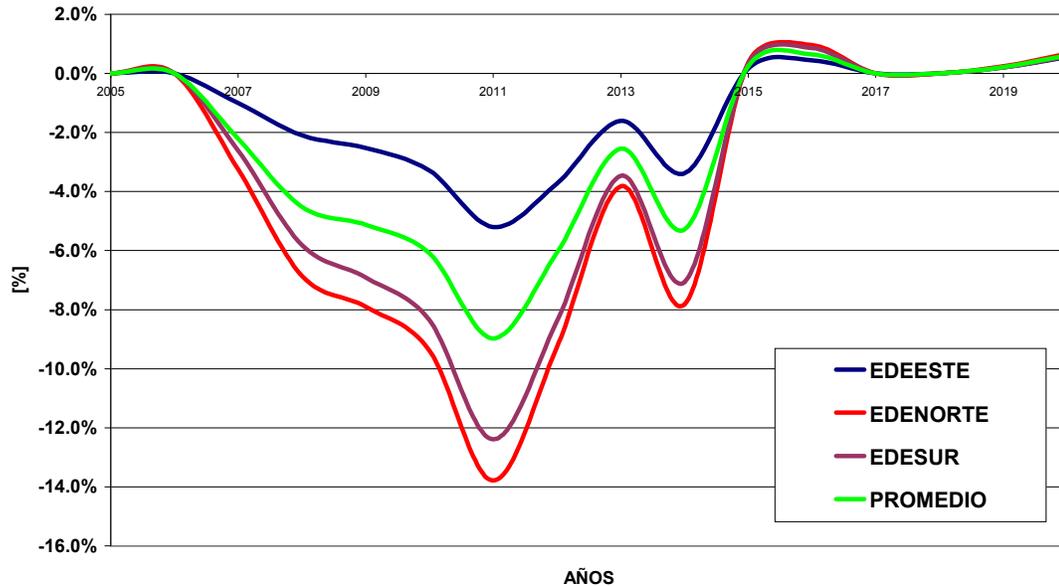
Figura I.15. – Variación relativa (PM (Alt.#2) / PM (Alt.#1)) de Precios Spot entre las Alt.#1 y Alt.#2



La variación de los precios del mercado spot total es importante, llegando a una disminución del orden del 30 % en el año de máxima diferencia.

Utilizando la variación de precios del mercado spot Total, la evolución del nivel de compras en el mercado spot y la estructura de la TM, se estimó el impacto anual en la TM de la disminución de los precios del mercado spot mostrada en el gráfico anterior. Los resultados obtenidos se presentan en la Figura I.16 siguiente.

Figura I.16. – Variación relativa (TM (Alt.#2) / TM (Alt.#1)) de la Tarifa Media por efecto de las plantas evaluadas.



Como se puede observar el impacto no es lineal ni con respecto al tiempo, ni entre las Distribuidoras entre sí, dependiendo fundamentalmente de la evolución de los contratos existentes y de la evolución de la diferencia de los precios del mercado spot entre las dos alternativas de expansión analizadas en el presente informe, diferencia que se hace máxima en el 2011.

Debido al alto nivel de contractualización, el impacto es menor en EDEESTE y máximo en EDENORTE. Para el sector en su conjunto, el impacto en la TM generado por la reducción de los precios de generación como resultado del proyecto evaluado se sitúa en el rango [0-9] %, siendo máximo en el 2011 y tendiendo a desaparecer en el 2015, donde el crecimiento de la demanda ya ha neutralizado el impacto de la nueva generación.

5.6. IMPACTO FISCAL

El impacto fiscal del proyecto está constituido por los aportes de fondos por parte del Estado al proyecto resultante de los conceptos que no puede absorber la propia CDEEE. Dichos conceptos son los siguientes:

- 140 Millones de US\$ como adelanto a Westmont.
- 200 Millones de US\$ para la construcción de las líneas de transmisión requeridas por el proyecto.
- 40 Millones de US\$ / planta /año en concepto de pago obligado de energía en el caso de atrasos en la entrada en operación de las ampliaciones en el sistema de transporte.

Si las partes (Westmont, CDEEE) cumplen con sus respectivos compromisos indicados en el Acuerdo de Compra de Energía, en tal caso el impacto fiscal se reduce a 200 millones de US\$ más el monto resultante del costo de financiamiento de los 140 millones de US\$ resultante del diferencial de tasa de descuento entre la deuda del estado y el 8% definido en el

acuerdo. Si por ejemplo la Tasa de financiamiento del estado es del 12% el costo de financiamiento resulta igual a 13.6 millones de US\$.

La factibilidad de completar la construcción de las líneas de transmisión en 345 kV requeridas como parte del proyecto en el plazo disponible (aproximadamente 18 meses) dependerá en gran medida del estado de avance del proyecto. Típicamente, un proceso de construcción de una expansión del sistema de transporte requiere realizar las siguientes etapas:

- Diseño, Ingeniería de detalle y estudios ambientales
- Licitación y documentos asociados
- Construcción y puesta en servicio

De acuerdo con la experiencia del consultor la concreción de todas estas etapas requiere un tiempo mínimo de 30 meses.

De acuerdo con información suministrada en forma verbal por parte de la CNE algunas de estas etapas ya estaría parcialmente realizadas por lo que el tiempo requerido adicional puede ser menor.

Nota: Dado el fuerte impacto fiscal que produciría el atraso en la entrada en operación de las ampliaciones de transporte que forman parte del presente proyecto se recomienda que el Acuerdo de compra de Energía defina fechas realistas para la entrada en operación de las plantas y de las expansiones de transporte de forma tal de evitar el impacto fiscal asociado.

ANEXO I

Parque de generación térmica del MEM de la República Dominicana

A continuación se indican las principales características de las centrales térmicas modeladas en el estudio, las cuales se corresponden con las consideradas por la CNE en el documento “PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO. PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018. AJUSTE ANUAL, AÑO 2003” (PIG) de abril del 2005.

UNIDAD	Potencia	Tipo	Combustible			Eficiencia	Costos variables			Codigo				
			Tipo	Poder calorífico	Costo		Combustible	O & M	Total					
							US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh					
AES ANDRES	281.30	CC	GN	9300	[kCal/m3]	6.19	[US\$/MMBTU]	54%	6.348	[MMBTU/MWh]	39.30	2.0	41.30	ANDRES CCGN
ARROYO BARRIL	5.82	TG	FO#2	33787	[kCal/Gal]	87.99	[ctvsUS\$/Gal]	30%	84.845	[Gal/MWh]	74.66	2.8	77.43	ARRBAR TGF2
BARAHONA CARBON	42.10	TV	CA	6652	[kCal/kg]	52.82	[US\$/tn]	28%	0.462	[tn/MWh]	24.39	4.0	28.39	BARAHO TVCA
CEPP 1	16.17	MD	FO#6	35240	[kCal/Gal]	64.83	[ctvsUS\$/Gal]	37%	65.200	[Gal/MWh]	42.26	2.0	44.26	CEPP 1 MMF6
CEPP 2	49.00	MD	FO#6	35240	[kCal/Gal]	64.83	[ctvsUS\$/Gal]	37%	65.200	[Gal/MWh]	42.26	2.0	44.26	CEPP 2 MMF6
CESPM 1	96.27	CC	FO#2	33787	[kCal/Gal]	87.99	[ctvsUS\$/Gal]	45%	56.563	[Gal/MWh]	49.77	2.2	51.97	CESPM1 CCF2
CESPM 2	98.40	CC	FO#2	33787	[kCal/Gal]	87.99	[ctvsUS\$/Gal]	45%	56.563	[Gal/MWh]	49.77	2.2	51.97	CESPM2 CCF2
CESPM 3	99.90	CC	FO#2	33787	[kCal/Gal]	87.99	[ctvsUS\$/Gal]	45%	56.563	[Gal/MWh]	49.77	2.2	51.97	CESPM3 CCF2
ESTRELLA DEL MAR	72.38	MD	FO#6	35240	[kCal/Gal]	64.83	[ctvsUS\$/Gal]	42%	58.272	[Gal/MWh]	37.77	2.0	39.77	ESTMAR MMF6
ESTRELLA DEL NORTE	37.14	MD	FO#6	35240	[kCal/Gal]	64.83	[ctvsUS\$/Gal]	39%	62.736	[Gal/MWh]	40.67	2.0	42.67	ESTNOR MMF6
FALCON 1	2.20	TV	FO#6	35240	[kCal/Gal]	64.83	[ctvsUS\$/Gal]	29%	84.620	[Gal/MWh]	54.85	1.6	56.42	FALCO1 TVF6
FALCON 2	2.20	TV	FO#6	35240	[kCal/Gal]	64.83	[ctvsUS\$/Gal]	29%	84.620	[Gal/MWh]	54.85	1.57	56.42	FALCO2 TVF6
FALCON 3	2.20	TV	FO#6	35240	[kCal/Gal]	64.83	[ctvsUS\$/Gal]	29%	84.620	[Gal/MWh]	54.85	1.57	56.42	FALCO3 TVF6
HAINA 1	46.30	TV	FO#6	35240	[kCal/Gal]	64.83	[ctvsUS\$/Gal]	27%	89.854	[Gal/MWh]	58.25	1.57	59.82	HAINA1 TVF6
HAINA 2	47.50	TV	FO#6	35240	[kCal/Gal]	64.83	[ctvsUS\$/Gal]	27%	89.854	[Gal/MWh]	58.25	1.57	59.82	HAINA2 TVF6
HAINA 4	67.68	TV	FO#6	35240	[kCal/Gal]	64.83	[ctvsUS\$/Gal]	29%	84.153	[Gal/MWh]	54.55	1.57	56.12	HAINA4 TVF6
HAINA TG	99.81	TG	FO#2	33787	[kCal/Gal]	87.99	[ctvsUS\$/Gal]	30%	83.591	[Gal/MWh]	73.55	2.53	76.08	HAINA3 TGF2
HIGUAMO 1	34.12	TG	FO#2	33787	[kCal/Gal]	87.99	[ctvsUS\$/Gal]	28%	92.524	[Gal/MWh]	81.42	1.60	83.02	HIGUA1 TGF2
HIGUAMO 2	34.02	TG	FO#2	33787	[kCal/Gal]	87.99	[ctvsUS\$/Gal]	28%	92.524	[Gal/MWh]	81.42	1.60	83.02	HIGUA2 TGF2
ITABO 1	90.00	TV	CA	6652	[kCal/kg]	42.15	[US\$/tn]	32%	0.404	[tn/MWh]	17.03	4.00	21.03	ITABO1 TVCA
ITABO 1 TG	33.95	TG	FO#2	33787	[kCal/Gal]	87.99	[ctvsUS\$/Gal]	28%	92.524	[Gal/MWh]	81.42	1.60	83.02	ITABO1 TGF2
ITABO 2	116.99	TV	CA	6652	[kCal/kg]	42.15	[US\$/tn]	32%	0.404	[tn/MWh]	17.03	4.00	21.03	ITABO2 TVCA
ITABO 2 TG	34.02	TG	FO#2	33787	[kCal/Gal]	87.99	[ctvsUS\$/Gal]	28%	92.524	[Gal/MWh]	81.42	1.60	83.02	ITABO2 TGF2
ITABO 3 TG	34.16	TG	FO#2	33787	[kCal/Gal]	87.99	[ctvsUS\$/Gal]	28%	92.524	[Gal/MWh]	81.42	1.60	83.02	ITABO3 TGF2
LA ISABELA	1.50	TG	FO#2	33787	[kCal/Gal]	87.99	[ctvsUS\$/Gal]	30%	84.845	[Gal/MWh]	74.66	2.77	77.43	ISABEL TGF2
LA VEGA	87.55	MD	FO#6	35240	[kCal/Gal]	64.83	[ctvsUS\$/Gal]	40%	60.452	[Gal/MWh]	39.19	2.00	41.19	LAVEGA MMF6
LOS MINA 5	118.00	TG	GN	9300	[kCal/m3]	6.46	[US\$/MMBTU]	33%	10.494	[MMBTU/MWh]	67.82	1.50	69.32	LMINA5 TGN
LOS MINA 6	118.00	TG	GN	9300	[kCal/m3]	6.46	[US\$/MMBTU]	33%	10.494	[MMBTU/MWh]	67.82	1.50	69.32	LMINA6 TGN
MANZANILLO 3	1.22	MD	FO#6	35240	[kCal/Gal]	64.83	[ctvsUS\$/Gal]	37%	66.551	[Gal/MWh]	43.14	2.00	45.14	MANZA3 MMF6
MAXON	28.98	TG	FO#2	33787	[kCal/Gal]	87.99	[ctvsUS\$/Gal]	36%	71.318	[Gal/MWh]	62.76	2.69	65.45	MAXON TGF2
METALDOM	30.00	MD	FO#6	35240	[kCal/Gal]	64.83	[ctvsUS\$/Gal]	40%	60.980	[Gal/MWh]	39.52	2.00	41.52	METDOM MMF6
MONTE RIO	96.60	MD	FO#6	35240	[kCal/Gal]	64.83	[ctvsUS\$/Gal]	43%	56.754	[Gal/MWh]	36.79	2.00	38.79	MONTER MMF6
MONTECRISTI	7.76	TG	FO#2	33787	[kCal/Gal]	87.99	[ctvsUS\$/Gal]	30%	84.845	[Gal/MWh]	74.66	2.77	77.43	MONTEC TGF2
OVIEDO	0.80	TG	FO#2	33787	[kCal/Gal]	87.99	[ctvsUS\$/Gal]	30%	84.845	[Gal/MWh]	74.66	2.77	77.43	OVIEDO TGF2
PALMARA	102.50	MD	FO#6	35240	[kCal/Gal]	64.83	[ctvsUS\$/Gal]	41%	60.050	[Gal/MWh]	38.93	2.00	40.93	PALARA MMF6
PIMENTEL	49.84	TG	FO#2	33787	[kCal/Gal]	87.99	[ctvsUS\$/Gal]	30%	84.845	[Gal/MWh]	74.66	2.77	77.43	PIMENT TGF2
PUERTO PLATA 1	23.50	TV	FO#6	35240	[kCal/Gal]	64.83	[ctvsUS\$/Gal]	27%	89.854	[Gal/MWh]	58.25	1.57	59.82	PPLAT1 TVF6
PUERTO PLATA 2	37.83	TV	FO#6	35240	[kCal/Gal]	64.83	[ctvsUS\$/Gal]	27%	89.854	[Gal/MWh]	58.25	1.57	59.82	PPLAT2 TVF6
SABANA GRANDE DE BOYA	1.50	TG	FO#2	33787	[kCal/Gal]	87.99	[ctvsUS\$/Gal]	30%	84.845	[Gal/MWh]	74.66	2.77	77.43	SGBOYA TGF2
SAN PEDRO VAPOR	31.35	TV	FO#6	35240	[kCal/Gal]	64.83	[ctvsUS\$/Gal]	27%	89.854	[Gal/MWh]	58.25	1.57	59.82	SPEDRO TVF6
SMITH	179.25	CC	FO#6	34600	[kCal/Gal]	75.59	[ctvsUS\$/Gal]	35%	71.159	[Gal/MWh]	53.79	2.77	56.56	SMITH CCF6
SULTAN DEL ESTE	148.59	MD	FO#6	35240	[kCal/Gal]	75.02	[ctvsUS\$/Gal]	44%	55.718	[Gal/MWh]	41.80	2.00	43.80	SULTAN MMF6
YAMASA	3.00	TG	FO#2	33787	[kCal/Gal]	87.99	[ctvsUS\$/Gal]	30%	84.845	[Gal/MWh]	74.66	2.77	77.43	YAMASA_TGF2

Nota:

PCI: Poder Calorífico Inferior de los combustible en kCal/unidad (Fuente: Plan Indicativo de Generación (PIG), Tabla 8)

Costo combustible en central: Se determinó a partir de los PCI de los combustibles y de las eficiencias y Costos Medios indicados en la Tabla 4 del documento PIG.

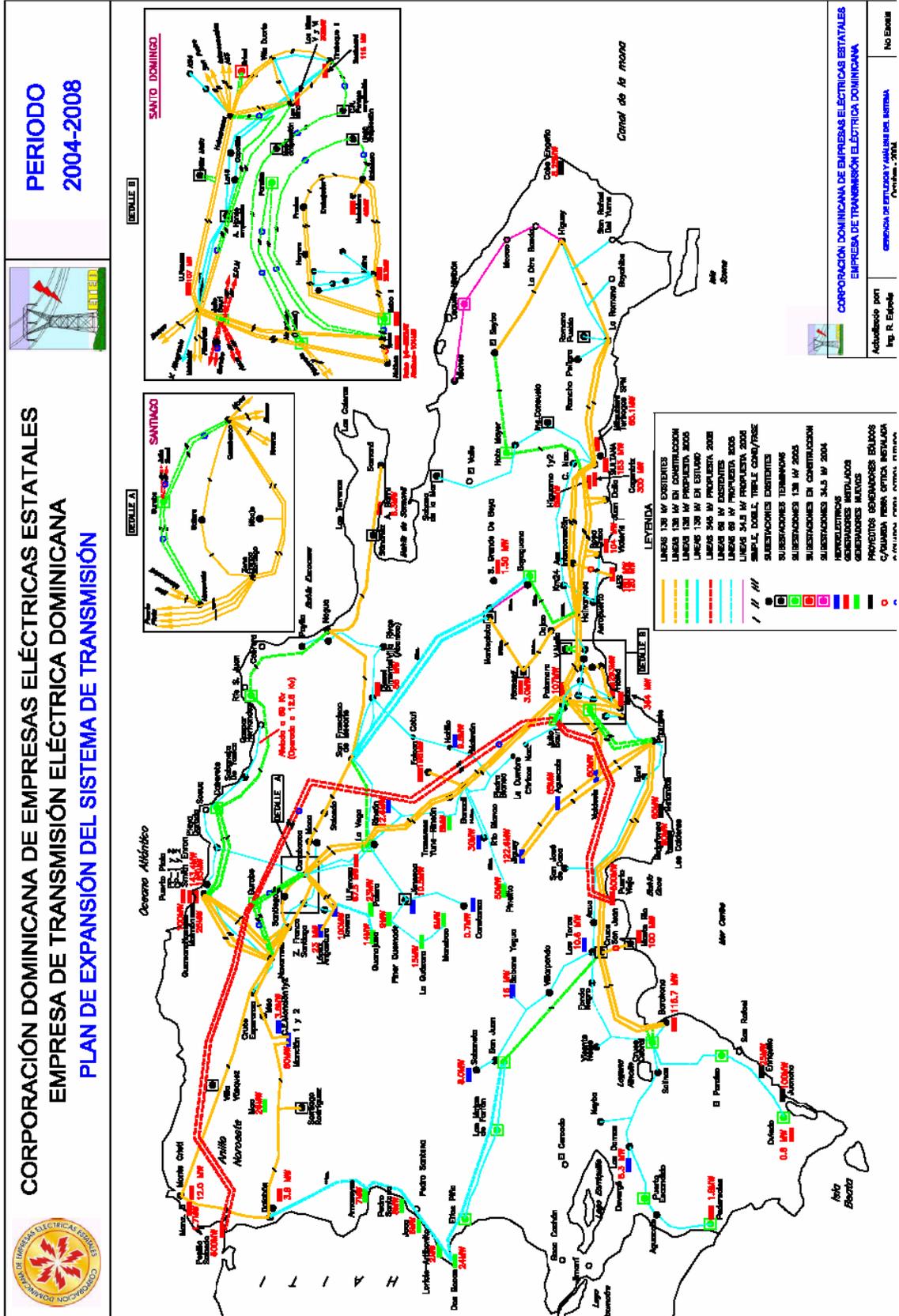
ANEXO II

Producción histórica de las plantas hidráulicas

Para modelar la producción hidráulica se consideraron las producciones mensuales indicadas en los documentos de Estadísticas de Operación elaborados por el OC para el período 2000 – 2003 y del documento de Informe de Operación Diciembre 2004 las producciones mensuales del 2004. En la tabla siguiente se indican los valores obtenidos.

Producción mensual hidráulica [GWh]													
Rep. Dominicana - Período 2000- 2004													
	Jan	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
2000	99.3	88.3	80.5	75.4	86.6	69.4	52.5	47.4	66.9	88.5	78.9	81.7	915
2001	72.0	67.0	64.0	63.0	65.0	57.0	53.0	54.0	50.0	38.0	55.0	58.0	696
2002	64.6	60.7	60.2	68.7	81.0	74.5	84.1	77.0	84.0	83.6	78.3	59.7	876
2003	61.0	57.8	62.5	58.9	80.3	96.8	103.4	106.2	103.9	118.8	183.0	156.9	1190
2004	142.0	102.7	105.3	142.2	183.1	188.7	166.7	133.9	110.8	103.7	98.0	123.3	1600
Promedio Anual													1056

ANEXO III
Diagrama Unifilar Red de Transporte



ANEXO IV

Proyección de la demanda futura

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento tiene como objeto determinar la evolución esperada de la demanda de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de República Dominicana. La proyección cubre el período 2005-2016.

Considerando que la década de 1990 ha sido afectada por racionamientos de electricidad que han afectado el crecimiento económico del país, en la sección 2 se presenta como introducción al presente estudio una breve caracterización de la situación actual del sector eléctrico del país.

En la sección 3 se presenta conceptualmente el modelo especificado para estimar la demanda futura de energía eléctrica para el período 2005-2016, así como los resultados obtenidos. En esta sección se presenta asimismo la evolución de la variables utilizadas en la estimación, así como los principales supuestos que fueron adoptados.

Por último, en la sección 4 se presentan las hipótesis utilizadas para proyecta la demanda d potencia máxima del SENI, así como los resultados obtenidos.

2. LA SITUACION ACTUAL DEL SISTEMA ELECTRICO DOMINICANO

En República Dominicana, el servicio eléctrico está a cargo de la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE), entidad autónoma del Estado. Los racionamientos de energía de la última década han caracterizado el comportamiento del sector. Según el despacho de carga de la CDE, ha existido casi siempre una considerable diferencia entra la demanda y la generación, provocando un déficit en el sistema. Se advierte que en los últimos años, sin embargo, se ha incrementado mucho la capacidad de generación.

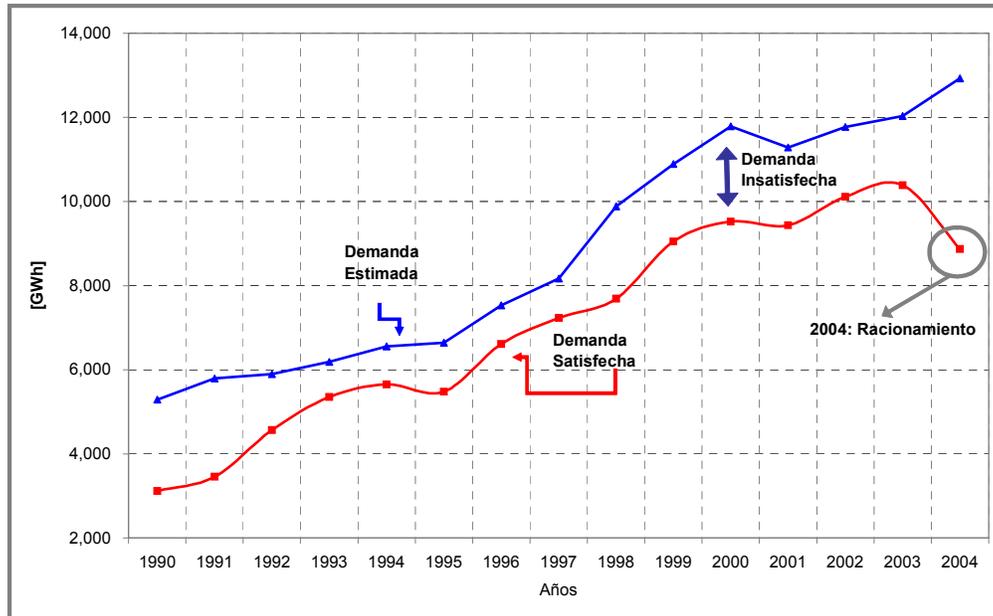
Según estimaciones del centro de despacho de carga de la CDE, ha existido durante todo el período 1990 – 2004 una demanda insatisfecha. Para la estimación de la demanda insatisfecha, la CDE ha tomado en cuenta a los sectores desconectados del sistema debido a los altos precios de la energía y a la falta de confiabilidad y calidad de la misma. Adicionalmente, también se han considerado a los sectores de la población que no son abastecidos debido a las redes eléctrica aún no han llegado a las zonas dónde habitan.

En el presente estudio se consideró la demanda efectiva en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) para estimar la demanda esperada del período 2005-2016.

Adicionalmente, cabe mencionar que en las estimaciones efectuadas no se consideró la demanda del año 2004, dado a que el decrecimiento producido en dicho año se debió fundamentalmente a problemas de tipo económico, que limitaron la energía suplida y la potencia máxima demanda. Es de esperarse que con una recuperación económica esto se corrija, por lo que no se tomaron los datos correspondientes al año 2004 con el objeto de no distorsionar la serie histórica en las simulaciones.

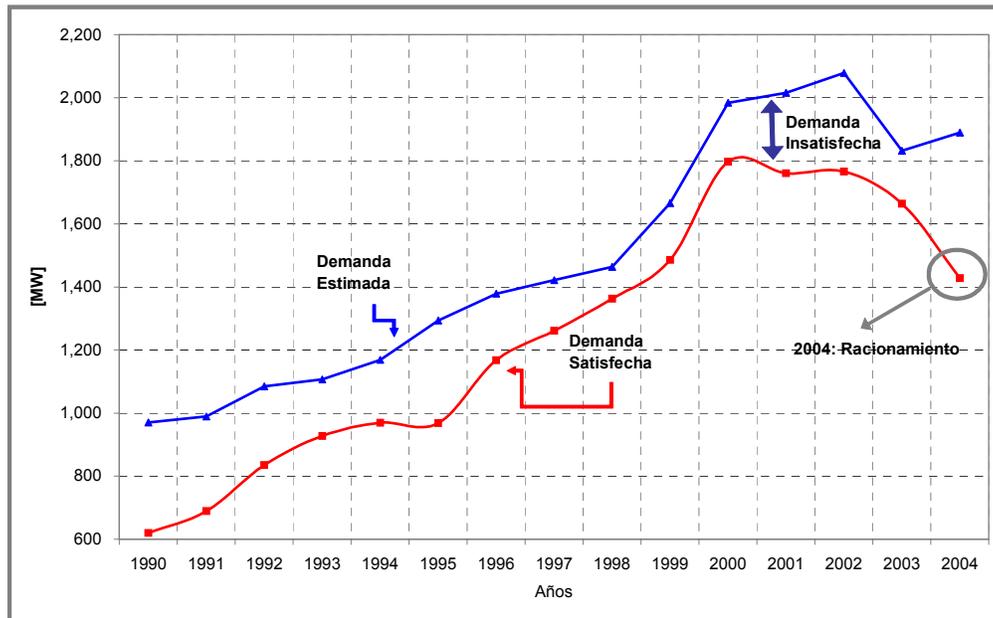
En los gráficos siguientes se muestra la demanda de energía y potencia del período 1990 – 2004, diferenciando la demanda real del sistema más la demanda insatisfecha estimada por la CDE:

Energía: Demanda Estimada y Demanda Satisfecha



Fuente: CDE

Potencia: Demanda Estimada y Demanda Satisfecha



Fuente: CDE

3. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

Con el objeto de estimar la demanda interna de electricidad de República Dominicana se utilizó un programa econométrico de regresión lineal clásica.

El comportamiento de la demanda se modeló sobre la base del **modelo de ajuste parcial de Koyck**, siendo las series históricas de demanda y la evolución del Producto Interno Bruto real las principales variables utilizadas en la modelización.

3.1. EL MARCO CONCEPTUAL DEL MODELO

Para estimar las ventas futuras totales de energía eléctrica para el período 2005 – 2016 se utilizaron modelos econométricos de regresión lineal clásica (Mínimos Cuadrados Ordinarios).

El modelo especificado utiliza como variables explicativas el Producto Bruto Interno de República Dominicana en términos reales (PIB) y un término autorregresivo. Esta especificación resulta, según la experiencia del consultor, de uso muy difundido en estudios de demanda de energía eléctrica, debido a la inercia propia de las decisiones de consumo de los agentes, y a la posibilidad de que existan rigideces técnicas e institucionales que dificultan que el consumo se ajuste instantáneamente a cambios en los ingresos.

En economía la dependencia de una variable Y (la variable dependiente) respecto de otra u otras variables X (las variables explicativas) raramente es instantánea. Muy frecuentemente Y responde a X en un lapso de tiempo. Dicho lapso de tiempo se denomina en econometría *rezago*. En los modelos de *rezagos distribuidos*, el efecto de una causa dada (por ejemplo, un aumento en los ingresos reales de un país) se propaga durante un número de períodos de tiempo.

Para ilustrar esto, considérese el consumo de electricidad, que es el objeto a explicar en el presente estudio. Supóngase que un individuo recibe un incremento que puede considerar permanente de su salario. En general, puede esperarse que las personas no se gastarán todo el incremento inmediatamente: podrían elegir gastar una parte el primer año y otra parte el segundo, por ejemplo.

El modelo de Koyck resulta un método para la estimación de este tipo de modelo.

Para ilustrar una de las formas de racionalizar este modelo, considérese que existe una cantidad de *equilibrio, deseada* o de *largo plazo* de consumo de electricidad, a la que se designará con C_t^* . En términos sencillos, supóngase que este nivel deseado de consumo de electricidad es una función lineal del nivel de producto de la economía, entonces:

$$C_t^* = \beta_0 + \beta_1 X_t + u_t \quad (1)$$

Puesto que el nivel deseado de consumo de electricidad no puede observarse directamente, se postula la siguiente hipótesis de *ajuste parcial*:

$$C_t - C_{t-1} = \delta(C_t^* - C_{t-1}) \quad (2)$$

donde δ , tal que $0 < \delta < 1$, se conoce como *coeficiente de ajuste*, y donde $C_t - C_{t-1}$ = cambio real y $(C_t^* - C_{t-1})$ = cambio deseado.

La ecuación postula que el cambio real en el consumo de electricidad en el período t es alguna fracción δ del cambio deseado para ese período. Si $\delta=1$, significa que el consumo real de electricidad es igual al consumo deseado, es decir el ajuste es instantáneo; por el contrario si $\delta=0$, significa que nada cambió puesto que el nivel de consumo de electricidad en el período t es igual al del período anterior. Generalmente se espera que δ se encuentre entre éstos dos extremos, debido a que el ajuste del nivel deseado de consumo de electricidad es incompleto puesto que existen rigideces, como la existencia de contratos en el sector industrial o las pautas de consumo pasadas en el sector residencial, que impiden el ajuste instantáneo.

A través de algunos pasos algebraicos, se puede llegar a la siguiente ecuación:

$$C_t = \delta C_t^* + (1 - \delta)C_{t-1} \quad (3)$$

que muestra que el consumo de electricidad registrado en el período t corresponde al consumo promedio ponderado de electricidad deseada en ese momento y al consumo registrado en el período previo. Sustituyendo (1) en (3), se obtiene:

$$C_t = \delta\beta_0 + \delta\beta_1 X_t + (1 - \delta)C_{t-1} + \delta u_t \quad (4)$$

Este modelo se denomina **modelo de ajuste parcial**.

Dado que (1) representa la demanda de electricidad de equilibrio o de largo plazo, se puede denominar a (4) función de demanda de electricidad de corto plazo. Una vez obtenida la función de corto plazo (4), y también obtenida la estimación del coeficiente δ , se puede derivar fácilmente la función de largo plazo dividiendo $\delta\beta_0$ y $\delta\beta_1$ por δ y omitiendo el término rezagado C , para obtener entonces (1).

El modelo presenta la ventaja que se puede diferenciar el efecto de corto plazo y el efecto de largo plazo en el consumo de electricidad, de una variación en la variable explicativa. El efecto a corto plazo de un cambio unitario en X_t será medido por el coeficiente $\delta\beta_1$, mientras que el efecto de largo plazo será medido por el coeficiente β_1 .

El soporte teórico detrás de la utilización del modelo de ajuste parcial para estimar la demanda futura de energía eléctrica, se encuentra en el marco de que dicho modelo esta conceptualmente basado en la existencia de rigideces técnicas e institucionales, y en la inercia (debida al hecho de que las personas no cambian sus hábitos de consumo inmediatamente después de un incremento en el ingreso o de una reducción de precios).

En términos generales, la forma funcional (exponencial) que se ensayo fue:

$$Y_t = \beta_0 * X_t^{\beta_1} * e_{ui}$$

Dónde llamamos Y a la variable endógena o variable a explicar (ventas de energía eléctrica), X a la variable exógena o variable explicativa (PBI en este caso), y u al error estocástico.

Nótese que el modelo exponencial puede ser alternativamente expresado como:

$$\ln(Y_t) = \ln(\beta_0) + \beta_1 * \ln(X_t) + u_i \quad (5)$$

Dónde \ln = logaritmo natural¹

¹ Logaritmo en base e, dónde e = 2.718

Si escribimos (5) como:

$$\ln(Y_t) = \alpha + \beta_1 * \ln(X_t) + u_i \quad (6)$$

Dónde $\alpha = \ln(\beta_0)$, este modelo es lineal en los parámetros α y β_0 , lineal en los logaritmos de las variables Y y X y puede ser estimado por Mínimos Cuadrados Ordinarios.

Una característica importante de este modelo, que lo ha hecho muy popular en el trabajo empírico, es que el coeficiente de la pendiente β_1 mide la elasticidad de Y con respecto a X, es decir, el cambio porcentual en Y ante un cambio marginal en X. Así, si Y representa la demanda de energía y X el PBI, β_1 mide la elasticidad-ingreso de la demanda (el aumento en el consumo de energía eléctrica ante cambios unitarios en el ingreso de la economía).

3.2. SERIES HISTÓRICAS

Para proyectar la demanda total de energía de República Dominicana se utilizaron series históricas de energía demandada efectiva correspondientes al período 1990 – 2004, así como de Producto Bruto Interno, en términos reales, del mismo período.

En la tabla siguiente se muestra la demanda de energía eléctrica y potencia del período histórico considerado, así como las tasas anuales de crecimiento:

Demanda de Energía y Potencia

Año	Demanda Satisfecha [GWh]	Potencia Abastecida [MW]	Crec. Energía [%]	Crec. Potencia [%]
1990	3,121	620		
1991	3,457	689	10.8%	11.1%
1992	4,564	835	32.0%	21.2%
1993	5,353	927	17.3%	11.0%
1994	5,653	969	5.6%	4.5%
1995	5,478	968	-3.1%	-0.1%
1996	6,615	1,168	20.8%	20.7%
1997	7,236	1,261	9.4%	8.0%
1998	7,693	1,363	6.3%	8.1%
1999	9,049	1,486	17.6%	9.0%
2000	9,522	1,797	5.2%	20.9%
2001	9,434	1,760	-0.9%	-2.1%
2002	10,109	1,766	7.2%	0.3%
2003	10,386	1,664	2.7%	-5.8%
2004	8,867	1,428	-14.6%	-14.2%

Fuente: CDE

La demanda de energía eléctrica se ha incrementado desde 3,121 GWh en 1990 hasta 10,386 GWh en el año 2003. Este crecimiento ha tenido su máximo en 1992 (32%), consecuencia fundamentalmente de racionamientos ocurridos en 2001.

La demanda de Energía creció, en promedio, durante el período 1990 – 2003, en un 9.7% anual acumulativo.

En la tabla siguiente, por su parte, se muestra la evolución del PIB de República Dominicana, así como la tasa anual de crecimiento:

Producto Interno Bruto

Año	PIB real [MM RD\$ 1970]	PIB real per cápita [MM RD\$ 1970]	Crec. PIB [%]
1990	3,737	549	
1991	3,772	541	0.9%
1992	4,073	571	8.0%
1993	4,194	575	3.0%
1994	4,375	589	4.3%
1995	4,579	606	4.7%
1996	4,907	638	7.2%
1997	5,308	678	8.2%
1998	5,702	715	7.4%
1999	6,167	760	8.1%
2000	6,668	807	8.1%
2001	6,910	822	3.6%
2002	7,217	843	4.4%
2003	7,082	812	-1.9%

Fuente: Banco Central de República Dominicana

Se puede observar que la tasa media acumulativa de crecimiento anual durante el período 1970 – 2004 fue de 4.76%.

Según cifras preliminares del Banco Central, durante el año 2004 el PIB creció en un 2% en términos reales respecto al año anterior, resultando en valores absolutos igual a 7,219 MM RD\$ de 1970.

3.3. ESCENARIO DE CRECIMIENTO

En la tabla siguiente se presenta el escenario de crecimiento de PIB considerado para efectuar las estimaciones:

PIB: Escenarios de Crecimiento

Año 2005	3.7%
Año 2006	4.5%
2007 - ...	4.7%

Para el largo plazo se consideró una tasa de crecimiento del PIB real de 4.7% por año, igual a la del promedio histórico 1970 – 2004. Durante los años 2005 y 2006 se alcanza dicha tasa de manera gradual.

3.4. MODELO ESPECIFICADO

Como ya mencionó anteriormente, el modelo simulado fue:

$$\ln(\text{CEE}_t) = \alpha + \beta_1 * \ln(\text{PIB}_t) + \beta_2 * \ln(\text{CEE}_{t-1})$$

Dónde:

$\ln(CEE_t)$ es la demanda de energía eléctrica en t, expresada en logaritmos

$\ln(PIB_t)$ es el PIB de República Dominicana, en el momento t, en MM RD\$ constantes de 1970, expresado en logaritmos.

$\ln(CEE_{t-1})$ es la demanda de energía eléctrica en t-1, expresadas en logaritmos.

α , β_1 y β_2 son los coeficientes de la regresión, siendo que α representa la ordenada al origen de la línea de ajuste (el consumo autónomo) y β_1 la elasticidad producto de la demanda.

La simulación arrojó los siguientes coeficientes:

$$\ln(CEE_t) = -1.00318 + 0.62669 * \ln(PIB_t) + 0.51058 * \ln(CEE_{t-1})$$

En la tabla siguiente se muestran los estadísticos de la regresión:

Estadísticos de la Regresión

Dependent Variable: LN(CEE)				
Method: Least Squares				
Date: 05/12/05 Time: 15:41				
Sample(adjusted): 1991 2003				
Included observations: 13 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LN(PIB)	0.62668966	0.33874330	1.85004299	0.09403849
LN(CEE(-1))	0.51057886	0.20305766	2.51445254	0.03067763
C	-1.00318454	1.26472080	-0.79320633	0.44606957
R-squared	0.96832225	Mean dependent var		8.84101432
Adjusted R-squared	0.96198670	S.D. dependent var		0.34277477
S.E. of regression	0.06683080	Akaike info criterion		-2.37413139
Sum squared resid	0.04466355	Schwarz criterion		-2.24375847
Log likelihood	18.4318541	F-statistic		152.839498
Durbin-Watson stat	2.03358340	Prob(F-statistic)		0.00000003

Puede observarse que el modelo especificado arrojó buenos resultados desde el punto de vista estadístico:

- Las estimaciones arrojaron resultados satisfactorios en lo que respecta a los signos esperados de los coeficientes asociados a las variables explicativas.
- Además, es posible extraer los siguientes resultados:
 - El consumo muestra una importante inercia o memoria. En efecto si dicho consumo verificó un crecimiento de 1% en el año $t-1$, es de esperar que al menos crezca un 0,51% en el año t .
 - La elasticidad ingreso de la demanda es 0.63, por lo que ante un incremento del PIB total de 1% es de esperar un incremento de la demanda del sector residencial del 0.63%.
- El grado de ajuste, medido por los “R cuadrado” y el “R cuadrado ajustado” por el número de variables, fue muy bueno: según estos indicadores, el 97% de las variaciones en la demanda total de energía son explicadas por el modelo. Además, el error estándar de la estimación (0.067) resulta lo suficientemente pequeño para poder afirmar con un grado considerable de certeza que la ecuación de regresión tiene éxito para predecir la demanda de energía eléctrica.
- Todas las variables explicativas, así como la ordenada en el origen de la línea de regresión – C-, resultan relevantes para explicar el comportamiento de la variable dependiente (la demanda de energía residencial), como lo demuestran los valores del estadístico t. En efecto, como puede observarse, los valores de probabilidad de todas ellas son cercanos a cero, lo que implica que la evidencia contraria a la irrelevancia resulta muy fuerte.
- En conjunto, las variables incluidas en el modelo también resultan significativas (la probabilidad de que todas las variables del modelo sean iguales a 0 es 0, como lo demuestra el estadístico F). Entonces se puede rechazar la hipótesis de que el conjunto de las variables no tiene valor predictivo.
- Otro estimador que resulta importante desde el punto de vista estadístico, a los efectos de examinar si hay tendencias en los errores de pronóstico (lo que violaría la teoría, ya que en un buen modelo de pronóstico tales errores deben ser imposibles de pronosticar) es el estimador Durbin Watson (DW). Si dicho estimador es cercano a 2, se puede afirmar que no existe autocorrelación serial entre los residuos, que resulta fundamental a los efectos de realizar el análisis de regresión.

3.5. RESULTADOS

En la tabla siguiente se muestran los resultados obtenidos:

Demanda Proyectada de Energía Eléctrica

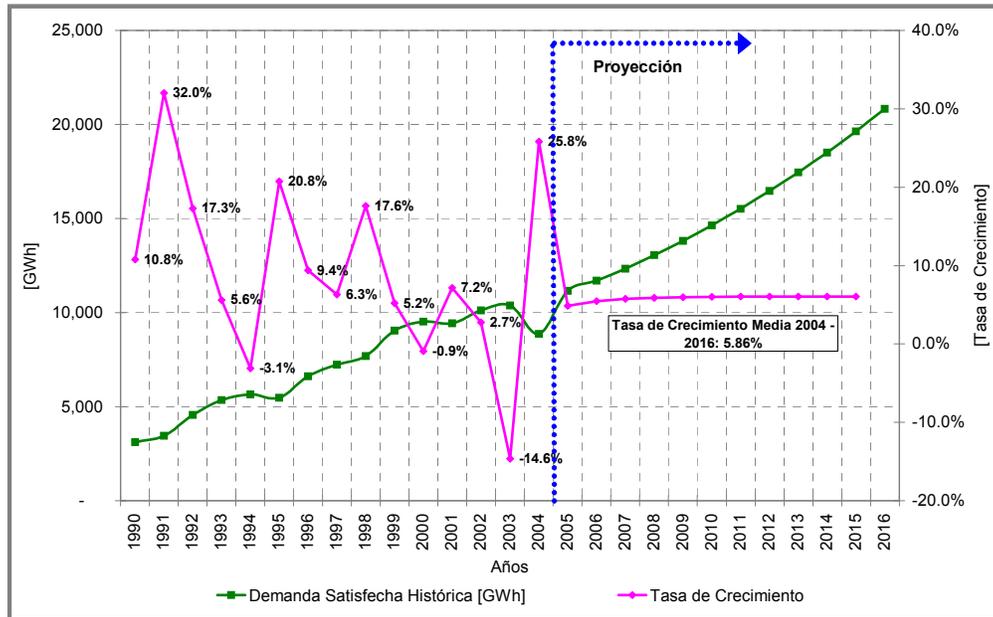
Años	Demanda Satisfecha Histórica [GWh]	Tasa de Crecimiento [%]
2003	10,386	3%
2004	8,867	-15%
2005	11,157	26%
2006	11,701	5%
2007	12,339	5%
2008	13,048	6%
2009	13,818	6%
2010	14,644	6%
2011	15,525	6%
2012	16,462	6%
2013	17,458	6%
2014	18,514	6%
2015	19,635	6%
2016	20,824	6%

Se aprecia que la tasa media anual durante el período proyectado 2005 – 2016 resulta de 5.84%.

El crecimiento del año 2005 se debe a que la situación de racionamiento general y, en particular, el decrecimiento registrado durante el año 2004 (14.5% respecto al 2003), es posible esperar un crecimiento por encima de la media histórica en el primer año, ya que se está recuperando una importante cantidad de demanda insatisfecha del año anterior. De hecho, si comparamos el valor obtenido en el año 2005 con el registrado en el 2003, el crecimiento medio durante los dos años fue de 4%. Durante los años posteriores proyectados, se verifica que la demanda alcanza valores de crecimiento estables.

En el gráfico siguiente se muestra la evolución de la demanda de energía eléctrica durante el período 1990 – 2004, así como la demanda proyectada:

Demanda Histórica y Proyectada de Energía Eléctrica



4. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA

Para proyectar la demanda de potencia, se utilizó un factor de carga de 0.65 representativo del promedio histórico del período 1990 – 2004. En la tabla siguiente se muestran los resultados obtenidos:

Demanda de Potencia Máxima

Años	Dda. de Potencia Media [MW]	Dda. de Potencia Máx. [MW]	Factor de Carga [%]
1990	356.28	620.00	0.57
1991	394.63	689.00	0.57
1992	521.00	835.00	0.62
1993	611.07	927.00	0.66
1994	645.32	969.00	0.67
1995	625.34	968.00	0.65
1996	755.14	1,168.00	0.65
1997	826.03	1,261.00	0.66
1998	878.20	1,363.00	0.64
1999	1,032.99	1,486.00	0.70
2000	1,086.99	1,797.00	0.60
2001	1,076.94	1,760.00	0.61
2002	1,154.00	1,766.00	0.65
2003	1,185.62	1,664.00	0.71
2004	1,012.21	1,428.00	0.71
2005	1,273.57	1,959.34	0.65
2006	1,335.70	2,054.93	0.65
2007	1,408.55	2,167.00	0.65
2008	1,489.52	2,291.58	0.65
2009	1,577.40	2,426.77	0.65
2010	1,671.68	2,571.82	0.65
2011	1,772.26	2,726.55	0.65
2012	1,879.24	2,891.13	0.65
2013	1,992.87	3,065.95	0.65
2014	2,113.48	3,251.50	0.65
2015	2,241.44	3,448.37	0.65
2016	2,377.18	3,657.20	0.65

ANEXO V

Análisis de funcionamiento del sistema de potencia

1. INTRODUCCIÓN

En este Capítulo se presentan los resultados del estudio de factibilidad técnica, desde el punto de vista del funcionamiento eléctrico del sistema, de incorporar dos centrales de 600 MW cada una, localizadas en Puerto Viejo y Pepillo Salcedo.

El objetivo del estudio es analizar el impacto de la incorporación de estas centrales en el funcionamiento del sistema, y determinar la máxima potencia que pueden inyectar las mismas en el sistema de transmisión, sin poner en riesgo la seguridad de operación.

En el análisis se considera que en la fecha de incorporación de estas centrales se encuentra en operación el sistema de 345 kV que vincula las nuevas estaciones Gurabó y Julio Sauri, y que las centrales inyectan su potencia en estas estaciones mediante sendas líneas de 345 kV, desde el emplazamiento de las centrales. Asimismo se consideran otras ampliaciones de transmisión incluidas en el Plan de Expansión de la Transmisión de ETED para el período 2004-2008.

2. DOCUMENTOS DE REFERENCIA

- [1] CDEE, Comité de Gestión; “Proyecto de carbón 1200 MW”, Enero 2005
- [2] OC, Gerencia de Operaciones, “Estudio de Explotación – Central Carbón de 750 MW en Manzanillo”, Noviembre 2004.
- [3] CDEE, “Comportamiento del Sistema de Transmisión con la Conexión de Plantas de Antracita de 750 MW”, Noviembre 2004.
- [4] CDEE, Gerencia de Operaciones, División de Estudios; “Actualización del Esquema de Relevos de Carga del Sistema Eléctrico Interconectado de la República Dominicana”, Agosto 2004.
- [5] DECON, Documento técnico sobre el sistema de transmisión de 345 kV, Junio 2003.
- [6] OC, “Documento Nr. 8614-16, Informe de Mejía Villegas Ingenieros Consultores S.A. sobre estudios eléctricos para la República Dominicana”, Noviembre 2002.

3. METODOLOGÍA GENERAL DEL ESTUDIO

Se describen a continuación los aspectos más relevantes de la metodología general utilizada:

- Mediante estudios de estado estacionario y de transitorios electromecánicos se analizaron las condiciones en que pueden operar las nuevas plantas de generación manteniendo los criterios de seguridad y calidad establecidos en la regulación vigente.
- El estudio consistió en lo siguiente:
 - Estudios de flujo de potencia para verificar el cumplimiento de los criterios de operación estática (niveles de tensión en las barras, sobrecargas de componentes, etc.), tanto en condiciones de red completa como ante contingencias simples.
 - Estudios de estabilidad transitoria para verificar el impacto de las nuevas centrales sobre la estabilidad del sistema en condiciones de máximo requerimientos del sistema de transporte, y convalidar las medidas de protección y control que pudieran ser necesarias.
 - Estudios de estabilidad de frecuencia para verificar las condiciones para la recuperación dinámica del sistema frente a la pérdida de importantes bloques de generación.
- Se utilizó la proyección de demanda total del sistema presentada en el Anexo IV del presente Informe. La desagregación por barra se realizó en base al perfil de demanda contenido en el documento “Parámetros_del_Sistema_02-09-2004.xls” que publica El Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico en su sitio de internet.
- En los escenarios de estudio, los despachos de generación utilizados para el análisis se basaron en los resultados de la simulación de la operación futura del sistema, presentada en el cuerpo principal del informe. En los casos en que se incrementa la generación de Pepillo Salcedo y Puerto Viejo sobre la establecida en el despacho base, se considera que estas unidades desplazan del despacho a las unidades con mayores costos de operación.
- Las simulaciones fueron realizadas con los módulos de análisis estacionario y de análisis dinámico del programa PSS/E, de Power Technologies, Inc.

4. MODELACIÓN DEL SISTEMA

En la modelación del sistema se tuvo en cuenta lo siguiente:

4.1. MODELADO DE LA RED

- Se utilizó como base la información actualizada de la red publicada en el sitio web del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico, y se agregaron las líneas 345 kV y 138 kV y estaciones transformadoras proyectadas para la expansión de la red de transmisión.
- La información sobre las nuevas instalaciones de transmisión se obtuvo de los documentos de referencia.

- Para aquellos datos y parámetros necesarios para el modelado, que no se encuentran especificados en la información de referencia, se estimaron sus valores en función de la información disponible y datos típicos de instalaciones similares.
- Se incluyeron las siguientes ampliaciones
 - Estación 345/138 kV Gurabó
 - Estación 345/138 kV Julio Sauri
 - Línea de 345 kV doble circuito de 150 km de longitud que vincula las estaciones Gurabó y Julio Sauri
 - Línea de 345 kV doble circuito de 130 km de longitud que vincula la nueva Pepillo Salcedo con la estación Gurabó.
 - Línea de 345 kV doble circuito de 100 km de longitud que vincula la nueva Puerto Viejo con la estación Julio Sauri.
 - Línea de 138 kV de 15 km, desde Gurabó hasta Canabacoa, incluida en el Plan de Expansión de ETED.
 - Línea de 138 kV desde Gurabó hasta Navarrte, incluida en el Plan de Expansión de ETED.
 - Estación 138/69 kV La Vega y línea de 138 kV desde La Vega hasta San Francisco
 - Línea de 138 kV desde Julio Sauri a Pisarte
- Se incluyó además el cambio de conexión de la actual línea de 138 kV Bonao – Palamara en el extremo Palamara, quedando la misma vinculando los nodos Bonao y Julio Sauri.
- Se ha incluido además compensación de potencia reactiva en la estación Palamara, tomando como base lo expuesto en Ref. [6].

4.2. *MODELO DINÁMICO*

- Se utilizó un modelo dinámico existente en formato PSS/E del sistema Dominicano, el cual incluye modelo de los generadores, sistemas de excitación y reguladores de velocidad (governors).
- Se incluyó un modelo dinámico para los generadores de las centrales Pepillo Salcedo y Puerto Viejo, en base a datos de unidades de similares características.
- Se incluyó un modelo de sistema de excitación/regulador automático de tensión (AVR) y un modelo de regulador de velocidad para estas dos unidades. Los parámetros de estos modelos fueron sintonizados para obtener una respuesta adecuada de la unidad en benchmark característicos para este tipo de dispositivos (ensayo de vacío del AVR, ensayo de red aislada para el governor).
- Se incluyó además un modelo de estabilizador del sistema de potencia (PSS) para estas unidades.
- Se modeló el esquema de desconexión automática de carga en función de la información de la referencia [4].

- En las simulaciones dinámicas, la respuesta de los reguladores automáticos de velocidad se limita de modo de obtener una reserva rotante disponible para la regulación primaria de aproximadamente el 5% de la capacidad de las unidades despachadas.

5. ESTUDIOS DE FUNCIONAMIENTO DE ESTADO ESTACIONARIO

En esta sección se presentan los resultados del análisis de la operación con red completa (estados N) y de falla simple (estados N-1). Los resultados de los estados de funcionamiento de la red analizados se muestran en el Sub-Anexo I del Anexo V, mediante esquemas unifilares representativos.

Los escenarios de operación considerados para el análisis han sido seleccionados de modo que representen las condiciones de máxima exigencia para el sistema de transmisión cuando se incorporan las nuevas plantas de generación inyectando potencia en las estaciones Gurabó y Julio Sauri.

5.1. ESCENARIO #1:

- **Análisis de red completa**

Demanda: Máxima para el año 2007 – 2167 MW

Despacho de la central Pepillo Salcedo: 600 MW

Este escenario corresponde a un estado de máxima demanda del año 2007, fecha en la que entra en servicio la central Pepillo Salcedo. La demanda considerada es de 2167 MW, que es la máxima demanda de horas de pico proyectada para el año 2007. La condición de operación más exigente para el sistema de transmisión se presenta cuando se tiene despacho pleno de la unidad Pepillo Salcedo.

Los resultados de este caso se presentan en la Figura 1 del Sub-Anexo I del Anexo V. Se observa que no se presentan sobrecargas en los componentes y que los niveles de tensión de las barras de 345 y 138 kV están dentro del rango de variación permitido para condiciones de red completa.

- **Análisis de contingencias**

El análisis de contingencias en este caso se tiene por objetivo verificar si la inyección de potencia de la central Pepillo Salcedo afecta la seguridad de estado estacionario ante contingencias simples en la red de transmisión.

Se evaluaron salidas de componentes de la red de 138 kV y se observó que las mismas no provocan sobrecargas ni tensiones fuera de rango.

Las fallas en el sistema de 345 kV son más severas, en particular la salida de los dos circuitos de la línea de 345 kV Gurabó – Julio Sauri provoca sobrecargas de alrededor del 7% en las líneas de 138 kV Canbacoa – La Vega – Bonao y Bonao – J. Sauri. Para reducir la sobrecarga es necesario reducir en 40 MW la generación de Pepillo Salcedo, por lo que para poder tener despacho pleno de la central sin afectar la seguridad de operación sería necesario disponer de algún mecanismo de reducción automática de generación en esa central. El flujo de carga para esta contingencia se presenta en la Figura 2 del Sub-Anexo I del Anexo V.

5.2. ESCENARIO #2

- **Análisis de red completa**

Demanda: Mínima para el año 2007 – 1083 MW

Despacho de la central Pepillo Salcedo: 300 MW

Este escenario corresponde a la demanda mínima para el año 2007. La generación en la central Pepillo Salcedo es de 300 MW, como se describirá más adelante, esta es la máxima potencia con que puede despacharse esa central para estas condiciones de carga, por razones de seguridad dinámica.

Desde el punto de la operación estática en condiciones de red completa la central puede despacharse hasta aproximadamente 450 MW sin que se produzcan sobrecargas en la red. Este valor límite depende de la forma en que se despachan las restantes centrales del sistema.

Los resultados de flujo de carga para este escenario se presentan en la Figura 3 del Sub-Anexo I del Anexo V.

- **Análisis de contingencias**

Las contingencias simples en la red de 138 kV no provocan violaciones de los límites de cargabilidad de los componentes ni tensiones fuera de rango. La salida de la línea de 345kV tampoco resulta severa en estas condiciones de operación, no provocando sobrecargas de componentes niveles de tensiones inaceptables. La Figura 4 del Sub-Anexo I del Anexo V muestra los resultados de esta contingencia.

5.3. ESCENARIO #3

- **Análisis de red completa**

Demanda: Máxima para el año 2008 – 2246 MW

Despacho de la central Pepillo Salcedo: 0 MW

Despacho de la central Puerto Viejo: 600 MW

Este es un escenario de demanda máxima para el año 2008, en el cual se considera en operación la central Puerto Viejo, con un despacho de 600 MW. La central Pepillo Salcedo se considera fuera de servicio. Los resultados de flujo de carga para este caso se muestran en la Figura 5 del Sub-Anexo I del Anexo V.

- **Análisis de contingencias**

Las contingencias simples en la red de 138 kV no provocan violaciones de los criterios e seguridad de estado estacionario. Por otro lado, la salida del doble circuito de 345 kV Julio Sauri – Gurbó origina sobrecargas del orden del 10% en las líneas de 138 kV Julio Sauri – Bonao y Julio Sauri – La Vega. Para eliminar la sobrecarga hay que reducir la generación de la central Puerto Viejo en aproximadamente 40 MW. Análogamente a lo descrito en caso del escenario #1, para poder despachar a pleno la central Puerto Viejo sin afectar negativamente la seguridad de operación de sistema, se debe implementar un sistema de reducción de generación en caso de contingencias de esta naturaleza. Los resultados para esta contingencia se presentan en la Figura 6 del Sub-Anexo I del Anexo V.

5.4. ESCENARIO #4

Demanda: Máxima para el año 2008 – 2246 MW

Despacho de la central Pepillo Salcedo: 600 MW

Despacho de la central Puerto Viejo: 600 MW

- **Análisis de red completa**

Este escenario al igual que el anterior corresponde a la demanda máxima para el año 2008, y se consideran en operación las centrales Pepillo Salcedo y Puerto Viejo, con un despacho de 600 MW cada una. El flujo de carga para este estado de operación se presenta en la Figura 7 del Sub-Anexo I del Anexo V.

Se observa que en estas condiciones de operación hay sobrecargas en los transformadores de la central Julio Sauri, proyectados inicialmente con una capacidad nominal de 300 MVA. No se presentan sobrecargas en otros componentes de la red

- **Análisis de contingencias**

En este caso la pérdida del doble circuito de 345 kV Julio Sauri – Garuabó no ocasiona sobrecargas en la red de transmisión. Esto se debe a que la transferencia en el corredor norte – sur no es elevada, dado que las nuevas centrales inyectan su potencia directamente en los centros de carga más importantes, reduciendo las potencias de tránsito. Los resultados de flujo de carga para esta contingencia se presentan en la Figura 8 del Sub-Anexo I del Anexo V.

En las condiciones de despacho expuestas en la Figura 8, ante la salida de uno de los circuitos de la línea de 138 kV que vincula Palamara con Hainamosa se produce sobrecarga del circuito que queda en servicio. Dicha sobrecarga puede eliminarse aumentando el despacho de las centrales de la zona este. Por otro lado, la entrada en servicio de las ampliaciones de 138 kV Los Mina – Arroyo Hondo permitiría reducir el flujo por el vínculo Palamara – Hainamosa, reduciendo el riesgo de sobrecargas en estas condiciones de falla. En la Figura 9 del Sub-Anexo I del Anexo V se presenta el flujo de potencia correspondiente a esta contingencia.

6. ESTUDIOS DE FUNCIONAMIENTO DINÁMICO

Se presentan en esta sección los resultados del estudio de estabilidad, donde se evalúa el impacto de la incorporación de las centrales de 600 MW sobre el comportamiento dinámico del sistema, y las eventuales medidas de control que deberían implementarse para garantizar la seguridad de la operación, en las distintas condiciones de operación y falla.

Se describen los resultados de las siguientes contingencias:

6.1. CONTINGENCIA #1

Escenario de operación: Escenario #1

Demanda: Máxima para el año 2007 – 2167 MW

Despacho de la central Pepillo Salcedo: 600 MW

Falla: Cortocircuito en la línea de 345 kV P. Salcedo – Gurabó y apertura del circuito fallado.

El objetivo del análisis en este caso es verificar si se produce pérdida de sincronismo de la central P. Salcedo en condiciones de máximo despacho de la misma, cuando se pierde uno de los circuitos de la vinculación con la estación Gurabó. Este escenario presenta condiciones

severas para esta falla, ya que se tiene máximo despacho de la central Pepillo Salcedo y el sistema está en un estado de carga elevado que limita la capacidad del sistema postfalla de absorber la energía transitoria liberada durante la falla.

Los resultados del análisis se muestran en las Figuras 1 a 3 del Sub-Anexo II del Anexo V. La Figura 1 muestra la excursión de ángulo de carga de la máquina de Pepillo Salcedo con respecto a una máquina de referencia. La Figura 2 es la potencia eléctrica de esta unidad. En la Figura 3 se muestra la evolución de la tensión en tres barras del sistema de 345 kV y 138 kV.

Los resultados muestran que el sistema es transitoriamente estable para estas condiciones de operación y falla.

6.2. CONTINGENCIA #2

Escenario de operación: Escenario #1

Demanda: Máxima para el año 2007 – 2167 MW

Despacho de la central Pepillo Salcedo: 600 MW

Falla: Cortocircuito en la línea de 345 kV P. Salcedo – Gurabó y apertura de los dos circuitos.

En este caso se simula una falla en la línea de 345 kV que vincula la central Pepillo Salcedo con Gurabó, con posterior apertura de los dos circuitos de la línea. En tales condiciones se desvincula del sistema la central Pepillo Salcedo, perdiéndose el aporte de los 600 MW de generación de la misma.

El objetivo en este caso es verificar si el sistema puede recuperarse dinámicamente ante un desbalance de generación/demanda de este tenor, y controlar la frecuencia en forma adecuada.

La simulación se realiza considerando una reserva rotante disponible del 5%.

Los resultados de este caso se presentan en las Figuras 4 y 5 del Sub-Anexo II del Anexo V. En la Figura 4 se muestra la frecuencia del sistema. La Figura 5 muestra la evolución de la potencia total de carga y la potencia total de generación del sistema.

Se observa en la Figura 5 que ante esta falla se produce una reducción de la potencia de carga de aproximadamente 220 MW, debido a la actuación del esquema de desprendimiento de carga. El corte representa aproximadamente el 24% de la demanda inicial.

El valor mínimo de la frecuencia durante el transitorio es de 58.75 Hz, que está por encima del ajuste de los relé de disparo de los generadores, que es de 58.5 Hz.

6.3. CONTINGENCIA #3

Escenario de operación: Escenario #1

Demanda: Máxima para el año 2007 – 2167 MW

Despacho de la central Pepillo Salcedo: 600 MW

Falla: Cortocircuito en la línea de 345 kV Gurabó – Julio Sauri y apertura de los dos circuitos.

Esta contingencia es severa para la estabilidad del sistema ya que la línea de 345 kV Gurabó-J. Sauri transmite aproximadamente 300 MW en el estado prefalla, y ante la pérdida de la misma la potencia que inyecta la central Pepillo Salcedo debe ser evacuada por el sistema de 138 kV.

Los resultados de este caso se presentan en las Figuras 6 a 8 del Sub-Anexo II del Anexo V. En la Figura 6 se muestra la excursión del ángulo de carga de la máquina Pepillo Salcedo y la central Smith Enron con respecto a una máquina de referencia. La Figura 7 expone la variación de la potencia eléctrica de estas dos unidades, que son las más severamente afectadas por esta falla. La Figura 8 muestra la variación de la tensión en cuatro barras del sistema e 345 kV y 138 kV.

El sistema es estable ante esta contingencia para la condición de operación considerada. El ángulo máximo relativo de la máquina de Pepillo Salcedo alcanza un valor máximo de 130 grados, lo que no representa un margen de seguridad elevado.

6.4. CONTINGENCIA #4

Escenario de operación: Escenario #2

Demanda: Mínima para el año 2007 – 1083 MW

Despacho de la central Pepillo Salcedo: 300 MW

Contingencia: Cortocircuito en la línea de 345 kV Gurabó – Julio Sauri y apertura de los dos circuitos.

El estado de operación considerado representa una condición crítica para esta falla, ya que se pierden 300 MW de generación en un estado de mínima demanda. Los resultados se muestran en las Figuras 9 a 10 del Sub-Anexo II del Anexo V. En la Figura 9 se ilustra la variación de la frecuencia, mientras que la Figura 10 muestra la variación de la potencia total de generación y de la potencia total de demanda, donde se aprecia el corte de carga.

Se observa que la frecuencia llega a un valor mínimo de aproximadamente 58.75 Hz, superior al umbral de disparo de las unidades de generación por baja frecuencia.

6.5. CONTINGENCIA #5

Demanda: Mínima para el año 2007 – 1083 MW

Despacho de la central Pepillo Salcedo: **400 MW**

Contingencia: Cortocircuito en la línea de 345 kV Gurabó – Julio Sauri y apertura de los dos circuitos.

En este caso se ha incrementado la potencia de generación de la central Pepillo Salcedo en 100 MW respecto al Escenario 2, a los efectos de verificar si con ese nivel de despacho el sistema sigue siendo seguro desde el punto de vista de la estabilidad de frecuencia. El escenario se presenta en la Figura 10 del Sub-Anexo II del Anexo V.

La Figura 11 del Anexo II del Capítulo V muestra la evolución de la frecuencia para este caso. Se observa en esa figura que la frecuencia alcanza un valor mínimo muy próximo al umbral de disparo de por baja frecuencia las máquinas, por lo que no presenta margen de seguridad. Por lo tanto, debe señalarse que esta condición de operación no es segura desde el punto de vista de la estabilidad de la frecuencia. Debe notarse sin embargo que la demanda considerada en este caso es la mínima proyectada para todo el año 2007, y que por lo tanto tal nivel demanda se presenta en un período de tiempo reducido.

6.6. CONTINGENCIA #6

Demanda: Máxima para el año 2008 – 2246 MW

Despacho de la central Pepillo Salcedo: 600 MW

Despacho de la central Puerto Viejo: 600 MW

Contingencia: Cortocircuito en la línea de 345 kV Gurabó – Julio Sauri y apertura de los dos circuitos.

Este caso corresponde a un estado de operación de demanda máxima para el año 2008, con despacho pleno de las centrales Pepillo Salcedo y Puerto Viejo. El objetivo del análisis es verificar si el sistema es estable ante una falla severa en el sistema de 345 kV.

Los resultados de esta caso se muestran en las Figuras 12 a 14 del Sub-Anexo II del Anexo V. La Figura 12 muestra la evolución del ángulo de carga de las unidades Pepillo Salcedo y Puerto Viejo respecto a una máquina de referencia. La Figura 13 muestra la potencia eléctrica de estas dos unidades, y la Figura 14 expone la evolución de la tensión en cuatro barras del sistema de 345kV y 138 kV.

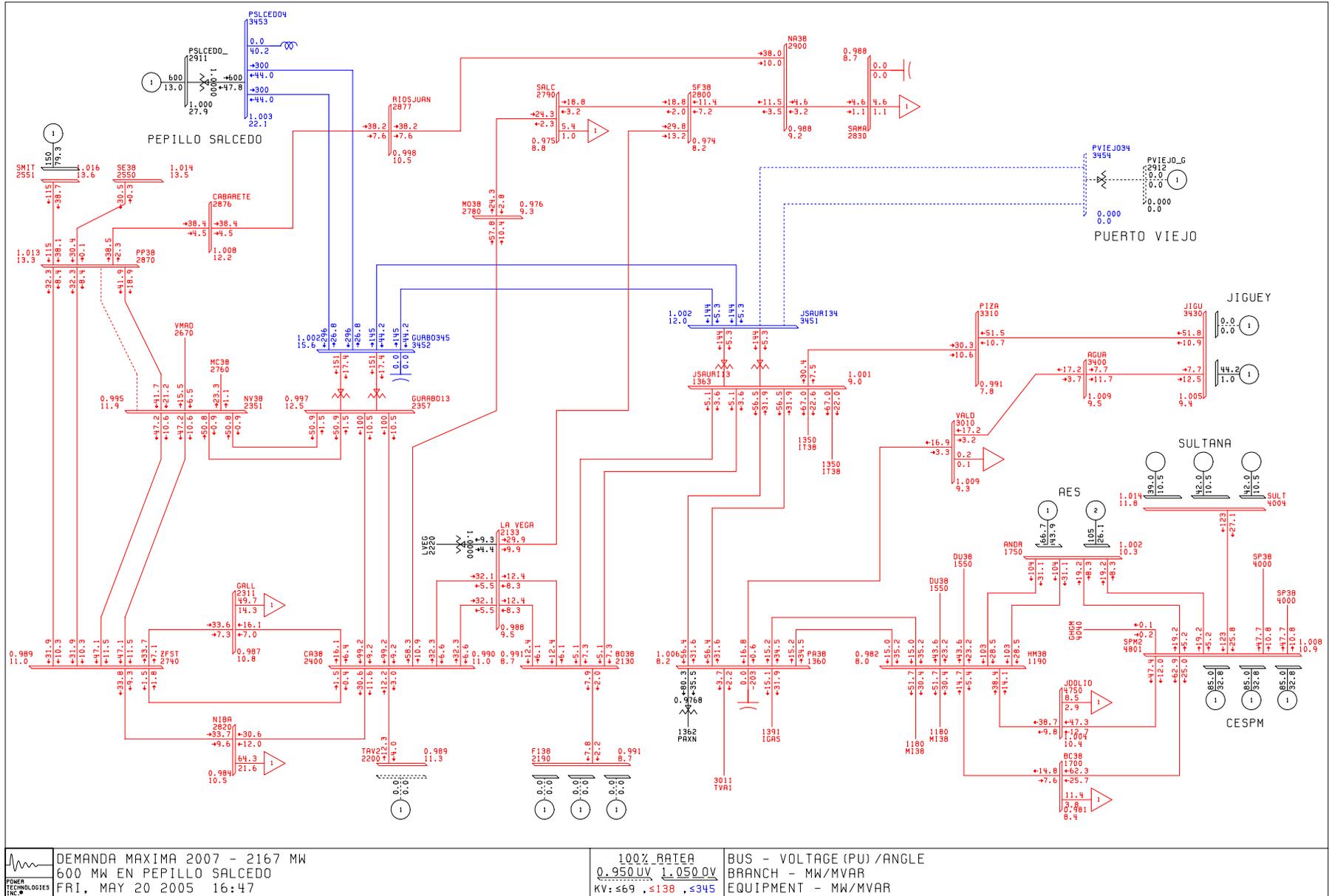
El sistema es transitoriamente estable ante esta perturbación. El sistema postfalla no presenta sobrecargas ni niveles de tensión fuera del rango admisible.

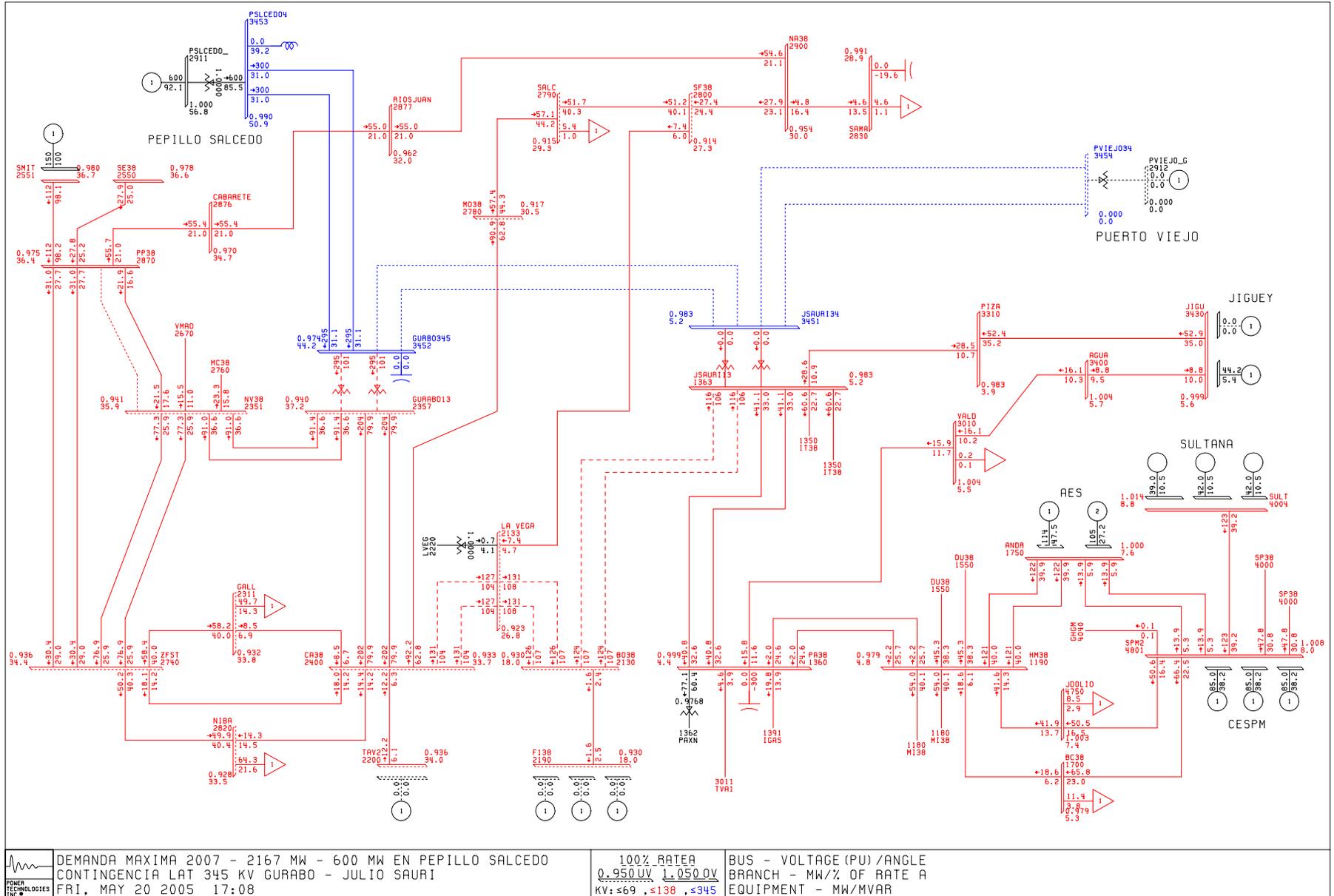
7. CONCLUSIONES

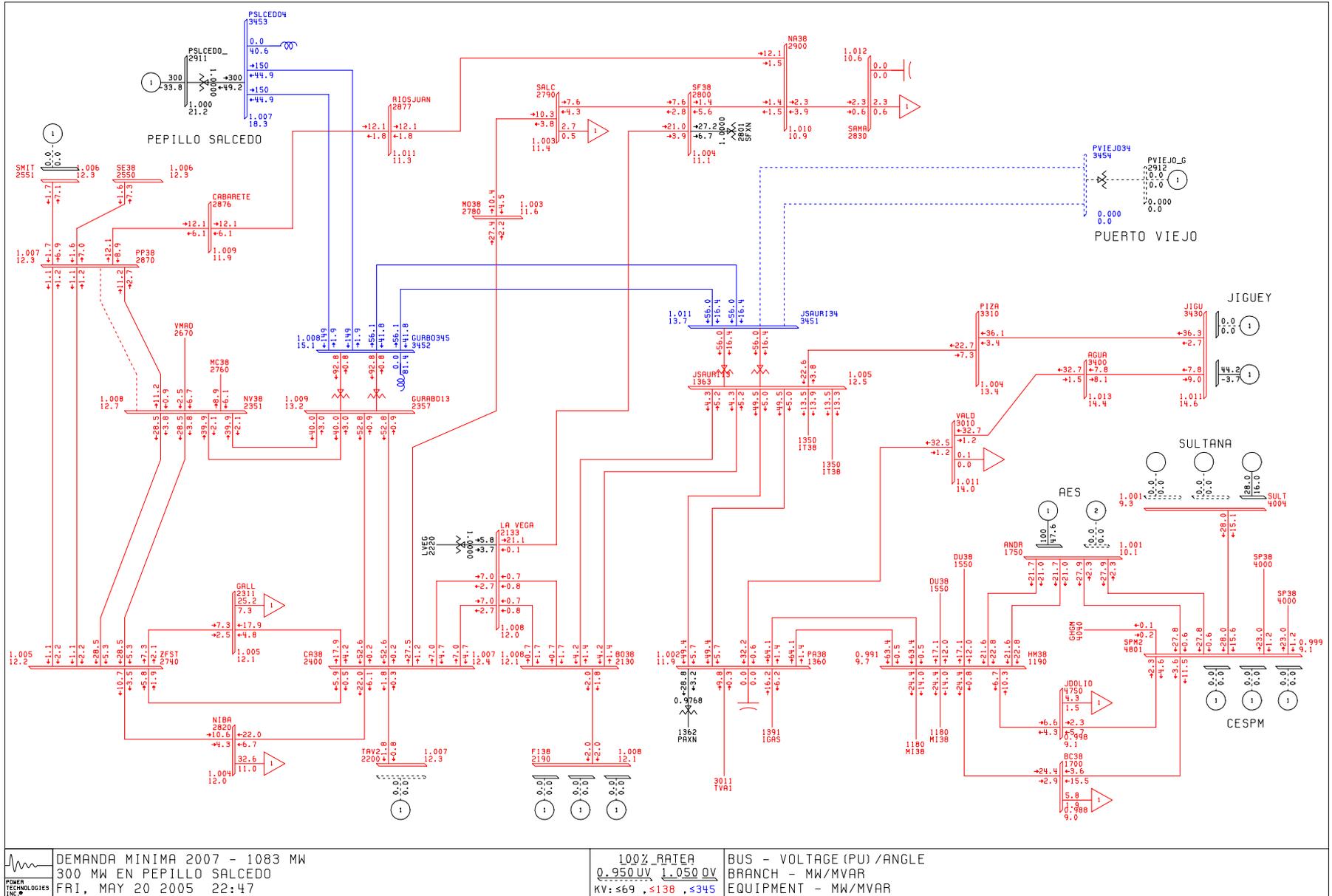
De los resultados de este estudio puede extraerse las siguientes conclusiones:

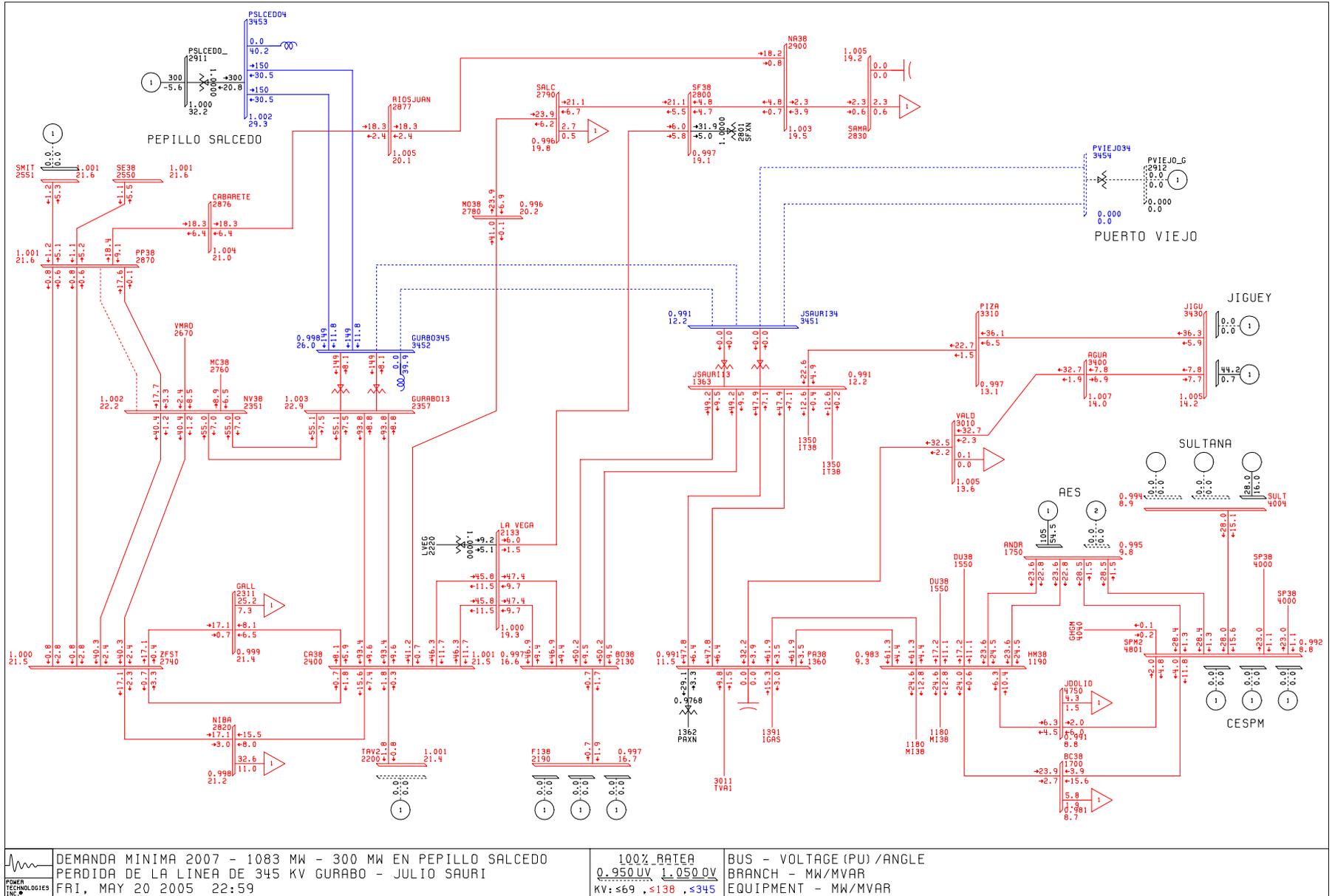
- La operación de la central Pepillo Salcedo en escenarios de máxima demanda para el año 2007 puede operarse con un despacho de 600 MW si poner en riesgo la seguridad dinámica del sistema, ante fallas severas en el sistema de 345 kV.
- Con despacho de 600 MW en Pepillo Salcedo, y para determinados estados de operación, la pérdida de la línea de 345 kV Gurabó Julio Sauri1, puede provocar sobrecargas en las líneas de 138 kV Canbacoa – La Vega – Bonaó y Bonaó – Julio Sauri. Para mantener la seguridad de estado estacionario puede implementarse medidas de control preventivo redespachando las máquinas de modo de evitar violación de los criterios de seguridad ante esta contingencia, o bien implementar medidas de acción correctivas consistentes en la reducción automática de generación ante situaciones de falla.
- En condiciones de mínima demanda para el año 2007, una generación en Pepillo Salcedo mayor de 300 MW pone en riesgo la seguridad dinámica (estabilidad de frecuencia) ante fallas que provoquen la salida de servicio de esta unidad. En forma general puede expresarse que con una generación de Pepillo Salcedo que exceda el 25-27% de la demanda total, el sistema no presenta margen de seguridad ante una falla que origine la pérdida de la central.
- Cuando ambas centrales, Pepillo Salcedo y Puerto Viejo, operan con el mismo nivel despacho, la seguridad de la operación es mayor que cuando solo una de ellas está despachada a su máxima potencia, debido a que se reducen las potencias de tránsito por el corredor norte - sur.
- La estabilidad de frecuencia en casos de pérdidas de la generación de las centrales Pepillo Salcedo y Puerto Viejo se mantiene en las condiciones analizadas, siempre que esté operativo el esquema de corte de carga y se cuente con una reserva rotante para regulación primaria de frecuencia de por lo menos el 5% de la potencia máxima de las máquinas despachadas.

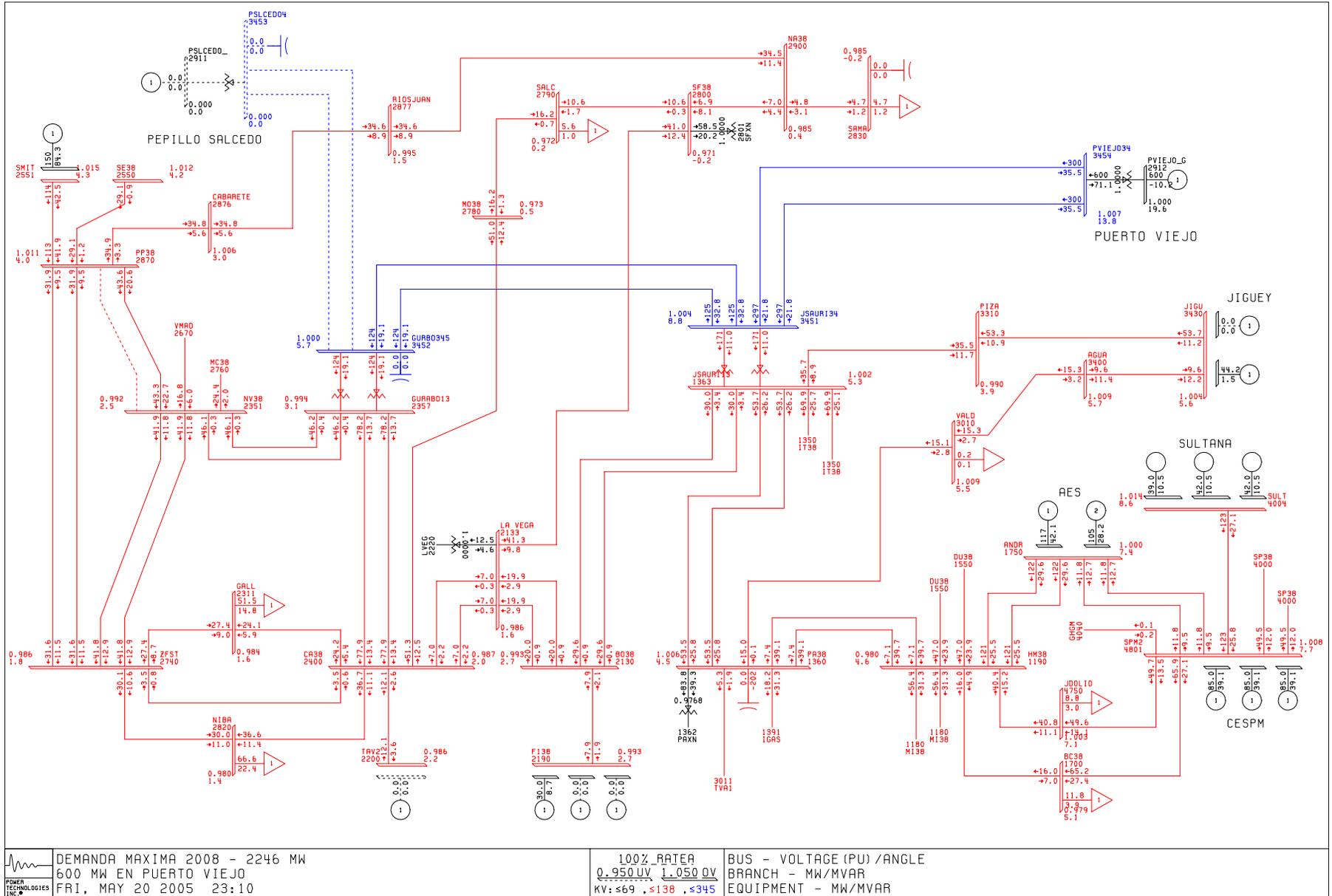
***SUB-ANEXO I DEL ANEXO V
RESULTADOS DE ESTUDIOS DE ESTADO ESTACIONARIO***

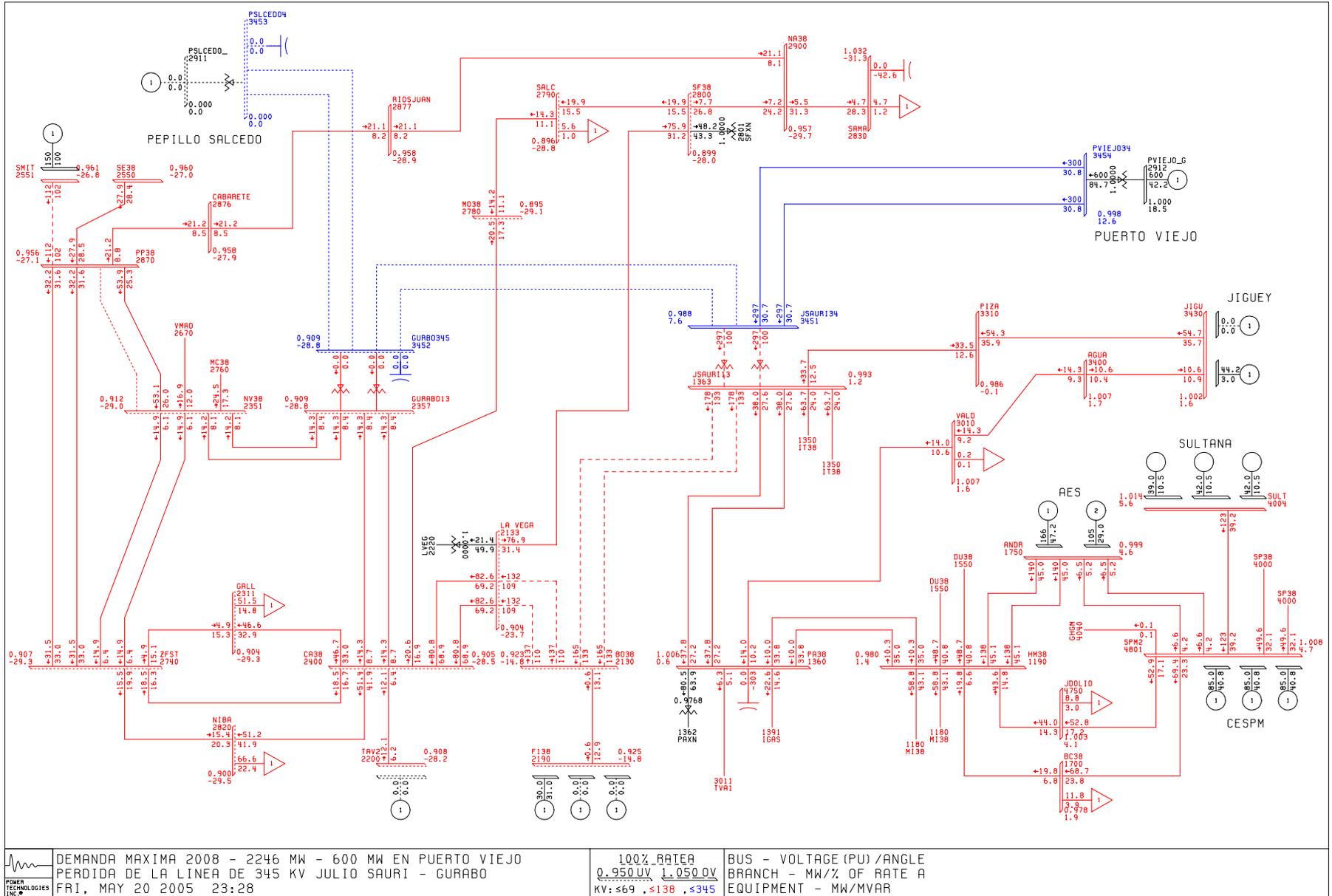


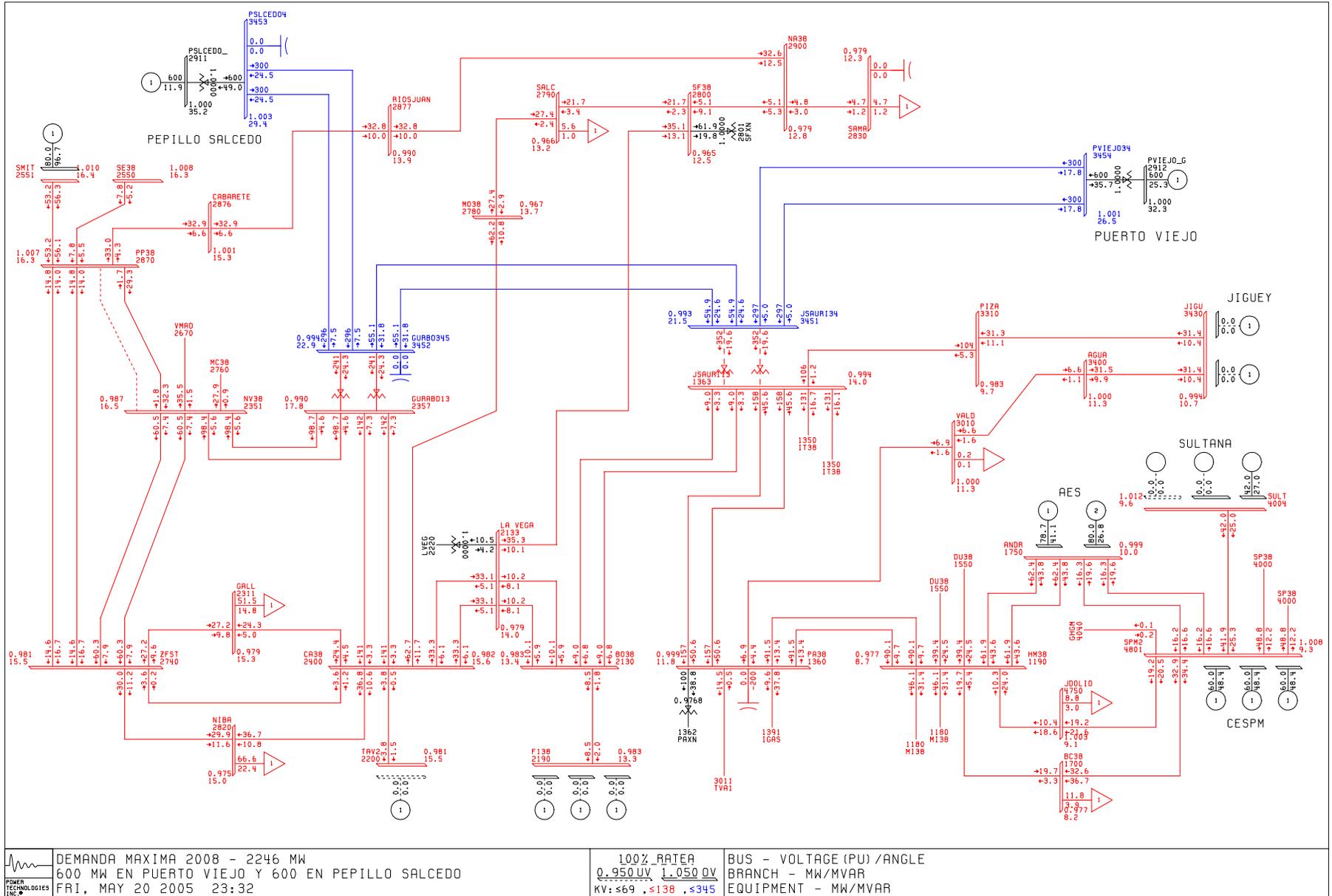


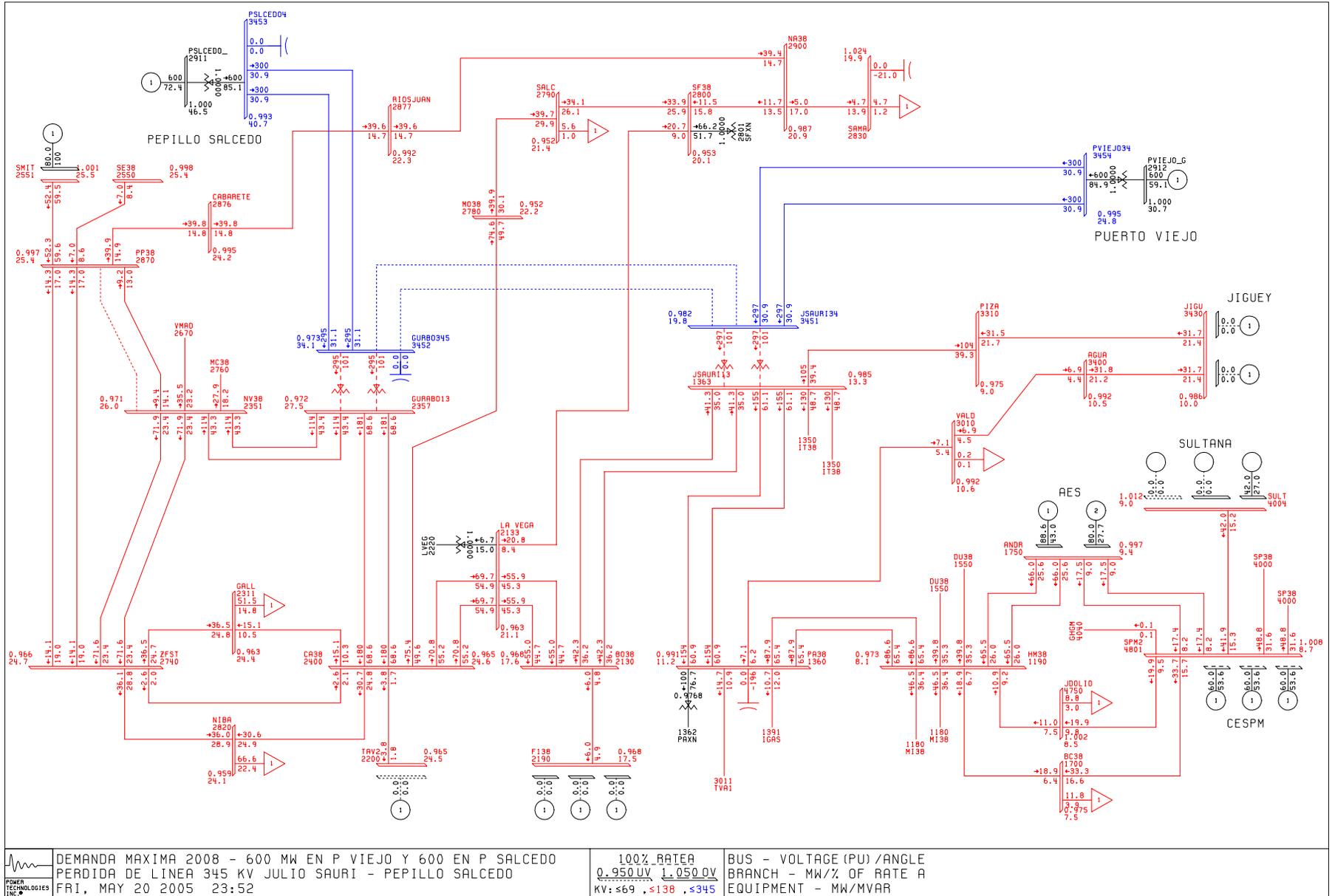


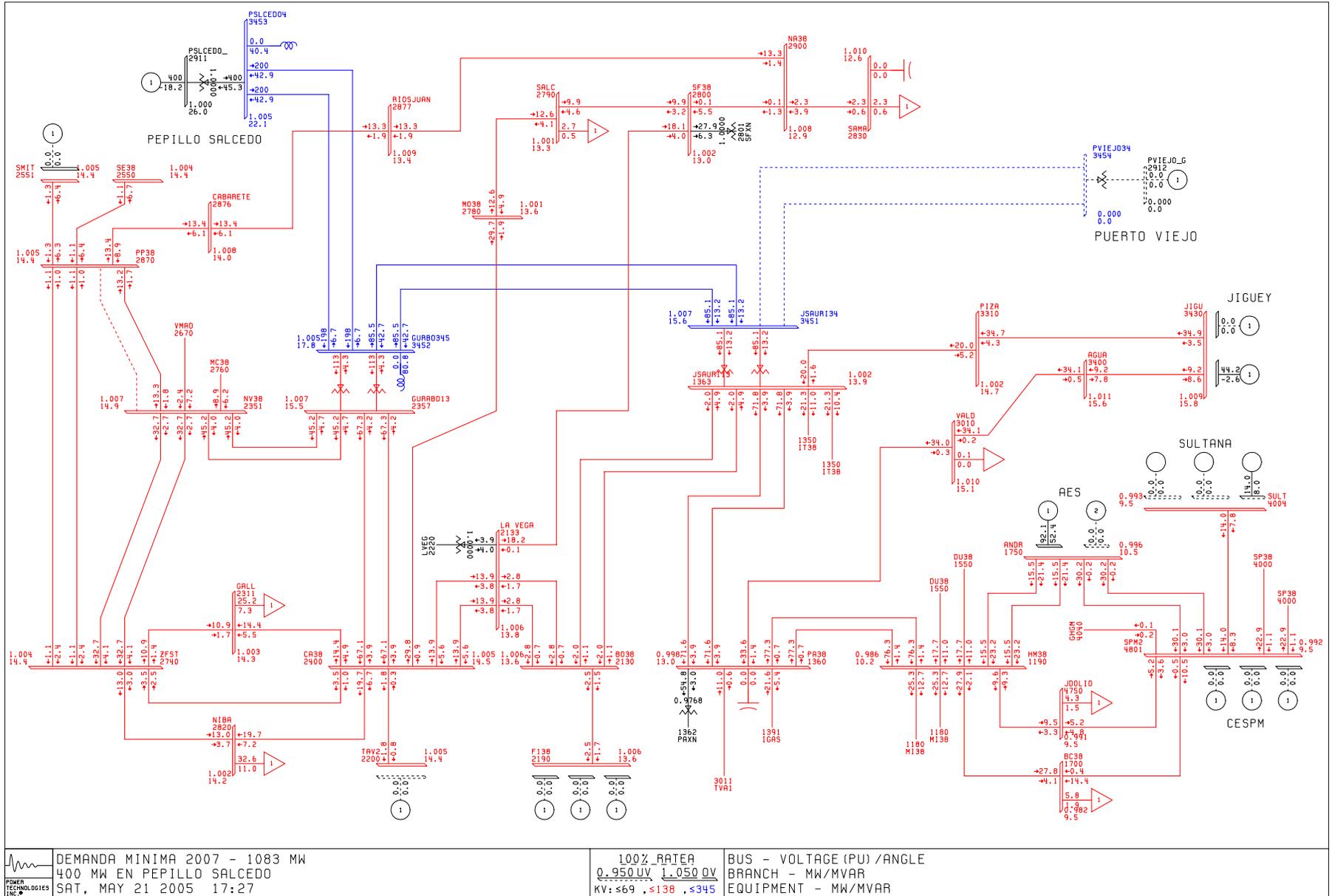












SUB-ANEXO II DEL ANEXO V
ESTUDIOS DE FUNCIONAMIENTO DINÁMICO

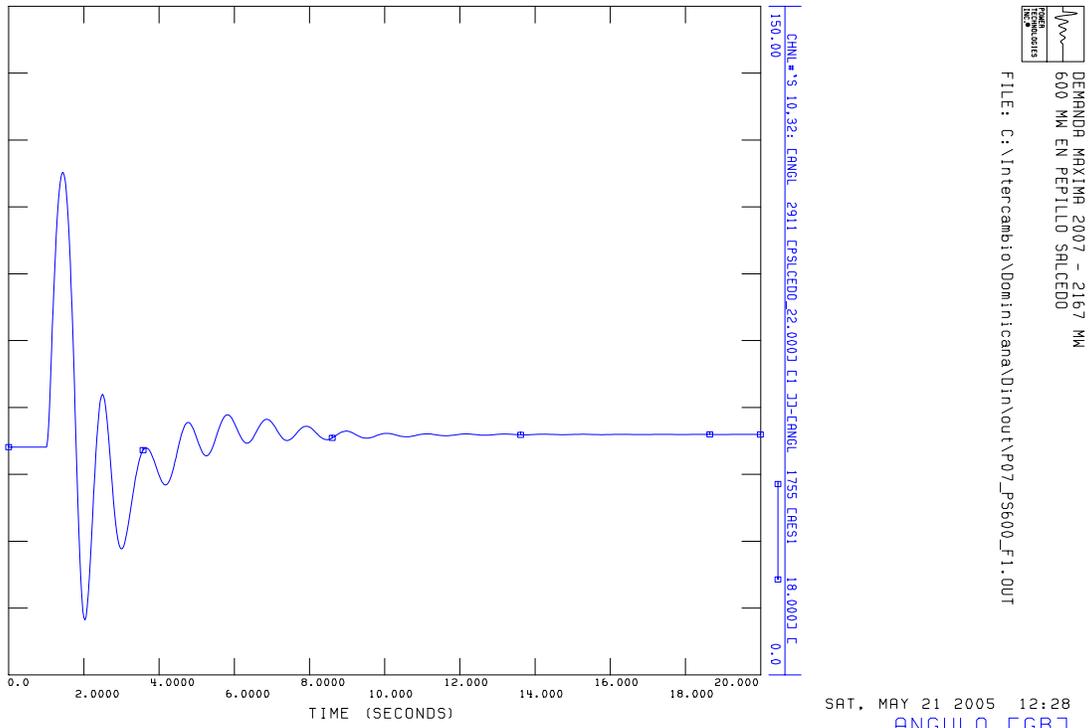


Figura 1: Contingencia #1

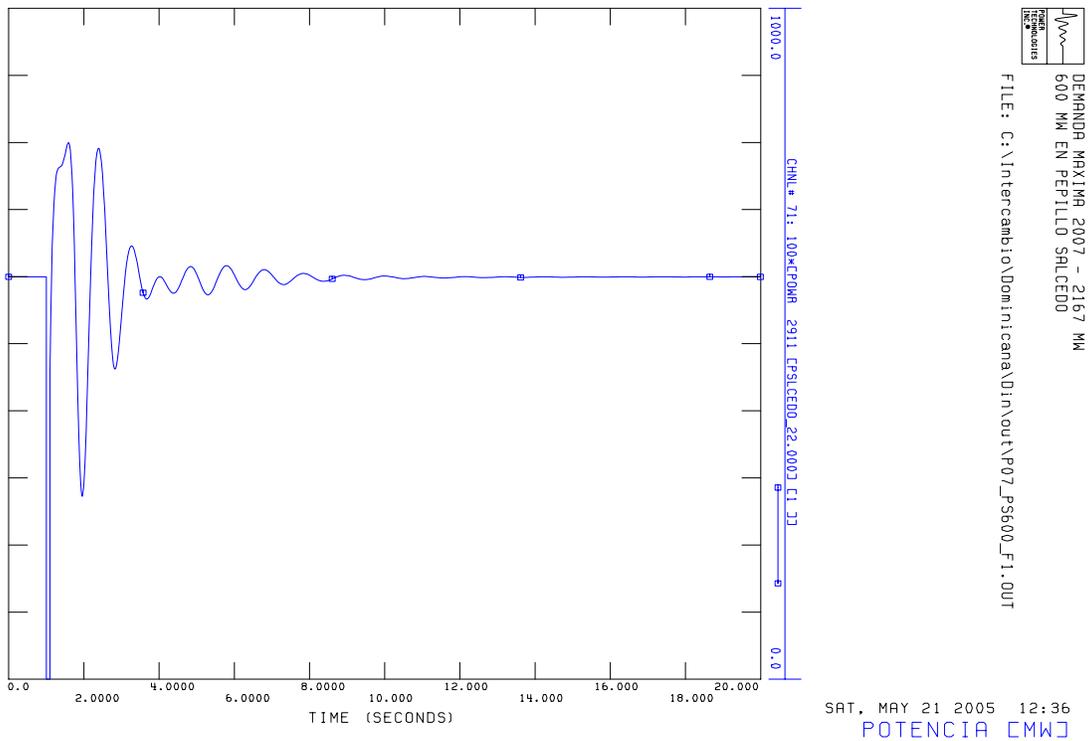


Figura 2: Contingencia #1

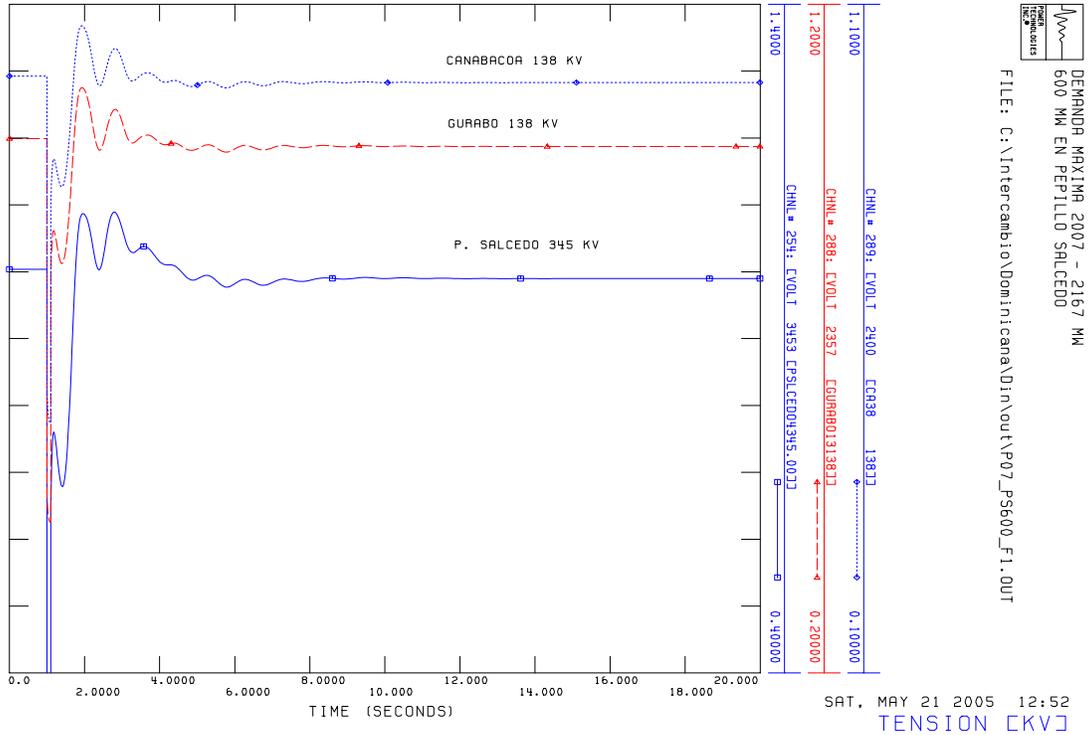


Figura 3: Contingencia #1

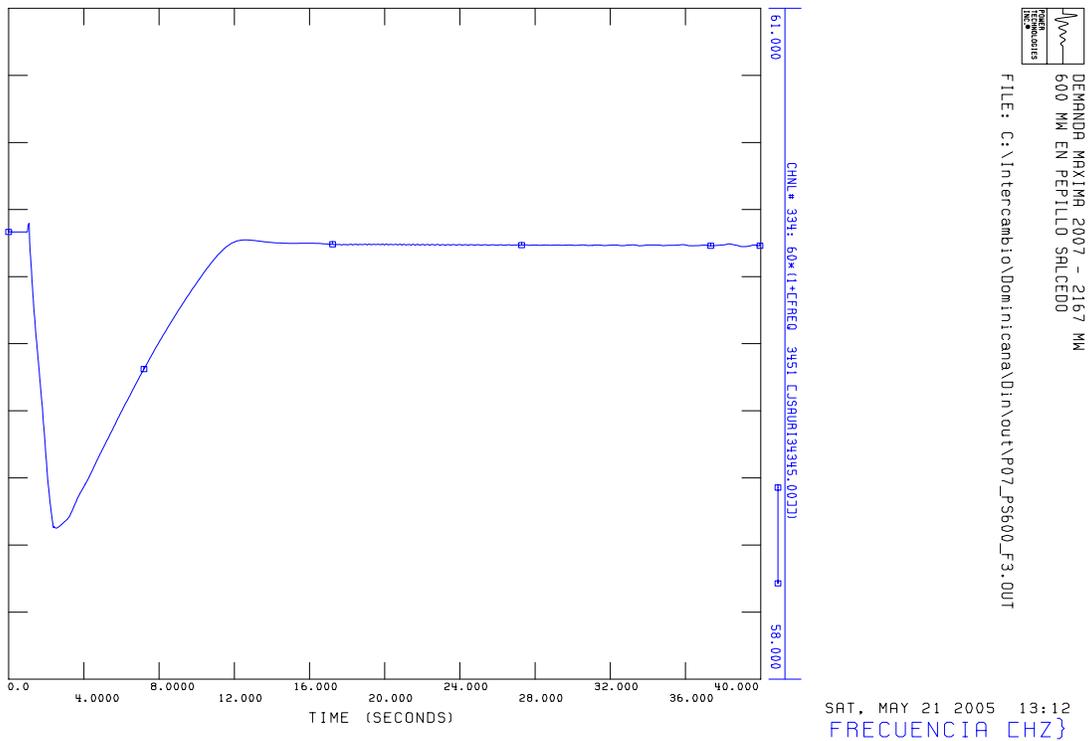


Figura 4: Contingencia #2

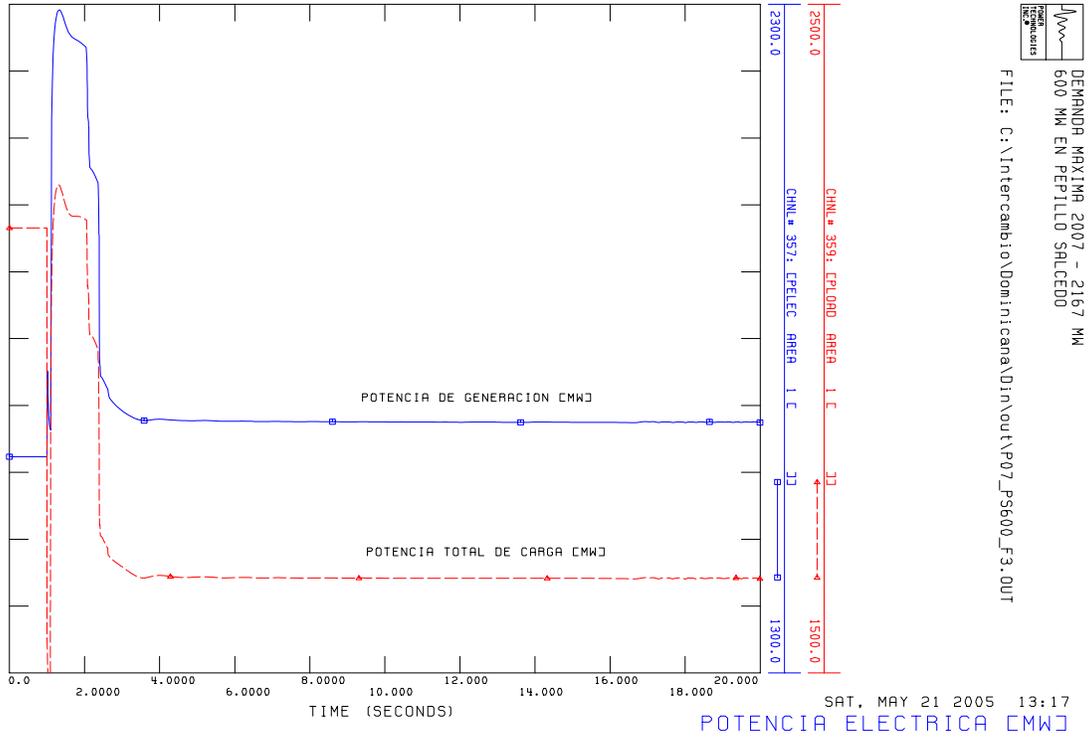


Figura 5: Contingencia #2

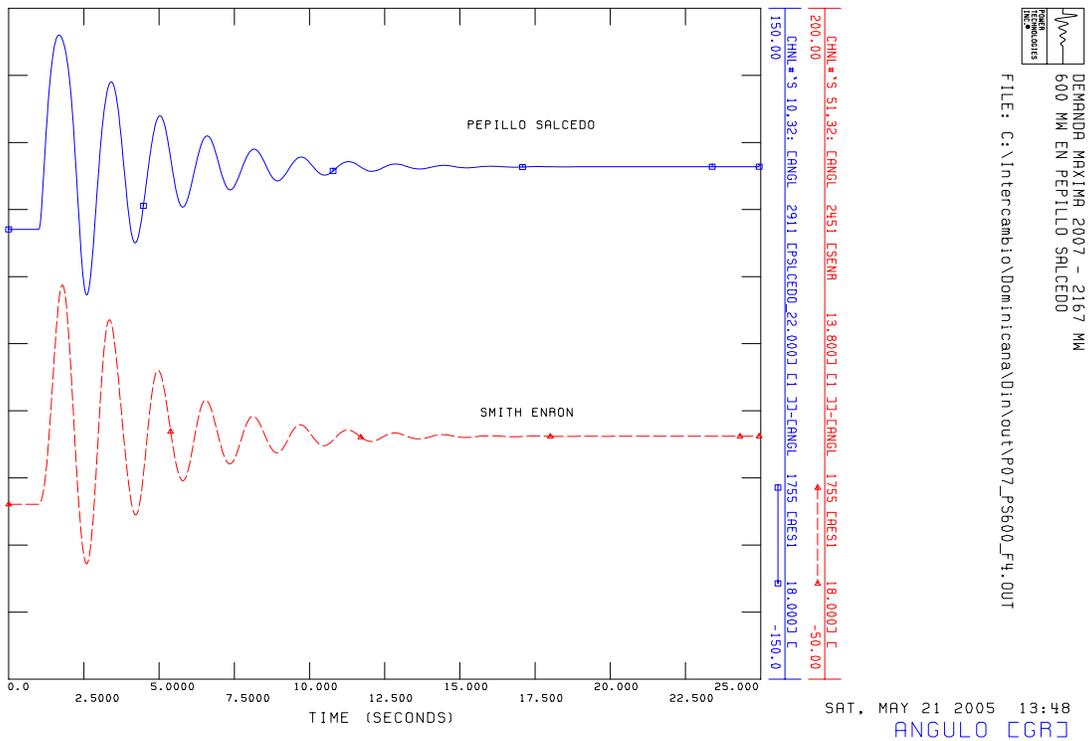


Figura 6: Contingencia #3

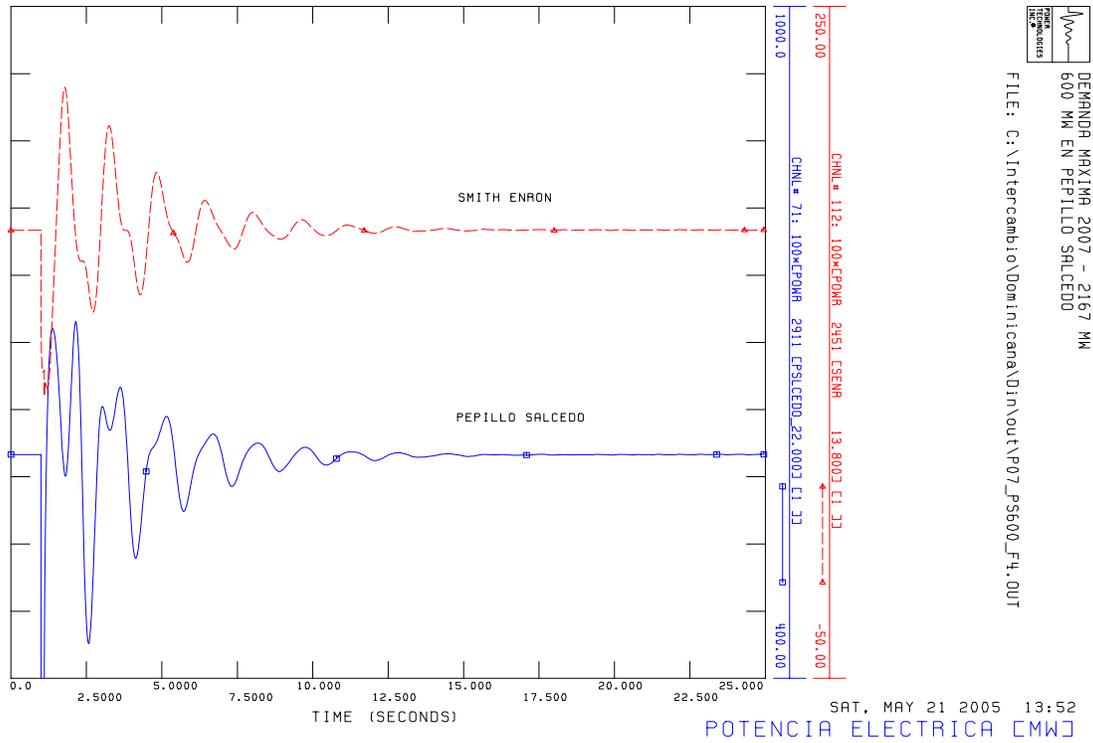


Figura 7: Contingencia #3

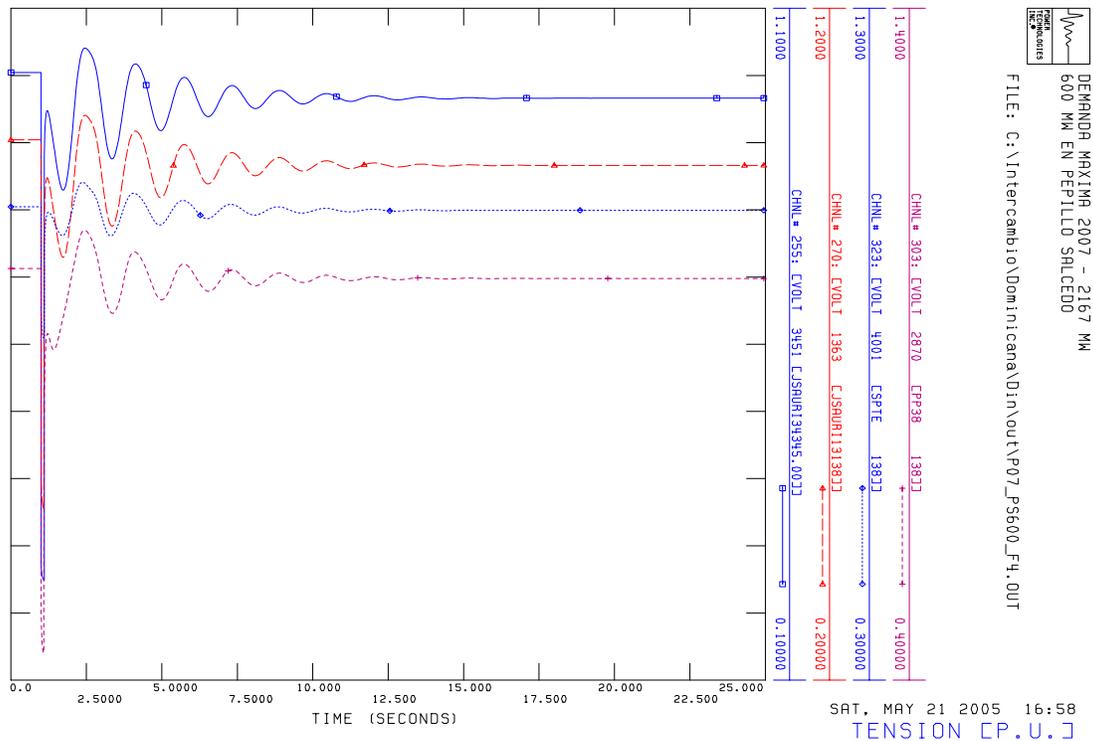


Figura 8: Contingencia #3

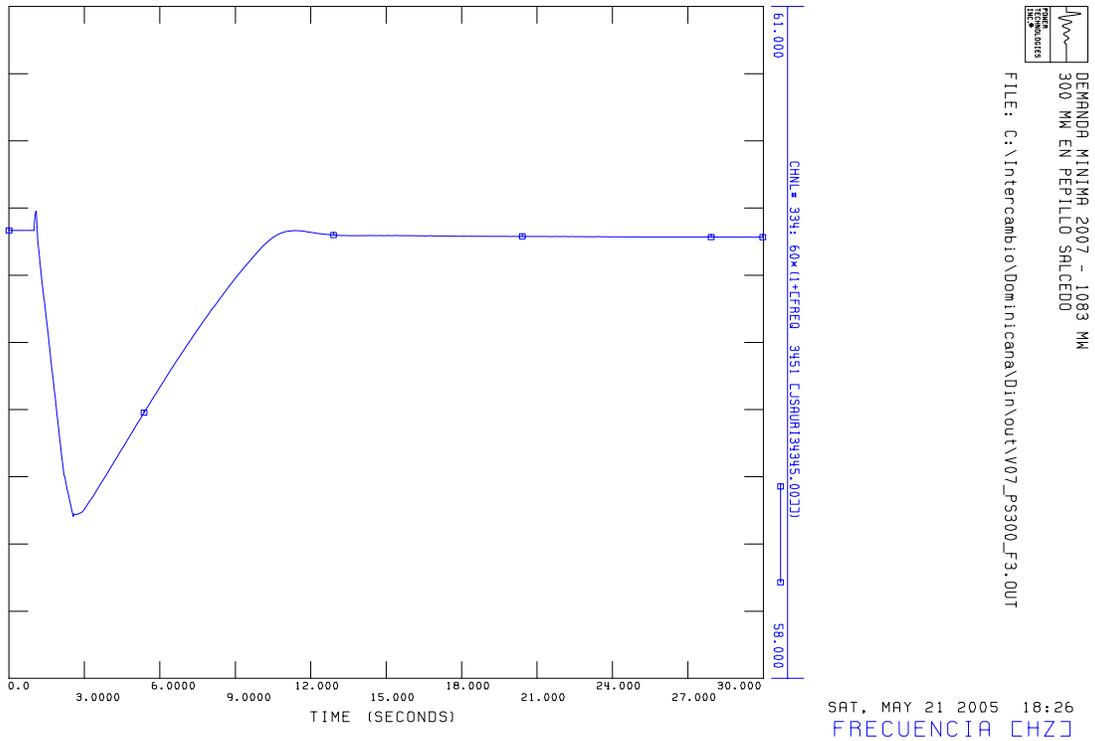


Figura 9: Contingencia #3

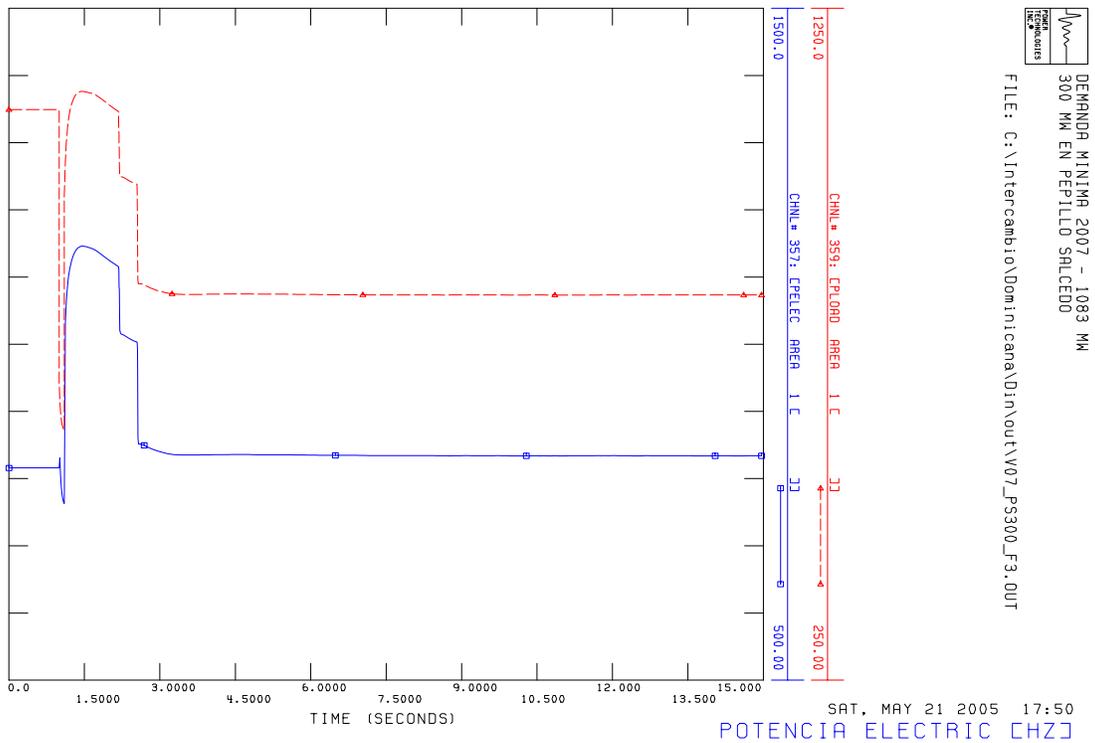


Figura 10: Contingencia #4

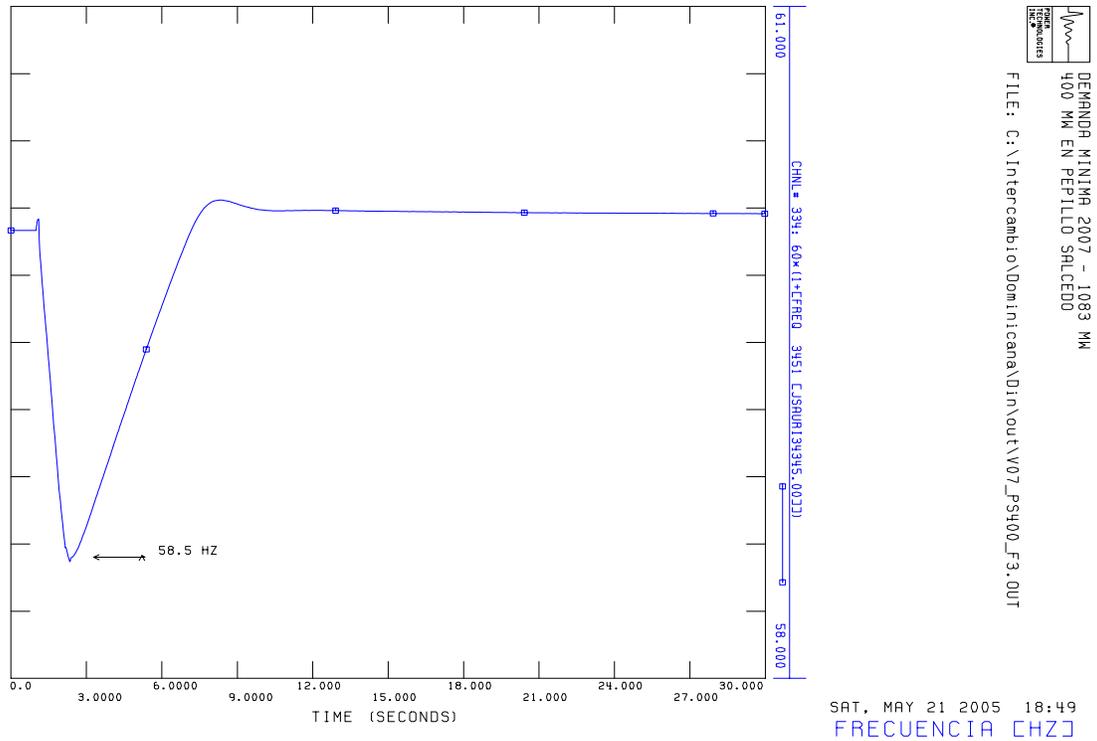


Figura 11: Contingencia #5

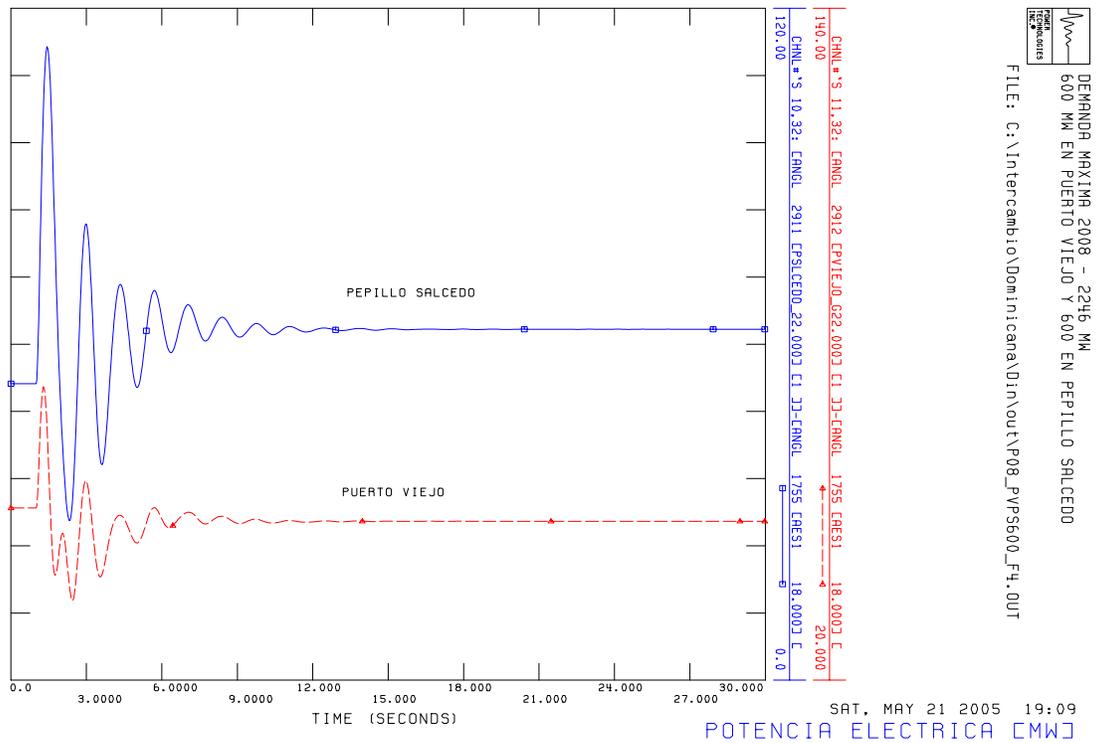


Figura 12: Contingencia #6

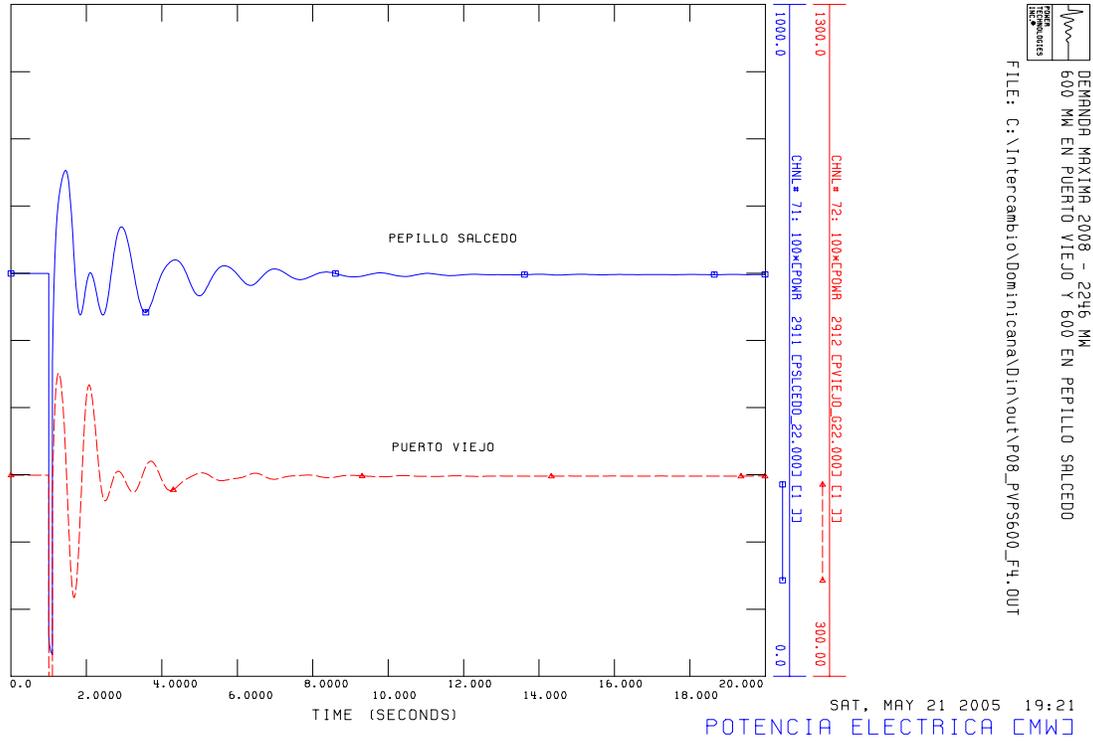


Figura 13: Contingencia #6

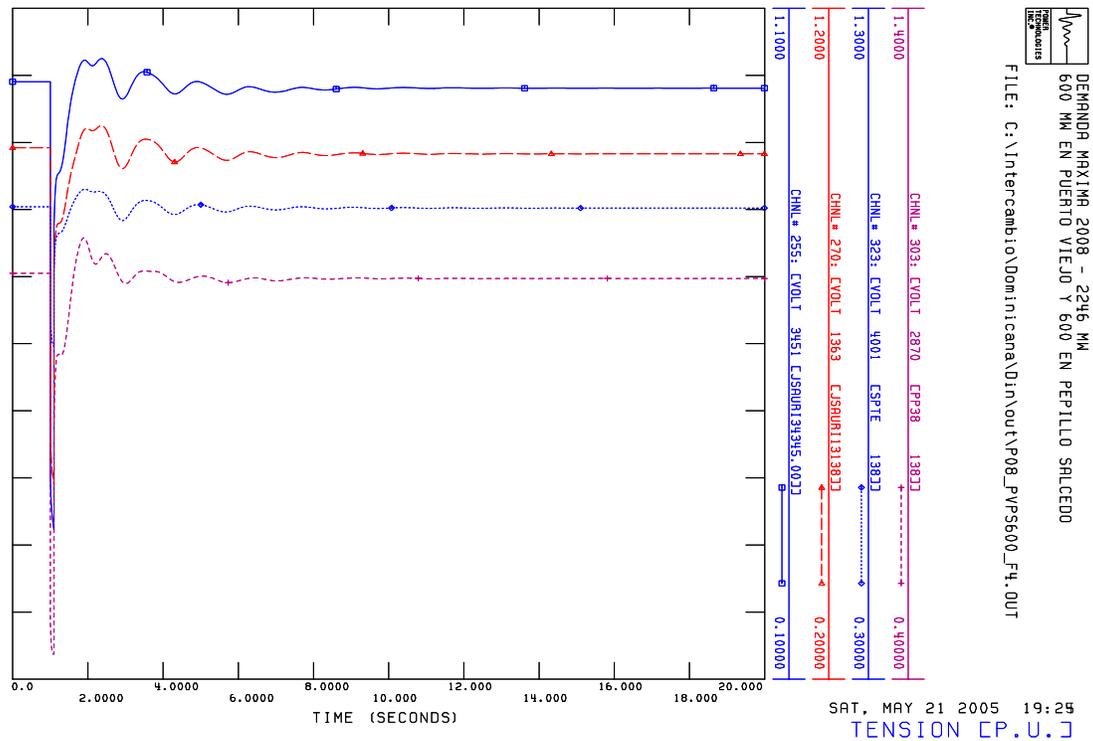


Figura 14: Contingencia #6

ANEXO VI

Análisis técnico del equipamiento de generación

La escasa información suministrada sobre el equipamiento principalmente en lo que se refiere a la caldera y ciclo térmico impide hacer una evaluación detallada.

1. DOCUMENTOS DE REFERENCIAS

Solo se dispuso para el análisis de la siguiente información:

Datos técnicos del turbogenerador- 7 páginas.

Descripción Proyecto de Carbón-páginas 84 a 89 y 18 y 19.

Traducción “Energía para el Nuevo Milenio”- 2 páginas.

Materiales para la caldera y curva de arranque en frío del turbogenerador- 4 páginas

2. GENERAL

Analizada la documentación de referencia se pueden hacer los siguiente comentarios:

- Ante una salida intempestiva de una de las unidades del sistema, de un transformador de potencia o de una línea de transmisión de AT, el déficit deberá ser absorbido por el resto de las máquinas que interactúan, de acuerdo a su mayor o menor capacidad para hacerlo como reacción a la caída de frecuencia. Los ciclos de vapor que queman carbón tienen una respuesta lenta para responder a variaciones bruscas de carga y por lo tanto estas variaciones deberán ser absorbidas por el resto de maquinas que interactúan en el sistema.
- Las calderas generarán vapor a presión subcrítica, hecho que se deduce de la presión de trabajo de Los turbogeneradores (2400 psi-168,8 kg/cm²)
- El uso de presiones supercríticas fue de aplicación a partir de la década de los 60, para obtener una mejora del rendimiento del ciclo, del orden de 160 a 200 Btu/kWh, dependiendo de la presión y temperatura seleccionada, pero esta mejora se contrapone a una reducción de la confiabilidad, un mayor costo de inversión del capital y un aumento de los costos operativos

Actualmente el criterio de los proyectistas de centrales se inclina más por los ciclos subcríticos y lograr un incremento de la eficiencia a través de un aumento de la temperatura del vapor sobrecalentado y recalentado y de la temperatura del agua de alimentación.

Indudablemente esta mejora significa, por un lado, el uso de aceros al cromo (10%) en la construcción de las caja de válvulas de regulación, rotores de AP y MP de la turbina, el empleo de materiales austeníticos en sobrecalentadores y recalentadores de la caldera y cañerías de conducción del vapor y por otro lado el empleo de mayor

cantidad de extracciones con sus calentadores, cañerías, válvulas y accesorios, que incrementan el costo de las instalaciones.

- La selección de los parámetros de vapor sobrecalentado y recalentado elegidos para este proyecto son los habituales para ciclos de este rango de potencia, como así el esperado en la presión absoluta en el condensador (3,5 “de Hg).
- En la pagina 87 de la “Descripción del Proyecto”, se expresa el régimen térmico esperado para la Central Pepillo Salcedo a distintos estados de carga del turbogenerador. Dado que los valores señalados son similares a los expresados por GE para el rendimiento del turbogenerador trabajando con sobre presión del vapor sobrecalentado a la entrada de la maquina, del 5% sobre el valor nominal, y cerrando las extracciones de la turbina para calentar del agua de alimentación, no podemos afirmar la certeza de estos valores porque desconocemos el rendimiento del generador de vapor y el consumo de los auxiliares de la planta.

3. DEL EQUIPAMIENTO

- La configuración del turbogenerador GE ofrecido esta compuesta por un rotor combinado de AP y MP y dos rotores de BP, ambos con dos salidas cada uno.

Este perfil es típico de los fabricantes de turbinas de acción en el mundo con una exitosa experiencia de funcionamiento, para este rango de potencia. Ejemplo citado por GE, en tres unidades de la Central de Big Cajon II, que están operando desde hace 19 años con una confiabilidad del 93,3 %.

Las unidades fueron diseñadas para trabajar con 7 extracciones, que es muy convencional para estas potencias.

- El turbogenerador acepta un aumento de la potencia máxima garantizada de 563 MW a 649 MW, operando con un incremento de la presión del vapor a la entrada de la turbina del 5 % sobre el valor nominal (2400 psi) y cerrando las extracciones de la turbina. Estas condiciones de aplicarse se debe tener en cuenta en el diseño del ciclo térmico y de la caldera.
- GE ofrece incrementar la eficiencia de la turbina en 1,5 a 2 %, posiblemente cambiando los alabes de salida de los rotores de BP por unos de diseño 3D de última generación (menciona una nota del 18/12/1997).Esta mejora en el consumo específico de la Central puede ser importante al tener en cuenta la responsabilidad que tiene la CDEEE de suministrar el combustible (carbón)
- La información sobre las características técnicas de los generadores de vapor es limitada y no se puede hacer un juicio consistente..

En la “Descripción del Proyecto” existen cuatro renglones para definir las calderas y en la misma se expresa que estas fueron fabricadas por CE con circulación natural. Podemos afirmar que las calderas diseñadas por CE trabajan con circulación asistida para este rango de presión y potencia. El empleo de calderas de circulación natural o asistida no tienen supremacía una sobre la otra y depende de la tecnología que se emplee.

El limite de la circulación natural esta en el orden de los 180 kg/cm² (2560 psi), valor este superior al denunciado para operar los ciclos.

- El material y dimensión que se utilizó para la tubería de las paredes de agua, sobrecalentadores y recalentadores es el normal para este tipo de instalaciones.

El empleo de tubos del hogar con un diámetro de 31,8 mm confirma lo que se indica mas arriba que las calderas no serían de circulación natural.

- No se recibió información sobre el sistema de comando y control de las instalaciones de las Centrales. Estos sistemas evolucionan rápidamente sufriendo modificaciones tecnológicas sustanciales cada 5 años aproximadamente, fundamentando la modernización de las instalaciones a través de estos sistemas más que de los equipos principales de la Central que evolucionan tecnológicamente más lentamente.
- La curva de arranque de la Central partiendo de instalación fría será de 8 horas, valor este aceptable para una instalación de este rango de potencia que trabajará como maquina de base.

ANEXO VII

Análisis ambientales

1. GENERALIDADES

La producción y utilización de la energía eléctrica comprende un conjunto de actividades que por su diversidad, características e importancia relativa ocasionan diversos impactos ambientales en todas sus etapas.

A pesar de los beneficios obvios del abastecimiento de electricidad, su generación constituye un sector que hace un uso intensivo de recursos naturales y tiene gran repercusión ambiental.

Por ello, la generación de electricidad a partir de la quema de combustibles fósiles es una fuente significativa de contaminantes atmosféricos y gases de invernadero como los óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de azufre (SO₂), mercurio (Hg), material particulado y dióxido de carbono (CO₂).

La incidencia de una central termoeléctrica sobre el ambiente, básicamente está centrada en las emisiones a la atmósfera, los vertidos líquidos, los ruidos, la generación de residuos, la utilización de recursos naturales, los ambientes natural y social, el paisaje y la ocupación del espacio.

En general los efectos ambientales -por ejemplo, emisiones contaminantes, ocupación de espacio por la central y volumen de residuos – con la generación termoeléctrica aumentan en el orden siguiente: gas, diesel oil, fuel oil pesado y combustión de carbón.

No obstante, se reconoce la importancia del carbón como fuente de abastecimiento energético, debiéndose encarar por lo tanto, las medidas de mitigación apropiadas, definiendo con absoluta claridad las condiciones medioambientales que se van a exigir a las centrales térmicas de generación con este tipo de combustible.

Los temas de mayor importancia para un central que consume carbón son: las emisiones por chimenea y el tratamiento y disposición final de las cenizas.

2. DATOS OPERATIVOS DEL PROYECTO

De acuerdo con los datos suministrados por el proveedor de los equipos, las variables de la operación son las siguientes:

Generación de base MW (el.) 542

Eficiencia neta 36%

Ingreso térmico MW (th.) 1.453

Poder calorífico Inferior del carbón: kJ/kg 25.755

Consumo de Carbón: t/h 204

En cuanto al carbón a utilizar, según lo informado, tendrá las siguientes características porcentuales:

Humedad Total	8,6
Cenizas	5,58
Material volátil	36,8
Carbón fijo	49,74
Azufre	0,8
Poder Calorífico Inferior	25.755 kJ/kg
Indice de dureza (HGI)	45% con 5% de humedad

Cantidad de carbón a consumir: 204 t/h.

Necesidad de aire para la combustión en caldera: 1.607.150 Nm³/h

Agua de reposición a caldera: aprox. 32 t/h.

Agua de servicios: aprox. 338 m³/h

Requerimiento total de agua dulce: aprox. 430 m³/h.

Agua de mar para enfriamiento: 79.260 m³/h.

Flujo de gases de combustión: aprox. 2.086 t/h descargados a la atmósfera por la chimenea aprox. a 80°C.

Agua de enfriamiento usada con la temperatura algo aumentada que será descargada al mar en una cantidad de aprox. 125 m³/h.

3. TEMAS AMBIENTALES GENERALES

3.1. EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)

Todo proyecto debe ir acompañado de una EIA, donde se analicen y propongan soluciones de mitigación a los diversos parámetros ambientales, en cumplimiento de las normas y metodologías que contempla la Ley de Medio Ambiente N° 64/2000 y sus anexos, así como los lineamientos establecidos en el Manual Ambiental del Banco Mundial.

3.2. CENIZAS

La generación de residuos en forma de cenizas provenientes de la combustión de carbón mineral en plantas de generación termoeléctricas constituye uno de los principales problemas tanto por su volumen como por su capacidad de impactar los ecosistemas y el medio ambiente humano.

Los desechos del proceso de combustión de carbón varían tanto en su macro composición como en la cantidad y correlación de elementos menores como los metales pesados y otros elementos traza.

Los estudios para mitigar los impactos de las cenizas, se deberán concentrar en los metales pesados asociados comúnmente a las cenizas volantes; los sólidos disueltos y los componentes particulados dispersables por el viento.

Los parámetros de referencia serán las normas nacionales e internacionales de emisión, los límites de toxicidad y eco toxicidad asumidos para vertidos, rellenos y/o los límites de tolerancia para consumo voluntario o exposiciones involuntarias inevitables.

3.3. EMISIONES POR CHIMENEA

En una central térmica el aire recibe la mayor parte de la contaminación directa, en forma de emisiones de polvo y gases contaminantes.

Los gases de escape pueden llevar diferentes cantidades de contaminantes (polvo, metales pesados, SO_x, NO_x, CO, CO₂, HCl, HF y compuestos orgánicos).

Las emisiones de NO_x y SO₂ emitidos a la atmósfera en conjunto con polvos finos en concentraciones muy altas, son una de las principales preocupaciones de salud pública por sus vínculos con las enfermedades pulmonares y la mortalidad prematura.

Sólo una pequeña parte de las concentraciones de NO_x proviene del nitrógeno contenido en el combustible (NO_x de combustible); la mayor parte proviene de la oxidación del nitrógeno atmosférico a temperaturas de combustión elevadas (NO_x térmico). Es decir, la combustión a temperaturas altas produce emisiones de NO_x relativamente importantes. La adopción de medidas primarias destinadas a optimizar la combustión permiten conseguir los valores inferiores a los exigidos por las normas.

3.4. EFLUENTES LÍQUIDOS

En una central térmica con carbón, además del agua de refrigeración se requiere agua para sustituir las pérdidas del circuito de vapor, enfriar las cenizas y depurar el gas de combustión que pueden contaminar las aguas superficiales.

De este modo, las centrales térmicas en general pueden producir los siguientes tipos de aguas residuales:

- Efluente de la regeneración procedente de la planta de tratamiento del agua para reposición a caldera y de la desalinización del agua de condensación;
- Aguas procedentes del lavado de filtros utilizados para limpiar el agua de condensación;
- Aguas residuales procedentes de la carga de carbón y de su almacenamiento;
- Aguas residuales especiales (por ejemplo, con contenido en ácido, procedentes de la limpieza o conservación de tuberías/calderas);
- Aguas residuales procedentes de la extracción de cenizas en húmedo (equipos de descorticación);
- Aguas procedentes de calderas, turbinas y transformadores;
- Aguas residuales de la instalación depuradora del gas de combustión.

3.5. FAUNA Y FLORA

El polvo emitido y la mayor parte de los gases contaminantes y productos de transformación atmosféricos (por ejemplo, NO₂ y nitratos procedentes de las emisiones de NO) vuelven a la tierra a través de precipitaciones y deposición seca; ello constituye una carga contaminante para el agua y el suelo que puede perjudicar a la vegetación y a la fauna.

Otro de los impactos que puede producir una central térmica de las dimensiones como la propuesta, es el “choque térmico” que se producirá sobre los ríos o el mar, cuando se produce el vuelco del agua de refrigeración de los condensadores, afectando la vida sobre el ecosistema circundante.

En los países tropicales, las aguas están sometidas a lo largo del año a variaciones muy notables, y el aumento de temperatura produce rápidamente una escasez de oxígeno, causada en parte por el estímulo del metabolismo de los seres vivos y en parte por la menor disolución de oxígeno en el agua más caliente. Esta escasez de oxígeno puede provocar serios problemas para los organismos acuáticos.

3.6. SUELO Y AGUAS SUBTERRÁNEAS

Las centrales térmicas a carbón tienen efectos muy diversos sobre el suelo y las aguas subterráneas. La calidad del suelo puede empeorar debido a la precipitación de polvo y partículas, sobre todo en las proximidades de la central, siendo especialmente peligrosa la contaminación ocasionada por los metales pesados contenidos en las cenizas.

También pueden cambiar las propiedades químicas del suelo debido a las precipitaciones ácidas, atribuibles principalmente a la hidrogenación de las sustancias SO₂ y NO_x; en condiciones desfavorables, las precipitaciones ácidas afectarán también a las aguas subterráneas y superficiales.

La contaminación del suelo y de las aguas subterráneas no depende primordialmente de las concentraciones de polvo y de formadores de ácido en el gas emitido por chimeneas, sino más bien de las emisiones totales a lo largo del año (carga contaminante) y de las condiciones de difusión.

El suelo y, sobre todo, las aguas subterráneas en las inmediaciones de la central están amenazados también por la fuga de sustancias contaminantes provenientes, ante todo, de deficiencias en la captación y depuración de aguas residuales, fugas de aceite y líquidos oleosos, almacenamiento inadecuado de aceite y carbón y disposición de materias residuales.

Otros efectos sobre el suelo, y más aún sobre las aguas subterráneas, provienen de los depósitos de residuos, que en las centrales constan principalmente de escorias, cenizas volátiles, residuos de la desulfuración de los gases de combustión y lodos procedentes del tratamiento del agua y de aguas residuales. La cantidad de estos residuos depende en parte del procedimiento empleado, siendo especialmente elevada cuando se utilizan carbones de baja calidad.

3.7. PAISAJE Y OCUPACIÓN DEL ESPACIO

Para la construcción de una central termoeléctrica se necesitan grandes superficies de terreno, las cuales suelen ser mucho mayores en las centrales de carbón que en las de gas o de fuel oil.

El paisaje es afectado también por la construcción de las vías de transporte necesarias para el suministro y para la gestión de los residuos.

3.8. RUIDOS

Un tipo de emisión especial de las centrales térmicas lo constituye el ruido, que actúa directamente sobre el ser humano y los animales.

Las fuentes de ruido importantes en una central térmica son: salida de chimenea, cintas transportadoras, ventiladores, motores, canales de gas de combustión, tuberías y turbinas.

Existen diversas medidas para eliminar los ruidos molestos o reducirlos a un nivel soportable, debiendo darse especial prioridad a la protección del personal de la central.

Es una práctica recomendable instalar la central a una distancia suficiente de las zonas habitadas. Por otra, a la hora de planificar y construir la central deberán preverse todas las medidas necesarias para disminuir el ruido en cada fuente sonora.

4. TEMAS AMBIENTALES DEL PROYECTO

4.1. EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)

Deberá elaborarse una EIA, que responda al alcance y los lineamientos que contempla la Ley de Medio Ambiente N° 64/2000 y sus anexos, con las licencias y permisos que indique el marco legal, y que además cumpla con los parámetros establecidos por el Banco Mundial.

4.2. CENIZAS

Cuando la central proyectada comience a funcionar a plena carga, generará alrededor de 10.000 toneladas mensuales de cenizas volantes, lo cual representa una cantidad muy importante que merece una especial atención.

El proyecto plantea el uso de las cenizas volantes para materiales de construcción, asignándole un valor económico que permite mejorar la rentabilidad de la planta, no obstante contempla la posibilidad de enviarse eventualmente a una laguna para su disposición (punto 8.1 E del informe de la CDEEE).

Entre los elementos tóxicos que habitualmente suelen acompañar a las cenizas de carbón, en cantidades de trazas se distinguen entre otros: As, Pb, V, Cr, Cd, Be, Hg.

Es especialmente importante analizar este impacto. Sobre este punto no se puede hacer un análisis más exhaustivo porque no se ha recibido ninguna información sobre el mismo.

Por lo tanto, para establecer los impactos ambientales del depósito de desechos, implica que se deban hacer estudios sobre los volúmenes de lixiviados, su composición y circulación en las especies y ecosistemas asociados.

4.3. EMISIONES POR CHIMENEA

No se dispone de información sobre la caldera a instalar, por lo que se deberá verificar el compromiso de asegurar el nivel de emisión de NOx de acuerdo con las normas. A tal fin, la caldera que se proponga con el proyecto tendrá que estar equipada con quemadores de baja emisión de NOx, de manera de tener un nivel menor a 250 mg/Nm³ (con un exceso de 6 % O₂).

Dadas las grandes variaciones de composición del carbón que se observan incluso en los yacimientos de un mismo país, resulta conveniente mezclar y/o homogeneizar los combustibles disponibles, evitando así la presencia ocasional de altas concentraciones de azufre cuya eliminación se realiza mediante un sistema de desulfuración.

Para ello, en el proyecto se contempla la instalación de un sistema de desulfuración de gases consistente en un sistema de remoción de SO₂ en un absorbente antes de la salida de la chimenea, hasta un nivel de 500 mg/Nm³ (con un exceso de 6 % O₂).

Dado que el carbón que se indica en la información tiene un contenido de azufre del 0,8% que representa una emisión mayor a 900 mg SO₂/Nm³, el disponer de un sistema de desulfuración cumple con el efecto de encuadrar las emisiones de SO₂ dentro de lo establecido por las normas.

De acuerdo con la información aportada, la instalación contará con un sistema de precipitadores electrostáticos, que consisten en 2 unidades en paralelo, que colectan las cenizas mediante campos electromagnéticos, y que tienen una eficiencia del 99%, trabajando en paralelo con los precipitadores multiciclónicos, que le confieren al sistema un nivel de salida de polvo de 50 mg/Nm³ referido al 6 % de exceso O₂.

En el siguiente cuadro se resumen los niveles de emisiones a la atmósfera mencionados en la documentación entregada para el proyecto y los límites impuestos por la Ley en su Norma de calidad del aire AR-CA-01 y las normas del Banco Mundial (Versión 1998):

PARAMETRO	LEY 64-00 (mg/Nm ³)	BANCO MUNDIAL (mg/Nm ³)	EMISIONES Mencionadas (mg/Nm ³)
Total de Partículas	120	50	Aprox. 55
SO ₂	1100	2000	500
NO ₂	250	750	49,2
CO	1000		6,3

Debe aclararse que los valores que figuran en la tabla informada, mencionan para el NO_x y CO valores tanto en ppm como en mg/Nm³, referidos a 15% de exceso de O₂, cuando los valores indicados por las normas nacionales y del Banco Mundial para calderas que consumen carbón, se hacen para un 6% de exceso de O₂. De ser así los valores de emisión serán superiores en más del doble a lo mencionado.

Con la elaboración de la EIA, se deberán acompañar los modelos de dispersión atmosféricos, a efectos de conocer la incidencia de los distintos contaminantes gaseosos sobre la calidad de aire, de forma tal de poder definir las acciones de mitigación implementables.

4.4. EFLUENTES LÍQUIDOS

De acuerdo con lo que surge de la información, el consumo de agua para reposición será de 2.0 m³/h. El proceso de purificación de agua proporciona 1.9m³/h de agua desmineralizada para reponer el agua de caldera y una pequeña cantidad de 0.2 m³/h para la planta de tratamiento de aguas residuales. El agua de servicio asciende a aprox. 0.4 m³/h.

En total, aprox. 1.9 m³/h del efluente operacional será alimentada al sistema de tratamiento de aguas residuales donde será supervisada, adecuadamente tratada y neutralizada antes de su vuelco al mar.

Todos los tipos de aguas residuales (sanitarias, de precipitación y contaminadas con aceites) serán tratadas en consecuencia antes de su vuelco al mar, de manera de no afectar la flora ni la fauna marina.

Se menciona que la calidad de aguas residuales tratadas estarán de acuerdo con todas las exigencias de las autoridades de República Dominicana responsables, esto es, se deberá cumplir la norma AG-CC-01 complementaria de la Ley 64-2000.

El agua de refrigeración en un volumen total de 187 m³/h, será tomada del mar con una temperatura de aprox. 22 °C y para prevenir el crecimiento orgánico será tratada químicamente (p.ej. utilizando sodio hipoclorito).

Luego de los sistemas de refrigeración de la planta y teniendo en cuenta pérdidas por evaporación, serán descargadas al mar aprox. 125 m³/h. La temperatura será supervisada y si fuera necesario, será disminuida por mezcla con el agua de mar que ingresa antes de la descarga final, con el objeto de no provocar impactos ambientales negativos.

No se dan mayores detalles en cuanto a los sistemas de tratamiento y de mezclado para la atemperación del agua de refrigeración, se destaca por lo tanto, la importancia de tratar estas cuestiones en profundidad durante el desarrollo de la EIA.

4.5. FAUNA Y FLORA

Con la información aportada, se menciona que debido a las escasas actividades comerciales e industriales en el área, los impactos sobre el ecosistema circundantes serán escasos. En especial se refiere al aumento en las temperaturas del agua de mar (utilizada para la refrigeración del condensador de la turbina) que tendrán un perfil de gradiente previsto de la manera siguiente:

- ◆ 8°C en punto de descarga
- ◆ 5.5°C alrededor de punto de descarga (después de la mezcla)
- ◆ 3°C a 500m del punto de descarga

Si bien mencionan la preocupación por el “choque térmico”, no hay ninguna referencia a como será mitigado. Estos estudios sobre los efectos sobre los recursos (flora y fauna) marinos y acuáticos deberán completarse con la EIA.

También se menciona que habrá un nivel de cloro previsto, que se ubicaría en 0.219 ppm en la salida (25m), y 0.014 ppm a una distancia de 500m, que se considera aceptable.

4.6. SUELO Y AGUAS SUBTERRÁNEAS

Se deberá estudiar durante la elaboración de la EIA, y ejecutar durante la construcción, las medidas necesarias para la impermeabilización del terreno, drenaje controlado y tratamiento del agua de infiltración, para impedir la contaminación de aguas subterráneas o costeras por la entrada de metales pesados solubles y otras sustancias procedentes de la playa de carbón, las cenizas y los residuos.

Dependiendo de la naturaleza las cenizas volantes, pueden requerirse materiales suplementarios para compactar el producto depositado, a fin de evitar una posible contaminación de las aguas subterráneas con productos de lixiviación.

4.7. PAISAJE Y OCUPACIÓN DEL ESPACIO

Se indica con la información suministrada, que se preparará adecuadamente el suelo para el almacenaje a largo plazo de carbón, a efectos de prevenir de las sustancias dañosas que causan contaminación como las sustancias químicas y los derrames de aceite en las áreas circundantes.

No se menciona la incidencia que podrán tener sobre el paisaje y sobre los terrenos a ocupar, la disposición de residuos no aprovechables (entre ellos las cenizas cuando no se negocien como material para construcción).

Cuando se elabore la EIA, se deberá considerar los posibles conflictos con los usos actuales o planificados del espacio terrestre.

4.8. RUIDOS

De la información aportada surge que la emisión de ruidos será limitada a niveles aceptables, mediante la aplicación de medidas necesarias, tanto en la etapa de construcción como durante la operación.

A tal efecto, se menciona que la presión sonora a una distancia de 1 metro de los respectivos equipos no excederá 85 dBA.

A 200 m de distancia de la valla protectora y a 1,5 m de altura, la presión sonora no excederá los 60 dB (A). Esto aseguran se alcanzará mediante el diseño de los equipos y de las paredes del edificio.

5. CONCLUSIONES

Como primer observación, se destaca que aún no se ha elaborado una evaluación de impacto ambiental de acuerdo con las normas y metodologías establecidas, tanto por la legislación nacional como por el Banco Mundial, con los modelos de dispersión que permitan conocer la incidencia de los distintos contaminantes emitidos al ambiente, de forma tal de poder definir las acciones de mitigación posibles de implementar. Esta evaluación es una actividad que deberá realizar el programa del proyecto, como está indicado en el punto 8.2.1 y 8.2.2 de la información suministrada por la CDEEE.

El análisis de las diferentes variables ambientales, fueron consideradas de acuerdo con la información suministrada, y se considera que las mismas serán cumplidas durante la construcción y operación de la central.

Si bien aún no se ha elaborado la EIA, del análisis de la información suministrada surgen algunos elementos que se deberá tener en cuenta cuando se proceda a elaborar la misma.

No se hace referencia a la incidencia que podrán tener sobre el paisaje la disposición de residuos sólidos y se deberá considerar los posibles conflictos con los usos actuales o planificados del espacio terrestre.

Falta el análisis de cómo impedir la contaminación de aguas subterráneas o costeras por la entrada de metales pesados solubles y otras sustancias procedentes los lixiviados de las cenizas, residuos y playa de carbón.

Sobre el tema ruidos no hay observaciones.

No se ha estudiado la influencia del choque térmico sobre la fauna y el ecosistema a la salida del circuito de refrigeración.

No hay detalles en cuanto a los sistemas de tratamiento de agua de reposición, de servicios generales y de mezclado para la atemperación del agua de refrigeración.

El tema de las emisiones gaseosas está claro en cuanto a los valores que tendrán los NO_x, SO₂ y partículas, que cumplirán con los máximos permitidos por la legislación local y los standard del Banco Mundial, pero deberá acompañarse con la EIA los modelos de dispersión atmosféricos, a efectos de conocer la incidencia de los distintos contaminantes gaseosos sobre la calidad de aire.

Con respecto a las cenizas, si bien éstas serán comercializadas, también eventualmente podrán disponerse en laguna, y esto implica que se deberá tener especial consideración durante la EIA, a fin de hacer estudios sobre los volúmenes de lixiviados, su composición y circulación en las especies y ecosistemas asociados, así como estudios epidemiológicos y análisis de toxicidad por pruebas biológicas, como consecuencia de los metales pesados habitualmente asociados a las cenizas del carbón.

Además, se deberá estudiar durante la elaboración de la EIA, las medidas de impermeabilización del terreno, drenaje controlado y tratamiento del agua de infiltración, para impedir la contaminación de aguas subterráneas o costeras por la entrada de metales pesados solubles y otras sustancias procedentes de las cenizas y residuos.

6. RECOMENDACIONES

Como resumen de los puntos más importantes a considerar para el seguimiento del proyecto, se destacan:

- Elaborar una Evaluación de Impacto Ambiental con las correspondientes medidas de mitigación.
- Realizar los estudios necesarios para analizar el impacto de los elementos tóxicos que habitualmente acompañan las cenizas del carbón.
- Analizar en la EIA los modelos de dispersión atmosféricos, a efectos de conocer la incidencia de los distintos contaminantes gaseosos sobre la calidad de aire.
- Asegurar una vez definida la provisión de las calderas, la provisión de los quemadores de baja emisión de NO_x, así como las características de los precipitadores electrostáticos y de la planta de desulfuración.
- Es importante que se detallen durante la EIA, los sistemas de tratamiento de agua y de mezclado para la atemperación del agua de refrigeración.
- Precisar detalles sobre la atemperación del “choque térmico” producido por el agua de refrigeración de los condensadores.
- Necesidad de materiales suplementarios para compactar las cenizas depositadas.
- Posibles conflictos con los usos actuales o planificados del espacio terrestre.

ANEXO VIII

Despacho por unidad generadora [GWh]

ALT.#1 – Plan de Expansión de Referencia

	Alternativa # 1														
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CESPM1_CCF2	601	623	701	717	717	717	717	648	688	411	223	358	104	41	40
CESPM2_CCF2	514	701	716	730	733	733	717	493	652	427	222	380	236	54	39
CESPM3_CCF2	479	575	701	735	744	744	744	605	728	476	320	414	203	50	40
SMITH_CCF6	125	303	557	797	1107	1294	859	502	702	303	74	228	72	72	72
CC Liq	1718	2202	2676	2979	3300	3487	3037	2247	2770	1616	838	1380	614	216	191
ANDRES_CCGN	2095	2095	2095	2095	2095	2095	2095	2095	2095	2095	2021	2080	1716	1158	1045
CC GN	2095	2095	2095	2095	2095	2095	2095	2095	2095	2095	2021	2080	1716	1158	1045
FALCO1_TVF6	3	7	10	15	16	16	15	8	10	6	1	5	1	1	1
FALCO2_TVF6	3	7	10	15	16	16	15	8	10	6	1	5	1	1	1
FALCO3_TVF6	3	7	10	15	16	16	15	8	11	6	1	5	1	1	1
HAINA1_TVF6	15	21	55	131	177	260	153	39	129	24	18	18	18	18	18
HAINA2_TVF6	12	19	48	137	185	248	165	51	123	21	19	22	19	19	19
HAINA4_TVF6	150	239	337	470	499	504	473	259	355	224	56	178	31	27	27
PPLAT1_TVF6	6	9	17	42	83	111	76	24	65	10	9	10	9	9	9
PPLAT2_TVF6	9	15	16	52	120	167	113	19	84	21	15	15	15	15	15
SPEDRO_TVF6	1	12	13	31	96	125	69	13	45	13	13	13	13	13	13
TV Liq.	204	337	516	907	1207	1463	1093	429	832	332	134	270	108	104	104
BARAHO_TVCA	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	306	294
ITABO1_TVCA	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670
ITABO2_TVCA	871	871	871	871	871	871	871	871	871	871	871	871	871	871	871
TV Car	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1847	1835
ARRBAR_TGF2	0	0	0	1	2	2	2	2	2	0	2	0	0	0	0
BARAHO_TGF2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DAJABO_TGF2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HAINA3_TGF2	0	0	1	27	40	48	40	38	40	39	13	40	26	4	4
HIGUA1_TGF2	0	0	0	6	14	9	1	13	5	1	12	0	0	0	0
HIGUA2_TGF2	0	0	0	2	14	10	1	13	1	0	5	1	0	0	0
ISABEL_TGF2	0	0	0	1	1	1	0	1	1	0	1	0	0	0	0
ITABO1_TGF2	0	0	0	1	8	13	12	1	12	2	0	8	0	0	0
ITABO2_TGF2	0	0	0	8	14	11	3	12	1	0	9	1	0	0	0
ITABO3_TGF2	0	0	0	5	14	9	1	13	4	0	5	1	0	0	0
MANZA2_TGF2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MAXON_TGF2	1	10	12	23	66	108	47	12	29	12	12	12	12	12	11
MONTEC_TGF2	0	0	0	1	3	3	3	2	3	3	0	3	1	0	0
OVIEDO_TGF2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PIMENT_TGF2	0	0	0	2	20	20	10	20	15	2	19	6	0	1	1
SOLMAR_TGF2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SGBOYA_TGF2	0	0	0	1	1	1	0	1	1	0	1	0	0	0	0
SPEDRO_TGF2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
YAMASA_TGF2	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	1	0	0	0	0
TG Liq	1	10	13	56	163	252	165	73	160	86	27	117	49	16	16
LMINA6_TGGN	0	11	46	50	95	199	96	47	65	47	45	47	47	30	34
LMINA5_TGGN	0	0	18	47	100	313	57	47	54	47	43	47	45	28	23
TG GN	0	11	64	97	195	512	153	94	119	94	88	94	92	58	57
CEPP_1_MMF6	120	120	120	120	120	120	120	119	120	104	63	87	59	19	10
CEPP_2_MMF6	365	365	365	365	365	365	365	362	365	326	189	250	176	58	36
ESTMAR_MMF6	539	539	539	539	539	539	539	539	539	539	539	539	539	505	406
ESTNOR_MMF6	277	277	277	277	277	277	277	277	277	277	210	265	166	121	81
LAVEGA_MMF6	652	652	652	652	652	652	652	652	652	652	652	652	631	447	392
MANZA3_MMF6	9	9	9	9	9	9	9	9	9	7	5	5	4	1	1
METDOM_MMF6	223	223	223	223	223	223	223	223	223	178	216	134	104	79	79
MONTER_MMF6	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	697	625	625
PALAMA_MMF6	763	763	763	763	763	763	763	763	763	763	763	763	762	612	500
SULTAN_MMF6	1106	1106	1106	1106	1106	1106	1106	1106	1106	1070	693	938	592	326	213
Motores	4774	4774	4774	4774	4774	4774	4774	4770	4774	4681	4011	4435	3784	2890	2344
PEPSAL_TVCA	0	0	0	0	0	0	2234	2606	2606	2978	3351	3351	3723	4095	4348
PUEVIE_TVCA	0	0	0	0	0	0	0	2234	2234	2978	3351	3351	3723	4095	4317
FUTU01_TVCA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1862	4095	4095	6701	9307	11035
Expansión	0	0	0	0	0	0	2234	4840	4840	7818	10797	10797	14147	17498	19700

ALT.#2 – Plan de Expansión Modificado

	Alternativa # 2		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	2006	2007													
CESPM1_CCF2	601	64	33	46	59	75	132	228	365	401	317	357	141	42	38
CESPM2_CCF2	514	145	39	41	76	136	247	350	399	436	260	387	162	57	39
CESPM3_CCF2	479	273	23	48	71	169	270	329	385	516	374	408	241	45	41
SMITH_CCF6	125	36	0	5	40	70	72	79	155	335	102	228	72	72	72
	1718	519	95	141	246	450	721	987	1305	1688	1053	1380	614	216	191
ANDRES_CCGN	2095	2095	1708	1874	2001	2060	2082	2093	2095	2095	2065	2080	1716	1158	1045
	2095	2095	1708	1874	2001	2060	2082	2093	2095	2095	2065	2080	1716	1158	1045
FALCO1_TVF6	3	1	0	0	1	1	1	2	4	7	2	5	1	1	1
FALCO2_TVF6	3	1	0	0	1	1	1	2	4	7	2	5	1	1	1
FALCO3_TVF6	3	1	0	0	1	1	1	2	4	7	2	5	1	1	1
HAINA1_TVF6	15	0	0	0	0	1	15	18	18	20	18	22	18	18	18
HAINA2_TVF6	12	0	0	0	0	10	17	19	19	33	19	19	19	19	19
HAINA4_TVF6	150	27	2	17	27	27	30	70	151	233	90	178	31	27	27
PPLAT1_TVF6	6	0	0	0	1	5	9	9	9	17	9	9	9	9	9
PPLAT2_TVF6	9	0	0	0	1	5	14	15	15	16	15	15	15	15	15
SPEDRO_TVF6	1	0	0	0	0	1	10	13	13	13	13	13	13	13	13
	204	30	2	18	31	52	99	150	237	352	171	270	108	104	104
BARAHO_TVCA	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313
ITAB01_TVCA	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670
ITAB02_TVCA	871	871	871	871	871	871	871	871	871	871	871	871	871	871	871
	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855	1855
ARRBAR_TGF2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	2	1	0	0
BARAHO_TGF2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DAJABO_TGF2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HAINA3_TGF2	0	0	0	0	0	0	0	1	16	39	28	40	26	4	4
HIGUAL1_TGF2	0	0	0	0	0	0	0	0	1	3	1	8	1	0	0
HIGUAL2_TGF2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	5	1	0	0
ISABEL_TGF2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
ITAB01_TGF2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	1	6	0	0	0
ITAB02_TGF2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	11	0	0	0
ITAB03_TGF2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	9	1	0	0
MANZA2_TGF2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MAXON_TGF2	1	0	0	0	0	0	4	12	12	12	12	12	12	12	11
MONTEC_TGF2	0	0	0	0	0	0	0	0	1	3	1	3	1	0	0
OVIEDO_TGF2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PIMENT_TGF2	0	0	0	0	0	0	0	0	2	17	5	19	6	0	0
SDLMAR_TGF2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SGBOYA_TGF2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
SPEDRO_TGF2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
YAMASA_TGF2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0
	1	0	0	0	0	0	4	12	30	92	50	117	49	16	16
LMINA6_TGGN	0	0	0	0	0	0	6	38	47	47	47	47	47	27	40
LMINA5_TGGN	0	0	0	0	0	0	0	9	45	47	46	47	45	32	18
	0	0	0	0	0	0	6	47	91	94	93	94	92	58	57
CEPP_1_MMF6	120	72	13	25	43	59	64	71	98	112	71	80	58	22	14
CEPP_2_MMF6	365	194	28	57	115	168	188	232	276	332	209	257	177	55	32
ESTMAR_MMF6	539	539	539	539	539	539	539	539	539	539	539	539	539	505	406
ESTNOR_MMF6	277	272	125	141	174	214	257	268	272	277	252	265	166	121	81
LAVEGA_MMF6	652	652	652	652	652	652	652	652	652	652	652	652	631	447	392
MANZA3_MMF6	9	4	0	1	2	4	5	5	7	8	5	5	4	1	1
METDOM_MMF6	223	223	108	128	159	202	216	216	223	223	209	216	134	104	79
MONTER_MMF6	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719
PALAMA_MMF6	763	763	763	763	763	763	763	763	763	763	763	763	762	612	500
SULTAN_MMF6	1106	927	278	429	542	642	792	943	1043	1078	803	938	592	326	213
	4774	4365	3225	3454	3708	3962		4408	4593	4703	4223	4435	3784	2913	2437
PEPSAL_TVCA	0	2420	2554	2710	2874	3045	3224	3425	3626	3850	4080	4348	4348	4342	4348
PUEVIE_TVCA	0	0	2554	2710	2874	3045	3224	3425	3626	3850	4080	4348	4348	4324	4203
FUTU01_TVCA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2100	2100	5450	8801	11035
	0	2420	5108	5421	5748	6091	6448	6850	7252	7699	10261	10797	14147	17468	19587

Variación Porcentual (ALT-#2 / ALT-#1)

	Alt # 2 vs Alt # 1		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	2006	2007													
CESPM1_CCF2	0%	-90%	-95%	-94%	-92%	-90%	-82%	-65%	-47%	-3%	42%	0%	35%	4%	-3%
CESPM2_CCF2	0%	-79%	-95%	-94%	-90%	-81%	-66%	-29%	-39%	2%	17%	2%	-32%	6%	0%
CESPM3_CCF2	0%	-53%	-97%	-93%	-90%	-77%	-64%	-46%	-47%	9%	17%	-1%	19%	-10%	4%
SMITH_CCF6	0%	-88%	-100%	-99%	-96%	-95%	-92%	-84%	-78%	11%	39%	0%	0%	0%	0%
	0%	-76%	-96%	-95%	-93%	-87%	-76%	-56%	-53%	4%	26%	0%	0%	0%	0%
ANDRES_CCGN	0%	0%	-18%	-11%	-4%	-2%	-1%	0%	0%	0%	2%	0%	0%	0%	0%
	0%	0%	-18%	-11%	-4%	-2%	-1%	0%	0%	0%	2%	0%	0%	0%	0%
FALCO1_TVF6	0%	-88%	-100%	-98%	-94%	-95%	-94%	-77%	-61%	6%	89%	0%	0%	0%	0%
FALCO2_TVF6	0%	-88%	-100%	-98%	-94%	-95%	-94%	-78%	-63%	5%	91%	0%	0%	0%	0%
FALCO3_TVF6	0%	-88%	-100%	-98%	-94%	-95%	-94%	-76%	-64%	7%	91%	-1%	0%	0%	0%
HAINA1_TVF6	-1%	-98%	-100%	-100%	-100%	-100%	-90%	-53%	-86%	-18%	0%	19%	0%	0%	0%
HAINA2_TVF6	0%	-100%	-100%	-100%	-100%	-96%	-90%	-62%	-85%	54%	0%	-13%	0%	0%	0%
HAINA4_TVF6	0%	-89%	-100%	-96%	-95%	-95%	-94%	-73%	-57%	4%	59%	0%	0%	0%	0%
PPLAT1_TVF6	0%	-100%	-100%	-100%	-99%	-95%	-88%	-60%	-86%	63%	0%	-6%	0%	0%	0%
PPLAT2_TVF6	1%	-100%	-100%	-100%	-100%	-97%	-87%	-20%	-82%	-23%	0%	0%	0%	0%	0%
SPEDRO_TVF6	0%	-100%	-100%	-100%	-100%	-99%	-86%	0%	-72%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	0%	-91%	-100%	-98%	-97%	-96%	-91%	-65%	-71%	6%	27%	0%	0%	0%	0%
BARAHO_TVCA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	7%
ITABO1_TVCA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
ITABO2_TVCA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
ARRBAR_TGF2				-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	-92%	0%	307%	0%	82%	65%	50%
BARAHO_TGF2															
DAJABO_TGF2															
HAINA3_TGF2			-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	-98%	-61%	1%	118%	0%	0%	0%	0%
HIGUAL1_TGF2				-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	-96%	-36%	111%	-34%	216%		
HIGUAL2_TGF2				-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	295%		6%	0%		
ISABEL_TGF2			-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	-92%	-21%		62%	0%	-20%	67%	
ITABO1_TGF2			-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	100%		-29%	-1%		
ITABO2_TGF2				-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	70%		19%	-68%		
ITABO3_TGF2				-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	-28%		98%	0%		
MANZA2_TGF2															
MAXON_TGF2	0%	-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	-91%	0%	-60%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
MONTEC_TGF2				-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	-83%	1%	245%	0%	-10%	22%	25%
OVIEDO_TGF2				-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	-92%	-2%	307%	0%	0%	67%	25%
PIMENT_TGF2				-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	-92%	17%	234%	0%	-3%	-100%	-26%
SDLMAR_TGF2															
SGBOYA_TGF2			-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	-92%	-30%	307%	0%	51%		-100%
SPEDRO_TGF2				-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	-83%	16%	103%	5%	-34%		25%
YAMASA_TGF2	0%	-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	-98%	-83%	-81%	7%	84%	0%	0%	0%	0%
LMINA6_TGGN	-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	-94%	-19%	-28%	0%	5%	0%	0%	-12%	15%
LMINA5_TGGN	-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	-80%	-17%	0%	8%	0%	0%	12%	-23%
	-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	-100%	-96%	-50%	-23%	0%	7%	0%	0%	0%	0%
CEPP_1_MMF6	0%	-40%	-89%	-80%	-64%	-51%	-47%	-41%	-19%	7%	12%	-8%	-2%	12%	32%
CEPP_2_MMF6	0%	-47%	-92%	-84%	-69%	-54%	-48%	-36%	-24%	2%	11%	3%	1%	-4%	-9%
ESTMAR_MMF6	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
ESTNOR_MMF6	0%	-2%	-55%	-49%	-37%	-23%	-7%	-3%	-2%	0%	20%	0%	0%	0%	0%
LAVEGA_MMF6	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
MANZA3_MMF6	0%	-53%	-95%	-87%	-77%	-56%	-50%	-44%	-27%	8%	5%	0%	0%	0%	0%
METDOM_MMF6	0%	0%	-52%	-43%	-29%	-9%	-4%	-3%	0%	0%	17%	0%	0%	0%	0%
MONTER_MMF6	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	15%
PALAMA_MMF6	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
SULTAN_MMF6	0%	-16%	-75%	-61%	-51%	-42%	-28%	-15%	-6%	1%	16%	0%	0%	0%	0%
	0%	-9%	-32%	-28%	-22%	-17%	-100%	-8%	-4%	0%	5%	0%	0%	1%	4%
PEPSAL_TVCA							44%	31%	39%	29%	22%	30%	17%	6%	0%
PUEVIE_TVCA							53%	62%	29%	22%	22%	30%	17%	6%	-3%
FUTUO1_TVCA										-100%	-49%	-49%	-19%	-5%	0%
							189%	42%	50%	-2%	-5%	0%	0%	0%	-1%

ANEXO IX

FFL DE LA CDEEE-GEN CON NRI MENORES A 100 %

Por simplicidad, se muestran dos casos típicos evaluados en el cuerpo del informe: NRI=umbral de equilibrio (81%) y NRI=50 %.

A continuación se muestra el EBITDA incremental y el FFL para ambas casos:

Cuadro AIX.1 – CDEEE-GEN - EBITDA Incremental y FFL - NRI = 81% - ESC #1

EBITDA DIFERENCIAL CDEEE GEN [USDMM] [NRI=50%]	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
VARIACIÓN EN INGRESOS	-	-	25.72	76.92	75.23	71.95	52.24	148.86	247.14	
VARIACIÓN EN COSTOS OPERATIVOS	-	-	-43.56	-91.94	-97.57	-103.47	-109.64	-116.07	-123.31	
VARIACIÓN EN COSTOS TRANSPORTE	-	-	-3.55	-7.50	-7.96	-8.44	-8.94	-9.47	-10.06	
VARIACIÓN EN OTROS GASTOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
VARIACIÓN EN COSTO COMBUSTIBLE	-	-	-44.91	-94.25	-99.44	-104.78	-110.27	-115.86	-122.76	
VARIACIÓN EN PAGO DE CONTRATOS IPP	-	-	89.76	142.60	153.89	163.10	158.59	116.51	60.04	
EBITDA DIFERENCIAL	-	-	23.46	25.83	24.15	18.35	-18.02	23.97	51.06	
VAN 12 % EBITDA DIFERENCIAL			182.25							
COSTOS DE INVERSION [USDMM]	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
ADELANTO PAGO	-28	-84	-10.5	35	35	35	35	17.5	0	
INV. EN TRANSPORTE	0	-202	0	0	0	0	0	0	0	
OTROS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TOTAL INVERSION	-28	-286	-10.5	35	35	35	35	17.5	0	
VAN 12 % INVERSIÓN			-177.74							
VARIACIÓN EN VAN			4.51							
VARIACIÓN EN VAN EFECTO HAINA			56.40							
VARIACION EN VAN EFECTO ITABO			7.47							
VARIACIÓN EN VAN GRUPO CDEEE			68.38							
				2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
				245.94	389.23	384.44	427.61	382.89	353.32	341.34
				-130.54	-138.58	-146.89	-156.55	-156.55	-156.00	-153.93
				-10.65	-11.30	-11.98	-12.77	-12.77	-12.77	-12.77
				-	-	-	-	-	-	-
				-129.79	-137.57	-145.56	-154.80	-154.80	-154.26	-152.22
				73.53	-4.64	-11.01	-0.00	0.00	-	-
				48.49	97.14	69.00	103.50	58.78	30.29	22.42
				2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
				0	0	0	0	0	0	0
				0	0	0	0	0	0	0
				0	0	0	0	0	0	0
				0	0	0	0	0	0	0

Cuadro AIX.2 – CDEEE-GEN - EBITDA Incremental y FFL, NRI = 50 % - ESC #1

EBITDA DIFERENCIAL CDEEE GEN [USDMM] [NRI=50%]	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
VARIACIÓN EN INGRESOS	-	-	15.87	47.48	46.44	44.41	32.25	91.89	152.55
VARIACIÓN EN COSTOS OPERATIVOS	-	-	-43.56	-91.94	-97.57	-103.47	-109.64	-116.07	-123.31
VARIACIÓN EN COSTOS TRANSPORTE	-	-	-3.55	-7.50	-7.96	-8.44	-8.94	-9.47	-10.06
VARIACIÓN EN OTROS GASTOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VARIACIÓN EN COSTO COMBUSTIBLE	-	-	-44.91	-94.25	-99.44	-104.78	-110.27	-115.86	-122.76
VARIACIÓN EN PAGO DE CONTRATOS IPP	-	-	89.76	142.60	153.89	163.10	158.59	116.51	60.04
EBITDA DIFERENCIAL	-	-	13.62	-3.61	-4.64	-9.18	-38.01	-33.00	-43.53
VAN 12 % EBITDA DIFERENCIAL	-164.31								
COSTOS DE INVERSION [USDMM]	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
ADELANTO PAGO	-28	-84	-10.5	35	35	35	35	17.5	0
INV. EN TRANSPORTE	0	-202	0	0	0	0	0	0	0
OTROS	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL INVERSION	-28	-286	-10.5	35	35	35	35	17.5	0
VAN 12 % INVERSIÓN	-177.74								
VARIACIÓN EN VAN	-342.05								
VARIACIÓN EN VAN EFECTO HAINA	65.73								
VARIACIÓN EN VAN EFECTO ITABO	5.48								
VARIACIÓN EN VAN GRUPO CDEEE	-270.84								
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020		
	151.82	240.27	237.31	263.96	236.35	218.10	210.70		
	-130.54	-138.58	-146.89	-156.55	-156.55	-156.00	-153.93		
	-10.65	-11.30	-11.98	-12.77	-12.77	-12.77	-12.77		
	-	-	-	-	-	-	-		
	-129.79	-137.57	-145.56	-154.80	-154.80	-154.26	-152.22		
	73.53	-4.64	-11.01	-0.00	0.00	-	-		
	-45.63	-51.82	-78.13	-60.16	-87.76	-104.93	-108.22		
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020		
	0	0	0	0	0	0	0		
	0	0	0	0	0	0	0		
	0	0	0	0	0	0	0		
	0	0	0	0	0	0	0		

ANEXO X

Estimación de los EBITDA para el cómputo del FFL de la CDEEE-GEN

En este Anexo, se presentan resultados parciales que permiten construir el EBITDA diferencial utilizado para evaluar a la CDEEE-GEN, estos resultados, básicamente son los EBITDA de la ALT#1 y la ALT#2. En este Anexo se muestran los ingresos y egresos para ambas alternativas considerando NRI=100 %.

Para poder computar los EBITDA en cada caso se requiere conocer y simular el portafolio de contratos de la CDEEE, por lo que también se desarrolla un capítulo al respecto. Es importante mencionar que en este capítulo también se consideran los contratos de HAINA e ITABO que se utilizan para simular los EBITDA incrementales mostrados en el Anexo X

A - Simulación de Contratos de CDEEE

Se han simulado los contratos de abastecimientos en los cuales la CDEEE tiene participación, ya sea comprando o vendiendo electricidad, los que se muestran a continuación:

- **HAINA:** en el que la CDEEE tiene el 50% de participación. Venta de electricidad a empresas de distribución.
- **ITABO:** %50 pertenece a la CDEEE. Venta de electricidad a empresas de distribución
- **CDEEEE:** generación hidroeléctrica. Venta de electricidad a empresas de distribución.
- **SMITH-ENRON:** compra de energía eléctrica.
- **SAN PEDRO DE MACORÍS (COGENTRIX):** compra de energía eléctrica.

La energía eléctrica generada o adquirida por la CDEEE es vendida bajo contratos de suministro de largo y mediano plazo, así como comercializada en el mercado spot.

Los contratos de HAINA, ITABO y CDEEEE se encuentran alcanzados por el denominado Acuerdo de Madrid, ratificado por el Decreto n° 970/2001.

EVOLUCIÓN ASUMIDA DE LOS INDICES INCLUIDOS EN LOS CONTRATOS

Entre los principales índices incluidos en las fórmulas de los contratos se encuentran:

- Inflación Dominicana: IPC
- Inflación Estadounidense: CPI
- Combustibles: carbón, FO#2 y FO#4

Los valores futuros simulados del Heating Oil #2 y Fuel Oil #6 fueron estimados a partir de correlaciones de precios con el WTI para el período 2000-2004.

A continuación se muestran los valores asumidos de las distintas variables empleadas:

- Combustibles a partir de Mayo 2005

Carbón	[US\$/Ton]	42
WTI	[US\$/bbl]	31
\$FO #6	[US\$/bbl]	0.4974 \$WTI + 6.3548
\$FO #2	[US\$/bbl]	1.2391 \$WTI - 3.8123

- Macroeconómicos

Delta GDP Implicit Price Deflator	2.0%	Anual
Delta CPI	3.0%	Anual
IPC Cambios	5.0%	Anual

CARACTERÍSTICAS DE LOS CONTRATOS SIMULADOS

A continuación se muestran las principales características de los contratos mencionados anteriormente, en lo que se refiere a su faz comercial y discriminados por distribuidoras:

EDESUR	Inicio	Fin	Duracion [años]	Capacidad [MW]	Energía [MWh]	\$ Energía [ctvsU\$/kWh]	\$ Potencia [US\$/kW-mes]
HAINA	1-8-01	31-7-16	15	139.5	Formula 1	Formula 2	Formula 3
ITABO FUEL OIL	1-8-01	31-7-16	15	57	Formula 1	Formula 2	Formula 3
ITABO CARBON	1-8-01	31-7-16	15	52	Formula 1	Formula 4	Formula 3
CDEEE (Hidro)	1-8-01	31-7-05		122	Formula 1	Formula 2	Formula 3
	1-8-05	31-7-13		82			
	1-8-13	31-7-16		28			

EDENORTE	Inicio	Fin	Duracion [años]	Capacidad [MW]	Energía [MWh]	\$ Energía [ctvsU\$/kWh]	\$ Potencia [US\$/kW-mes]
HAINA	1-8-01	31-7-16	15	112	Formula 1	Formula 2	Formula 3
ITABO FUEL OIL	1-8-01	31-7-16	15	47	Formula 1	Formula 2	Formula 3
ITABO CARBON	1-8-01	31-7-16	15	44	Formula 1	Formula 4	Formula 3
CDEEE (Hidro)	1-8-01	31-7-05		98	Formula 1	Formula 2	Formula 3
	1-8-05	31-7-13		68			
	1-8-13	31-7-16		22			

EDEESTE	Inicio	Fin	Duracion [años]	Capacidad [MW]	Energía [MWh]	\$ Energía [ctvsU\$/kWh]	\$ Potencia [US\$/kW-mes]
HAINA	1-8-01	31-7-16	15	100	Formula 1	Formula 2	Formula 3
ITABO CARBON	1-8-01	31-7-16	15	100	Formula 1	Formula 4	Formula 3

Las formulas indicadas se detallan a continuación:

Fórmula 1

$$Energia = Energia\ Total\ Dist_h \times \left[\frac{Pot\ Contratada\ Dist_h}{Pot\ Max\ Dist\ coincidente\ Max\ Sistema_h} \right]$$

Fórmula 2

$$PE_{mes_i} = PE_b \times \left[0.3 \times \frac{CPI_{mes_{i-1}}}{CPI_{Base}} + 0.7 \times \left(\frac{PFON6_{mes_{i-1}}}{PFON6_{Base}} \right) \right]$$

PEb [ctvsU\$/kWh]	5.2 CDEEE
PEb [ctvsU\$/kWh]	5.5 Resto generadores
PFON6base [US\$/bbl]	17
CPIbase	176.2

Fórmula 3

$$PP_{mes_{jn}} = PP_{Dic_{n-1}} \times \frac{CPI_{mes_{i-1}}}{CPI_{Nov_{n-1}}} + DC_{mes_{jn}}$$

PPDicn-1: precio potencia en diciembre del año anterior. Valor Inicial 6.98 US\$/kW-mes
 CPINovn-1: CPI Noviembre año anterior
 DC: derecho a conexión
 Ajuste CPI: techo de 1.02 (2%) de variación máxima. (Resolución SIE -28-2002)

Fórmula 4

$$PE_{mes_i} = PE_b \times \left[0.6 \times \frac{CPI_{mes_{i-1}}}{CPI_{base}} + 0.4 \times \left(\frac{PC_{Semestre}}{PC_b} \right) \right]$$

PEb [ctvsU\$/kWh]	5.2
PCb [US\$/ton]	28.65
CPIb	176.2

A su vez los contratos de suministro con SMITH-ENRON y SAN PEDRO DE MACORÍS responden a las siguientes características:

[A]-SMITH-ENRON

- **Comprador:** CDE
- **Vendedor:** Smith-Enron Cogeneration Limited Partnership
- **Fecha:** Este contrato fue firmado, inicialmente, el 26 de julio del año 1993 y ratificado por las partes en fecha 29 de septiembre de 1999. La empresa inició la operación del ciclo simple en agosto de 1994 y la del ciclo combinado en enero de 1996. El contrato vence el 29 de septiembre del 2015.
- **Capacidad:** 170 MW
- **Pago Capacidad:** 0.0216258 US\$/kWh base, ajustado por 1.2% anual acumulado hasta el año 2010 inclusive, a partir del cual se simuló que dicho pago es de 775,012 US\$, con un ajuste de 4% anual.
- **Pago Fijo O&M:** US\$ 809,904.99 mes base. Ajustable con Tasa Escalación O&M definida más abajo
- **Pago Variable O&M:** (Cargo Variable + Cuota Variable) * Producción

- **Cargo Variable:** (<10% del Pago Mensual por Energía)
 - $$PE_{mesi} = PE_b \left(\frac{0.51 \$FO\#2_{mesi-1} + 0.49 \$FO\#6_{mesi-1}}{0.51 \$FO\#2_{julio\ 1998} + 0.49 \$FO\#6_{julio\ 1998}} \right)$$
 - PE_b [\$/kWh] 0.00224
 - FO#2 USGCW
 - FO#6 USGCW
- **Cuota Variable:** \$/kWh $0.0010537_{1999} * (1 + \text{Tasa Escalación O\&M})$
 - **Resto de los años:** Cuota $n-1 * (1 + \text{Tasa Escalación O\&M})$
 - Tasa Escalación O&M = 0.85 Delta CPI + 0.15 Delta IPC
 - La tasa es anual : CPI y IPC de últimos 12 meses al 1 enero
- **Despacho Mínimo Asegurado:** 70%, en caso de no llegarse a dicho valor como promedio anual, al año siguiente se pagarán los montos correspondientes a los pagos por cargos variables como si la máquina hubiere sido despachado en un 70%., en 12 cuotas iguales.
- **Pagos Mensuales de energía:** en relación a los volúmenes consumidos de acuerdo a las tablas de régimen térmico del Anexo 3 del Contrato, asumiendo un régimen térmico medio de 9300 Btu/kWh y los precios de los combustibles empleados.

[B]-SAN PEDRO DE MACORIS

- **Comprador:** CDE
- **Vendedor:** Compañía de Electricidad de San Pedro de Macoris
- **Fecha:** 16/09/1998
- **Duración:** 20 años, a partir de Fecha de Efectividad (16/09/1998)
- **Capacidad:** 3 x 98.6 MW = 294.6 MW
- **Pago Capacidad:** en función de la capacidad disponible y un cargo que varía anualmente

Año	Cargo [USD/kW-mes]
1	12.473
2	12.473
3	12.579
4	12.956
5	13.344
6	13.62
7	14.028
8	14.449
9	14.882
10	15.19
11	15.504
12	15.825
13	16.152
14	16.487
15	11.94
16	7.394
17	2.155
18	2.194
19	2.234
20	2.276
21	2.319

- **Pago Energía:** en función del combustible y costos variables de O&M

Precio Energía = Precio de Compensación Combustible + Cargo Variable O&M

$$\text{Cargo Variable O\&M} = 0.003681 \text{ USD/kWh} * \text{Index PBI}_{usa}$$

Ajuste Cargo Variable O&M: cada 1 enero por Indice de Precio Implícito Desinflado del Producto Doméstico Bruto de USA.

Precio de Compensación Combustible (USD/kWh): de acuerdo al nivel de carga de la maquina, Precio base ajustado mensualmente (AFP: Aplicable Fuel Price).

$$PCC = \$/MWh \text{ tabla} * AFP/C_0$$

C₀: FOB base price Fuel #2 0.5% S USGCW (Gas Oil) = 24.616 US\$/bbl

AFP: precio del combustible en la planta de acuerdo a procedimiento incluido en el Contrato.

\$/MWh tabla: precio del kWh generado en función de la potencia despachada de la central.

MERCADOS ENERGETICOS

Percent of Maximum Capacity (%)	Equivalent Capacity at Load (kW)	US\$/kWh
95.1% - 100%	279,871-294,600	.033501
90.1% - 95%	265,141-279,870	.033758
85.1% - 90%	250,411-265,140	.033930
80.1% - 85%	235,681-250,410	.034116
75.1% - 80%	220,951-235,680	.034333
70.1% - 75%	206,221-220,950	.034546
65.1% - 70%	191,491-206,220	.034763
60.1% - 65%	176,761-191,490	.035179
55.1% - 60%	162,031-176,760	.035790
50.1% - 55%	147,301-162,030	.036405
45.1% - 50%	132,571-147,300	.037579
40% - 45%	117,841-132,570	.039319
Below 40%	-117,840	.042795

[B] SIMULACIÓN DE EBITDA PARA LA ALT#1

Cuadro AX.1 – CDEEE-GEN- EBITDA ALT#1 - INGRESOS

EVOLUCIÓN INGRESOS ALT#1																	
CDEEE GEN (NRI-100%)	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
CONTRATO EDESUR																	
[MW]	POTENCIA CONTRATADA	138.00	114.67	82.00	82.00	82.00	82.00	82.00	82.00	59.50	28.00	28.00	28.00	16.33	16.33	16.33	16.33
[MWh]	ENERGIA CONTRATADA	846,216.00	702,273.60	502,824.00	504,201.60	502,824.00	502,824.00	504,201.60	364,022.40	171,696.00	171,696.00	172,166.40	99,724.80	99,724.80	99,724.80	99,724.80	
[USDMM]	TOTAL POTENCIA	12.65	10.74	7.84	8.00	8.16	8.32	8.48	8.65	6.40	3.07	3.14	3.20	1.90	1.90	1.90	
[USDMM]	TOTAL ENERGIA	64.35	48.13	34.99	35.60	36.05	36.63	37.24	37.98	27.85	13.40	13.65	13.96	8.21	8.21	8.21	
CONTRATO EDENORTE																	
[MW]	POTENCIA CONTRATADA	98.00	85.50	68.00	68.00	68.00	68.00	68.00	48.83	22.00	22.00	22.00	12.83	12.83	12.83	12.83	
[MWh]	ENERGIA CONTRATADA	600,936.00	523,824.00	416,976.00	418,118.40	416,976.00	416,976.00	418,118.40	298,737.60	134,904.00	134,904.00	135,273.60	78,355.20	78,355.20	78,355.20	78,355.20	
[USDMM]	TOTAL POTENCIA	8.98	8.01	6.50	6.63	6.76	6.90	7.04	7.18	5.25	2.42	2.46	2.51	1.49	1.49	1.49	
[USDMM]	TOTAL ENERGIA	45.70	35.91	29.01	29.52	29.90	30.38	30.88	31.49	22.85	10.53	10.73	10.97	6.45	6.45	6.45	
CONTRATO EDEESTE																	
[MW]	POTENCIA CONTRATADA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
[MWh]	ENERGIA CONTRATADA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
[USDMM]	TOTAL POTENCIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
[USDMM]	TOTAL ENERGIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
VENTAS SPOT																	
[MWh]	ENERGIA_SPOT	917,780.90	1,547,239.00	2,338,005.12	2,809,501.26	3,114,900.45	3,435,658.79	3,623,098.44	3,170,193.30	2,640,208.00	3,518,713.87	2,365,440.41	1,586,373.13	2,257,242.33	1,491,824.14	1,093,404.70	1,067,988.94
[MW]	POTENCIA_SPOT	363.32	399.16	449.32	449.32	449.32	449.32	449.32	490.99	549.32	549.32	549.32	570.16	570.16	570.16	570.16	
[USDMM]	TOTAL POTENCIA	34.49	37.89	42.65	42.65	42.65	42.65	42.65	46.60	52.14	52.14	52.14	54.12	54.12	54.12	54.12	
[USDMM]	TOTAL ENERGIA	49.21	85.23	131.80	162.37	188.18	221.41	287.81	210.61	150.38	233.12	133.90	80.04	126.91	73.80	49.13	
TOTALES																	
[USDMM]	INGRESOS CONTRATOS	131.67	102.79	78.34	79.75	80.87	82.22	83.64	85.30	62.35	29.42	29.90	30.63	18.05	18.05	18.05	
[USDMM]	INGRESOS SPOT	83.69	123.12	174.45	205.02	230.83	264.06	330.46	253.26	198.98	285.26	186.04	132.19	181.03	127.92	103.25	
[USDMM]	INGRESOS TOTALES GENERACION	215.37	225.91	252.79	284.78	311.70	346.28	414.09	338.56	269.33	314.68	216.02	162.82	199.08	145.98	121.30	

Cuadro AX.2 – CDEEE-GEN- EBITDA ALT#1 - EGRESOS

EVOLUCIÓN EGRESOS ALT#1																
CDEEE GEN (NRI=100%)	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
GASTOS OPERATIVOS NO COMBUSTIBLES																
[USDMM] Gastos Oper.																
[USDMM] Generacion Propia	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17
[USDMM] Costo transporte	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40
[USDMM] Otro gastos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GASTOS COMBUSTIBLES DIRECTOS																
[USDMM] CARBON	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
[USDMM] LIQUIDOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
[USDMM] TOTAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GASTOS CONTRATOS IPP																
SMITH&ENRON																
[MW] Potencia Contratada	170.00	170.00	170.00	170.00	170.00	170.00	170.00	170.00	170.00	170.00	127.50	-	-	-	-	-
[MWh] Energia asociada	69.08	124.83	303.18	557.01	797.38	1,106.56	1,293.99	858.86	501.84	701.71	241,519.73	-	-	-	-	-
[USDMM] COSTOS FIJOS	48.06	52.88	56.06	57.98	59.32	61.37	34.53	32.57	32.27	36.56	25.66	-	-	-	-	-
[USDMM] COSTOS VARIABLES	3.81	5.79	14.07	25.88	37.13	51.62	60.46	40.17	23.48	32.90	11.30	-	-	-	-	-
[USDMM] COSTOS TOTALES	51.87	58.67	70.13	83.86	96.45	112.99	94.99	72.74	55.75	69.46	36.96	-	-	-	-	-
SAN PEDRO DE MACORIS																
[MW] Potencia Contratada	294.60	294.60	294.60	294.60	294.60	294.60	294.60	294.60	294.60	294.60	294.60	294.60	294.60	245.50	-	-
[MWh] Energia asociada	1,240.31	1,592.97	1,899.09	2,119.28	2,181.78	2,193.36	2,193.36	2,178.12	1,745.59	2,068.08	1,313.64	764.78	1,152.09	464,468.61	-	-
[USDMM] COSTOS FIJOS	55.18	58.14	60.80	62.82	64.21	65.41	66.59	61.98	44.12	28.59	13.15	11.00	12.77	8.68	-	-
[USDMM] COSTOS VARIABLES	87.31	87.51	101.92	112.36	115.10	115.60	115.60	114.96	94.63	109.78	75.50	48.21	67.21	29.63	-	-
[USDMM] COSTO TOTALES	142.49	145.65	162.72	175.18	179.31	181.02	182.20	176.93	138.75	138.37	88.65	59.21	79.98	38.31	-	-
GASTOS TOTALES	213.93	223.88	252.41	278.60	295.33	313.57	296.75	269.24	214.06	227.39	145.17	78.78	99.55	57.88	19.56	19.56

[C] SIMULACIÓN DE EBITDA PARA LA ALT#2

Cuadro AX.3 – CDEEE-GEN- EBITDA ALT#2 - INGRESOS

EVOLUCIÓN INGRESOS ALT#2																	
CDEEE GEN (NRI-100%)	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
CONTRATO EDESUR																	
[MW]	POTENCIA CONTRATADA	138.00	114.67	82.00	82.00	82.00	82.00	82.00	82.00	59.50	28.00	28.00	28.00	16.33	16.33	16.33	16.33
[MWh]	ENERGIA CONTRATADA	846,216.00	702,273.60	502,824.00	504,201.60	502,824.00	502,824.00	504,201.60	364,022.40	171,696.00	171,696.00	172,166.40	99,724.80	99,724.80	99,724.80	99,724.80	99,724.80
[USDMM]	TOTAL POTENCIA	12.65	10.74	7.94	8.00	8.16	8.32	8.48	8.65	6.40	3.07	3.14	3.20	1.90	1.90	1.90	1.90
[USDMM]	TOTAL ENERGIA	64.35	48.13	34.99	35.60	36.05	36.63	37.24	37.98	27.85	13.40	13.65	13.96	8.21	8.21	8.21	8.21
CONTRATO EDENORTE																	
[MW]	POTENCIA CONTRATADA	90.00	85.50	68.00	68.00	68.00	68.00	68.00	48.03	22.00	22.00	22.00	12.63	12.63	12.63	12.63	
[MWh]	ENERGIA CONTRATADA	600,936.00	523,824.00	416,976.00	418,118.40	416,976.00	416,976.00	418,118.40	298,737.60	134,904.00	134,904.00	135,273.60	78,355.20	78,355.20	78,355.20	78,355.20	
[USDMM]	TOTAL POTENCIA	8.98	8.01	6.50	6.63	6.76	6.90	7.04	7.18	5.25	2.42	2.46	2.51	1.49	1.49	1.49	1.49
[USDMM]	TOTAL ENERGIA	45.70	35.91	29.01	29.52	29.90	30.38	30.88	31.49	22.85	10.53	10.73	10.97	6.45	6.45	6.45	6.45
CONTRATO EDEESTE																	
[MW]	POTENCIA CONTRATADA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
[MWh]	ENERGIA CONTRATADA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
[USDMM]	TOTAL POTENCIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
[USDMM]	TOTAL ENERGIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VENTAS SPOT																	
[MWh]	ENERGIA_SPOT	917,780.90	1,547,239.00	3,074,633.26	5,336,616.63	5,697,206.12	6,130,054.62	6,676,262.08	7,302,493.67	8,230,011.12	9,306,147.20	10,136,823.40	9,962,136.49	10,954,193.37	10,188,761.73	9,759,899.44	9,619,734.44
[MW]	POTENCIA_SPOT	363.32	399.16	679.16	723.38	740.16	757.74	776.11	795.29	858.53	930.44	962.11	987.18	1,036.77	1,036.77	1,036.77	1,036.77
[USDMM]	TOTAL POTENCIA	34.49	37.89	54.97	60.66	70.26	71.92	73.67	75.49	81.49	89.00	91.35	93.70	96.41	96.41	96.41	96.41
[USDMM]	TOTAL ENERGIA	49.21	85.23	151.22	231.32	253.45	280.96	321.28	361.55	420.60	499.82	575.22	613.10	610.53	502.22	441.03	423.27
TOTALES																	
[USDMM]	INGRESOS CONTRATOS	131.67	102.79	78.34	79.76	80.87	82.22	83.64	85.30	62.35	29.42	29.98	30.63	18.05	18.05	18.05	18.05
[USDMM]	INGRESOS SPOT	83.69	123.12	206.20	299.89	323.71	352.88	394.95	437.04	502.09	688.90	666.57	606.80	708.94	600.63	539.44	521.68
[USDMM]	INGRESOS TOTALES GENERACION	215.37	225.91	284.55	379.74	404.58	435.11	478.59	522.34	644.44	618.32	696.55	637.44	727.00	616.68	557.50	539.74

Cuadro AX.4 – CDEEE-GEN- EBITDA ALT#2 - EGRESOS

EVOLUCIÓN EGRESOS ALT#2																
CDEEE GEN (NRI=100%)	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
GASTOS OPERATIVOS NO COMBUSTIBLES																
[USDMM]	Gastos Oper. Generacion Propia	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17
[USDMM]	Costo transporte	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40	16.40
[USDMM]	Otros gastos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GASTOS COMBUSTIBLES DIRECTOS																
[USDMM]	CARBON	-	-	44.91	94.25	99.44	104.78	110.27	115.86	122.76	129.79	137.57	145.56	154.80	154.80	154.26
[USDMM]	LIQUIDOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
[USDMM]	TOTAL	-	-	44.91	94.25	99.44	104.78	110.27	115.86	122.76	129.79	137.57	145.56	154.80	154.80	154.26
GASTOS CONTRATOS IPP																
SMITH&ENRON																
[MW]	Potencia Contratada	170.00	170.00	170.00	170.00	170.00	170.00	170.00	170.00	170.00	170.00	127.50	-	-	-	-
[MWh]	Energia asociada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
[USDMM]	COSTOS FIJOS	48.06	52.88	54.35	55.68	56.88	58.17	31.03	31.98	33.18	34.85	27.87	-	-	-	-
[USDMM]	COSTOS VARIABLES	3.81	5.79	1.69	-	0.26	1.87	3.28	3.35	3.70	7.29	12.60	-	-	-	-
[USDMM]	COSTOS TOTALES	51.87	58.67	56.04	55.68	57.13	60.03	34.31	35.33	36.89	42.14	40.46	-	-	-	-
SAN PEDRO DE MACORIS																
[MW]	Potencia Contratada	294.60	294.60	294.60	294.60	294.60	294.60	294.60	294.60	294.60	294.60	294.60	294.60	294.60	245.50	-
[MWh]	Energia asociada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
[USDMM]	COSTOS FIJOS	55.18	58.14	54.96	54.46	55.75	57.18	59.07	55.63	40.63	24.76	13.31	11.78	12.77	8.68	-
[USDMM]	COSTOS VARIABLES	87.31	87.51	32.07	6.29	8.99	13.69	25.23	42.21	56.94	67.41	76.47	58.44	67.21	29.63	-
[USDMM]	COSTO TOTALES	142.49	145.65	87.03	60.75	64.74	70.87	84.30	97.83	97.57	92.16	89.78	70.22	79.98	38.31	-
OTROS COSTOS OPERATIVOS NUEVA TERMICA																
[USDMM]	COSTOS OPERATIVOS (CONT. WESTMONT)	-	-	43.56	91.94	97.57	103.47	109.64	116.07	123.31	130.54	138.58	146.89	156.55	156.55	153.93
[USDMM]	COSTO TRANSPORTE	-	-	3.55	7.50	7.96	8.44	8.94	9.47	10.06	10.65	11.30	11.98	12.77	12.77	12.77
GASTOS TOTALES																
		213.93	223.88	254.66	329.69	346.41	367.16	367.01	394.12	410.14	424.85	437.26	394.22	423.66	381.99	342.59
																338.48

ANEXO XI

SIMULACIÓN DE EBITDA INCREMENTAL PARA HAINA E ITABO

Por simplicidad se muestran tres simulaciones de EBITDA incremental, considerando NRI=100%, NRI=81% y NRI=50 %.

El EBITDA Incremental de HAINA e ITABO se construye en forma similar al de la CDEEE-GEN pero considerando el portafolio de contratos de cada una de ellas (acuerdo de Madrid) y sus costos de combustible según sea el despacho, como ha sido detallado en el cuerpo del Informe.

Cuadro AXI.1 – HAINA e ITABO - EBITDA Incremental ALT#2, NRI = 100 %

NRI=100 %															
EBITDA DIFERENCIAL HAINA [USDMM]	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
VARIACIÓN EN INGRESOS	-	-0.01	0.88	4.79	-11.85	-17.13	-16.16	-15.32	-3.76	-3.93	-0.02	0.00	0.03	0.00	0.02
VARIACIÓN EN COSTOS OPERATIVOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VARIACIÓN EN COSTOS TRANSPORTE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VARIACIÓN EN OTROS GASTOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VARIACIÓN EN COSTO COMBUSTIBLE	-	0.01	14.23	25.05	43.52	51.17	60.10	44.97	16.63	26.09	-1.01	-3.02	-0.04	-0.00	-
EBITDA DIFERENCIAL	-	0.00	15.11	29.84	31.67	34.04	43.94	29.66	12.86	22.16	-1.02	-3.01	-0.00	-0.00	0.02
VAN 12 % EBITDA DIFERENCIAL	107.51														
EBITDA DIFERENCIAL HAINA [USDMM]	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
VARIACIÓN EN INGRESOS	-	-	1.96	3.96	4.30	3.75	5.31	2.79	1.34	1.24	-0.06	-0.25	0.21	-0.03	0.40
VARIACIÓN EN COSTOS OPERATIVOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VARIACIÓN EN COSTOS TRANSPORTE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VARIACIÓN EN OTROS GASTOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VARIACIÓN EN COSTO COMBUSTIBLE	-	-	-	-	0.06	1.80	3.34	2.59	0.46	3.04	-0.13	-0.15	-0.31	0.05	-
EBITDA DIFERENCIAL	-	-	1.96	3.96	4.36	5.55	8.66	5.38	1.81	4.28	-0.19	-0.40	-0.10	0.02	0.40
VAN 12 % EBITDA DIFERENCIAL	17.39														

Cuadro AXI.2 – HAINA e ITABO - EBITDA Incremental ALT#2, NRI = 81 %

NRI=81 %

EBITDA DIFERENCIAL HAINA [USDMM]	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
VARIACIÓN EN INGRESOS	-	-0.01	0.71	3.88	-9.60	-13.88	-13.09	-12.41	-3.05	-3.18	-0.01	0.00	0.03	0.00	0.01
VARIACIÓN EN COSTOS OPERATIVOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VARIACIÓN EN COSTOS TRANSPORTE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VARIACIÓN EN OTROS GASTOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VARIACIÓN EN COSTO COMBUSTIBLE	-	0.01	14.23	25.05	43.52	51.17	60.10	44.97	16.63	26.09	-1.01	-3.02	-0.04	-0.00	-
EBITDA DIFERENCIAL	-	0.00	14.94	28.93	33.93	37.30	47.01	32.57	13.58	22.91	-1.02	-3.01	-0.01	-0.00	0.01
VAN 12 % EBITDA DIFERENCIAL	112.80														

EBITDA DIFERENCIAL HAINA [USDMM]	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
VARIACIÓN EN INGRESOS	-	-	1.58	3.21	3.48	3.04	4.30	2.26	1.09	1.01	-0.05	-0.20	0.17	-0.03	0.32
VARIACIÓN EN COSTOS OPERATIVOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VARIACIÓN EN COSTOS TRANSPORTE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VARIACIÓN EN OTROS GASTOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VARIACIÓN EN COSTO COMBUSTIBLE	-	-	-	-	0.06	1.80	3.34	2.59	0.46	3.04	-0.13	-0.15	-0.31	0.05	-
EBITDA DIFERENCIAL	-	-	1.58	3.21	3.54	4.84	7.65	4.85	1.55	4.05	-0.18	-0.36	-0.14	0.03	0.32
VAN 12 % EBITDA DIFERENCIAL	14.94														

Cuadro AXI.3 – HAINA e ITABO - EBITDA Incremental ALT#2, NRI = 50 %

NRI=50 %

EBITDA DIFERENCIAL HAINA [USDMM]	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
VARIACIÓN EN INGRESOS	-	-0.00	0.44	2.39	-5.92	-8.57	-8.08	-7.66	-1.88	-1.96	-0.01	0.00	0.02	0.00	0.01
VARIACIÓN EN COSTOS OPERATIVOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VARIACIÓN EN COSTOS TRANSPORTE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VARIACIÓN EN OTROS GASTOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VARIACIÓN EN COSTO COMBUSTIBLE	-	0.01	14.23	25.05	43.52	51.17	60.10	44.97	16.63	26.09	-1.01	-3.02	-0.04	-0.00	-
EBITDA DIFERENCIAL	-	0.00	14.67	27.45	37.60	42.61	52.02	37.31	14.74	24.12	-1.02	-3.01	-0.02	-0.00	0.01
VAN 12 % EBITDA DIFERENCIAL	121.43														

EBITDA DIFERENCIAL HAINA [USDMM]	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
VARIACIÓN EN INGRESOS	-	-	0.98	1.98	2.15	1.87	2.66	1.40	0.67	0.62	-0.03	-0.13	0.11	-0.02	0.20
VARIACIÓN EN COSTOS OPERATIVOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VARIACIÓN EN COSTOS TRANSPORTE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VARIACIÓN EN OTROS GASTOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VARIACIÓN EN COSTO COMBUSTIBLE	-	-	-	-	0.06	1.80	3.34	2.59	0.46	3.04	-0.13	-0.15	-0.31	0.05	-
EBITDA DIFERENCIAL	-	-	0.98	1.98	2.21	3.67	6.00	3.99	1.14	3.66	-0.16	-0.28	-0.21	0.04	0.20
VAN 12 % EBITDA DIFERENCIAL	10.95														

ANEXO XII

ESTUDIO DE SENSIBILIDAD

1. INTRODUCCIÓN

En el presente Anexo se presentan los resultados del proyecto que surgen de un estudio de sensibilidad respecto a las siguientes variables:

- **Proyección de la demanda.**

Se asume un escenario de bajo crecimiento de la demanda para el corto plazo con una recuperación a mediano plazo hasta alcanzar una situación de equilibrio en el largo plazo con tasas de crecimiento similares a las históricas.

- **Precios de combustible.**

Se asume un escenario de alto precio de combustibles con valores similares a los registrados en los primeros meses del corriente año (2005) en la República Dominicana.

- **Eficiencia de las plantas PPS y PPV.**

Se asume un escenario de baja eficiencia para las plantas PPS y PPV con valores del 36% a mínima carga.

A continuación se presentan los datos correspondientes al escenario evaluado que se modifican respecto los considerados en el cuerpo principal del informe y los resultados de la simulación realizada.

2. ESCENARIO DE SIMULACIÓN

2.1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

El Cuadro AXII.1 siguiente presenta los valores asumidos de demanda futura (energía y potencia). Para el corto plazo (2005 – 2008) se asume un crecimiento del 5% respecto al valor de demanda real registrado en 2004. Para el mediano plazo (2009-2014) se asume que la demanda se recupera dando origen a tasas de crecimiento mayores a los índices históricos (7%, 8%). En el largo plazo, 2015 en adelante, se asume un crecimiento de la demanda con tasa de crecimiento similares a la que surgen de los registros históricos (6%).

Respecto al Factor de Carga se asume inicialmente un Factor de Carga del 75% ya que se considera que la demanda insatisfecha se origina principalmente en las horas de demanda máxima. A mediano y largo plazo se asume que el Factor de Carga se aproxima a los valores promedio históricos (65%).

Cuadro AXII.1. – Demanda proyectada.

Año	Demanda			
	Energía [GWh]	Tasa	Potencia [MW]	Factor de Carga
2000	9522			
2001	9434	-0.9%		
2002	10109	7.2%		
2003	10386	2.7%		
2004	8867	-14.6%	1428	71%
2005	9310	5.0%	1417	75%
2006	9776	5.0%	1488	75%
2007	10265	5.0%	1674	70%
2008	10778	5.0%	1758	70%
2009	11640	8.0%	2044	65%
2010	12571	8.0%	2208	65%
2011	13577	8.0%	2384	65%
2012	14527	7.0%	2551	65%
2013	15544	7.0%	2730	65%
2014	16632	7.0%	2921	65%
2015	17630	6.0%	3096	65%
2016	18688	6.0%	3282	65%
2017	19810	6.0%	3479	65%
2018	20998	6.0%	3688	65%
2019	22258	6.0%	3909	65%
2020	23593	6.0%	4144	65%

2.2. INCORPORACIÓN DE NUEVO EQUIPAMIENTO DE GENERACIÓN

El crecimiento de la demanda a futuro antes indicado origina modificaciones en el Plan de Expansión óptimo que resulta en un atraso en la incorporación de nuevas plantas respecto al cronograma asumido en el cuerpo principal del informe. El Cuadro AXII.2 siguiente presenta el Plan de Expansión de generación correspondiente a la **Alt. #1 – Plan de Expansión de Referencia** y a la **Alt. #2 – Plan de Expansión modificado** resultante para el nuevo escenario de crecimiento de la demanda.

Cuadro AXII.2. – Plan de Expansión de generación.

Año	Plan de Expansión de Referencia		Plan de Expansión Modificado			
	Adición	TOTAL	PPS	PPV	Otras	TOTAL
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
2006			300			300
2007			300	300		600
2008			306	306		612
2009			331	331		662
2010			357	357		714
2011			382	382		764
2012			409	409		818
2013	150	150	438	438		876
2014	150	300	464	464		928
2015	250	550	492	492		984
2016	250	800	522	522		1044
2017	300	1100	554	554		1108
2018	300	1400	584	584	300	1468
2019	300	1700	584	584	250	1718
2020	300	2000	584	584	300	2018

2.3. COSTOS DE COMBUSTIBLE

El Cuadro AXII.3. siguiente presenta los valores asumidos para el costo de los combustibles utilizados por las plantas térmicas que operan en el mercado de la República Dominicana. En todos los casos dichos valores se corresponden a precios CIF.

Dichos valores surgen de los promedios de precios reales registrados en los primeros meses de 2005.

Cuadro AXII.3. – Precios de Combustible

Carbón	68.0	us\$/tn
FO#6	198.0	us\$/tn
FO#6 Sultana del Este	229.3	us\$/tn
FO#2	508.6	us\$/tn
Gas Natural	6.3	us\$/MMBTU

2.4. EFICIENCIA DE LAS PLANTAS PPS Y PPV

El Cuadro AXII.4. siguiente presenta los valores asumidos para la eficiencia de las plantas PPS y PPV. Dichos valores surgen de considerar que a mínima carga las plantas tienen una eficiencia del 36% incrementándose para valores de carga superiores conforme la variación típica según información disponible.

Cuadro AXII.4. – Eficiencia plantas PPS y PPV

Potencia [MW]	Eficiencia
291 (50%)	36.0%
434 (75%)	37.6%
584 (100%)	37.9%

2.5. PODER CALORÍFICO DEL CARBÓN DE LAS PLANTAS PPS Y PPV

Se plantearon dos alternativas para el poder calorífico del carbón consumido por las plantas PPS y PPV, de acuerdo con el siguiente detalle.

Caso # A : Poder Calorífico = 6652.5 kCal/kgr.

Caso # B : Poder Calorífico = 4444.4 kCal/kgr.

En ambos casos el precio del carbón expresado por unidad de peso es el mismo (68 us\$/tn) por lo que los precios del carbón, expresados por unidad de calor, resultan los siguientes:

Caso # A : Precio Carbón = 2.576 us\$/MBTU.

Caso # B : Precio Carbón = 3.856 us\$/MBTU.

3. RESULTADOS OBTENIDOS

3.1. PRECIO DE LA ENERGÍA

El Cuadro AXII.5 y Figura AXII.1 siguientes presentan los valores resultantes de los precio de la energía en el mercado spot para los siguientes casos:

- Alt. #1 – Plan de Expansión de Referencia
- Alt. #2 – Plan de Expansión Modificado
 - Caso A. Carbón con alto poder calórico
 - Caso B. Carbón con bajo poder calórico

Los valores indicados en el Cuadro AXII.5 se corresponden con valores medios anuales discriminados por nivel de demanda (bandas 1 a 4) y promedio ponderado por duración de la banda.

Los valores indicados en la Figura AXII.1 se corresponden con valores promedio mensual y promedios móvil anual.

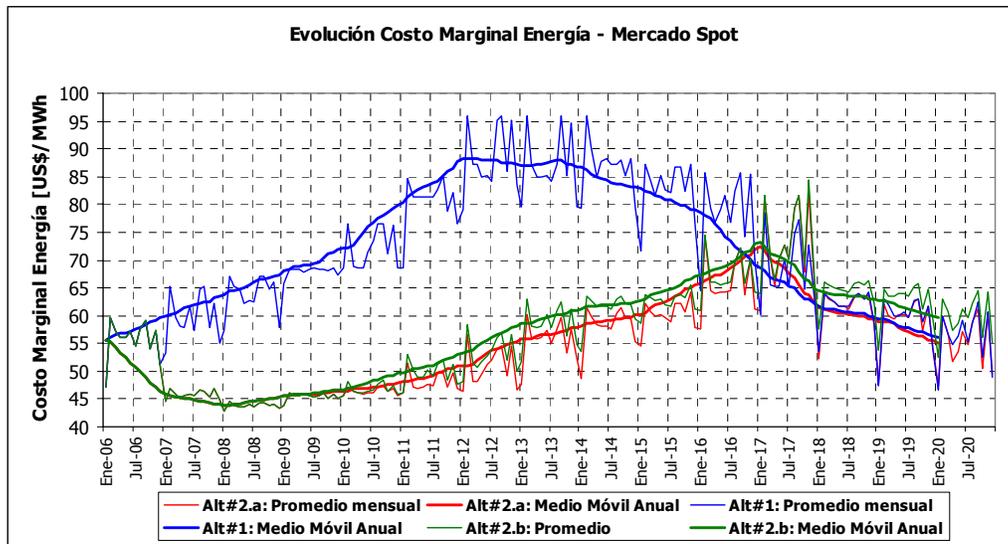
Cuadro AXII.5. – Precios de la energía en el Mercado Spot [us\$/MWh]

Plan de Expansión de Referencia															
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Banda 1	62.87	66.86	67.61	90.48	94.92	134.40	152.37	158.04	176.94	162.77	157.09	147.41	141.93	137.59	128.68
Banda 2	59.91	63.10	65.29	67.13	73.17	83.71	91.26	90.25	90.25	85.47	79.89	70.19	64.73	61.93	57.14
Banda 3	59.82	63.05	65.07	67.13	73.17	83.71	90.90	89.54	89.54	85.47	79.87	70.17	64.37	61.55	57.07
Banda 4	47.90	53.93	60.96	66.22	67.05	67.53	74.74	72.60	69.31	67.23	64.90	54.61	46.02	44.65	43.71
Promedio	55.59	59.90	63.71	68.05	72.08	80.45	88.27	87.03	86.83	82.88	78.49	68.57	61.79	59.43	55.98

Plan de Expansión Modificado - Caso A															
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Banda 1	62.87	49.21	45.44	62.17	66.77	67.53	72.95	89.49	94.42	100.70	137.59	157.09	140.98	135.92	124.77
Banda 2	59.91	46.03	44.08	45.03	45.68	47.92	52.44	59.15	62.80	65.11	67.66	72.87	64.46	61.24	55.58
Banda 3	59.82	46.00	44.07	45.03	45.67	47.92	52.43	59.13	62.48	64.82	67.58	72.84	64.10	60.93	55.51
Banda 4	47.90	44.95	43.28	43.82	44.56	45.41	45.40	45.55	46.13	47.20	52.83	59.22	45.90	44.71	44.31
Promedio	55.59	45.79	43.85	45.50	46.39	48.04	50.94	55.75	58.19	60.27	65.90	72.33	61.54	58.99	55.09

Plan de Expansión Modificado - Caso B															
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Banda 1	62.87	49.21	45.44	62.17	66.77	67.53	72.95	89.49	94.42	100.70	137.59	160.42	140.98	135.92	124.77
Banda 2	59.91	46.03	44.08	45.04	46.31	50.82	55.52	60.90	63.83	65.50	67.81	72.93	65.07	62.71	58.51
Banda 3	59.82	46.00	44.07	45.04	46.30	50.82	55.46	60.83	63.67	65.27	67.74	72.90	64.77	62.55	58.51
Banda 4	47.90	44.95	43.28	43.82	44.56	45.53	46.81	50.43	52.69	52.96	56.12	60.70	52.80	52.45	51.87
Promedio	55.59	45.79	43.85	45.51	46.76	49.77	53.21	58.53	61.28	62.65	67.20	73.09	64.47	62.77	59.61

Figura AXII.1. – Precios de la energía en el Mercado Spot [us\$/MWh]



Al igual que lo resultante del escenario analizado en el cuerpo principal del informe se observa una reducción significativa de los precios en el mercado spot para los escenarios donde se incluyen las plantas PPS y PPV en los años 2006 y 2007 respectivamente. Los precios del Plan de Expansión de Referencia y de los planes de expansión modificados tienden a igualarse en el largo plazo conforme se requiere la entrada en operación de nueva generación.

3.2. ANÁLISIS DE CONVENIENCIA SECTORIAL. COSTO DE GENERACIÓN

El Cuadro AXII.6 presenta los resultado de la evaluación del costo total de abastecimiento (generación) resultante de la suma de costos de inversión más costos de operación para la Alt. #1. Plan de Expansión de referencia. Por su parte, los Cuadros AXII.7a, AXII.7b siguientes presentan el costo total para el Plan de Expansión modificado, Casos A y B respectivamente (Alto y Bajo poder calorífico del carbón utilizado por las plantas PPS y PPV).

Cuadro AXII.6. –Costo Total – Alt. #1. Plan de Expansión de Referencia

COSTO DE ABASTECIMIENTO - ALT # 1: Plan de Expansión de Referencia

	V.P.N.	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Producción Centrales Térmicas																							
Producción Térmica	[GWh/año]	79222	8721	9209	9723	10584	11515	12522	13471	13370	13334	12485	11693	10595	9564	8606	7724	7724	7724	7724	7724	7724	
Pepillo Salcedo	[GWh/año]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Puerto Viejo	[GWh/año]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Plantas de expansión Futuras	[GWh/año]	28989	0	0	0	0	0	0	1117	2234	4095	5957	8191	10424	12658	14892	16312	17817	19413	21104	22897	24797	
Total producción Térmica	[GWh/año]	108211	8721	9209	9723	10584	11515	12522	13471	14486	15567	16580	17650	18786	19989	21264	22616	24036	25542	27137	28828	30621	32521
Potencia Instalada [MW]																							
Pepillo Salcedo	[MW]	0																					
Puerto Viejo	[MW]	0																					
Plantas de expansión Futuras	[MW]	754	0	0	0	0	0	0	150	150	250	250	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	
Potencia Instalada Acumulada	[MW]								150	300	550	800	1100	1400	1700	2000	2300	2600	2900	3200	3500	3800	
Costos de Inversión [10^6 US\$]																							
Pepillo Salcedo	[10^6 US\$]	0																					
Puerto Viejo	[10^6 US\$]	0																					
Plantas de expansión Futuras	[10^6 US\$]	967	0	0	0	0	0	0	192	192	321	321	385	385	385	385	385	385	385	385	385	385	
Total Inversión	[10^6 US\$]	967	0	0	0	0	0	0	192	192	321	321	385										
	[US\$/MWh]	8.9		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.3	12.4	19.3	18.2	20.5	19.2	18.1	17.0	16.0	15.1	14.2	13.3	12.6	11.8	
Costos de Producción [10^6 US\$]																							
Costo centrales existentes	[10^6 US\$]	3751	368	397	429	487	552	631	713	707	706	639	578	501	438	385	338	338	338	338	338	338	
Costo Pepillo Salcedo	[10^6 US\$]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Costo Puerto Viejo	[10^6 US\$]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Costo centrales de expansión	[10^6 US\$]	644	0	0	0	0	0	0	25	50	91	132	182	232	281	331	362	396	431	469	508	551	
Total Costo de Producción	[10^6 US\$]	4394	368	397	429	487	552	631	713	732	756	730	711	683	670	668	700	733	769	806	846	888	
	[US\$/MWh]	40.6		43.1	44.1	46.0	48.0	50.4	52.9	50.5	48.6	44.0	40.3	36.4	33.5	31.3	29.6	29.1	28.7	28.3	28.0	27.6	
Total costo abastecimiento	[10^6 US\$]	5362	368	397	429	487	552	631	713	924	948	1050	1031	1068	1055	1050	1053	1085	1118	1153	1191	1231	
	[US\$/MWh]	49.6	42.2	43.1	44.1	46.0	48.0	50.4	52.9	63.8	60.9	63.3	58.4	56.8	52.8	49.4	46.6	45.1	43.8	42.5	41.3	40.2	

Cuadro AXII.7.a – Costo Total – Alt. #2. Plan de Expansión modificado – Caso A

COSTO DE ABASTECIMIENTO - ALT # 2: Plan de Expansión Modificado - Caso A

	V.P.N.	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Producción Centrales Térmicas																						
Producción Térmica	[GWh/año]	58392	8721	6976	5255	6027	6586	7205	7783	8397	9054	9674	10325	11011	9505	8472	7590	7590	7590	7590	7590	7590
Pepillo Salcedo	[GWh/año]	20316	0	2234	2234	2278	2465	2658	2844	3045	3261	3455	3663	3887	4125	4348	4348	4348	4348	4348	4348	4348
Puerto Viejo	[GWh/año]	18535	0	0	2234	2278	2465	2658	2844	3045	3261	3455	3663	3887	4125	4348	4348	4348	4348	4348	4348	4348
Plantas de expansión Futuras	[GWh/año]	10974	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2234	4095	6329	7749	9254	10850	12541	14334
Total producción Térmica	[GWh/año]	108216	8721	9209	9723	10584	11515	12522	13471	14488	15577	16584	17652	18784	19989	21264	22616	24036	25542	27137	28828	30621
Potencia Instalada [MW]																						
Pepillo Salcedo	[MW]	466	0	584	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puerto Viejo	[MW]	416	0	0	584	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Plantas de expansión Futuras	[MW]	400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	250	300	300	300	300	300	300
Potencia Instalada Acumulada	[MW]			584	1168	1168	1168	1168	1168	1168	1168	1168	1168	1168	1468	1718	2018	2318	2618	2918	3218	3518
Costos de Inversión [10^6 US\$]																						
Pepillo Salcedo	[10^6 US\$]	366	0	40	40	41	44	48	51	55	59	62	66	70	74	78	78	78	78	78	78	78
Puerto Viejo	[10^6 US\$]	334	0	0	40	41	44	48	51	55	59	62	66	70	74	78	78	78	78	78	78	78
Plantas de expansión Futuras	[10^6 US\$]	513	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	385	321	385	385	385	385	385	385
Total Inversión	[10^6 US\$]	1212	0	40	80	82	89	96	102	110	117	124	132	140	533	477	541	541	541	541	541	541
	[US\$/MWh]	11.2		4.4	8.3	7.7	7.7	7.6	7.6	7.6	7.5	7.5	7.5	7.4	26.7	22.4	23.9	22.5	21.2	19.9	18.8	17.6
Costos de Producción [10^6 US\$]																						
Costo centrales existentes	[10^6 US\$]	2484	368	281	204	239	265	295	324	358	398	436	480	530	435	377	330	330	330	330	330	330
Costo Pepillo Salcedo	[10^6 US\$]	481	0	54	54	55	59	64	68	72	76	81	85	90	96	101	101	101	101	101	101	101
Costo Puerto Viejo	[10^6 US\$]	438	0	0	54	55	59	64	68	72	76	81	85	90	96	101	101	101	101	101	101	101
Costo centrales de expansión	[10^6 US\$]	258	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	53	96	149	182	218	255	295	337
Total Costo de Producción	[10^6 US\$]	3661	368	336	313	350	384	422	459	502	550	597	650	711	679	675	681	714	750	787	827	869
	[US\$/MWh]	33.8		36.5	32.2	33.1	33.4	33.7	34.1	34.6	35.3	36.0	36.9	37.9	34.0	31.7	30.1	29.7	29.4	29.0	28.7	28.4
Total costo abastecimiento	[10^6 US\$]	4874	368	376	394	432	473	518	562	611	667	722	782	851	1212	1152	1222	1256	1291	1329	1369	1411
	[US\$/MWh]	45.0	42.2	40.8	40.5	40.8	41.1	41.4	41.7	42.2	42.9	43.5	44.3	45.3	60.7	54.2	54.0	52.2	50.6	49.0	47.5	46.1

Cuadro AXII.7.b – Costo Total – Alt. #2. Plan de Expansión modificado – Caso B

COSTO DE ABASTECIMIENTO - ALT # 2: Plan de Expansión Modificado - Caso B

	V.P.N.	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Producción Centrales Térmicas																						
Producción Térmica [GWh/año]	62003	8721	6976	5255	6112	7022	7902	8521	9128	9598	9998	10483	11067	10101	9640	9296	9296	9296	9296	9296	9296	9296
Pepillo Salcedo [GWh/año]	18877	0	2234	2234	2236	2247	2326	2521	2699	2963	3281	3626	3887	4079	4075	3714	3714	3714	3714	3714	3714	3714
Puerto Viejo [GWh/año]	16362	0	0	2234	2236	2246	2294	2430	2662	3016	3304	3543	3831	3575	3454	3278	3278	3278	3278	3278	3278	3278
Plantas de expansión Futuras [GWh/año]	10974	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2234	4095	6329	7749	9254	10850	12541	14334	16234
Total producción Térmica [GWh/año]	108216	8721	9209	9723	10584	11515	12522	13471	14488	15577	16584	17652	18784	19989	21264	22616	24036	25542	27137	28828	30621	32521
Potencia Instalada [MW]																						
Pepillo Salcedo [MW]	466	0	584	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puerto Viejo [MW]	416	0	0	584	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Plantas de expansión Futuras [MW]	400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	250	300	300	300	300	300	300	300
Potencia Instalada Acumulada [MW]			584	1168	1168	1168	1168	1168	1168	1168	1168	1168	1168	1468	1718	2018	2318	2618	2918	3218	3518	3818
Costos de Inversión [10^6 US\$]																						
Pepillo Salcedo [10^6 US\$]	340	0	40	40	40	40	42	45	49	53	59	65	70	73	73	67	67	67	67	67	67	67
Puerto Viejo [10^6 US\$]	295	0	0	40	40	40	41	44	48	54	59	64	69	64	62	59	59	59	59	59	59	59
Plantas de expansión Futuras [10^6 US\$]	513	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	385	321	385	385	385	385	385	385	385
Total Inversión [10^6 US\$]	1147	0	40	80	80	81	83	89	96	108	119	129	139	523	456	511						
	[US\$/MWh]	10.6	4.4	8.3	7.6	7.0	6.6	6.6	6.7	6.9	7.1	7.3	7.4	26.1	21.5	22.6	21.2	20.0	18.8	17.7	16.7	15.7
Costos de Producción [10^6 US\$]																						
Costo centrales existentes [10^6 US\$]	2651	368	281	204	243	285	327	358	392	423	452	487	533	463	431	408	408	408	408	408	408	408
Costo Pepillo Salcedo [10^6 US\$]	669	0	81	81	81	81	83	90	95	104	115	127	135	142	142	129	129	129	129	129	129	129
Costo Puerto Viejo [10^6 US\$]	579	0	0	81	81	81	82	86	94	106	116	124	134	124	120	114	114	114	114	114	114	114
Costo centrales de expansión [10^6 US\$]	258	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	53	96	149	182	218	255	295	337	382
Total Costo de Producción [10^6 US\$]	4158	368	363	367	406	447	493	534	582	633	682	738	802	782	789	800	834	869	907	946	989	1033
	[US\$/MWh]	38.4	39.4	37.8	38.3	38.8	39.3	39.7	40.1	40.6	41.1	41.8	42.7	39.1	37.1	35.4	34.7	34.0	33.4	32.8	32.3	31.8
Total costo abastecimiento [10^6 US\$]	5305	368	403	448	486	528	576	623	678	740	800	867	941	1304	1245	1311	1344	1380	1417	1457	1499	1544
	[US\$/MWh]	49.0	42.2	43.8	46.1	45.9	46.0	46.3	46.8	47.5	48.3	49.1	50.1	65.3	58.5	58.0	55.9	54.0	52.2	50.5	49.0	47.5

Para facilitar la comparación de resultados y las conclusiones que de ello resulta en el Cuadro AXII.8 siguiente se resumen los resultados obtenidos en cada caso incluyendo a modo de referencia los obtenidos para el escenario evaluado en el cuerpo principal del informe (escenario base).

Cuadro AXII.8 – Comparación de costos de abastecimiento totales

Escenario Base	Costo de Inversión MMus\$	Costo de Operación MMus\$	Costo Total MMus\$
Alt. #1. Plan de Expansión de Referencia	1266	4200	5466
Alt. #2. Plan de Expansión Modificado	1473	3612	5085
Escenario Sensibilidad	Costo de Inversión MMus\$	Costo de Operación MMus\$	Costo Total MMus\$
Alt. #1. Plan de Expansión de Referencia	967	4394	5362
Alt. #2. Plan de Expansión Modificado – Caso A	1212	3661	4874
Alt. #2. Plan de Expansión Modificado – Caso B	1147	4158	5305

De la comparación de los resultados antes indicados surgen los siguientes comentarios:

- El escenario de sensibilidad tiene menores costos totales respecto del escenario base principalmente porque se reducen los costos de inversión en nueva generación por un menor crecimiento de la demanda. Los mayores costos de combustible utilizados en el estudio de sensibilidad respecto de los asumidos en el escenario base no compensan la diferencia en costos de inversión.
- Para el escenario de sensibilidad, los planes de expansión modificados, Caso A y CASO B, producen menores costos totales respecto del Plan de Expansión de referencia lo cual es indicativo de la conveniencia sectorial de la instalación de las plantas PPS y PPV.
- Para el Plan de Expansión modificado, CASO B (carbón con bajo poder calorífico) se obtiene un beneficio marginal (57 millones de US\$) que no logra cubrir los costos de la expansión del sistema de transporte por lo que se debería indicar en el Acuerdo de compra de energía que las plantas PPS y PPV deben estar capacitadas para utilizar carbón de alto poder calorífico.

3.3. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS PLANTAS PPS Y PPV COMO “MERCHANT PLANT”

Los Cuadros AXII.9a, AXII.9b siguientes presentan los resultados de la evaluación económica de las plantas PPS y PPV como si el proyecto fuese desarrollado por un agente independiente para vender toda su producción en el mercado. El Cuadro AXII.9a presenta los resultados correspondientes al CASO A (Carbón con **alto** poder calórico) y el Cuadro AXII.9b presenta los resultados correspondientes al CASO B (Carbón con **bajo** poder calórico).

Como se observa, en ambos casos el proyecto tiene una tasa de retorno significativa (>12% en dólares reales) lo que hace al proyecto conveniente en sí mismo.

Cuadro AXII.9.a. - Flujo de Caja del Proyecto (Resultados antes de impuestos) – CASO A.

CASO A		V.P.N.	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Precio Energía	[US\$/MWh]		55.5	45.8	43.8	45.4	46.1	47.6	50.8	55.7	58.1	60.2	65.8	72.4	61.5	58.9	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7
Potencia máxima para despacho [MW]																							
Pepillo Salcedo				300	300	306	331	357	382	409	438	464	492	522	554	584	584	584	584	584	584	584	584
Puerto Viejo				0	300	306	331	357	382	409	438	464	492	522	554	584	584	584	584	584	584	584	584
Centrales Carbón				300	600	612	662	714	764	818	876	928	984	1044	1108	1168							
Producción Centrales Carbón [GWh/año]																							
Pepillo Salcedo		20316	0	2234	2234	2278	2465	2658	2844	3045	3261	3455	3663	3887	4125	4348	4348	4348	4348	4348	4348	4348	4348
Puerto Viejo		18535	0	0	2234	2278	2465	2658	2844	3045	3261	3455	3663	3887	4125	4348	4348	4348	4348	4348	4348	4348	4348
Total producción Central Carbón		38851	0	2234	4468	4557	4929	5316	5689	6091	6523	6910	7327	7774	8250	8697							
Ingresos [10^6 US\$]																							
Energía		2097	0	102	196	207	227	253	289	339	379	416	482	563	507	512	476	476	476	476	476	476	476
Potencia		180	0	10	21	21	23	25	26	28	30	32	34	36	38	40	40	40	40	40	40	40	40
Total Ingresos	[US\$/MWh]	2277	0	113	217	228	250	278	316	367	409	448	516	599	546	552	516						
		58.6		50.4	48.5	50.0	50.7	52.2	55.5	60.3	62.8	64.9	70.4	77.0	66.1	63.5	59.4	59.4	59.4	59.4	59.4	59.4	59.4
Egresos [10^6 US\$]																							
Combustible		919	0	54	109	111	119	127	135	144	153	161	171	181	192	202	202	202	202	202	202	202	202
O&M Centrales PPS y PPV		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Peaje sistema de transporte		49	0	2.8	5.6	5.7	6.2	6.6	7.1	7.6	8.1	8.6	9.2	9.7	10.3	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9
Inversión																							
Subestaciones 345/138, Gurabo y Julio Sauri		42	42	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Líneas 345kV, 125 km Julio Sauri - Gurabo		57	58	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Líneas adicionales 138 kV.		16	16	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Líneas 345kV, 125 km PPS - Gurabo		48	48	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Líneas 345kV, 100 km PPV - Julio Sauri		38	38	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Pago a Westmont		699	0	40	80	82	89	96	102	110	117	124	132	140	149	157	157	157	157	157	157	157	157
Total Egresos	[US\$/MWh]	1867	202	100	198	202	217	233	248	264	281	297	315	334	354	372							
		48.0		45.0	44.3	44.2	44.0	43.8	43.5	43.3	43.1	43.0	43.0	42.9	42.9	42.8	42.8	42.8	42.8	42.8	42.8	42.8	42.8
Resultado Neto	[10^6 US\$]	410	-202	12	19	26	33	45	68	104	128	151	201	265	192	180	144						
	[US\$/MWh]	10.6		5.5	4.2	5.8	6.7	8.5	11.9	17.0	19.7	21.8	27.5	34.1	23.3	20.7	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6
	[TIR]	27.5%																					

Cuadro AXII.9.b. - Flujo de Caja del Proyecto (Resultados antes de impuestos) – CASO B.

CASO B		V.P.N.	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Precio Energía	[US\$/MWh]		55.5	45.8	43.8	45.5	46.7	49.7	53.2	58.5	61.3	62.6	67.1	73.0	64.4	62.7	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6
Potencia máxima para despacho [MW]																							
Pepillo Salcedo				300	300	306	331	357	382	409	438	464	492	522	554	584	584	584	584	584	584	584	584
Puerto Viejo				0	300	306	331	357	382	409	438	464	492	522	554	584	584	584	584	584	584	584	584
Centrales Carbón				300	600	612	662	714	764	818	876	928	984	1044	1108	1168							
Producción Centrales Carbón [GWh/año]																							
Pepillo Salcedo		18877	0	2234	2234	2236	2247	2326	2521	2699	2963	3281	3626	3887	4079	4075	3714	3714	3714	3714	3714	3714	3714
Puerto Viejo		16362	0	0	2234	2236	2246	2294	2430	2662	3016	3304	3543	3831	3575	3454	3278	3278	3278	3278	3278	3278	3278
Total producción Central Carbón		35239	0	2234	4468	4472	4493	4620	4951	5361	5979	6586	7169	7718	7654	7529	6992						
Ingresos [10^6 US\$]																							
Energía		2003	0	102	196	204	211	231	267	319	371	416	483	564	500	484	429	429	429	429	429	429	429
Potencia		180	0	10	21	23	25	26	28	30	32	34	36	38	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Total Ingresos	[US\$/MWh]	2183	0	113	217	225	233	256	293	348	401	448	517	600	538	525	470						
		61.9		50.4	48.5	50.2	51.9	55.4	59.2	64.8	67.1	68.0	72.2	77.8	70.3	69.7	67.2	67.2	67.2	67.2	67.2	67.2	67.2
Egresos [10^6 US\$]																							
Combustible		1248	0	81	163	163	162	166	176	189	209	230	250	269	266	262	243	243	243	243	243	243	243
O&M Centrales PPS y PPV		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Peaje sistema de transporte		49	0	2.8	5.6	5.7	6.2	6.6	7.1	7.6	8.1	8.6	9.2	9.7	10.3	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9
Inversión																							
Subestaciones 345/138, Gurabo y Julio Sauri		42	42	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Líneas 345kV, 125 km Julio Sauri - Gurabo		57	58	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Líneas adicionales 138 kV.		16	16	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Líneas 345kV, 125 km PPS - Gurabo		48	48	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Líneas 345kV, 100 km PPV - Julio Sauri		38	38	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Pago a Westmont		634	0	40	80	80	81	83	89	96	108	119	129	139	138	136	126	126	126	126	126	126	126
Total Egresos	[US\$/MWh]	2131	202	127	252	252	252	258	275	296	328	360	391	421	417	411	383						
		60.5	57.1	56.4	56.3	56.2	55.9	55.6	55.3	54.9	54.7	54.6	54.5	54.5	54.6	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7
Resultado Neto	[10^6 US\$]	52	-202	-15	-35	-27	-19	-2	18	51	73	87	126	180	121	114	87						
	[US\$/MWh]	1.5	-6.6	-7.9	-6.1	-4.2	-0.5	3.6	9.6	12.2	13.2	17.6	23.3	15.8	15.1	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5
	[TIR]	13.9%																					

3.4. IMPACTO DEL PROYECTO SOBRE LA CDEEE

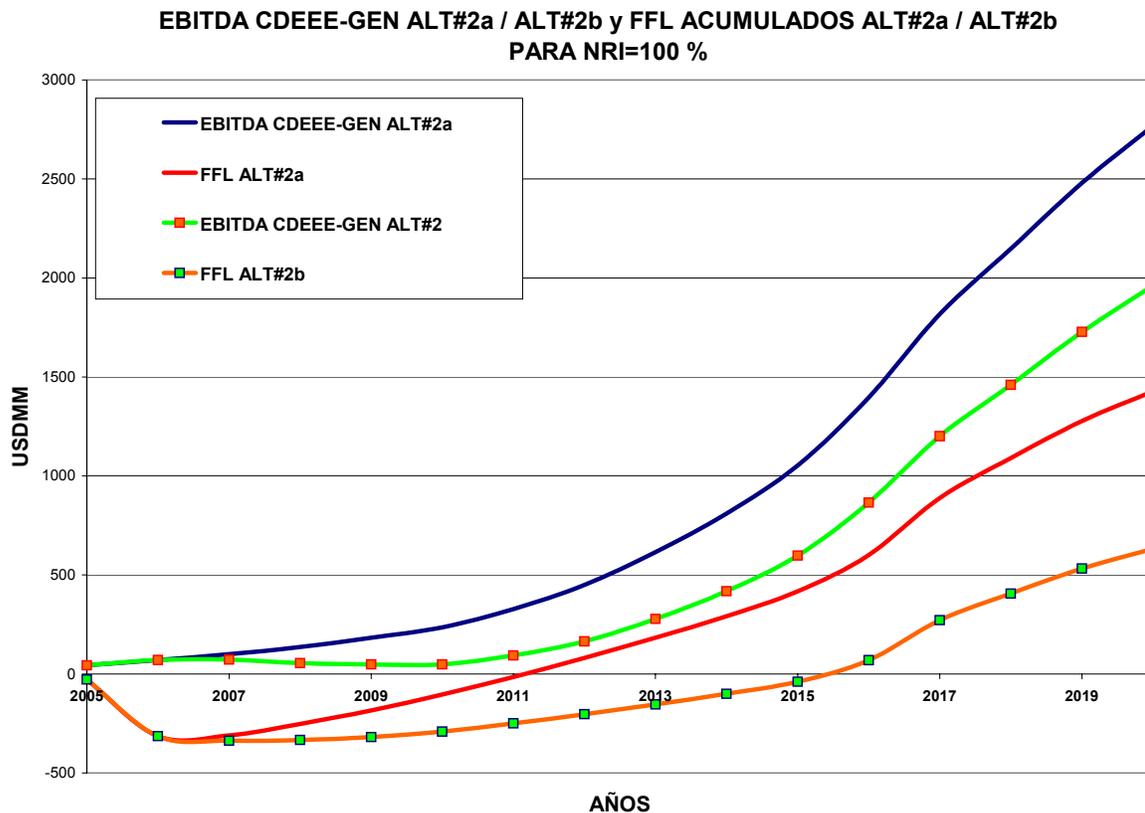
Consistentemente con el ejercicio desarrollado en el numeral 5.4 se analiza flujo de caja diferencial al nivel de EBITDA de la CDEEE-GEN en los tres escenarios simulados en esta sensibilidad (Alternativa #1 expansión del Parque de Generación respecto de la Alt.#2 – Caso A y respecto de la Alt.#2 – Caso B). De este modo, si el valor presente del EBITDA diferencial es superior al valor presente de los gastos asociados a la instalación de las nuevas plantas de carbón, significa que el proyecto es rentable desde el punto de vista de la CDEEE-GEN.

Se mantuvieron las mismas hipótesis que en caso base realizando sensibilidades al NRI.

Para un NRI = 100 %, es decir donde se asume que la demanda abona la totalidad de la energía generada, la simulación muestra que el EBITDA acumulado resultante en la ALT#2 – Caso A para la CDEEE-GEN es positivo, sumando en un período de 15 años aproximadamente 2600 Millones US\$. Del mismo modo, se observa el flujo de caja (FFL) acumulado del proyecto, esto es el EBITDA diferencial + los pagos por la inversión en transporte + el impacto financiero de los 140 Millones de US\$, se vuelve positivo a partir del año 2011.

En forma similar, el EBITDA acumulado resultante en la ALT#2-Caso B para la CDEEE-GEN suma en un período de 15 años aproximadamente 2000 Millones de US\$ mientras que el FFL acumula 600 USDMM volviéndose positivo en el 2016. Estos elementos se muestran en la Figura AXII.2 siguiente.

Figura AXII.2. CDEEE-GEN – EBITDA y FFL acumulados, NRI=100%



En la Alt#2 – Caso A, el valor presente del EBITDA incremental para el periodo 2005-2020 es de 443 Millones de US\$ y el de la ALT#2 – Caso B es de 164 Millones de US\$ (Tasa de descuento = 12%). El valor presente de la inversión en transporte y el costo financiero del adelanto del pago de 140 Millones de US\$ es de 177 Millones de US\$, por ende se observa una diferencia positiva en términos de valor presente de 265 Millones de US\$ en la ALT#2-Caso A y negativo de 13 Millones de US\$ en la ALT#2-Caso B.

Los resultados de la ALT#2 – Caso A son similares a la los de la ALT#2 del Caso Base, mientras que en la ALT#2 – Caso B, la TIR resulta de 11 %, levemente inferior a la utilizada como corte (12 %)

En el Cuadro AXII.10 siguiente se presenta una síntesis del cómputo del EBITDA incremental para NRI=100 % y los costos de inversión.

**Cuadro AXII.10.a – CDEEE - EBITDA Incremental y FFL ALT#2- Caso A
NRI = 100%**

EBITDA DIFERENCIAL CDEEE GEN [USDMM] [NRI=100 %]	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
VARIACIÓN EN INGRESOS	0.00	0.00	112.79	219.42	228.64	240.32	225.39	207.75	258.80
VARIACIÓN EN COSTOS OPERATIVOS	-	-	-40.21	-80.42	-82.03	-88.73	-95.70	-102.40	-109.64
VARIACIÓN EN COSTOS TRANSPORTE	-	-	-3.55	-7.50	-7.96	-8.44	-8.94	-9.47	-10.06
VARIACIÓN EN OTROS GASTOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VARIACIÓN EN COSTO COMBUSTIBLE	-	-	-54.39	-108.79	-110.78	-118.96	-127.29	-135.20	-143.55
VARIACIÓN EN PAGO DE CONTRATOS IPP	-	-	-	-	5.92	20.30	60.71	117.69	106.85
EBITDA DIFERENCIAL	0.00	0.00	14.64	22.72	33.79	44.49	54.18	78.38	102.41
VAN 12 % EBITDA DIFERENCIAL	443.65								
COSTOS DE INVERSION [USDMM]	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
ADELANTO PAGO	-28	-84	-10.5	35	35	35	35	17.5	0
INV. EN TRASNPORTE	0	-202	0	0	0	0	0	0	0
OTROS	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL INVERSION	-28	-286	-10.5	35	35	35	35	17.5	0
VAN 12 % INVERSION	-177.74								
VARIACIÓN EN VAN	265.91								
VARIACIÓN EN VAN EFECTO HAINA	44.09								
VARIACIÓN EN VAN EFECTO ITABO	2.78								
VARIACIÓN EN VAN GRUPO CDEEE	312.79								
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020		
	286.84	379.30	497.34	621.24	555.00	558.70	521.25		
	-117.41	-124.38	-131.88	-139.93	-148.50	-156.55	-156.55		
	-10.65	-11.30	-11.98	-12.77	-12.77	-12.77	-12.77		
	-	-	-	-	-	-	-		
	-152.53	-161.40	-170.84	-180.99	-191.76	-201.84	-201.84		
	101.80	43.19	1.11	-	-	-	-		
	108.06	125.41	183.74	287.55	201.97	187.55	150.09		
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020		
	0	0	0	0	0	0	0		
	0	0	0	0	0	0	0		
	0	0	0	0	0	0	0		
	0	0	0	0	0	0	0		

**Cuadro AXII.10.b – CDEEE - EBITDA Incremental y FFL ALT#2-Caso B,
NRI = 100%**

EBITDA DIFERENCIAL CDEEE GEN [USDMM][NRI=100 %]	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
VARIACIÓN EN INGRESOS	0.00	0.00	112.79	219.42	225.36	223.45	203.71	185.29	238.63
VARIACIÓN EN COSTOS OPERATIVOS	-	-	-40.21	-80.42	-80.50	-80.88	-83.16	-89.11	-96.49
VARIACIÓN EN COSTOS TRANSPORTE	-	-	-3.55	-7.50	-7.96	-8.44	-8.94	-9.47	-10.06
VARIACIÓN EN OTROS GASTOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VARIACIÓN EN COSTO COMBUSTIBLE	-	-	-81.43	-162.87	-162.72	-162.30	-165.59	-176.10	-189.12
VARIACIÓN EN PAGO DE CONTRATOS IPP	-	-	-	-	5.92	20.30	60.71	117.69	106.85
EBITDA DIFERENCIAL	0.00	0.00	-12.40	-31.36	-19.90	-7.87	6.74	28.30	49.82
VAN 12 % EBITDA DIFERENCIAL	164.31								
COSTOS DE INVERSION [USDMM]	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
ADELANTO PAGO	-28	-84	-10.5	35	35	35	35	17.5	0
INV. EN TRANSPORTE	0	-202	0	0	0	0	0	0	0
OTROS	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL INVERSION	-28	-286	-10.5	35	35	35	35	17.5	0
VAN 12 % INVERSIÓN	-177.74								
VARIACIÓN EN VAN	-13.42								
VARIACIÓN EN VAN EFECTO HAINA	41.42								
VARIACIÓN EN VAN EFECTO ITABO	5.09								
VARIACION EN VAN GRUPO CDEEE	33.09								

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	279.11	378.62	498.45	622.83	551.15	536.07	481.41
	-107.62	-118.54	-129.04	-138.92	-137.78	-135.51	-125.85
	-10.65	-11.30	-11.98	-12.77	-12.77	-12.77	-12.77
	-	-	-	-	-	-	-
	-209.29	-230.22	-250.23	-268.96	-266.34	-261.55	-242.90
	101.80	43.19	1.11	-	-	-	-
	53.36	61.74	108.30	202.19	134.28	126.24	99.88

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0
	0						

En el caso en que la demanda no abone la totalidad de la energía generada (NRI < 100%) esto afecta a los ingresos de la CDEEE y correspondientemente a la rentabilidad del proyecto evaluado. El aspecto clave a evaluar en tal situación es la remuneración que termina recibiendo la CDEEE por las ventas de energía en el mercado spot toda vez que esta componente de sus ingresos es relevante para la rentabilidad del proyecto.

Para computar el FFL con NRI menores la 100 % se definieron escenarios similares a los utilizados con respecto al Caso Base (ESC#1 y ESC#2). Todas las demás hipótesis se asumieron de forma similar.

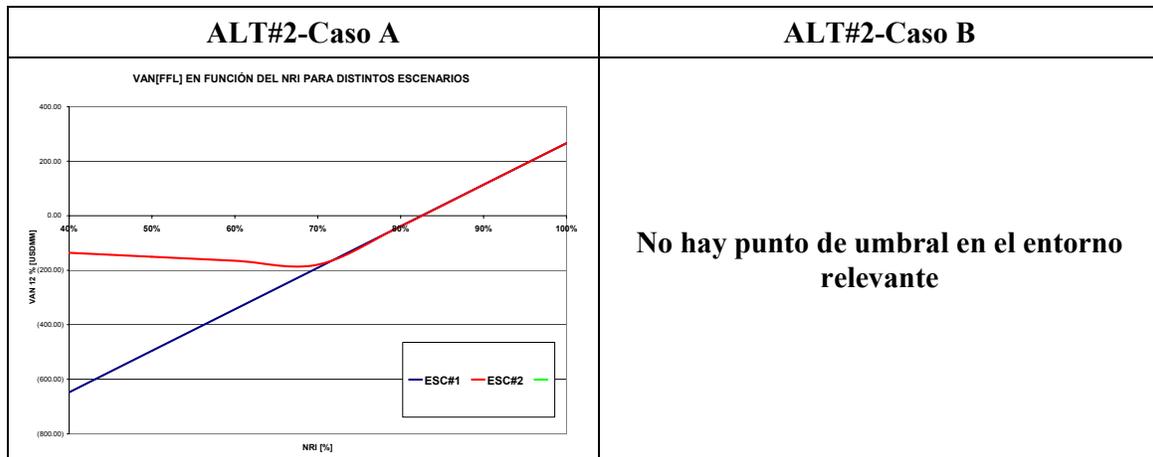
Considerando estos escenarios se realizó para distintos niveles de NRI sectoriales una simulación del VAN del FFL con el objetivo de observar la rentabilidad del proyecto antes de situaciones de dificultades en el recupero de los ingresos.

En el **Cuadro AXII.11** y **Figura AXII.3** siguientes se muestran los valores resultantes del VAN de la CDEEE-GEN (Tasa 12%) para los tres escenarios de recupero antes indicados:

Cuadro AXII.11– VAN del FFL de CDEEE – NRI < 100%.

ALT#2-Caso A			ALT#2-Caso B		
VAN[FFL] - [USDMM]			VAN[FFL] - [USDMM]		
NRI	ESC#1	ESC#2	NRI	ESC#1	ESC#2
40%	(647.59)	(136.01)	40%	Todos valores negativos	Todos valores negativos
50%	(495.34)	(150.49)	50%		
60%	(343.09)	(164.98)	60%		
70%	(190.84)	(179.46)	70%		
80%	(38.59)	(38.59)	80%		
90%	113.66	113.66	90%		
100%	265.91	265.91	100%		

Figura AXI.3 – VAN del FFL de CDEEE – NRI < 100%.



Observando las líneas que representan los ESC#1 y ESC#2 en la ALT#2-Caso A, puede identificarse una trayectoria común a partir de un NRI de aproximadamente 70 %; efectivamente, es el nivel de NRI que aplicado al VSI asegura la recuperación del CVP de las nuevas plantas.

En este caso se observa que el umbral de NRI para que el proyecto resulte rentable desde el punto de vista de la CDEEE-GEN es de aproximadamente 82.5 %. Esto implica que la CDEEE-GEN requiere obtener parte de renta marginal del VSI para poder asegurarse la rentabilidad del proyecto.

En la ALT#2-Caso B, al ser directamente el VAN en NRI=100 %, se observa que con cualquier NRI menor, los valores también resultan negativos, por ende, tanto en el ESC#1 como en el ESC#2, no se encuentran un umbral de NRI que rentabilice el proyecto.

Adicionalmente, resulta importante analizar la situación de ITABO y HAINA tanto a NRI=100%, cuando son expuestos a NRI inferiores al 100 %, ya que se ha observado que presenta la CDEEE-GEN presenta un apalancamiento de los ingresos de estos generadores capitalizados.

Por simplicidad, al igual con que el caso base, en el caso de HAINA y ITABO, solo se simuló el ESC#1, ante distintos niveles de NRI. En el Cuadro AXII.12 siguiente se muestran los resultados obtenidos:

Cuadro AXII.12– VAN del FFL de HAINA e ITABO

ALT#2-Caso A			ALT#2-Caso B		
VAN[FFL] [USDMM]			VAN[FFL] [USDMM]		
NRI	HAINA	ITABO	NRI	HAINA	ITABO
40%	184.75	5.72	40%	183.39	7.57
50%	168.66	5.69	50%	166.63	8.00
60%	152.56	5.67	60%	149.88	8.44
70%	136.47	5.64	70%	133.12	8.88
80%	120.37	5.62	80%	116.36	9.31
90%	104.28	5.59	90%	99.60	9.75
100%	88.19	5.57	100%	82.84	10.19

Los resultados reflejan con más fuerza que en el caso base que el impacto del NRI es muy diferente según el tipo de generador, con ganadores y perdedores.

Se aprecia que el VAN[FFL] mejora en HAINA a medida que el NRI disminuye contrariamente a los que sucede en ITABO. Es importante resaltar que ambos generadores poseen una cartera muy importante de contratos respecto de su producción, pero que HAINA utiliza combustibles líquidos cuando ITABO es una carbonera mayoritariamente en lo que hace a su despacho relevante. El impacto en HAINA es relevante.

Al igual que en el caso base, se observa que el impacto en estos generadores es relativamente importante, sobre en el caso de HAINA.

Con NRI =100%, el valor presente (VAN) del EBITDA incremental en el caso de HAINA es de alrededor de 85 Millones de US\$ (Alt. #1 y #2, Casos A y B) y en el caso de ITABO este valor asciende a 5.6 o 10.2 Millones de US\$, según sea la alternativa.

De este modo, en la ALT#2-Caso A, el efecto sobre la CDEEE es de aproximadamente 47 Millones de US\$ que representa aproximadamente un 18 % de beneficio adicional respecto de los 265 Millones de US\$ de valor presente neto que resultó de la valuación para la CDEEE-GEN. En el caso de la ALT#2-Caso B, es aún más relevante pues cambia el signo del VAN[FFL] para la CDEEE-GEN, pasando de (13.4) Millones de US\$ a 31.8 Millones de US\$.

Cuando se analizan NRI < 100 %, se observa que en la ALT#2-Caso A, el apalancamiento de los negocios en que CDEEE-GEN participa no logra compensar la pérdida relativa que obtiene a media que el NRI disminuye cuando este baja de 75 %, desplazando sólo marginalmente el punto de umbral.

Con respecto a la ALT#2- Caso B, el principal efecto de la consideración de HAINA e ITABO es desplazar el punto de umbral al entorno razonable, ya que lo logra situar en un valor superior al 95 % pero inferior al 100%, es decir convierte al proyecto en rentable desde el punto de la CDEEE-GEN.

Las principales conclusiones que se desprenden de este análisis se resumen a continuación

- Desde la óptica de la CDEEE-GEN, el comportamiento del proyecto en la ALT#2-Caso A es similar a la del Caso Base, observándose resultados muy similares para NRI altos. El efecto negativo de NRI bajos se acentúa. Sin embargo, el

apalancamiento positivo relativo a la incorporación de HAINA en el análisis, impacta en forma positiva, aunque no lo alcanza a compensar

- En la ALT#2-Caso B, el proyecto no es rentable desde la óptica de la CDEEE-GEN en forma pura, aunque considerando el impacto positivo de HAINA e ITABO, se vuelve rentable. De todos modos, el umbral de NRI para asegurar la rentabilidad es muy alto.

3.5. IMPACTO EN LAS TARIFAS MEDIAS

El mismo análisis simplificado del impacto de la reducción del precio en el mercado spot que genera el proyecto en las tarifas medias (TM) a usuario final de la Distribuidoras se realizó para la ALT#2-Caso A y ALT#2-Caso B.

En este análisis, se asumió la misma la participación de la generación en el costo total de la TM y el nivel (y su evolución a futuro) de la contractualización en forma similar al caso base.

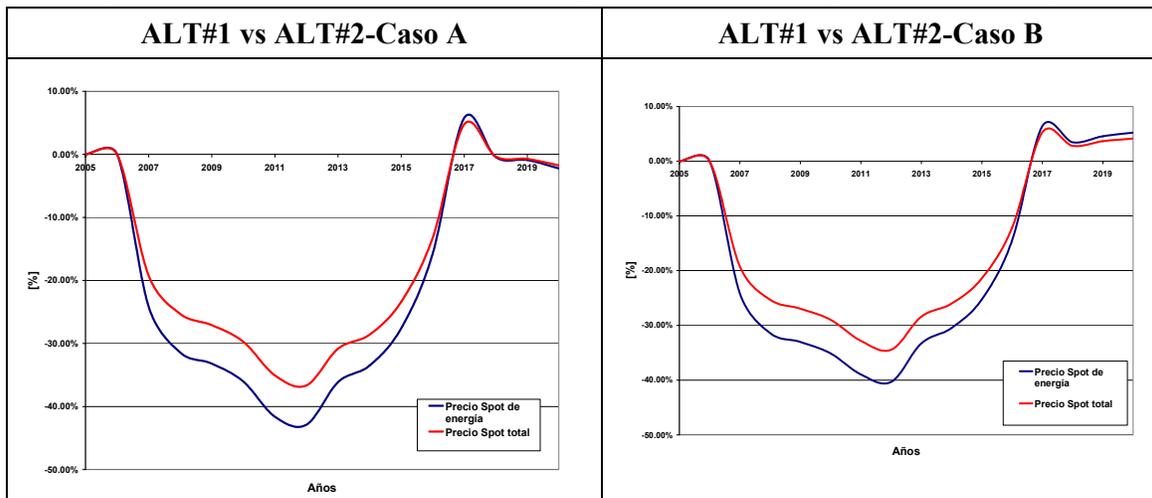
De este modo, se computó la variación del precio Spot en sí mismo en las dos alternativas: ALT#1 vs ALT2-Caso A y ALT#1 vs. ALT2-Caso B

La variación en el precio de la energía se obtiene del numeral 3 del presente anexo donde se muestran la variación en el precio marginal del sistema en las dos alternativas evaluadas.

Dado que entre los costos de abastecimiento que abona la demanda, también se encuentra el costo de la potencia, en la evaluación realizada se incluye esta componente al igual que en el caso base.

En la Figura AXII.4 siguiente puede observarse la variación de los precios Spot de energía y la variación de los precios SPOT que observa la demanda considerando el costo de potencia invariante.

Figura AXII.4. – Variación de Precios Spot entre las Alt.#1 y Alt.#2 Casos A y B

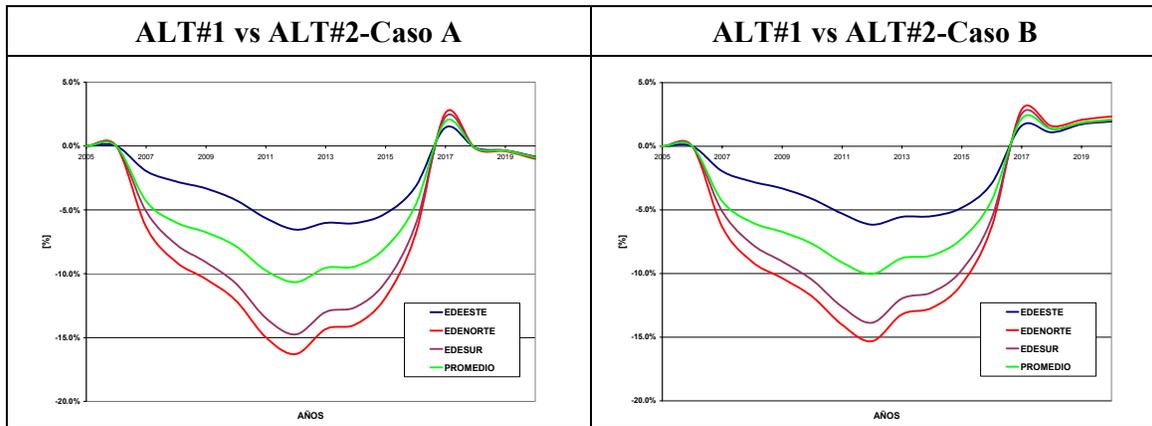


La variación de los precios en el mercado spot total es importante, llegando a una disminución del orden del 35 % en el año de máxima diferencia en ambas alternativas. Se puede apreciar que las curvas de diferencias son bastante similares, con diferencia marginalmente mayores en la ALT#2-Caso A.

Utilizando la variación de precios en el mercado spot Total, la evolución del nivel de compras en dicho mercado y la estructura de la TM, se estimó el impacto anual en la TM de la

disminución de los precios del mercado spot mostrada en el gráfico anterior. Los resultados obtenidos se presentan en la Figura AXII.5 siguiente.

Figura AXII.5. – Variación de la Tarifa Media por efecto de las plantas evaluadas



Al igual que en el Caso Base, el impacto no es lineal ni con respecto al tiempo, ni entre las Distribuidoras entre sí, dependiendo fundamentalmente de la evolución de los contratos existentes y de la evolución de la diferencia de los precios en el mercado spot entre las alternativas, diferencia que se hace máxima en el 2011, al igual que en el Caso Base.

Debido al alto nivel de contractualización, el impacto es menor en EDEESTE y máximo en EDENORTE. Para el sector en su conjunto, el impacto en la TM generado por la reducción de los precios de generación como resultado del proyecto evaluado se sitúa en el rango [0-11] %, siendo máximo en el 2011 y tendiendo a desaparecer en el 2016, donde el crecimiento de la demanda ya ha neutralizado el impacto de la nueva generación.

Como conclusión, se puede mencionar que no existen variaciones importantes entre el impacto en la TM del proyecto en el caso base respecto de las sensibilidades analizadas en este anexo.