



Comisión Nacional de Energía

República Dominicana
GERENCIA ELÉCTRICA

PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018 AJUSTE ANUAL, AÑO 2003



Comisión Nacional de Energía de la República Dominicana

GERENCIA ELÉCTRICA

ABRIL 2005

Gustavo Mejía Ricart #73 esq. Agustín Lara, Ens. Serrallés, Edificio de la CREP 3er. Piso. Santo Domingo, República Dominicana
Tel. (809) 732-2000/10, Fax:(809) 547-2073. E-Mail: gerencia_electrica@cne.gov.do



ÍNDICE GENERAL

TITULO	PAGINA
1. PRESENTACIÓN	1
2. INTRODUCCIÓN	2
3. JUSTIFICACIÓN	3
4. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	4
5. OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	7
5.1 OFERTA EXISTENTE	7
5.1.1 OFERTA HIDROELÉCTRICA	7
5.1.2 OFERTA TERMOELÉCTRICA	8
5.2 PROYECTOS CANDIDATOS	10
5.2.1 PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS	10
5.2.2 CENTRALES TERMOELÉCTRICAS	10
6. PLANES DE EXPANSIÓN OBTENIDOS	13
6.1 CONSIDERACIONES PRELIMINARES	13
6.1.1 COSTO MARGINAL DE OPERACIÓN	16
6.1.2 COSTO ENERGÍA NO SERVIDA	17
6.2 SOLUCIONES ENCONTRADAS	18
6.2.1. CASO BASE	19
6.1.1.1 ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO	20
6.1.1.2 ESCENARIO DE DEMANDA ALTO	27
6.1.1.3 ESCENARIO DE DEMANDA BAJO	34
6.2.2. CASO 1-DISMINUCIÓN DEL PRECIO DEL CARBÓN EN UN 10%	41
6.2.3. CASO 2-DISMINUCIÓN DEL PRECIO DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO EN UN 20%	45
6.2.4. CASO 3-DISMINUCIÓN DEL PRECIO DEL GAS NATURAL EN UN 20%	49
6.2.5. CASO 4-INCREMENTO DEL PRECIO DEL CARBÓN EN UN 10%	53
6.2.6. CASO 5-INCREMENTO DEL PRECIO DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO EN UN 20%	57
6.2.7. CASO 6-INCREMENTO DEL PRECIO DEL GAS NATURAL EN UN 20%	61



ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRAFICO No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA No.
1	GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	4
2	COEFICIENTES ESTACIONALES ANUALES EN P.U	5
3	FACTORES DE CARGA	5
4	TASAS DE CRECIMIENTO POR ESCENARIO DE DEMANDA	6
5	PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES EN US\$/MMBTU	15
6	PODER CALORÍFICO DE LOS COMBUSTIBLES	15
7	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, BALANCE DE POTENCIA ANUAL	20
8	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA	22
9	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, CONSUMO DE COMBUSTIBLE	22
10	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES PROMEDIOS (US\$/MWh)	23
11	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN DE PUNTA (US\$/MWh)	24
12	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN MEDIO (US\$/MWh)	25
13	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN BASE (US\$/MWh)	26
14	ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, BALANCE DE POTENCIA ANUAL	27
15	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA	29
16	ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, CONSUMO DE COMBUSTIBLE	29
17	ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, COSTOS MARGINALES PROMEDIOS (US\$/MWh)	30
18	ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, COSTOS MARGINALES DEL ESCALÓN DE PUNTA (US\$/MWh)	31
19	ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, COSTOS MARGINALES DEL ESCALÓN MEDIO (US\$/MWh)	32
20	ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, COSTOS MARGINALES DEL ESCALÓN BASE (US\$/MWh)	33
21	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, BALANCE DE POTENCIA	34



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

22	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA	36
23	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, CONSUMO DE COMBUSTIBLE	36
24	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)	37
25	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES EN EL ESCALÓN DE PUNTA (US\$/MWh)	38
26	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES EN EL ESCALÓN MEDIO (US\$/MWh)	39
27	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES EN EL ESCALÓN BASE (US\$/MWh)	40
28	CASO 1-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)	42
29	CASO 1-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	44
30	CASO 2-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	46
31	CASO 2-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	48
32	CASO 3-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	50
33	CASO 3-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	52
34	CASO 4-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	54
35	CASO 4-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	56
36	CASO 5-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	58
37	CASO 5-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	60
38	CASO 6-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	62
39	CASO 6-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	64



ÍNDICE DE TABLAS

TABLA No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA No.
1	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE POTENCIA	6
2	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE ENERGÍA	6
3	PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EXISTENTES	8
4	CARACTERÍSTICAS DE LAS PLANTAS TÉRMICAS EXISTENTES	9
5	PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS EXISTENTES	10
6	PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS TÉRMICAS	11
7	PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES	14
8	PODER CALORÍFICO DE LOS COMBUSTIBLES	15
9.1	CASO BASE EQUIPAMIENTO DETALLADO MEDIO	
9.2	CASO BASE EQUIPAMIENTO DETALLADO ALTO	19
9.3	CASO BASE EQUIPAMIENTO DETALLADO BAJO	
10	CASO BASE RESUMEN DE COSTOS	19
11	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO BALANCE DE POTENCIA MEDIA ANUAL (MW)	20
12	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO BALANCE DE ENERGÍA MEDIA ANUAL (GWh)	21
13	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, CONSUMO DE COMBUSTIBLE	22
14	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES PROMEDIOS (US\$/MWh)	23
15	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN DE PUNTA (US\$/MWh)	24
16	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN MEDIO (US\$/MWh)	25
17	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN BASE (US\$/MWh)	26
18	ESCENARIO DE DEMANDA ALTO BALANCE DE POTENCIA MEDIA ANUAL (MW)	27
19	ESCENARIO DE DEMANDA ALTO BALANCE DE ENERGÍA MEDIA ANUAL (GWh)	28
20	ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, CONSUMO DE COMBUSTIBLE	29



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

21	ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, COSTOS MARGINALES PROMEDIOS (US\$/MWh)	30
22	ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN DE PUNTA (US\$/MWh)	31
23	ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN MEDIO (US\$/MWh)	32
24	ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN BASE (US\$/MWh)	33
25	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO BALANCE DE POTENCIA MEDIA ANUAL (MW)	34
26	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO BALANCE DE ENERGÍA MEDIA ANUAL (GWh)	35
27	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, CONSUMO DE COMBUSTIBLE	36
28	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES PROMEDIOS (US\$/MWh)	37
29	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN DE PUNTA (US\$/MWh)	38
30	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN MEDIO (US\$/MWh)	39
31	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN BASE (US\$/MWh)	40
32	CASO 1 EQUIPAMIENTO DETALLADO Y SUS COSTOS-	41
33	CASO 1-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	42
34	CASO 1-BALANCE DE ENERGÍA ANUAL (GWh)-	43
35	CASO 1-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	44
36	CASO 2 EQUIPAMIENTO DETALLADO Y SUS COSTOS-	45
37	CASO 2-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	46
38	CASO 2-BALANCE DE ENERGÍA ANUAL (GWh)-	47
39	CASO 2-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	48
40	CASO 3 EQUIPAMIENTO DETALLADO Y SUS COSTOS-	49
41	CASO 3-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	50
42	CASO 3-BALANCE DE ENERGÍA ANUAL (GWh)-	51
43	CASO 3-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	52
44	CASO 4 EQUIPAMIENTO DETALLADO Y SUS COSTOS-	53
45	CASO 4-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	54
46	CASO 4-BALANCE DE ENERGÍA ANUAL (GWh)-	55

Comisión Nacional de Energía de la República Dominicana

GERENCIA ELÉCTRICA

ABRIL 2005

Gustavo Mejía Ricart #73 esq. Agustín Lara, Ens. Serrallés, Edificio de la CREP 3er. Piso. Santo Domingo, República Dominicana
Tel. (809) 732-2000/10, Fax:(809) 547-2073. E-Mail: gerencia_electrica@cne.gov.do



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

47	CASO 4-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	56
48	CASO 5 EQUIPAMIENTO DETALLADO Y SUS COSTOS-	57
49	CASO 5-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	58
50	CASO 5-BALANCE DE ENERGÍA ANUAL (GWh)-	59
51	CASO 5-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	60
52	CASO 6 EQUIPAMIENTO DETALLADO Y SUS COSTOS-	61
53	CASO 6-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	62
54	CASO 6-BALANCE DE ENERGÍA ANUAL (GWh)-	63
55	CASO 6-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	64





Comisión Nacional de Energía

República Dominicana
Gerencia Eléctrica

PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018. AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

1. PRESENTACIÓN

De conformidad con la Ley General de Electricidad No.125-01 y su reglamento, la Comisión Nacional de Energía tiene como una de sus principales tareas la elaboración de un Plan Energético Nacional (PEN) que posea un carácter integral e indicativo. Integral, porque en su estructura y contenido tiene que tener presente todas las fuentes de energía, así como todos los sub-sectores que conforman el sector energía. Indicativo, en el sentido de que servirá como patrón para las diferentes (presentes y futuras) políticas que el Estado Dominicano asumirá sobre los proyectos de inversión y desarrollo del sector privado.

Siendo el sub-sector Electricidad uno de los principales pilares de un Plan Energético Nacional, y siendo uno de sus renglones, la Generación, la que requiere de mayor inversión de capitales privados. La Gerencia Eléctrica de la Comisión Nacional de Energía ha preparado un **Plan Indicativo de la Generación (PIG)** para el Subsector Eléctrico Dominicano, con el objetivo de convertirlo en un instrumento, que previendo el crecimiento del sector, establezca las mejores alternativas de desarrollo y promueva la inversión privada en el campo de la generación.

Siguiendo este orden de ideas el PIG contiene básicamente:

- ❑ Una propuesta de expansión de la generación, reflejado en un plan indicativo de obras.
- ❑ Los balances de potencia y energía de estos planes de obras.
- ❑ Y los costos marginales de corto plazo para los períodos donde aparece la demanda de punta, la demanda media y la demanda base.

Los resultados obtenidos han sido determinados con base en la información de distintas fuentes de gran confiabilidad, como lo son: el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Interconectado (OC) de la Republica Dominicana, el Banco Central de la Republica Dominicana, la Energy Information Administration (EIA)-Official Energy Statistics from the U.S. Government, la North American Electric Reliability

Comisión Nacional de Energía de la República Dominicana

GERENCIA ELÉCTRICA

ABRIL 2005

Gustavo Mejía Ricart #73 esq. Agustín Lara, Ens. Serrallés, Edificio de la CREP 3er. Piso. Santo Domingo, República Dominicana
Tel. (809) 732-2000/10, Fax:(809) 547-2073. E-Mail: gerencia_electrica@cne.gov.do



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Council (NERC), la Empresa Generadora Hidroeléctrica (EGEHIDRO) de la República Dominicana, el Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INDRHI), el trabajo de "Actualización del Estudio de Mercado y Proyecciones de Demanda del Sector Eléctrico de la República Dominicana" realizado por la firma consultora Estudios Técnicos Económicos de Energía (ETEE), para la Comisión de Reforma de la Empresa Pública (CREP), y el informe final "Verificaciones sobre la capacidad de regulación de frecuencia y tensión y sobre los costos variables" elaborado por la firma consultora CESI para el OC en el 2002.

Además se ha utilizado como algoritmo de solución el **Sistema de Planificación Eléctrica Regional SUPCR**. El sistema computacional denominado **SUPCR**, desarrollado por Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), está orientado a la priorización, dimensionamiento y selección de proyectos eléctricos para satisfacer el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en condiciones de incertidumbre. Esto se hace estableciendo restricciones, que corresponden a las diferentes alternativas o casos que el planificador desea analizar. El sistema, entre otras funciones, determina en cada caso, el equipamiento de generación más adecuado, las fechas de entrada de los proyectos, las metas de generación para cada central del sistema, minimiza el valor esperado del costo total (inversión y operación) a lo largo del período de estudio y evalúa los costos de la energía eléctrica, motivados por el futuro desarrollo del sector eléctrico.

En este informe, en primer lugar se presenta las características generales de la demanda eléctrica de la República Dominicana, se indica la evolución ocurrida en el sector y la proyección de la demanda futura para tres escenarios de crecimiento. A continuación se describe la oferta eléctrica, y se propone un plan indicativo de expansión para los tres escenarios de demanda indicados. Finalmente se realizan sensibilidades tomando como parámetros los precios de los combustibles.

2. INTRODUCCIÓN

Para la economía de cualquier país, la energía eléctrica juega un papel estratégico ya que contribuye de manera directa en las actividades productivas y es además un factor fundamental para el bienestar de la población.

Para satisfacer la demanda de energía eléctrica se deben realizar estudios de expansión de la generación que permitan establecer el equipamiento necesario para cubrirla. Dichos estudios están basados en las predicciones de la demanda de energía y obedecen a un compromiso entre los niveles de confiabilidad, márgenes de seguridad del sistema y los costos asociados a la capacidad que se va a instalar.

En los países en desarrollo, la demanda de electricidad suele observar tasas de crecimiento superiores a las de la economía. En República Dominicana, por ejemplo, entre 1990 y 2002, la economía registró una tasa media de crecimiento de 5.5%



anual, mientras que la correspondiente a la demanda de energía eléctrica fue de 7.8%¹.

Existen varios factores que inciden en que el crecimiento de la demanda de electricidad supere al del producto interno bruto (PIB). Uno de ellos es que el PIB incluye todas las actividades económicas, algunas de las cuales crecen a un ritmo menor que el resto de la economía. Otro constituye los precios de la electricidad a los usuarios: cuando éstos son bajos, no promueven el ahorro. También el crecimiento poblacional se traduce en nuevos usuarios de la red eléctrica lo que provoca que la demanda de fluido eléctrico aumente.

En el caso de que la predicción o el equipamiento se hayan efectuado por defecto, la calidad del servicio y el suministro de energía eléctrica se verán afectadas; no así en el caso de que éstos se hayan efectuado por exceso lo que originaría un sobre equipamiento del sistema con su correspondiente sobre costo, el cual en un ambiente de mercado de competencia en generación, se traduce en una disminución de los precios de la electricidad para los usuarios y en un desincentivo para los generadores.

Para el logro de las metas previstas; esto es, un adecuado equilibrio entre la demanda y la oferta, adicionalmente es necesario conocer la capacidad instalada y disponible con que cuenta actualmente el sistema y su evolución en el tiempo, tomando en consideración los que podrían o deberían concretarse en proyectos requeridos por el sistema eléctrico.

Con este ajuste anual nos proponemos cumplir con el mandato que el literal f) del artículo 27 del Reglamento de la Ley General de Electricidad le da a la CNE, "Posteriormente (el PEN) deberá tener ajustes anuales, en los cuales se evalúe el grado de cumplimiento y/o las condiciones que obliguen a cambiar la estrategia de desarrollo del sector."

En un documento aparte se explicara porque no se cumplieron los planes previstos en el ajuste anual del año 2002, tanto para la expansión de la generación, como para la expansión de la transmisión y de la distribución.

3. JUSTIFICACIÓN

La nueva Ley del Electricidad, vigente desde julio de 2001, ha modificado sustancialmente el comportamiento de los actores que en él intervienen. El Estado tiene que cumplir en el nuevo contexto con una serie de funciones que le son propias, tales como la planificación indicativa, la regulación de los monopolios naturales y la supervisión del funcionamiento de los mercados competitivos.

¹ Fuente: CNE, sobre la base de datos oficiales.



El sector privado se encuentra a la espera de que se vayan concretando las políticas de gobierno que le permita actuar de manera más activa y eficaz. Las distintas concesiones de generación que han sido otorgadas se encuentran en compás de espera de los futuros acontecimientos en el sector eléctrico dominicano. La nueva estructura tarifaria, planteada con base en estudios de abastecimiento de la demanda esperada, servirá para orientar la toma de decisiones. Tanto la política eléctrica, como la estructura tarifaria deben soportarse en estudios de satisfacción del crecimiento del mercado.

4. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

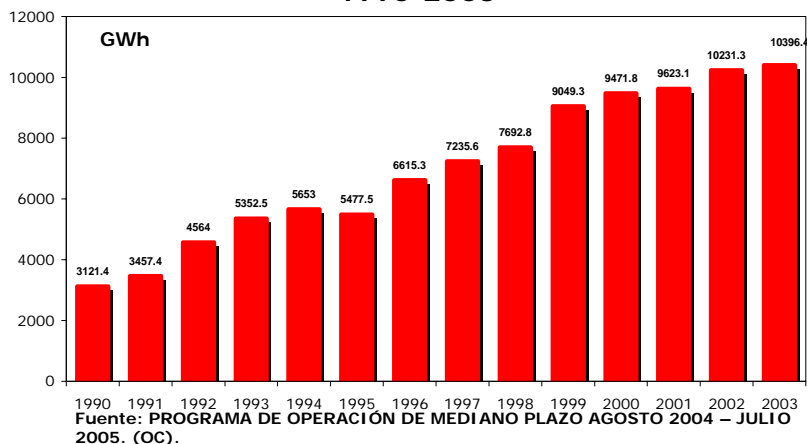
Dentro de la necesidad de crecimiento de la economía y de mejoramiento en la calidad de vida de los dominicanos, la disponibilidad de energía eléctrica se vuelve un requisito fundamental para la expansión de las actividades productivas, debido a que se requiere para elaborar bienes y servicios que satisfagan las necesidades de consumo de la población. Por consiguiente, su papel es crucial para asegurar la competitividad de la economía dominicana en el ámbito internacional en el mediano y largo plazo.

Muchos factores determinan la demanda de energía eléctrica. Entre ellos, los más importantes son el crecimiento económico y demográfico, el nivel del desarrollo del país, las condiciones climáticas y geográficas, la estructura y los niveles tarifarios, innovaciones tecnológicas como los avances en la eficiencia con que se utiliza la electricidad en los procesos productivos y en los aparatos eléctricos.

La generación de energía eléctrica en República Dominicana se ha incrementado desde 3121 GWh en 1990 hasta 10396.4 GWh en 2003, lo que equivale a un crecimiento anual promedio de 10.78% en el período indicado.

Tal crecimiento ha tenido el máximo en el año 1992 cuando llegó a ser del 32.3%. Este alto crecimiento se explica fundamentalmente como una respuesta o consecuencia del racionamiento de energía eléctrica ocurrido el año 1991. El menor crecimiento ocurrió en el año 1995, en donde la tasa de crecimiento fue negativa e igual a 3.7%. En el gráfico 1 de la derecha se aprecia estas circunstancias.

**Gráfico 1. Generación de Energía Eléctrica
1990-2003**





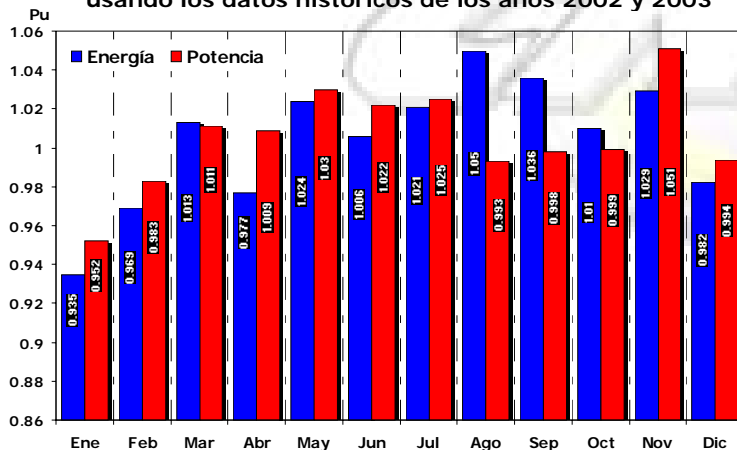
PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

También conviene indicar que la década pasada ha sido afectada por racionamientos de electricidad lo que ha afectado al crecimiento del país.

Si bien existe una recuperación del mercado eléctrico, éste no ha crecido como se esperaba. Según análisis técnicos del sector, la tendencia de crecimiento es más bien conservadora, esto se debe a los periódicos cortes de energía en el sector eléctrico.

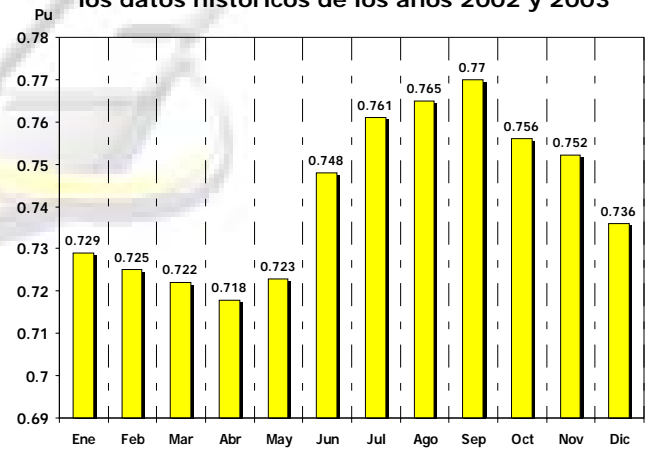
En el gráfico 2. se presenta la distribución estacional de la demanda eléctrica dominicana usando los datos históricos de los años 2002 y 2003. Se puede concluir que los meses donde hubo mayor y menor consumo de energía fueron agosto y enero respectivamente; y que entre los dos existe una variación cercana a un 12.21%. Sin embargo el mes de noviembre tubo la mayor demanda de potencia llegando a ser un 10.49% superior al mes de enero (mes de menor demanda de potencia).

Grafico 2. Coeficientes Estacionales Anuales en P.u. usando los datos históricos de los años 2002 y 2003



Fuente: PROCESADOS EN EL MODELO SUPER 5, SOBRE LA BASE DEL INFORME DIARIO DE OPERACIONES (OC)

Grafico 3. Factores de Carga Mensual usando los datos históricos de los años 2002 y 2003



Fuente: PROCESADOS EN EL MODELO SUPER 5, SOBRE LA BASE DEL INFORME DIARIO DE OPERACIONES (OC)

En el grafico 3. se observa el comportamiento de los factores de carga. Los meses de mayor factor de carga son septiembre y agosto, con valores en el orden del 77.7% y 76.65% respectivamente; mientras que el mes de abril es el de menor valor con 71.8%. El factor de carga anual resulto ser de 69.9%.

En cuanto a la proyección de la demanda, se asumió los resultados del estudio "Actualización de la Proyección de la Demanda del Mercado Eléctrico" realizado por la firma consultora Estudios Técnicos Económicos de Energía, ETEE, para la Comisión de Reforma de la Empresa Pública, CREP, en 1997².

² Este estudio solo proyecta hasta el 2015, por lo que fue necesario asumir la tasa de crecimiento entre los años 2014 y 2015 para proyectar la demanda hasta el 2018.



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

En este estudio se plantea los resultados sobre la prospectiva para tres escenarios de crecimiento de la demanda, denominados: Mayor, Medio y Menor. Tienen tasas de crecimiento medio anual de potencia para el período 2006-2018 de 6.76%, 5.45%, 3.66%, respectivamente, y tasas de crecimiento medio anual de energía de 7.10%, 5.78%, 3.99%, respectivamente como se puede observar en el gráfico 4. y en la tabla No. 1 y 2 donde se presenta un resumen de los valores de energía y demanda máxima de potencia activa para los tres escenarios de demanda establecidos por la CNE sobre la base del estudio de ETEE.

Gráfico 4. TASAS DE CRECIMIENTO POR ESCENARIO DE DEMANDA

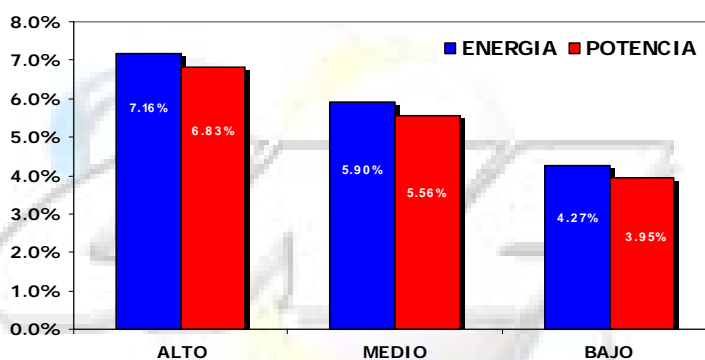


TABLA 1. PROYECCIONES DE DEMANDA DE POTENCIA EN MW

ESCENARIO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
MEDIO	2,389	2,550	2,682	2,866	3,031	3,198	3,357	3,525	3,703	3,891	4,089	4,324	4,574
ALTO	2,440	2,638	2,813	3,048	3,257	3,471	3,703	3,942	4,220	4,478	4,704	5,034	5,388
BAJO	2,316	2,421	2,514	2,626	2,731	2,840	2,947	3,044	3,129	3,233	3,397	3,537	3,684

Fuente: Sobre la base del estudio "Actualización de la Proyección de la Demanda del Mercado Eléctrico", ETEE

TABLA 2. PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA EN GWh

ESCENARIO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
MEDIO	15,460	16,557	17,470	18,726	19,864	21,029	22,143	23,324	24,577	25,907	27,309	28,977	30,747
ALTO	15,792	17,127	18,326	19,917	21,349	22,817	24,422	26,080	28,006	29,809	31,422	33,734	36,216
BAJO	14,997	15,723	16,379	17,165	17,903	18,675	19,441	20,142	20,767	21,526	22,691	23,709	24,772

Fuente: Sobre la base del estudio "Actualización de la Proyección de la Demanda del Mercado Eléctrico", ETEE

Para cada uno de estos escenarios se deberá definir un plan de expansión indicativo.



5. OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

5.1 Oferta Existente

La evolución de la capacidad instalada en República Dominicana en la década anterior fue muy reducida; sin embargo, la capacidad de producción disponible era mucho menor, debido a la falta de mantenimiento de las centrales de generación de la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE), como resultado de problemas financieros y de gestión.

Para paliar la crisis energética de la década pasada, el gobierno decide promover la participación del sector privado. La emergencia impulsó a la CDE a firmar contratos sin licitación, con costos altos de la energía debido al tipo de centrales que se instalaron.

Los sectores comercial e industrial se vieron obligados a instalar generadores de motores diesel que solo pueden operar durante períodos de tiempo muy cortos, debido a su alto costo.

A octubre del 2004 el país disponía de 3,326.2 MW instalados; de los cuales el 16.31% (542.6 MW) correspondía a centrales hidroeléctricas y el 83.69% (2783.4 MW) a centrales térmicas.

Actualmente compiten en el sistema empresas de generación estatal y privada. La transmisión está a cargo de una sola empresa del estado. En la distribución el estado es el dueño de dos (EDENORTE y EDESUR)³ de las tres empresas existentes y accionista importante de la tercera (EDEESTE).

5.1.1. Oferta Hidroeléctrica

La oferta hidroeléctrica está constituida por las centrales que son propiedad del estado dominicano a través de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) bajo el nombre de Empresa Generadora Hidroeléctrica (EGEHIDRO). La tabla No. 3 siguiente presenta las principales características de los proyectos hidroeléctricos que han sido considerados en este estudio.

³ Estas empresas fueron Reestatizadas en septiembre 2003.

Tabla No. 3 Principales características de las centrales hidroeléctricas existentes

CENTRAL	POTENCIA MW	CAUDALES (m ³ /s)		ENERGÍA GWh
		TURB	VERT	
ANGOSTURA	18	24.4	0.4	75.2
C. E. MONCION	3.2	15.6	3.8	19.7
HATILLO	8	19.1	21.5	58
JIMENOA	8.4	5.2	2.6	42.6
LAS DAMAS	7.5	1.1	0	26.9
LOS TOROS	18.9	17.7	2.5	141.3
SABANA YEGUA	13	13.1	6.8	82.3
SABANETA	6.4	7.1	2.2	37.8
AGUACATE	52	17.2	0.1	239.3
JIGUEY	98	11.7	0.4	217.7
MONCION	52	18.6	0.9	203.1
RINCON	10.1	9.9	0	11.5
RIO BLANCO	25	3.5	0.3	73.9
TAVERA	96	23.3	0.2	201.6
VALDESIA	54	10.3	0	55.1

Fuente: EGEHIDRO, OC y Modelo Super

5.1.2. Oferta Termoeléctrica

A octubre del 2004 el mayor porcentaje de la potencia instalada total del SENI correspondía a las centrales de ciclo combinado con 24.17% (804.0 MW), le seguían los motores Diesel a fuel oil #6 con 20.54% (683.1 MW), las Turbovapor con 18.22% (606.2 MW), las Turbogas con 17.22% (572.7 MW) y los motores Diesel a fuel oil #2 con 3.54% (117.7 MW). A pesar de esto las centrales de turbogas solo produjeron el 0.03% de la energía que se produjo durante el mes de octubre 2004. Lo que demuestra (dentro de muchas otras cosas) la planificación inadecuada con la que se a incurrido en el renglón generación en el subsector eléctrico dominicano.

A continuación presentamos en la tabla No. 4 las principales características de las plantas térmicas existentes que han sido consideradas en el estudio



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 4 Principales características de las centrales termoeléctricas existentes

NOMBRE DE LA CENTRAL	CLASE TERMICA ^a	POTENCIA EFECTIVA MW ^b	COMBUSTIBLE	EFICIENCIA % ^c	COSTOS	COSTO	COSTO O&M
					MEDIOS US\$/MWh ^d	O&M FIJO US\$/KW ^e	VARIABLE US\$/MWh ^e
CEPP 1	CEPP	16.17	FUEL OIL 6	37.43	44.26	14	2.00
CEPP 2	CEPP	49.00	FUEL OIL 6	37.43	44.26	14	2.00
FALCON	FALCON	6.60	FUEL OIL 6	28.84	56.42	14	1.57
HAINA 1	VAPOR A FUEL OIL #6	46.30	FUEL OIL 6	27.16	59.82	14	1.57
HAINA 2	VAPOR A FUEL OIL #6	47.50	FUEL OIL 6	27.16	59.82	14	1.57
PTO PLATA 1	VAPOR A FUEL OIL #6	23.50	FUEL OIL 6	27.16	59.82	14	1.57
PTO PLATA 2	VAPOR A FUEL OIL #6	37.83	FUEL OIL 6	27.16	59.82	14	1.57
BARAHONA VAPOR	BARAHONA CARBON	42.10	CARBON1	28.00	28.39	17	4.00
ITABO 1	ITABO CARBON	116.99	CARBON2	32.00	21.03	17	4.00
ITABO 2	ITABO CARBON	90.00	CARBON2	32.00	21.03	17	4.00
METALDOM	METALDON	30.00	FUEL OIL 6	40.02	41.53	14	2.00
SEABOARD EDM	SEABOARD EDM	72.38	FUEL OIL 6	41.88	39.77	14	2.00
SEABOARD EDN	SEABOARD EDN	37.14	FUEL OIL 6	38.90	42.67	14	2.00
DIESEL PALAMARA	DIESEL PALAMARA	102.50	FUEL OIL 6	40.64	40.93	14	2.00
DIESEL LA VEGA	DIESEL LA VEGA	87.55	FUEL OIL 6	40.37	41.19	14	2.00
MONTE RIO	MONTE RIO	96.60	FUEL OIL 6	43.00	38.79	14	2.00
AES ANDRES	AES ANDRES	281.30	GAS NAT 2	53.76	41.30	11	2.00
LAS MINAS 5	LOS MINA TG	118.00	GAS NAT 1	32.52	69.32	10	1.50
LAS MINAS 6	LOS MINA TG	118.00	GAS NAT 1	32.52	69.32	10	1.50
HAINA TG	HAINA TG	99.81	FUEL OIL 2	30.45	76.08	10	2.53
HIGUAMO 1	ITABO GAS	34.12	FUEL OIL 2	27.51	83.02	10	1.60
HIGUAMO 2	ITABO GAS	34.02	FUEL OIL 2	27.51	83.02	10	1.60
ITABO 1 TG	ITABO GAS	33.95	FUEL OIL 2	27.51	83.02	10	1.60
ITABO 2 TG	ITABO GAS	34.02	FUEL OIL 2	27.51	83.02	10	1.60
ITABO 3 TG	ITABO GAS	34.16	FUEL OIL 2	27.51	83.02	10	1.60
MONTECRISTI	LAESA GAS	7.76	FUEL OIL 2	30.00	77.43	10	2.77
A BARRIL	LAESA GAS	5.82	FUEL OIL 2	30.00	77.43	10	2.77
LA ISABELA	LAESA GAS	1.50	FUEL OIL 2	30.00	77.43	10	2.77
PIMENTEL	LAESA GAS	49.84	FUEL OIL 2	30.00	77.43	10	2.77
OVIEDO	LAESA GAS	0.80	FUEL OIL 2	30.00	77.43	10	2.77
S GDE BOYA	LAESA GAS	1.50	FUEL OIL 2	30.00	77.43	10	2.77
YAMASA	LAESA GAS	3.00	FUEL OIL 2	30.00	77.43	10	2.77
SMITH & ENRON	SMITH & ENRON	179.25	GAS OIL SMITH ^f	34.93	56.56	14	1.88
MAXON	DIESEL MAXON	28.98	FUEL OIL 2	35.69	65.45	10	2.69
SULTANA DEL ESTE	SULTANA DEL ESTE	148.59	FUEL OIL 6	43.80	38.12	14	2.00
HAINA 4	HAINA 4	67.68	FUEL OIL 6	29.00	56.12	14	1.57
SAN PEDRO VAPOR	VAPOR A FUEL OIL #6	31.35	FUEL OIL 6	27.16	59.82	14	1.57
MANZANILLO 3	MANZANILLO 3	1.22	FUEL OIL 6	36.67	45.14	14	2.00
CESPM 1	CESPM	96.27	FUEL OIL 2	45.00	51.97	12	2.20
CESPM 2	CESPM	98.40	FUEL OIL 2	45.00	51.97	12	2.20
CESPM 3	CESPM	99.90	FUEL OIL 2	45.00	51.97	12	2.20

Fuente: MODELACION PARA EL SUPER 5 SOBRE LA BASE DE INFORMACIONES DEL (OC)

Nota:

- a Asociación de centrales de igual tecnología, con la misma eficiencia y combustible que el modelo SUPER utiliza para simplificar las variables del problema de planificación y de despacho hidrotermico.
- b Datos declarados al OC por los agentes generadores del SENI.
- c Eficiencia promedio de las centrales durante el año 2003.
- d Procesamiento del modelo SUPER sobre la base de datos del OC del 2003.
- e Asumidos por la CNE, sobre la base de informaciones del estudio de CESI para el OC en el 2002.
- f La central SMITH & ENRON utiliza dos combustibles (50.19% de fuel oil #6 y 49.81 de fuel oil #2) que en este estudio denominamos como GAS OIL SMITH



5.2 Proyectos Candidatos

5.2.1. Proyectos Hidroeléctricos

La Empresa Generadora de Electricidad Hidroeléctrica (EGEHID) ha establecido un catálogo de proyectos para que puedan ser estudiados a profundidad y evaluar las opciones para entrar en servicio en los años futuros. De todos ellos solo la central Pinalito esta actualmente en proceso de construcción. La tabla No. 5 presenta las principales características de estos proyectos.

Tabla No. 5 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS
HIDROELÉCTRICOS FUTUROS

CENTRAL	POTENCIA MW	CAUDALES (m ³ /s)		ENERGÍA GWh	COSTO DE INVERSIÓN 10 ⁶ *US\$
		TURB	VERT		
ARROYO GALLO	12.6	3	0	42.5	35
BONITO	17.9	1.3	0	53.5	47.1
EL TORITO	14.9	6.1	0.8	66.8	57.1
HONDO VALLE	13.5	3.5	0	48.1	38.5
LA HILGUERA	15.2	10.3	0	58.9	34.9
MASIPEDRO	16.5	2.8	0	43.1	36.56
PALOMINO	98.8	7.3	0	148.2	152.2
PINALITO	50	3.1	0	134.2	105.377
SAN PEDRO	18.6	2.1	0	55.4	47.8
YASICA	14	12.3	0	33.2	23
ALTO JIMENOA	34	2.4	0	84.6	93
ALTO YUNA	37	14.8	1.1	128.5	89
LAS PLACETAS	87	9.4	0.3	356.3	161.6
MANABAO-BEJUCAL	104.8	11.5	0	287.5	153.4

Fuente: EGEHIDRO y Modelo Super

5.2.2. Centrales Termoeléctricas

Para poder satisfacer los requerimientos de una demanda de energía creciente al mínimo costo posible, se ha diseñado un catalogo de posibles alternativas térmicas acordes con los avances tecnológicos viables para este mercado.

En la siguiente tabla se presentan a continuación las características más relevantes de estas posibles alternativas.



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 6 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS TÉRMICAS

NOMBRE DE LA CENTRAL	CLASE TERMICA	POTENCIA EFECTIVA MW ^l	COMBUSTIBLE	EFICIENCIA % ^l	COSTOS MEDIOS US\$/MWh ^k	COSTO DE INVERSIÓN 10 ⁶ *US\$ ^L	COSTO DE UNITARIO US\$/KW	COSTOS O&M VARIABLE US\$/MWh ^m	COSTOS O&M FIJO US\$/KW ^m	TIEMPO DE MONTAJE AÑOS ^m
VAPOR_1	VAPOR_1	350	CARBON3	43.00	14.13	448.9	1282.5	3.10	24.81	3.2
VAPOR_2	VAPOR_2	350	CARBON3	43.00	14.13	448.9	1282.5	3.10	24.81	3.2
VAPOR_3	VAPOR_3	350	CARBON3	45.00	13.64	448.9	1282.5	3.10	24.81	3.2
VAPOR_4	VAPOR_4	350	CARBON3	45.00	13.64	448.9	1282.5	3.10	24.81	3.2
VAPOR_5	VAPOR_5	400	CARBON3	45.00	13.64	492.8	1232.1	3.10	24.81	3.2
VAPOR_6	VAPOR_6	400	CARBON3	45.00	13.64	492.8	1232.1	3.10	24.81	3.2
VAPOR_7	VAPOR_6	450	CARBON3	45.00	13.64	535.2	1189.3	3.10	24.81	3.2
CC CARB_1.1	CC CARB_1	350	CARBON4	48.00	11.90	517.9	1479.6	2.07	34.11	3.0
CC CARB_1.2	CC CARB_1	350	CARBON4	48.00	11.90	517.9	1479.6	2.07	34.11	3.0
CC CARB_2.1	CC CARB_2	350	CARBON4	52.00	11.15	517.9	1479.6	2.07	34.11	3.0
CC CARB_2.2	CC CARB_2	350	CARBON4	52.00	11.15	517.9	1479.6	2.07	34.11	3.0
CC CARB_2.3	CC CARB_2	400	CARBON4	52.00	11.15	568.6	1421.5	2.07	34.11	3.0
CC CARB_2.4	CC CARB_2	400	CARBON4	52.00	11.15	568.6	1421.5	2.07	34.11	3.0
CC CARB_2.5	CC CARB_2	450	CARBON4	52.00	11.15	617.5	1372.2	2.07	34.11	3.0
CCGN-01.1	CCGN-01	300	GAS NAT_2	60.00	37.28	186.1	620.3	2.07	10.34	2.0
CCGN-01.2	CCGN-01	300	GAS NAT_2	60.00	37.28	186.1	620.3	2.07	10.34	2.0
CCGN-02.1	CCGN-02	350	GAS NAT_2	60.00	37.28	207.3	592.3	2.07	10.34	2.0
CCGN-02.2	CCGN-02	350	GAS NAT_2	60.00	37.28	207.3	592.3	2.07	10.34	2.0
CCGN-02.3	CCGN-02	400	GAS NAT_2	60.00	37.28	227.6	569.0	2.07	10.34	2.0
CCGN-02.4	CCGN-02	400	GAS NAT_2	60.00	37.28	227.6	569.0	2.07	10.34	2.0
CCGN-02.5	CCGN-02	450	GAS NAT_2	60.00	37.28	247.2	549.2	2.07	10.34	2.0
MOTOR-01.1	MOTOR-01	100	FUEL OIL 6	47.00	34.66	60.0	600.0	1.00	14.00	1.0
MOTOR-01.2	MOTOR-01	100	FUEL OIL 6	47.00	34.66	60.0	600.0	1.00	14.00	1.0
MOTOR-01.3	MOTOR-01	100	FUEL OIL 6	47.00	34.66	60.0	600.0	1.00	14.00	1.0
PPS	PPS	300	CARBON5	41.46	21.09	225.0	750.0	3.10	24.81	1.4
	PPS_R10 ^g	350	CARBON5	42.07	20.83	0.0	0.0	3.10	0.00	0.0
	PPS_R13 ^g	400	CARBON5	43.32	20.32	0.0	0.0	3.10	0.00	0.0
	PPS_R15 ^g	450	CARBON5	43.32	20.32	0.0	0.0	3.10	0.00	0.0
	PPS_R17 ^g	500	CARBON5	43.32	20.32	0.0	0.0	3.10	0.00	0.0
PPV	PPV	300	CARBON5	41.46	21.09	225.0	750.0	3.10	24.81	1.4
	PPV_R11 ^h	350	CARBON5	42.07	20.83	0.0	0.0	3.10	0.00	0.0
	PPV_R14 ^h	400	CARBON5	43.32	20.32	0.0	0.0	3.10	0.00	0.0
	PPV_R16 ^h	450	CARBON5	43.32	20.32	0.0	0.0	3.10	0.00	0.0
	PPV_R18 ^h	500	CARBON5	43.32	20.32	0.0	0.0	3.10	0.00	0.0

Fuente: MODELACION PARA EL SUPER 5 SOBRE LA BASE DE INFORMACIONES DE EIA

Notas:

- g** Descripción de las diferentes repotenciaciones que a través del periodo de estudio realizara la central PPS.
- h** Descripción de las diferentes repotenciaciones que a través del periodo de estudio realizara la central PPV.
- i** Dimensionado de forma tal que sea viable para la operación del sistema conforme a las proyecciones de la demanda máxima.
- j** Asumidos por la CNE, sobre la base de los avances y mejoras de las nuevas tecnologías.
- k** Procesamiento modelo SUPER5
- l** Es el resultado de la aplicación de la formula exponencial 0.7 para el escalamiento del costo de inversión por tamaño de planta-(COSTOS2/COSTOSX=(CAPACIDAD2/CAPACIDADX)^{0.7})- sobre la base de las informaciones de "Assumptions to the Annual Energy Outlook 2004"- Electricity Market Module-Table 38. Cost and Performance Characteristics of New Central Station Electricity Generating Technologies.
- m** Valores de "Assumptions to the Annual Energy Outlook 2004"- Electricity Market Module-Table 38. Cost and Performance Characteristics of New Central Station Electricity Generating Technologies.
- n** Las especificaciones de los combustibles será discutida mas adelante.

En el presente estudio no se consideraron centrales con energía renovable por la falta de información disponible a la fecha. De acuerdo con datos proporcionados por la Gerencia de Fuentes Alternas de la CNE de la República Dominicana dispone de un alto potencial energético de este rubro que podría llegar a los 450 MW. Además se conoce del interés de inversionistas privados de instalar centrales relacionadas con la producción de la caña de azúcar (cogeneración). Para futuros estudios se sugiere disponer de proyectos concretos con información robusta que compitan en el abastecimiento futuro del sistema eléctrico.



6. PLANES DE EXPANSIÓN OBTENIDOS

6.1 Consideraciones Preliminares

La expansión de la generación de los sistemas eléctricos se vuelve cada vez más compleja por el aumento en el tamaño de los sistemas, sus posibilidades de interconexión, la estocasticidad de la contribución energética de las plantas hidroeléctricas, la disponibilidad y precios de los combustibles, el desarrollo de los mercados eléctricos, la incertidumbre en la demanda futura, entre otros.

El objetivo de la planificación es determinar de modo indicativo, un conjunto de obras y un cronograma de entrada en operación que minimicen los costos actualizados esperados de inversión y operación, cumpliendo con las restricciones asociadas, tales como plazos de construcción, limitaciones técnicas de equipos y disponibilidad de recursos para inversión.

La estructura de este problema permite descomponerlo en dos subproblemas: inversión y operación. El primero tiene por objetivo determinar las propuestas de plantas generadoras y sus fechas de entrada en operación. Tiene como característica su naturaleza combinatoria.

El subproblema de operación tiene por objetivo determinar el valor esperado del costo de operación para cada propuesta de inversión, incluyendo los costos financieros asociados. La parte de este problema asociada con la operación energética del sistema es esencialmente estocástica, multiperíodo, no separable y no lineal.

La integración entre los subproblemas se realiza por medio de un procedimiento iterativo que proporciona información sobre las consecuencias de las decisiones de inversión en el valor esperado del costo de operación. Las soluciones de los dos subproblemas deben ser expresadas utilizando solamente las variables del de inversión.

Como se especifico anteriormente fueron establecidos tres escenarios de demanda de energía eléctrica (valores anuales para el período 2006-2018). Esta información fue distribuida mensualmente a través de los coeficientes de distribución estacional y de tendencia de crecimiento, obtenidos con base en la información histórica de demandas horarias de los años 2002, 2003 y procesada en el módulo de demanda del modelo **SUPER**.

La tasa de actualización o descuento se ha considerado como un solo valor de 12%, es el parámetro comúnmente utilizado en este tipo de estudios. Su objetivo es expresar en valor presente (inicios del período de estudio) la inversión y los gastos de operación del sistema incurridos durante el período de análisis.



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Se ha considerado para modelar los precios de los combustibles, el precio promedio en planta para el año 2003 como valores de inicio. Entonces se les hace variar en el tiempo de acuerdo con las proyecciones que realiza la Energy Information Administration (EIA)-Official Energy Statistics from the U.S. Government para el año 2004 en su publicación llamada "Annual Energy Outlook 2004 with Projections to 2025". Posteriormente se realizarán análisis de sensibilidad de los precios de los combustibles. En las tablas No. 7 y No 8, encontraremos el comportamiento de los precios durante el periodo de estudio y el poder calorífico de los combustibles utilizados.

Tabla No. 7: PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

COMBUSTIBLE	UNIDAD	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
FUEL OIL 6	US\$/MBTU	4.483	4.501	4.517	4.534	4.559	4.594	4.623	4.657	4.686	4.729	4.758	4.795	4.835
FUEL OIL 2	US\$/MBTU	6.498	6.475	6.450	6.386	6.410	6.440	6.454	6.507	6.538	6.633	6.719	6.843	6.988
GAS NAT 1 ^o	US\$/MBTU	5.984	6.038	6.179	6.001	5.902	6.117	6.366	6.629	6.775	6.979	7.030	7.038	6.996
GAS NAT 2 ^p	US\$/MBTU	5.733	5.784	5.919	5.748	5.653	5.859	6.098	6.350	6.490	6.686	6.734	6.742	6.701
CARBON1 ^q	US\$/MBTU	2.098	2.075	2.049	2.025	2.008	2.003	1.990	1.984	1.977	1.970	1.958	1.943	1.936
CARBON2 ^r	US\$/MBTU	1.675	1.656	1.636	1.617	1.603	1.599	1.588	1.584	1.578	1.573	1.563	1.551	1.545
CARBON3 ^s	US\$/MBTU	1.468	1.451	1.434	1.417	1.405	1.401	1.392	1.388	1.383	1.378	1.370	1.359	1.354
CARBON4 ^t	US\$/MBTU	1.440	1.424	1.406	1.390	1.378	1.375	1.365	1.362	1.357	1.352	1.344	1.333	1.328
CARBON5 ^u	US\$/MBTU	1.440	1.440	1.422	1.406	1.394	1.390	1.381	1.377	1.372	1.367	1.359	1.348	1.344

Notas:

- o. Es el gas natural utilizado por las unidades Los Mina V y VI.
- p. Es el gas natural utilizado por la central AES Andrés.
- q. Es el carbón utilizado por la central Barahona Vapor.
- r. Es el carbón utilizado por las unidades Itabo I y II.
- s. Este carbón será el utilizado por las centrales futuras de vapor. Cuyo precio de inicio es un 10% menor que el carbón utilizado por Itabo. Esto se asume debido a que las dimensiones de las plantas futuras ameritan casi el doble del volumen de carbón que Itabo, lo que traerá consigo una disminución en el costo por embarque. Además se asume que dichas centrales futuras tendrán su propio puerto carbonero lo cual reduce aun más el precio total.
- t. Este carbón será el utilizado por las centrales futuras de Ciclo Combinado que gasifican el carbón para producir energía eléctrica.
- u. Este carbón será el utilizado por las centrales futuras PPS y PPV.



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Grafico No. 5 PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES EN US\$/MMBTU

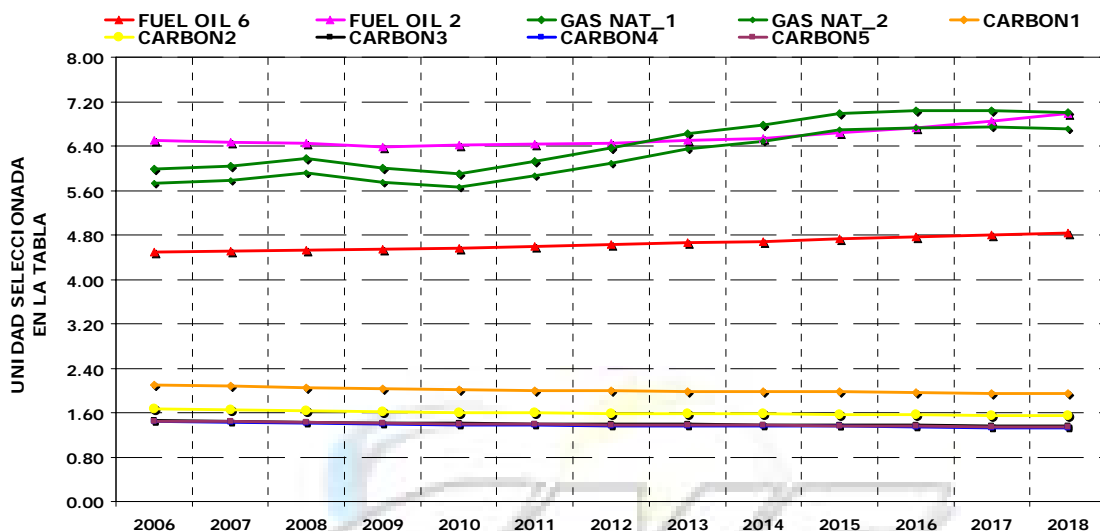
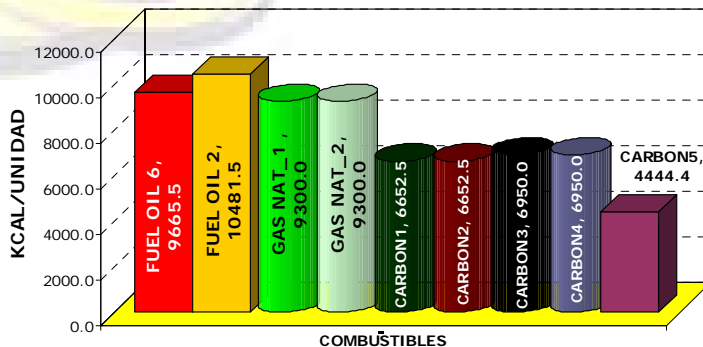


Tabla No. 8: PODER CALORÍFICO DE LOS COMBUSTIBLES

COMBUSTIBLE	UNIDAD	PODER CALORIFICO Kcal/unidad ^v
FUEL OIL 6	Kg	9665.5
FUEL OIL 2	Kg	10481.5
GAS NAT_1 ^w	M ³	9300.0
GAS NAT_2 ^w	M ³	9300.0
CARBON1	Kg	6652.5
CARBON2	Kg	6652.5
CARBON3 ^{x.1}	Kg	6950.0
CARBON4 ^{x.1}	Kg	6950.0
CARBON5 ^{x.2}	Kg	4444.4

Grafico No. 6 PODER CALORÍFICO DE LOS COMBUSTIBLES



Fuentes:

- ^v Sobre la base de informaciones del cuadro #3 para la programación semanal del OC, para el año 2003.
- ^w Suministradas por la Fundación Bariloche. Ni AES Andrés ni Los Mina V y VI declaran el poder calorífico del gas natural que utilizan (hasta el momento de realizar este estudio).
- ^x X.1) Asumidos por la CNE, sobre la base de que este carbón será utilizado por plantas de alta eficiencia y potencia en comparación con las plantas de nuestro SENI que queman carbón en la actualidad.
 X.2) Datos suministrados por el borrador del Acuerdo de Conversión de Energía (ACE) entre WESMONT POWER y CDEEE.



6.1.1 Costo Marginal de Operación

Se entiende por costo marginal la relación entre un incremento del costo total en el sistema de generación, necesario para abastecer un incremento del mercado de energía eléctrica.

El concepto de costo marginal es utilizado en la planificación de la expansión y de la operación de sistemas generadores en dos áreas principales:

- Estudios tarifarios
- Criterios de abastecimiento y operación óptima del parque generador.

Los estudios tarifarios a costo marginal parten de la hipótesis que los consumidores deben pagar, al solicitar una carga del sistema, el costo incurrido por el sistema para abastecer este incremento de carga. La tarifa de energía eléctrica es definida en función del costo marginal, que varía en función del tipo de carga, de su localización en la red y de la hora y estación del año en que se realiza el consumo.

En los estudios de planificación de la expansión y operación de sistemas generadores se distinguen tres tipos de costos marginales:

- Costo marginal de operación, o de corto plazo;
- Costo marginal de expansión, o de largo plazo;
- Costo marginal de dimensionamiento, o de muy largo plazo.

El costo marginal de corto plazo es el costo por unidad de energía producida incurrido al atender un incremento de carga del sistema a través de los medios ya existentes; esto es, sin adicionar nuevas fuentes generadoras al mismo. El incremento de carga es abastecido, en un sistema hidrotérmico, a través de la disminución de vertimientos en las centrales hidroeléctricas (costo cero), a través de una mayor generación en las centrales termoeléctricas existentes o a través de un aumento del déficit esperado.

En estudios de planificación de la operación, el costo marginal de operación puede ser calculado bajo enfoques diferentes, en función del horizonte de estudio considerado y del grado de incertidumbre en la representación de las condiciones operativas. Por ejemplo, el costo marginal de operación, calculado en estudios de planificación anual con la representación de la estocasticidad de las afluencias hídricas, es muchas veces denominado costo marginal de mediano plazo. En estudios de planificación mensual, con representación determinística de las hidrologías, se obtiene el costo marginal de corto plazo.



El costo marginal de largo plazo, o de expansión, es el costo por unidad de energía producida al atender un incremento de carga en el sistema a través de incorporar al mismo una nueva central generadora.

Si el costo marginal de operación es inferior al costo de expansión, entonces es más económico abastecer el incremento de carga por el sistema existente; la confiabilidad supera el nivel adecuado y el sistema se encuentra sobre dimensionado. En el caso contrario, es más económico abastecer un incremento de carga considerando la anticipación de proyectos de generación: la confiabilidad se sitúa debajo de lo deseable y el sistema está subdimensionado. De esta forma se concluye que el sistema está correctamente dimensionado cuando ocurre igualdad entre los costos marginales de operación y de expansión.

El costo marginal de muy largo plazo representa el valor presente de los costos marginales futuros de expansión del sistema en un horizonte cercano a los 30 años. Es utilizado para valorizar económicamente los beneficios energéticos de una central generadora, en análisis económicos de dimensionamiento de centrales.

6.1.2 Costo de la Energía No Servida

La optimización de los costos operativos del sistema en estudio parte del principio que existe una penalización por el desabastecimiento al mercado de energía. Esta penalización es una forma de establecer el compromiso entre los objetivos de minimizar los costos operativos y asegurar una calidad de abastecimiento adecuado para el sistema. Existen dos puntos de vista distintos para tratar este problema. En el primero, el costo asociado al déficit de energía debe reflejar la reducción en las actividades económicas provocada por el desabastecimiento al mercado. En esta línea, para la evaluación global de los costos asociados al país, se utiliza un método basado en la matriz de interrelaciones sectoriales (matriz insumo-producto) en cuanto que para la evaluación regional se utilizan métodos basados en regresiones econométricas.

Debido a la dificultad de cuantificación de estos efectos macroeconómicos, la adecuación de una estrategia de operación es frecuentemente evaluada por la confiabilidad en el abastecimiento energético. En esta línea se fija un nivel de riesgo y sus costos. Y además se minimiza el costo esperado de la operación de forma que la estrategia llega a este nivel de confiabilidad.

El otro punto de vista es la representación explícita de las restricciones de confiabilidad durante la recursión de la programación dinámica, lo que representa algunos problemas de modelaje en cuanto se emplea apenas una restricción para todo el período. Una alternativa a esta cuestión es el empleo de restricciones anilladas durante el período, pudiendo así garantizar el nivel del riesgo exigido para



todo el período y también los niveles parciales, compatibles para los subperíodos englobados en el total.

Se representó a través de una "central térmica ficticia" con tres valores de la energía. Si el déficit de energía es menor del 10% de la demanda se asumió un valor igual a US\$ 60/MWh; hasta un 50% de la demanda US\$ 160/MWh y si fuera mayor el valor fue de US\$ 210/MWh.

6.2 Soluciones Encontradas

Para poder responder adecuadamente a la incertidumbre del comportamiento del mercado eléctrico dominicano en el futuro, y habiendo definido tres escenarios de demanda de energía, se ha establecido realizar un cronograma de expansión por cada escenario de demanda utilizando el llamado Criterio del Mínimo Arrepentimiento.

Este criterio consiste en equipar el mercado eléctrico de fuentes de generación asumiendo un escenario de demanda dado y suponiendo que podría ocurrir otro distinto. Esta opción hace que el escenario de demanda baja se "sobre equipe" ya que el costo del desabastecimiento es muy superior al costo de una sobre inversión ligera. Una situación opuesta ocurre con el escenario de mayor demanda. Sin embargo, el algoritmo permite evaluar decisiones "robustas" para el sistema, justamente analizando la incertidumbre del mercado.

A continuación se define las características más relevantes de los casos considerados en el estudio:

Caso Base Para tres escenarios de demanda posibles. Utilización de proyectos hidroeléctricos y térmicos candidatos para abastecer la demanda creciente en un mercado de libre competencia.

Sensibilidades -Variación de los Precios de los Combustibles-

- Caso 1** Disminución en el precio del carbón en un 10%.
- Caso 2** Disminución en el precio de los derivados del petróleo en un 20%.
- Caso 3** Disminución en el precio del gas natural en un 20%.
- Caso 4** Incremento en el precio del carbón en un 10%.
- Caso 5** Incremento en el precio de los derivados del petróleo en un 20%.
- Caso 6** Incremento en el precio del gas natural en un 20%.



6.2.1. Caso Base

Resultados del Equipamiento para el Caso Base.

A continuación se muestran los cronogramas propuestos de instalación de obras para los tres escenarios de demanda junto a sus respectivos costos.

Tablas No.9.1, 9.2, 9.3. CASO BASE EQUIPAMIENTO DETALLADO

ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO			ESCENARIO DE DEMANDA ALTO			ESCENARIO DE DEMANDA BAJO		
AÑO	PLANTAS	MW	AÑO	PLANTAS	MW	AÑO	PLANTAS	MW
2007	PPS	300	2007	PPS	300	2007	PPS	300
2008	PINALITO	50	2008	PINALITO	50	2008	PINALITO	50
	PPV	300		PPV	300		PPV	300
2010	PPS_R10	50	2010	PPS_R10	50	2010	PPS_R10	50
	VAPOR_3	350		VAPOR_3	350		VAPOR_3	350
2011	PPV_R10	50		VAPOR_4	350	2011	PPV_R10	50
	VAPOR_4	350	2011	PPV_R10	50	2013	PPS_R13	50
2013	PPS_R13	50		VAPOR_5	400		VAPOR_5	400
	VAPOR_5	400	2012	VAPOR_6	400	2014	PPV_R13	50
2014	PPV_R13	50	2013	PPS_R13	50	2015	PPS_R15	50
	VAPOR_6	400	2014	PPV_R13	50	2016	PPV_R15	50
2015	PPS_R15	50		VAPOR_7	450		VAPOR_4	350
2016	PPV_R15	50	2015	PPS_R15	50	2017	PPS_R17	50
	VAPOR_7	450	2016	CC CARB 2.5	450	2018	PPV_R17	50
2017	PPS_R17	50		PPV_R15	50		VAPOR_7	450
2018	PPV_R17	50	2017	PPS_R17	50			
			2018	PPV_R17	50			

Tabla No.10. CASO BASE RESUMEN DE COSTOS

COSTOS	ESCENARIOS DE MERCADO		
	MENOR	MEDIO	MAYOR
COSTO INVERSIÓN (10 ⁶ US\$)	1779.76	2269.38	2819.23
COSTO OPERACIÓN (10 ⁶ US\$)	3984.58	4605.83	5034.37
COSTO TOTAL (10 ⁶ US\$)	5764.34	6875.21	7853.6
COSTO INCREMENTAL DE EXPANSION (US\$/MWh)	64.59	63.10	62.96

Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER

A continuación se presentan como resultado de estos cronogramas propuestos de expansión: los balances resumidos de potencia y energía, los costos marginales promedios y por escalón de la demanda, y el consumo de combustible para todo el periodo de estudio.

Estos valores están referidos a bornes del generador.



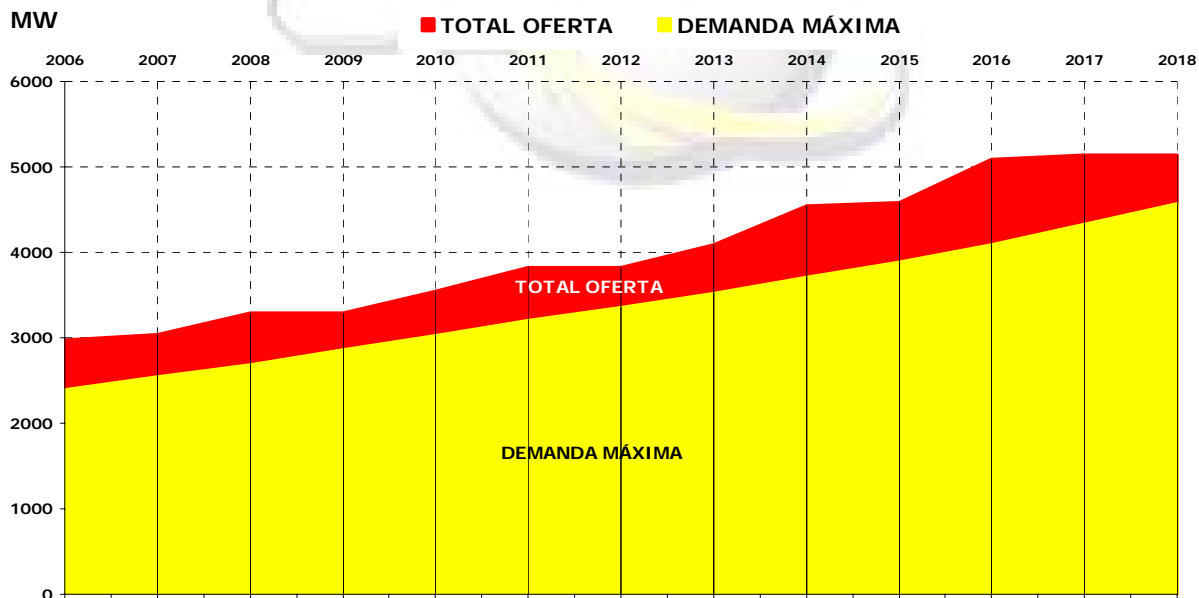
PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

6.2.1.1 ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO

Tabla No. 11: ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)

NOMBRE DE LA PLANTA	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
PLANTAS HIDROELECTRICAS													
EXISTENTES	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3
FUTURAS	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
TOTAL HIDRO	468.3	468.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3
PLANTAS TÉRMICAS													
EXISTENTES	2511.5	2271.1	2171.3	2171.3	2024.3	1906.3	1906.3	1719.8	1719.8	1719.8	1719.8	1719.8	1719.8
FUTURAS	0.0	300.0	600.0	600.0	1000.0	1400.0	1400.0	1850.0	2300.0	2350.0	2850.0	2900.0	2900.0
TOTAL TÉRMICAS	2511.5	2571.1	2771.3	2771.3	3024.3	3306.3	3306.3	3569.8	4019.8	4069.8	4569.8	4619.8	4619.8
TOTAL DEL SISTEMA													
TOTAL OFERTA	2979.8	3039.4	3289.6	3289.6	3542.6	3824.6	3824.6	4088.1	4538.1	4588.1	5088.1	5138.1	5138.1
DEMANDA MÁXIMA	2389.0	2550.0	2682.0	2866.0	3031.0	3198.0	3357.0	3525.0	3703.0	3891.0	4089.0	4324.0	4574.0
RESERVA O DEFICIT (%)	24.7	19.2	22.7	14.8	16.9	19.6	13.9	16.0	22.6	17.9	24.4	18.8	12.3

Grafico No. 7 : ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)



Fuente PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Grafico No. 8 : ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA, EVOLUCIÓN ANUAL 2006-2018

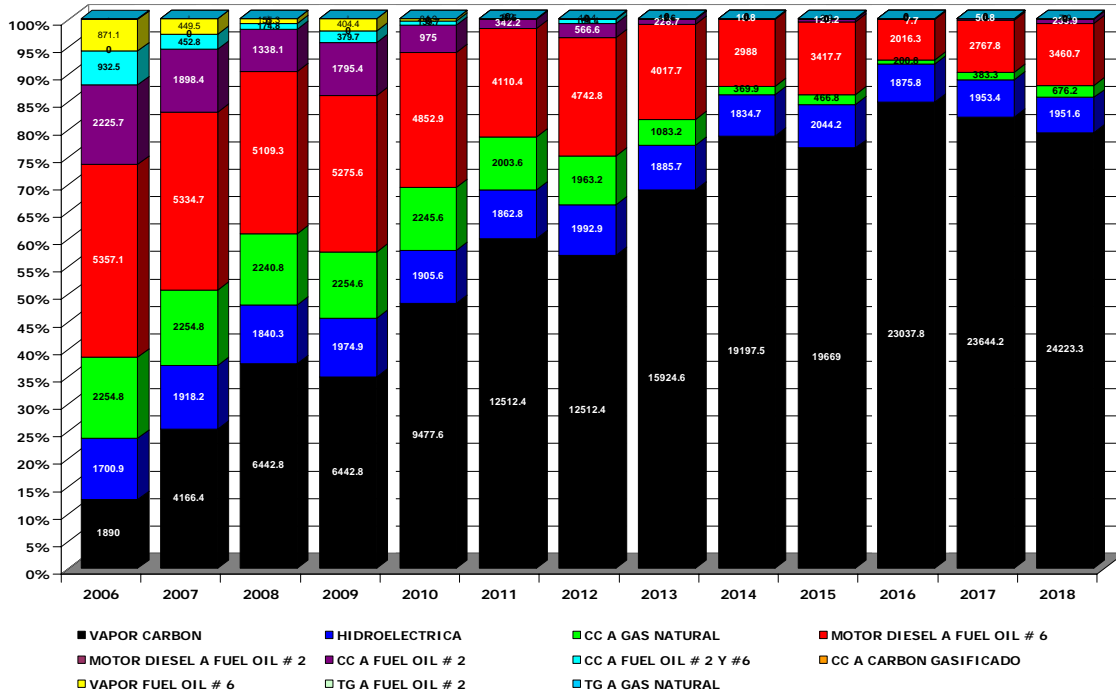
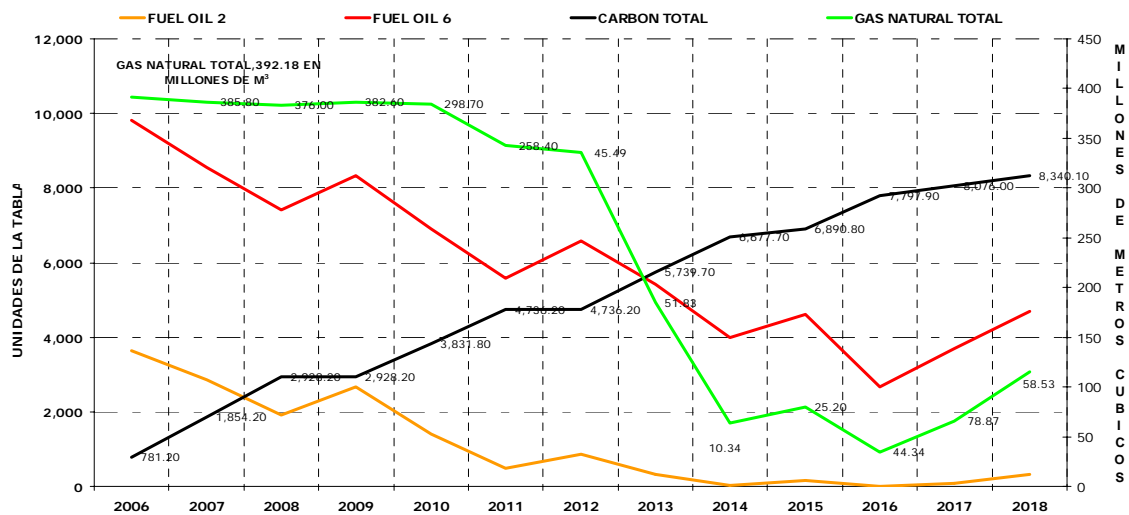


Tabla No. 13: ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, CONSUMO TOTAL DE COMBUSTIBLE

COMBUSTIBLE	UNIDAD	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
FUEL OIL 6	MILES DE BBL	9,826.95	8,558.90	7,421.26	8,330.62	6,891.46	5,575.75	6,592.42	5,421.19	3,999.43	4,601.42	2,677.11	3,707.35	4,680.32
FUEL OIL 2	MILES DE BBL	3,646.23	2,861.60	1,912.94	2,670.97	1,402.50	475.95	875.98	314.21	26.42	160.25	10.27	67.77	312.30
GAS NATURAL	MILLONES DE M ³	391.10	385.80	383.40	385.80	384.20	342.80	335.90	185.30	63.29	79.86	34.36	65.57	115.70
CARBON	MILES DE TON	781.20	1,854.20	2,928.20	2,928.20	3,831.80	4,736.20	4,736.20	5,739.70	6,677.70	6,890.80	7,797.90	8,076.00	8,340.10

Grafico No. 9 : ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, CONSUMO DE COMBUSTIBLE



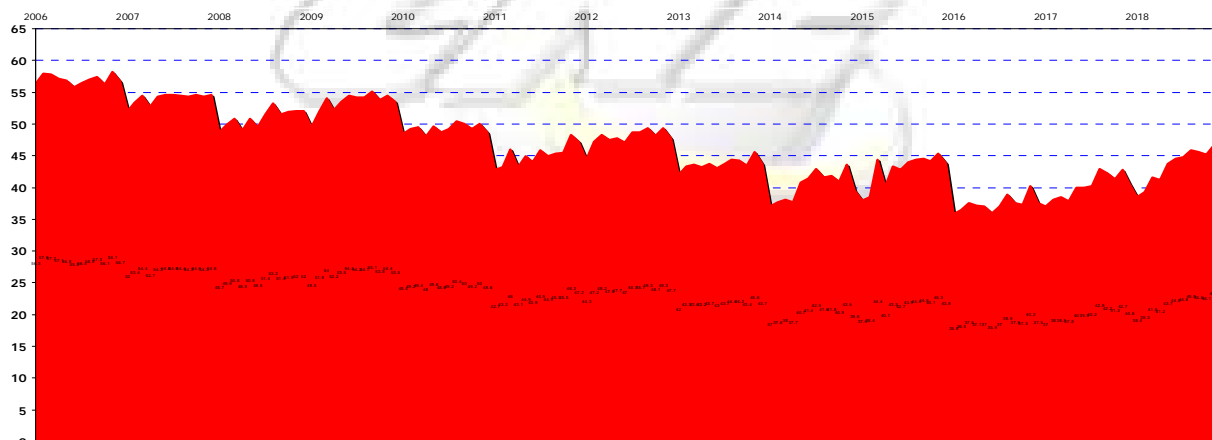


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 14: ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES PROMEDIOS (US\$/MWh)

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	56.3	57.9	57.7	57.1	56.8	55.8	56.4	56.9	57.3	56.1	58.1	56.7	56.9
2007	52.0	53.4	54.4	52.7	54.3	54.6	54.6	54.4	54.3	54.6	54.3	54.6	54
2008	48.7	49.9	50.8	48.9	50.8	49.5	51.4	53.2	51.4	51.9	52.0	52.0	50.9
2009	49.5	51.9	54.0	52.2	53.5	54.4	54.2	54.1	55.1	53.8	54.4	53.5	53.4
2010	48.4	49.2	49.4	48.0	49.6	48.6	49.2	50.4	50.0	49.2	50.0	48.6	49.2
2011	42.7	43.2	46.0	43.1	44.9	43.9	45.9	44.9	45.3	45.5	48.2	47.2	45.1
2012	44.3	47.2	48.2	47.5	47.7	47.0	48.7	48.7	49.3	48.1	49.3	47.7	47.8
2013	42.0	43.3	43.6	43.2	43.7	43.0	43.7	44.4	44.2	43.4	45.6	43.7	43.7
2014	37.0	37.6	38.0	37.7	40.7	41.4	42.9	41.6	41.8	40.9	43.5	39.6	40.3
2015	37.9	38.4	44.4	40.1	43.3	42.7	43.9	44.4	44.5	44.1	45.3	43.8	42.8
2016	35.8	36.5	37.5	37.1	37.0	35.9	37.0	38.9	37.5	37.3	40.2	37.5	37.4
2017	37.0	38.0	38.5	37.8	40.0	39.9	40.2	42.9	42.2	41.3	42.7	40.6	40.1
2018	38.4	39.3	41.6	41.2	43.7	44.5	44.8	45.9	45.6	45.1	46.6	42.8	43.3
Estacional	45	46	48	46	48	47	48	49	49	48	50	48	47.7

Gráfico No. 10 : ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES PROMEDIOS (US\$/MWh)



Estos valores no son necesariamente iguales de los que actualmente obtiene el sistema debido principalmente a que las hipótesis consideradas son sustancialmente diferentes, tales como: el **SUPER** es un modelo energético que no considera restricciones eléctricas de muy corto plazo, el valor asignado al combustible, los periodos de mantenimiento, etc.

F
u
e
n
t
e

P
R
O
C
E
S
A
M
I
E
N
T
O

D
E
L

M
O
D
E
L
O

S
U
P
E
R

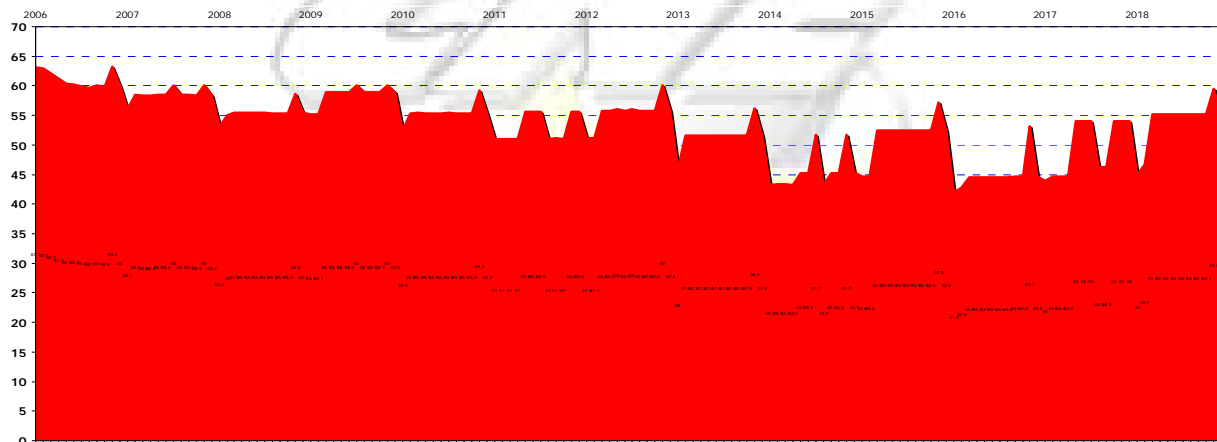


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 15: ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN DE PUNTA (US\$/MWh)

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	63.1	62.9	62.1	61.2	60.3	60.2	59.9	59.7	60.0	59.8	63.3	60.0	61
2007	56.1	58.5	58.4	58.4	58.5	58.5	60.0	58.5	58.5	58.4	60.0	58.4	58.5
2008	53.2	55.0	55.5	55.5	55.5	55.4	55.4	55.3	55.3	55.3	58.6	55.4	55.5
2009	55.1	55.1	58.9	58.9	58.9	58.9	60.0	58.9	58.9	58.9	60.0	58.9	58.5
2010	52.4	55.3	55.4	55.3	55.3	55.3	55.4	55.3	55.3	55.3	59.2	55.3	55.4
2011	51.0	51.0	51.0	51.0	55.6	55.6	55.6	51.0	51.1	51.0	55.6	55.6	53
2012	51.2	51.1	55.8	55.8	56.0	55.8	56.0	55.8	55.8	55.8	60.0	55.8	55.4
2013	46.0	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	56.2	51.5	51.5
2014	43.2	43.3	43.3	43.2	45.2	45.2	51.7	43.2	45.2	45.2	51.7	45.3	45.5
2015	44.6	44.6	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	57.2	52.5	51.6
2016	41.9	42.8	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5	44.5	44.6	44.6	53.1	44.6	44.9
2017	44.0	44.6	44.6	44.6	54.0	54.0	54.0	46.2	46.3	54.0	54.0	54.0	49.6
2018	45.0	46.7	55.1	55.1	55.1	55.1	55.1	55.1	55.1	55.1	59.5	55.1	54
Estacional	51	52	54	54	55	55	55	54	54	54	58	55	54.2

Grafico No. 11 : ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN DE PUNTA (US\$/MWh)



F
u
e
n
t
e

P
R
O
C
E
S
A
M
I
E
N
T
O

D
E
L

M
O
D
E
L
O

S
U
P
E
R

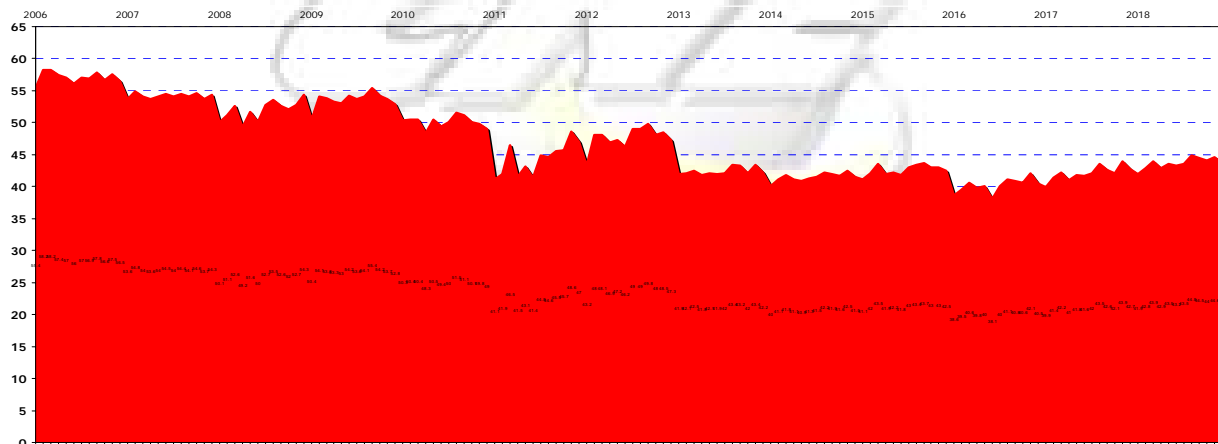


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 16: ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN MEDIO (US\$/MWh)

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	55.4	58.2	58.2	57.4	57.0	56.0	57.0	56.9	57.8	56.6	57.5	56.5	57
2007	53.6	54.8	54.0	53.6	54.0	54.5	54.0	54.4	54.1	54.6	53.7	54.3	54.1
2008	50.1	51.1	52.6	49.2	51.6	50.0	52.7	53.5	52.6	52.0	52.7	54.3	51.9
2009	50.4	54.1	53.8	53.3	53.0	54.2	53.6	54.1	55.4	54.2	53.7	52.8	53.6
2010	50.3	50.4	50.4	48.3	50.5	49.4	50.0	51.5	51.1	50.1	49.8	49.0	50.1
2011	41.1	41.9	46.5	41.5	43.1	41.4	44.8	44.6	45.5	45.7	48.6	47.0	44.3
2012	43.2	48.0	48.1	46.9	47.2	46.2	49.0	49.0	49.8	48.0	48.5	47.3	47.6
2013	41.9	42.1	42.5	41.8	42.1	41.9	42.0	43.4	43.2	42.0	43.4	42.2	42.4
2014	40.0	41.1	41.8	41.1	40.9	41.3	41.5	42.2	41.9	41.6	42.5	41.5	41.5
2015	41.1	42.0	43.5	41.9	42.2	41.8	43.0	43.4	43.7	43.0	43.0	42.5	42.6
2016	38.6	39.5	40.6	39.8	40.0	38.1	40.0	41.1	40.8	40.6	42.1	40.5	40.2
2017	39.9	41.4	42.2	41.0	41.8	41.6	42.0	43.5	42.6	42.1	43.9	42.7	42.1
2018	41.9	42.8	43.9	42.9	43.5	43.2	43.5	44.8	44.5	44.0	44.6	43.7	43.6
Estacional	46	48	49	47	48	47	48	49	49	48	49	48	48.1

Gráfico No. 12 : ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN MEDIO (US\$/MWh)



F
u
e
n
t
e

P
R
O
C
E
S
A
M
I
E
N
T
O

D
E
L

M
O
D
E
L
O

S
U
P
E
R

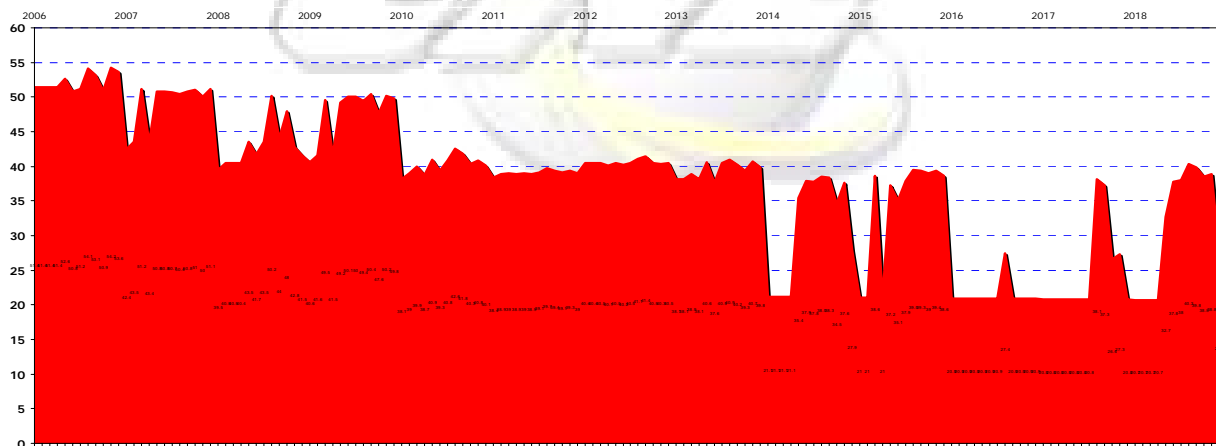


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 17: ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN BASE (US\$/MWh)

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	51.4	51.4	51.4	51.4	52.6	50.8	51.2	54.1	53.1	50.9	54.2	53.6	52.2
2007	42.4	43.5	51.2	43.4	50.8	50.8	50.7	50.4	50.8	51.0	50.0	51.1	49
2008	39.5	40.5	40.5	40.4	43.5	41.7	43.5	50.2	44.0	48.0	42.8	41.5	43.1
2009	40.6	41.6	49.5	41.5	49.2	50.1	50.0	49.4	50.4	47.6	50.2	49.8	47.6
2010	38.1	39.0	39.9	38.7	40.9	39.3	40.8	42.6	41.8	40.3	40.8	40.1	40.2
2011	38.4	38.9	39.0	38.9	39.0	38.9	39.1	39.7	39.4	39.1	39.3	39.0	39.1
2012	40.4	40.4	40.5	40.1	40.5	40.2	40.5	41.1	41.4	40.5	40.3	40.5	40.5
2013	38.1	38.1	38.9	38.1	40.6	37.6	40.5	40.9	40.2	39.3	40.7	39.8	39.4
2014	21.1	21.1	21.1	21.1	35.4	37.9	37.8	38.5	38.3	34.5	37.6	27.9	31.3
2015	21.0	21.0	38.6	21.0	37.2	35.1	37.9	39.5	39.3	39.0	39.4	38.6	34.2
2016	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	27.4	20.9	20.9	20.9	20.9	21.5
2017	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	38.1	37.3	26.6	27.3	20.8	24.8
2018	20.7	20.7	20.7	20.7	32.7	37.8	38.0	40.3	39.8	38.5	38.8	27.6	31.6
Estacional	35	36	38	36	41	40	41	44	43	41	42	40	39.7

Grafico No. 13 : ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN BASE (US\$/MWh)



F
u
e
n
t
e

P
R
O
C
E
S
A
M
I
E
N
T
O

D
E
L

M
O
D
E
L
O

S
U
P
E
R



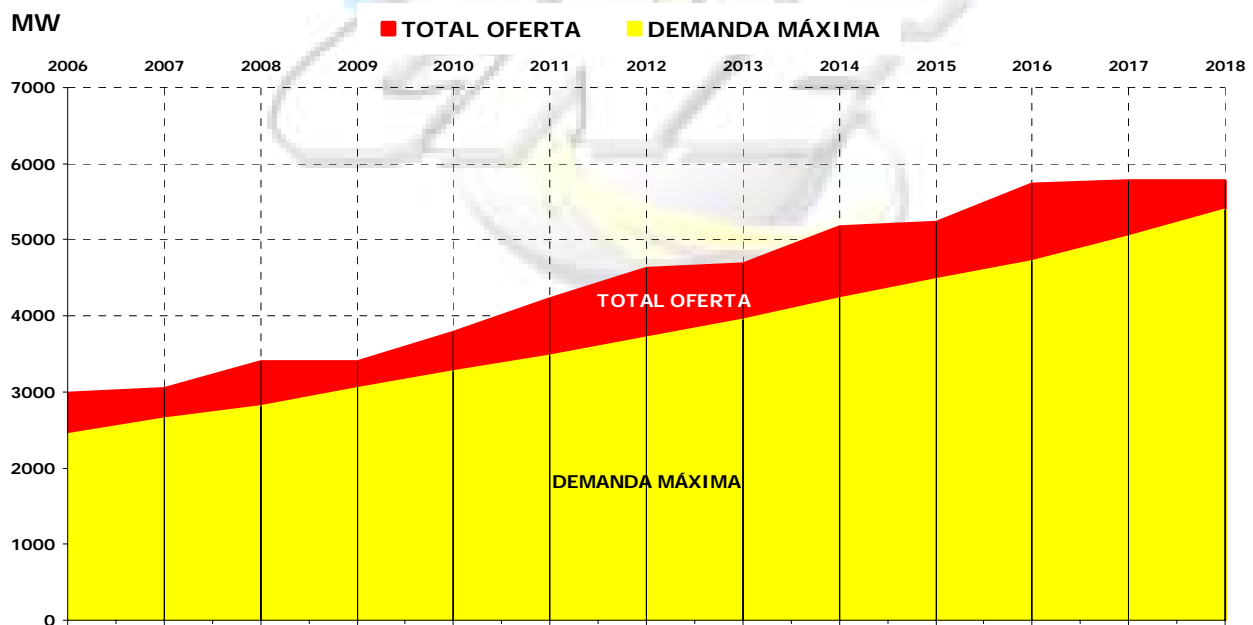
PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

6.2.1.2 ESCENARIO DE DEMANDA ALTO

Tabla No. 18: ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)

NOMBRE DE LA PLANTA	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
PLANTAS HIDROELECTRICAS													
EXISTENTES	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3
FUTURAS	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
TOTAL HIDRO	468.3	468.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3
PLANTAS TÉRMICAS													
EXISTENTES	2511.5	2271.1	2271.1	2271.1	1906.3	1906.3	1906.3	1906.3	1906.3	1906.3	1906.3	1906.3	1906.3
FUTURAS	0.0	300.0	600.0	600.0	1350.0	1800.0	2200.0	2250.0	2750.0	2800.0	3300.0	3350.0	3350.0
TOTAL TÉRMICAS	2511.5	2571.1	2871.1	2871.1	3256.3	3706.3	4106.3	4156.3	4656.3	4706.3	5206.3	5256.3	5256.3
TOTAL DEL SISTEMA													
TOTAL OFERTA	2979.8	3039.4	3389.4	3389.4	3774.6	4224.6	4624.6	4674.6	5174.6	5224.6	5724.6	5774.6	5774.6
DEMANDA MÁXIMA	2440.0	2638.0	2813.0	3048.0	3257.0	3471.0	3703.0	3942.0	4220.0	4478.0	4704.0	5034.0	5388.0
RESERVA O DEFICIT (%)	22.1	15.2	20.5	11.2	15.9	21.7	24.9	18.6	22.6	16.7	21.7	14.7	7.2

Grafico No. 14 : ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)



Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 19: ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, BALANCE DE ENERGÍA ANUAL (GWh)

CLASE O ESTACION	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	TOTAL
PLANTAS HIDRAULICAS														
EXISTENTES	1,636.0	1,995.0	1,827.4	2,061.6	1,818.3	1,866.5	1,875.7	1,998.2	1,848.5	2,042.9	1,860.8	1,951.1	2,018.8	24,800.8
LAS DAMAS	29.6	36.0	33.3	37.1	32.7	34.0	34.0	36.4	33.6	37.1	33.8	35.5	36.8	449.9
JIMENOA	52.9	61.2	56.5	61.6	55.6	60.5	58.6	62.5	57.5	62.5	58.6	60.4	62.7	771.1
SABANETA	41.9	50.6	46.1	53.1	46.7	47.8	47.2	50.8	47.1	51.6	47.2	49.5	51.5	631.1
HATILLO	63.0	77.1	71.3	79.8	70.1	72.6	72.8	78.0	72.0	79.3	72.1	76.1	78.8	963.0
SABANA YEGUA	90.4	109.9	101.1	114.1	100.5	103.6	103.4	110.8	102.4	112.7	102.6	108.0	111.9	1,371.4
VALDESI	59.4	72.7	66.9	75.9	66.2	68.5	68.2	73.6	68.3	74.9	68.0	71.9	74.5	909.0
TAVERA	214.8	265.9	243.6	275.7	242.3	245.3	248.8	265.5	244.7	271.6	245.4	259.3	267.7	3,290.6
AGUACATE	268.8	326.3	298.6	333.9	294.6	306.3	307.8	327.0	303.6	335.3	306.9	320.3	330.9	4,060.3
JIGUEY	231.1	287.3	258.1	302.0	265.4	260.3	266.6	280.2	262.6	293.6	265.1	275.6	284.7	3,532.6
ANGOSTURA	79.3	98.6	90.5	102.7	89.5	91.3	92.1	98.7	91.7	101.4	91.9	97.0	100.7	1,225.4
RIO BLANCO	91.4	107.2	99.0	105.3	95.2	103.1	103.3	108.9	98.0	110.0	101.0	104.6	108.9	1,335.9
MONCION	226.4	273.3	251.4	282.5	250.8	257.8	257.8	274.9	253.2	277.8	254.3	267.3	276.1	3,403.6
RINCON	12.4	15.4	14.1	15.9	13.9	14.3	14.4	15.4	14.2	15.8	14.3	15.1	15.6	190.8
LOS TOROS	153.2	187.3	172.8	194.7	170.9	176.6	176.1	189.2	175.2	192.5	175.2	184.8	191.4	2,339.9
C. E. MONCION	21.4	26.2	24.1	27.3	23.9	24.5	24.6	26.3	24.4	26.8	24.4	25.7	26.6	326.2
FUTURAS	-	70.0	170.7	187.9	166.7	176.0	176.1	186.9	172.8	190.7	175.7	182.9	189.2	2,045.6
PINALITO	-	70.0	170.7	187.9	166.7	176.0	176.1	186.9	172.8	190.7	175.7	182.9	189.2	2,045.6
TOTAL HIDRAULICAS	1,636.0	2,065.0	1,998.1	2,249.5	1,985.0	2,042.5	2,051.8	2,185.1	2,021.3	2,233.6	2,036.5	2,134.0	2,208.0	26,846.4
CLASES TERMICAS														
EXISTENTES	13,900.8	12,698.3	11,767.5	12,929.2	9,120.7	7,123.5	5,754.3	6,841.7	5,316.3	6,411.1	4,618.3	6,146.1	7,747.9	110,375.7
CEPP	544.7	535.9	492.3	531.5	320.0	96.0	65.5	90.8	62.9	85.7	52.6	94.6	220.6	3,193.1
VAPOR A FUEL OIL #6	615.2	233.7	91.4	260.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,200.9
ITABO CARBON	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,563.2	1,570.8	1,570.8	20,412.8
HAINA 4	428.8	317.3	222.7	340.6	58.8	-	-	0.4	-	10.5	-	14.0	72.0	1,465.1
BARAHONA CARBON	319.2	319.2	319.2	319.2	319.2	318.7	296.1	305.5	274.5	288.8	246.0	273.1	295.1	3,893.8
LAESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIESEL MAXON	-	-	-	3.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.2
SMITH & ENRON	1,013.4	631.5	388.0	749.5	46.4	11.2	-	20.1	-	2.2	20.1	-	10.6	2,913.1
HAINA TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ITABO TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CESPM	2,267.9	1,991.4	1,671.2	2,048.5	498.4	196.9	65.1	250.0	77.1	290.2	48.3	279.6	429.9	10,114.5
AES ANDRES	2,254.8	2,254.8	2,250.2	2,254.8	2,200.4	1,733.3	833.1	934.3	424.1	625.5	330.7	638.2	1,307.6	18,041.8
LOS MINA TG	28.7	-	-	6.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35.1
MANZANILLO 3	9.6	9.6	9.0	9.6	6.1	1.7	1.0	1.4	1.0	1.2	0.7	1.5	4.4	56.8
SEABOARD EDM	604.8	604.8	604.8	604.8	529.5	388.4	433.4	480.6	388.4	456.9	316.5	428.5	481.7	6,323.1
SEABOARD EDN	309.6	308.6	285.6	308.8	202.5	77.0	50.0	69.9	92.8	158.4	57.7	133.1	205.7	2,259.7
SULTANA DEL ESTE	1,242.0	1,242.0	1,242.0	1,242.0	1,242.0	1,189.8	1,090.7	1,145.1	977.0	1,072.8	896.7	983.3	1,115.7	14,681.1
MONTE RIO	807.6	807.6	807.6	807.6	732.6	731.9	633.4	715.5	597.0	634.6	512.0	603.2	680.2	9,070.8
METALDON	250.8	249.8	233.5	250.0	171.9	75.1	42.6	147.5	85.5	144.8	55.8	126.4	173.7	2,007.4
DIESEL LA VEGA	732.0	731.4	708.1	730.3	538.6	285.0	140.9	485.1	288.9	447.3	204.4	417.3	521.9	6,231.2
DIESEL PALAMARA	856.8	856.8	847.6	856.7	676.9	447.7	531.7	624.0	474.1	600.7	333.7	560.3	651.0	8,318.0
FALCON	44.1	33.1	23.5	34.3	6.6	-	-	0.7	-	2.8	-	2.1	7.0	154.2
FUTURAS	0.0	2,276.4	4,552.8	4,552.8	10,243.2	13,655.8	16,620.5	17,057.6	20,674.0	21,170.9	24,774.0	25,454.3	26,013.1	187,045.4
VAPOR_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR_2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR_3	-	-	-	-	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	23,900.4
VAPOR_4	-	-	-	-	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	23,900.4
VAPOR_5	-	-	-	-	-	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	24,278.4
VAPOR_6	-	-	-	-	-	-	3,034.8	3,034.8	6,450.0	6,450.0	6,450.0	6,450.0	6,450.0	38,319.6
CG CARB_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CG CARB_2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,607.2	3,607.2	3,607.2	10,821.6
CCGN-01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN-02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MOTOR-01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PPS	-	2,276.4	2,276.4	2,276.4	2,655.6	2,654.2	2,584.3	3,021.2	2,859.1	3,340.2	3,065.4	3,654.7	3,753.8	34,417.7
PPV	-	-	2,276.4	2,276.4	2,276.4	2,655.6	2,655.4	2,655.6	3,018.9	3,034.7	3,305.4	3,396.4	3,856.1	31,407.3
TOTAL TERMICAS	13,900.8	14,974.7	16,320.3	17,482.0	19,363.9	20,779.3	22,374.8	23,899.3	25,990.3	27,582.0	29,392.3	31,600.4	33,761.0	297,421.1
TOTAL OFERTA	15536.8	17039.7	18318.4	19731.5	21348.9	22821.8	24426.6	26084.4	28011.6	29815.6	31428.8	33734.4	35969.0	324,267.5
DEMANDA	15792.0	17127.0	18326.0	19917.0	21349.0	22817.0	24422.0	26080.0	28006.0	29809.0	31422.0	33734.0	36216.0	325,017.0
EXC. O DEFICIT (GWh)	(255.2)	(87.3)	(7.6)	(185.5)	(0.1)	4.8	4.6	4.4	5.6	6.6	6.8	0.4	(247.0)	(749.5)
(%)	(1.6)	(0.5)	(0.0)	(0.9)	(0.0)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	(0.7)	0.23%

Fuente PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Gráfico No. 15 : ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA, EVOLUCIÓN ANUAL 2006-2018

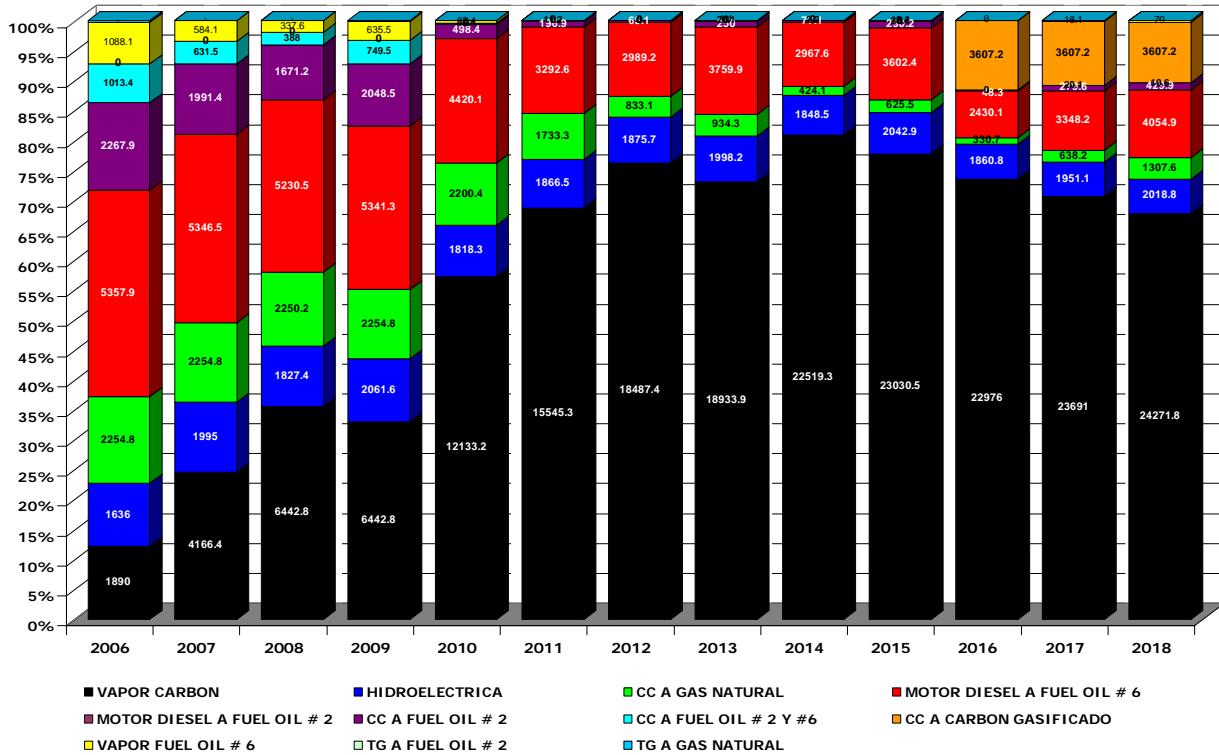
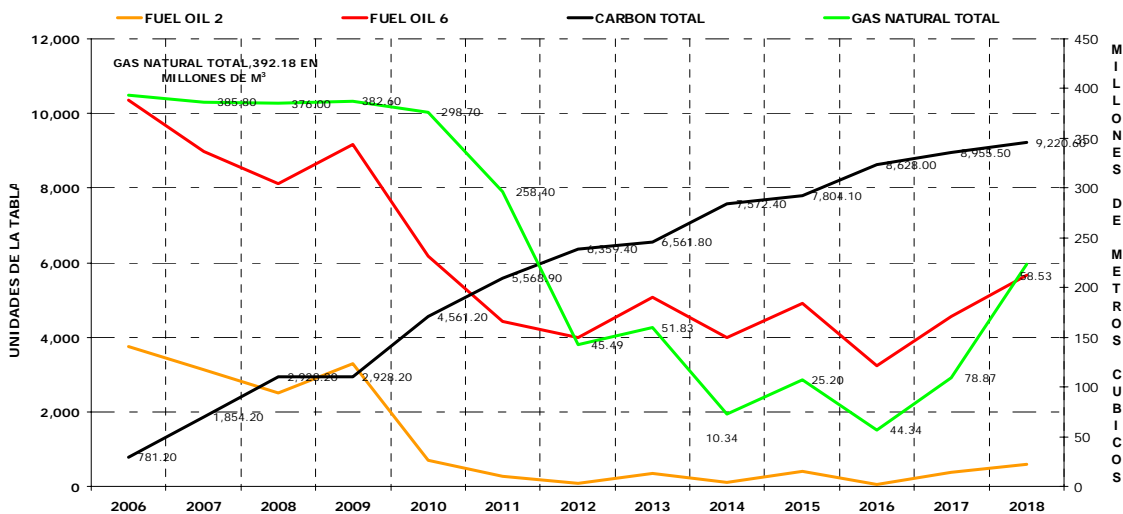


Tabla No. 20: ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, CONSUMO TOTAL DE COMBUSTIBLE

COMBUSTIBLE	UNIDAD	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
FUEL OIL 6	MILES DE BBL	10,341.68	8,989.91	8,127.02	9,176.71	6,167.63	4,412.85	3,987.34	5,077.00	3,982.71	4,900.10	3,246.64	4,563.47	5,663.42
FUEL OIL 2	MILES DE BBL	3,760.83	3,114.91	2,511.35	3,282.51	698.79	270.98	86.90	348.29	104.57	401.93	64.47	387.71	581.44
GAS NATURAL TOTAL	MILLONES DE M ³	393.84	385.80	385.00	387.58	376.50	296.50	142.50	159.90	72.56	107.00	56.58	109.20	223.70
CARBON TOTAL	MILES DE TON	781.20	1,854.20	2,928.20	2,928.20	4,561.20	5,568.90	6,359.40	6,561.80	7,572.40	7,804.10	8,628.00	8,955.50	9,226.60

Gráfico No. 16 : ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, CONSUMO DE COMBUSTIBLE



Comisión Nacional de Energía de la República Dominicana

GERENCIA ELÉCTRICA

ABRIL 2005

Gustavo Mejía Ricart #73 esq. Agustín Lara, Ens. Serrallés, Edificio de la CREP 3er. Piso. Santo Domingo, República Dominicana
 Tel. (809) 732-2000/10, Fax: (809) 547-2073. E-Mail: gerencia_electrica@cne.gov.do

Fuente
PROCESAMIENTO
DEL
MODELO
SUPER

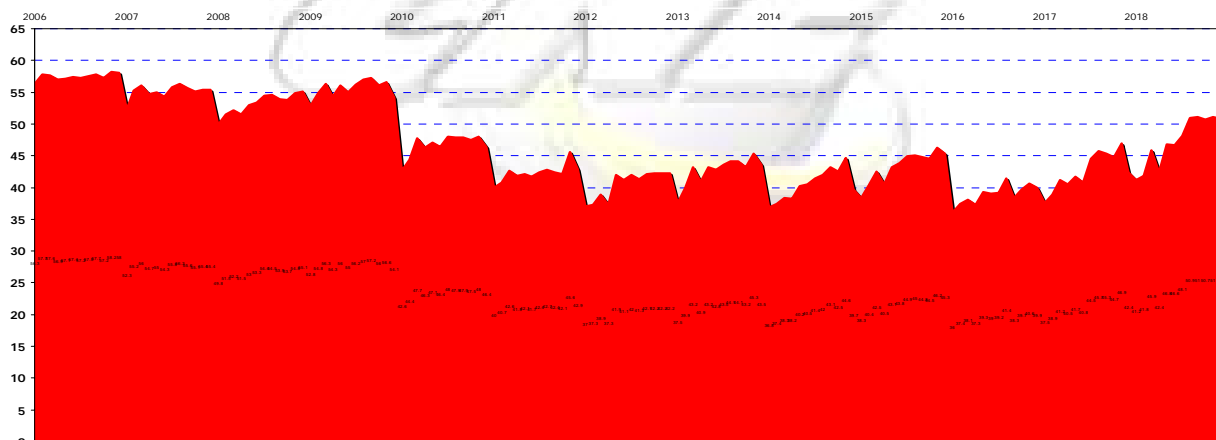


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 21: ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, COSTOS MARGINALES PROMEDIOS (US\$/MWh)

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	56.3	57.7	57.6	56.9	57.1	57.4	57.2	57.5	57.7	57.2	58.2	58.0	57.4
2007	52.3	55.2	56.0	54.7	55.0	54.3	55.8	56.3	55.6	55.1	55.4	55.4	55.1
2008	49.8	51.5	52.2	51.5	53.0	53.3	54.4	54.5	53.9	53.7	54.8	55.1	53.2
2009	52.8	54.8	56.3	54.3	56.0	55.0	56.2	57.0	57.2	56.0	56.6	54.1	55.5
2010	42.6	44.4	47.7	46.3	47.1	46.4	48.0	47.9	47.9	47.5	48.0	46.4	46.7
2011	40.0	40.7	42.6	41.8	42.1	41.7	42.4	42.7	42.4	42.1	45.6	42.9	42.3
2012	37.0	37.3	38.9	37.3	41.9	41.1	42.0	41.3	42.1	42.2	42.2	42.2	40.5
2013	37.5	39.9	43.2	40.9	43.2	42.8	43.5	44.1	44.1	43.2	45.3	43.5	42.6
2014	36.8	37.4	38.3	38.2	40.2	40.5	41.4	42.0	43.1	42.5	44.6	39.7	40.4
2015	38.3	40.4	42.5	40.5	43.1	43.8	44.9	45.0	44.8	44.5	46.2	45.3	43.3
2016	36.0	37.4	38.1	37.3	39.3	39.0	39.2	41.4	38.3	39.7	40.6	39.9	38.9
2017	37.5	38.9	41.2	40.5	41.7	40.8	44.5	45.7	45.3	44.7	46.9	42.4	42.5
2018	41.2	41.8	45.9	42.4	46.8	46.6	48.1	50.9	51.0	50.7	51.0	50.8	47.3
Estacional	44	45	47	46	48	47	48	49	49	48	50	48	47.4

Grafico No. 17 : ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, COSTOS MARGINALES PROMEDIOS (US\$/MWh)



Estos valores no son necesariamente iguales de los que actualmente obtiene el sistema debido principalmente a que las hipótesis consideradas son sustancialmente diferentes, tales como: el **SUPER** es un modelo energético que no considera restricciones eléctricas de muy corto plazo, el valor asignado al combustible, los períodos de mantenimiento, etc.

F
u
e
n
t
e

P
R
O
C
E
S
A
M
I
E
N
T
O

D
E
L

M
O
D
E
L
O

S
U
P
E
R

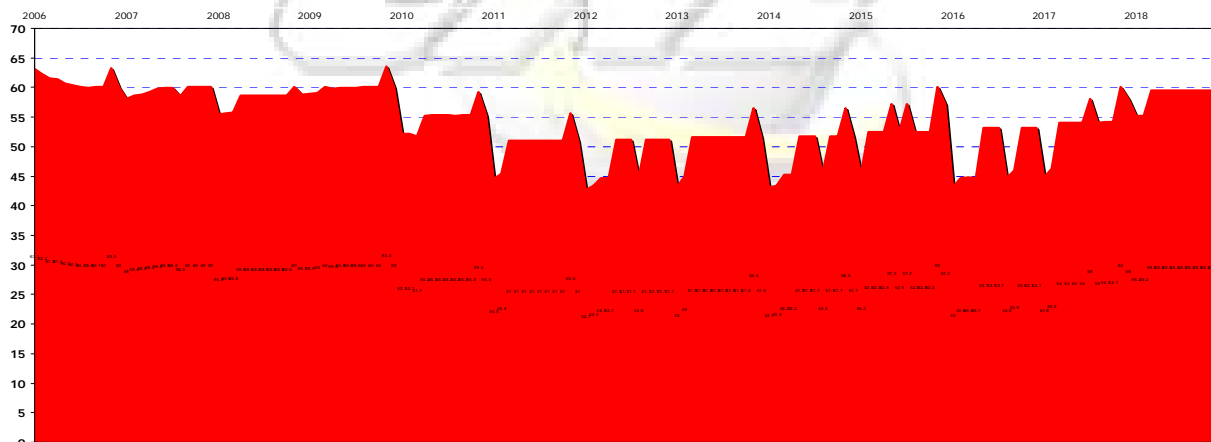


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 22: ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, COSTOS MARGINALES DEL ESCALÓN DE PUNTA (US\$/MWh)

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	63.1	62.2	61.5	61.4	60.7	60.3	60.1	59.9	60.1	60.0	63.3	60.0	61.1
2007	58.0	58.6	58.8	59.2	59.8	59.9	59.9	58.5	60.0	60.0	60.0	60.0	59.4
2008	55.5	55.6	55.8	58.6	58.6	58.6	58.6	58.6	58.6	58.6	60.0	58.7	58
2009	58.9	59.0	60.0	59.8	59.9	59.9	59.9	60.0	60.0	60.0	63.5	60.0	60.1
2010	52.1	52.1	51.7	55.2	55.3	55.3	55.3	55.2	55.3	55.3	59.2	55.3	54.8
2011	44.5	45.4	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	55.6	51.0	50.4
2012	42.7	43.4	44.7	44.7	51.1	51.1	51.1	44.6	51.1	51.1	51.1	51.1	48.2
2013	43.0	45.0	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	56.4	51.5	50.7
2014	43.1	43.3	45.2	45.2	51.7	51.7	51.7	45.4	51.7	51.7	56.5	51.7	49.1
2015	45.2	52.5	52.5	52.5	57.2	52.5	57.2	52.5	52.5	52.5	60.0	57.2	53.7
2016	43.0	44.6	44.8	44.7	53.1	53.1	53.1	44.6	45.9	53.1	53.1	53.1	48.9
2017	44.8	46.3	54.0	54.0	54.0	54.0	58.0	54.0	54.1	54.1	60.0	58.0	53.8
2018	55.2	55.2	59.5	59.5	59.5	59.5	59.5	59.5	59.5	59.5	59.5	59.5	58.8
Estacional	51	52	54	54	56	56	56	54	55	56	59	56	54.8

Gráfico No. 18 : ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, COSTOS MARGINALES DEL ESCALÓN DE PUNTA (US\$/MWh)



Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER

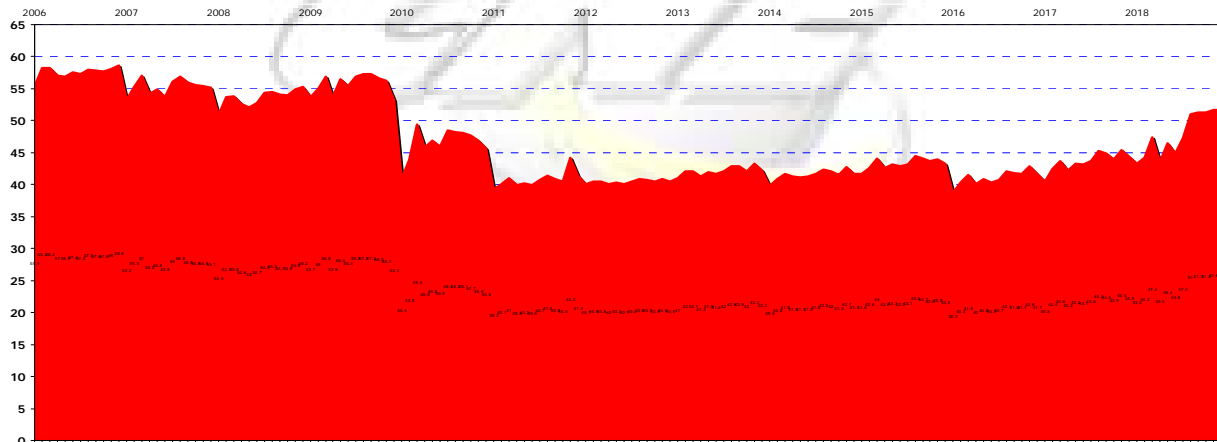


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 23: ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, COSTOS MARGINALES DEL ESCALÓN MEDIO (US\$/MWh)

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	55.4	58.2	58.2	57.0	56.8	57.5	57.2	57.9	57.8	57.6	58.0	58.6	57.5
2007	53.2	55.3	57.0	54.2	54.8	53.6	56.0	56.8	55.9	55.5	55.4	55.1	55.2
2008	50.9	53.7	53.8	52.6	52.0	52.7	54.3	54.5	54.1	53.9	54.9	55.2	53.5
2009	53.7	55.0	56.8	53.6	56.5	55.4	56.9	57.3	57.2	56.6	56.2	53.3	55.7
2010	40.9	43.9	49.4	45.8	46.8	45.9	48.4	48.2	48.1	47.7	46.9	45.6	46.5
2011	39.2	40.1	41.0	39.9	40.2	39.9	40.7	41.4	40.8	40.5	44.2	41.4	40.8
2012	40.1	40.5	40.5	40.0	40.3	40.1	40.4	40.9	40.7	40.5	40.8	40.5	40.4
2013	41.0	42.0	42.1	41.3	41.9	41.6	42.0	42.9	42.9	42.0	43.2	42.2	42.1
2014	39.8	40.8	41.6	41.3	41.1	41.2	41.6	42.3	42.0	41.5	42.7	41.7	41.5
2015	41.6	42.6	44.0	42.6	43.1	42.9	43.1	44.5	44.1	43.6	43.9	43.3	43.3
2016	38.7	40.3	41.5	40.0	40.8	40.3	40.7	42.1	41.8	41.7	42.8	41.7	41.1
2017	40.5	42.4	43.6	42.2	43.2	43.1	43.6	45.2	44.8	43.9	45.4	44.3	43.5
2018	43.2	44.2	47.4	43.5	46.4	44.8	47.3	51.0	51.3	51.2	51.6	51.6	47.8
Estacional	45	47	48	47	47	47	48	49	49	48	49	48	47.6

Grafico No. 19 : ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, COSTOS MARGINALES DEL ESCALÓN MEDIO (US\$/MWh)



F
u
e
n
t
e

P
R
O
C
E
S
A
M
I
E
N
T
O

D
E
L

M
O
D
E
L
O

S
U
P
E
R

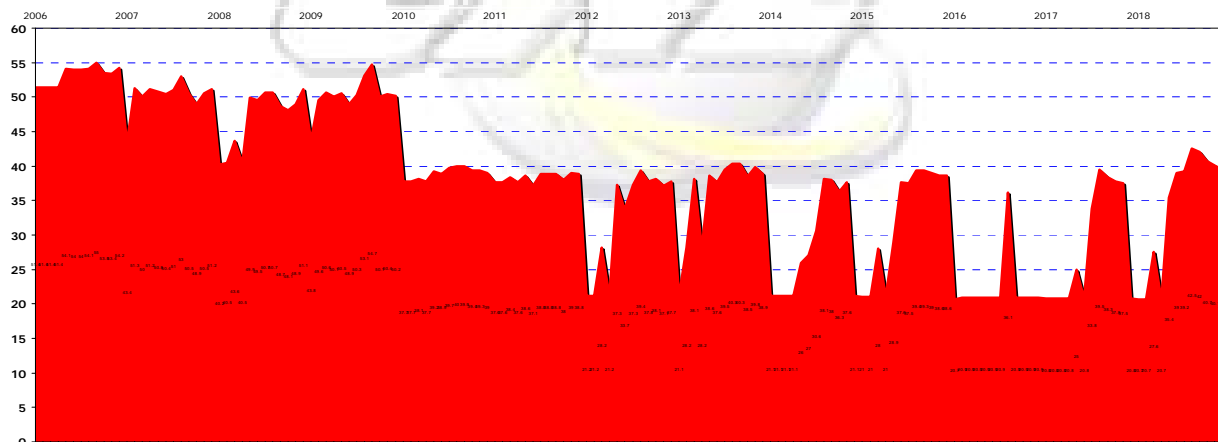


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 24: ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, COSTOS MARGINALES DEL ESCALÓN BASE (US\$/MWh)

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	51.4	51.4	51.4	51.4	54.1	54.0	54.0	54.1	55.0	53.5	53.4	54.2	53.2
2007	43.4	51.3	50.0	51.2	50.8	50.4	51.0	53.0	50.5	48.9	50.5	51.2	50.2
2008	40.2	40.5	43.6	40.5	49.9	49.5	50.7	50.7	48.7	48.1	48.9	51.1	47
2009	43.8	49.6	50.6	50.1	50.5	48.9	50.3	53.1	54.7	50.1	50.4	50.2	50.3
2010	37.7	37.7	38.1	37.7	39.2	38.9	39.7	40.0	39.9	39.4	39.3	39.0	38.9
2011	37.6	37.6	38.4	37.6	38.6	37.1	38.8	38.8	38.8	38.0	39.0	38.8	38.3
2012	21.2	21.2	28.2	21.2	37.3	33.7	37.3	39.4	37.8	38.1	37.1	37.7	32.8
2013	21.1	28.2	38.1	28.2	38.6	37.6	39.5	40.3	40.3	38.5	39.8	38.9	36
2014	21.1	21.1	21.1	21.1	26.0	27.0	30.6	38.1	38.0	36.3	37.6	21.1	28.5
2015	21.0	21.0	28.0	21.0	28.9	37.6	37.5	39.4	39.3	39.0	38.6	38.6	32.7
2016	20.7	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	36.1	20.9	20.9	20.9	20.9	22.2
2017	20.8	20.8	20.8	20.8	25.0	20.8	33.8	39.5	38.3	37.8	37.5	20.8	28.3
2018	20.7	20.7	27.6	20.7	35.4	39.0	39.2	42.5	42.0	40.7	40.1	39.5	34.3
Estacional	33	34	37	34	40	40	42	44	43	42	42	40	39.2

Grafico No. 20 : ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, COSTOS MARGINALES DEL ESCALÓN BASE (US\$/MWh)



F
u
e
n
t
e

P
R
O
C
E
S
A
M
I
E
N
T
O

D
E
L

M
O
D
E
L
O

S
U
P
E
R



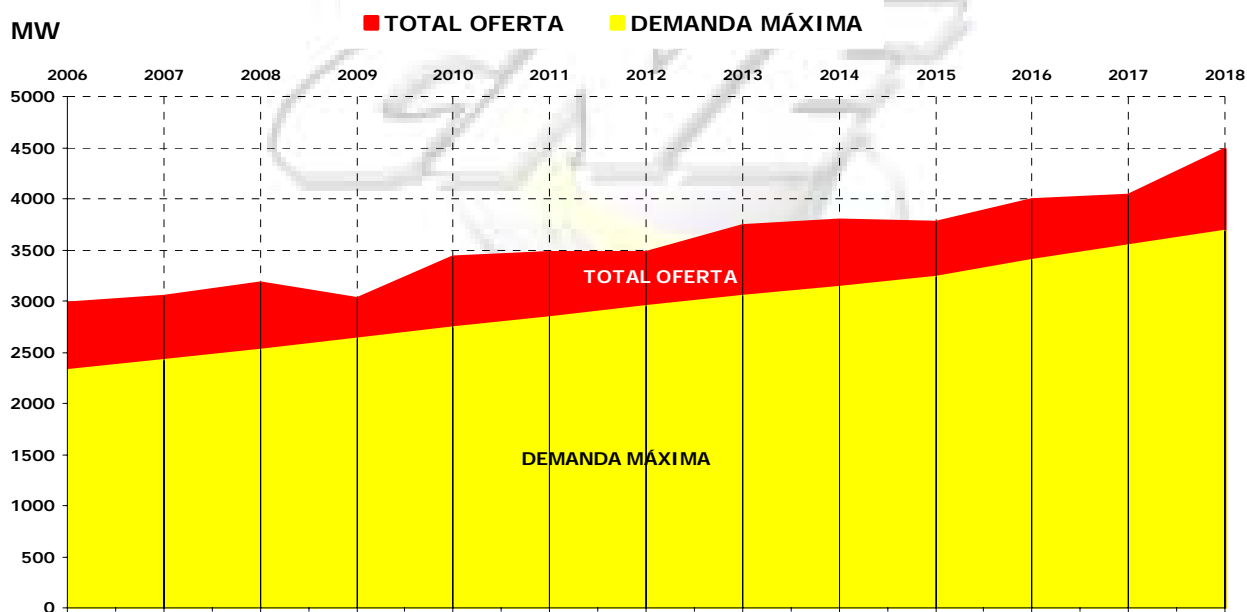
PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

6.2.1.3 ESCENARIO DE DEMANDA BAJO

Tabla No. 25: ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)

NOMBRE DE LA PLANTA	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
PLANTAS HIDROELECTRICAS													
EXISTENTES	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3
FUTURAS	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
TOTAL HIDRO	468.3	468.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3
PLANTAS TÉRMICAS													
EXISTENTES	2511.5	2271.1	2053.3	1906.3	1906.3	1906.3	1906.3	1719.8	1719.8	1645.5	1466.2	1466.2	1466.2
FUTURAS	0.0	300.0	600.0	600.0	1000.0	1050.0	1050.0	1500.0	1550.0	1600.0	2000.0	2050.0	2500.0
TOTAL TÉRMICAS	2511.5	2571.1	2653.3	2506.3	2906.3	2956.3	2956.3	3219.8	3269.8	3245.5	3466.2	3516.2	3966.2
TOTAL DEL SISTEMA													
TOTAL OFERTA	2979.8	3039.4	3171.6	3024.6	3424.6	3474.6	3474.6	3738.1	3788.1	3763.8	3984.5	4034.5	4484.5
DEMANDA MÁXIMA	2316.0	2421.0	2514.0	2626.0	2731.0	2840.0	2947.0	3044.0	3129.0	3233.0	3397.0	3537.0	3684.0
RESERVA O DEFICIT (%)	28.7	25.5	26.2	15.2	25.4	22.3	17.9	22.8	21.1	16.4	17.3	14.1	21.7

Gráfico No. 21 : ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)



F
u
e
n
t
e

P
R
O
C
E
S
A
M
I
E
N
T
O

D
E
L

M
O
D
E
L
O

S
U
P
E
R



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 26: ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, BALANCE DE ENERGÍA ANUAL (GWh)

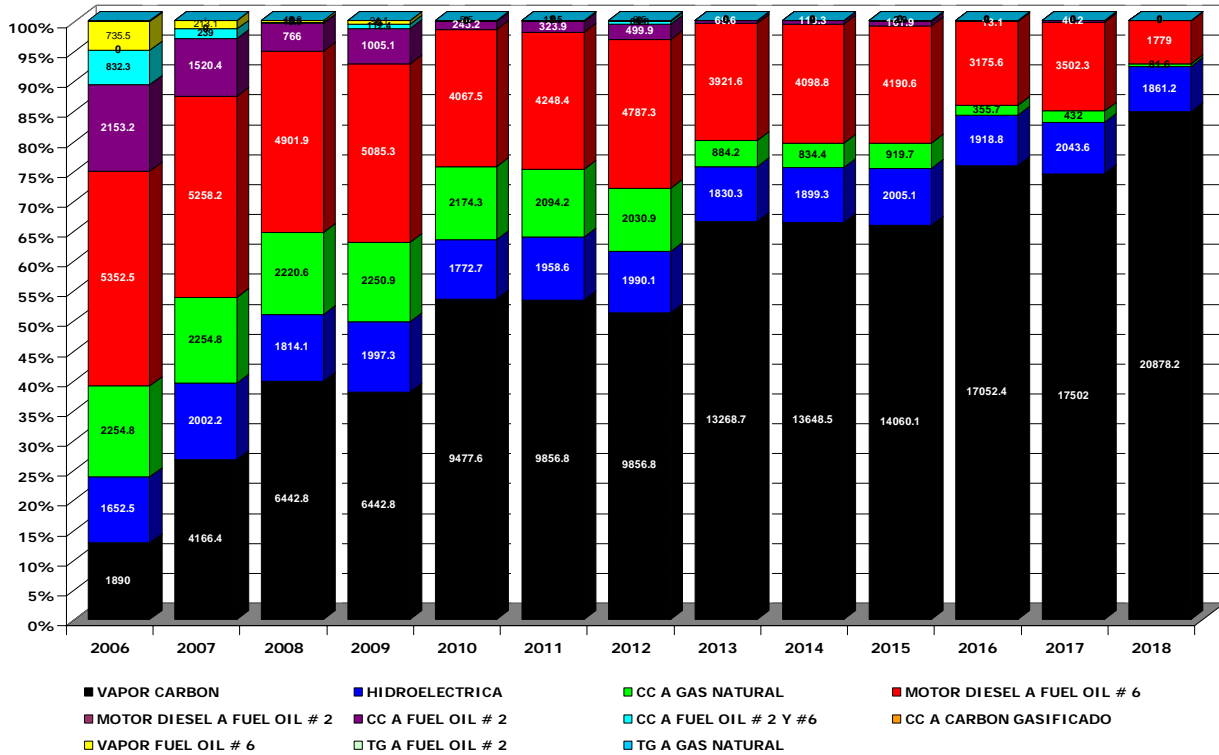
CLASE O ESTACION	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	TOTAL
PLANTAS HIDRÁULICAS														
EXISTENTES	1,652.5	2,002.2	1,814.1	1,997.3	1,772.7	1,958.6	1,990.1	1,830.3	1,899.3	2,005.1	1,918.8	2,043.6	1,861.2	24,745.8
LAS DAMAS	30.0	36.2	33.2	36.0	32.1	35.7	36.2	33.2	34.5	36.7	34.8	36.9	33.8	449.3
JIMENOA	53.0	60.8	57.2	58.9	54.6	60.9	60.1	57.3	58.3	64.6	60.3	61.0	58.2	765.2
SABANETA	42.4	50.9	46.2	50.9	45.1	49.7	51.0	46.6	48.1	51.2	48.3	52.2	47.4	630.0
HATILLO	63.7	77.5	71.1	77.6	68.7	76.4	77.7	70.9	73.9	78.4	74.3	79.4	72.2	961.8
SABANA YEGUA	91.1	110.4	100.6	110.5	98.0	108.4	110.5	101.1	104.9	111.4	105.5	113.2	102.7	1,368.3
VALDESIA	60.7	73.3	67.3	73.7	64.4	71.7	73.8	66.7	69.2	74.2	69.5	75.3	68.3	908.1
TAVERA	216.7	267.0	238.9	268.4	236.6	259.9	265.6	242.4	253.3	263.9	254.2	273.6	245.7	3,286.2
AGUACATE	273.3	327.0	300.1	323.4	287.8	320.6	323.6	299.4	309.4	329.9	315.4	331.5	306.7	4,048.1
JIGUEY	231.6	289.2	253.3	292.4	255.7	278.0	284.8	260.8	271.7	276.1	273.2	297.2	265.7	3,529.7
ANGOSTURA	81.4	99.4	90.7	99.4	87.3	97.3	99.9	90.4	94.2	98.9	94.4	101.7	92.5	1,227.5
RIO BLANCO	91.3	105.8	98.3	101.6	94.5	105.7	102.7	99.2	102.2	110.6	105.7	105.4	99.5	1,322.5
MONCIÓN	228.3	274.5	246.8	273.5	243.9	268.1	273.1	251.9	260.7	277.1	263.5	280.0	254.2	3,395.6
RINCON	12.6	15.4	14.0	15.5	13.7	15.1	15.4	14.0	14.7	15.4	14.8	15.7	14.3	190.6
LOS TOROS	154.7	188.4	172.5	189.0	167.0	185.4	189.3	172.4	179.2	190.3	179.8	193.5	175.6	2,337.1
C. E. MONCIÓN	21.7	26.4	23.9	26.5	23.3	25.7	26.4	24.0	25.0	26.4	25.1	27.0	24.4	325.8
FUTURAS	-	70.9	172.1	181.3	163.8	183.6	183.3	171.3	176.6	189.7	181.0	186.8	175.3	2,035.7
PINALITO	-	70.9	172.1	181.3	163.8	183.6	183.3	171.3	176.6	189.7	181.0	186.8	175.3	2,035.7
TOTAL HIDRÁULICAS	1,652.5	2,073.1	1,986.2	2,178.6	1,936.5	2,142.2	2,173.4	2,001.6	2,075.9	2,194.8	2,099.8	2,230.4	2,036.5	26,781.5
CLASES TÉRMICAS														
EXISTENTES	13,222.4	11,375.5	9,843.6	10,437.8	8,382.5	8,570.0	9,304.4	6,764.6	6,935.8	7,164.0	5,411.5	5,851.1	3,672.1	106,935.3
CEPP	540.5	495.8	381.8	426.0	207.7	247.2	347.0	84.1	84.5	97.6	16.7	63.3	-	2,992.2
VAPOR A FUEL OIL #6	321.9	39.9	-	7.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	368.9
ITABO CARBON	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	20,420.2
HAINA 4	376.1	155.1	42.6	78.9	4.8	-	5.8	-	-	-	-	-	-	663.3
BARAHONA CARBON	319.2	319.2	319.2	319.2	319.2	319.2	319.2	318.4	318.5	318.1	296.3	299.8	240.9	4,026.4
LAESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIESEL MAXON	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SMITH & ENRON	832.3	239.0	15.5	112.4	-	13.5	89.8	-	-	2.9	-	-	-	1,305.4
HAINA TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ITABO TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CESPM	2,153.2	1,520.4	766.0	1,005.1	245.2	323.9	499.9	69.6	113.3	161.9	13.1	46.2	-	6,917.8
AES ANDRES	2,254.8	2,254.8	2,220.6	2,250.9	2,174.3	2,094.2	2,030.9	884.2	834.4	919.7	355.7	432.0	81.6	18,788.1
LOS MINA TG	4.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.1
MANZANILLO 3	9.6	9.0	7.3	8.3	4.4	5.1	6.8	1.4	1.5	1.5	0.4	1.0	-	56.3
SEABOARD EDM	604.8	604.7	604.4	599.5	494.8	509.0	597.6	515.8	525.5	534.9	420.0	448.1	216.7	6,675.8
SEABOARD EDN	308.6	291.8	234.9	270.3	161.5	173.2	215.9	58.3	184.5	196.1	97.9	114.9	40.1	2,348.0
SULTANA DEL ESTE	1,242.0	1,242.0	1,242.0	1,242.0	1,241.6	1,241.9	1,242.0	1,221.9	1,222.8	1,225.8	1,090.4	1,129.3	806.8	15,390.5
MONTE RIO	807.6	807.6	807.6	807.6	713.7	800.0	805.4	746.2	750.8	755.7	625.6	662.2	395.4	9,485.4
METALDON	250.6	240.8	195.9	222.4	145.4	151.6	181.8	154.4	159.6	167.1	90.3	120.6	36.6	2,117.1
DIESEL LA VEGA	732.0	719.4	636.1	673.7	471.3	482.8	555.6	492.2	502.9	518.3	332.7	395.8	112.0	6,624.8
DIESEL PALAMARA	856.8	847.1	791.9	835.5	627.1	637.6	835.2	647.3	666.7	693.6	501.6	567.1	171.4	8,678.9
FALCON	37.5	18.1	7.0	8.1	0.7	-	0.7	-	-	-	-	-	-	72.1
FUTURAS	0.0	2,276.4	4,552.8	4,552.8	7,587.6	7,966.8	7,966.8	11,379.5	11,759.2	12,171.2	15,185.3	15,631.4	19,066.7	120,096.5
VAPOR 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR 3	-	-	-	-	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	23,900.4
VAPOR 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,966.8
VAPOR 5	-	-	-	-	-	-	-	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	18,208.8
VAPOR 6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,414.0
CC CARB 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CC CARB 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN-01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN-02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MOTOR-01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PPS	-	2,276.4	2,276.4	2,276.4	2,276.4	2,655.6	2,655.6	3,033.5	3,034.0	3,446.0	3,392.9	3,839.0	3,514.8	35,056.2
PPV	-	-	2,276.4	2,276.4	2,276.4	2,655.6	2,655.6	2,655.6	3,034.8	3,034.8	3,446.4	3,446.4	3,791.9	31,550.3
TOTAL TÉRMICAS	13,222.4	13,651.9	14,396.4	14,990.6	15,970.1	16,536.8	17,271.2	18,144.1	18,695.0	19,335.2	20,596.8	21,482.5	22,738.8	227,031.8
TOTAL OFERTA	14874.9	15725.0	16382.6	17169.2	17906.6	18679.0	19444.6	20145.7	20770.9	21530.0	22696.6	23712.9	24775.3	253,813.3
DEMANDA	14997.0	15723.0	16379.0	17165.0	17903.0	18675.0	19441.0	20142.0	20767.0	21526.0	22691.0	23709.0	24772.0	253,890.0
EXC. O DÉFICIT (GWh)	(122.1)	2.0	3.6	4.2	3.6	4.0	3.6	3.7	3.9	4.0	5.6	3.9	3.3	(76.7)
(%)	(0.8)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.03%

Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Gráfico No. 22 : ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA, EVOLUCIÓN ANUAL 2006-2018

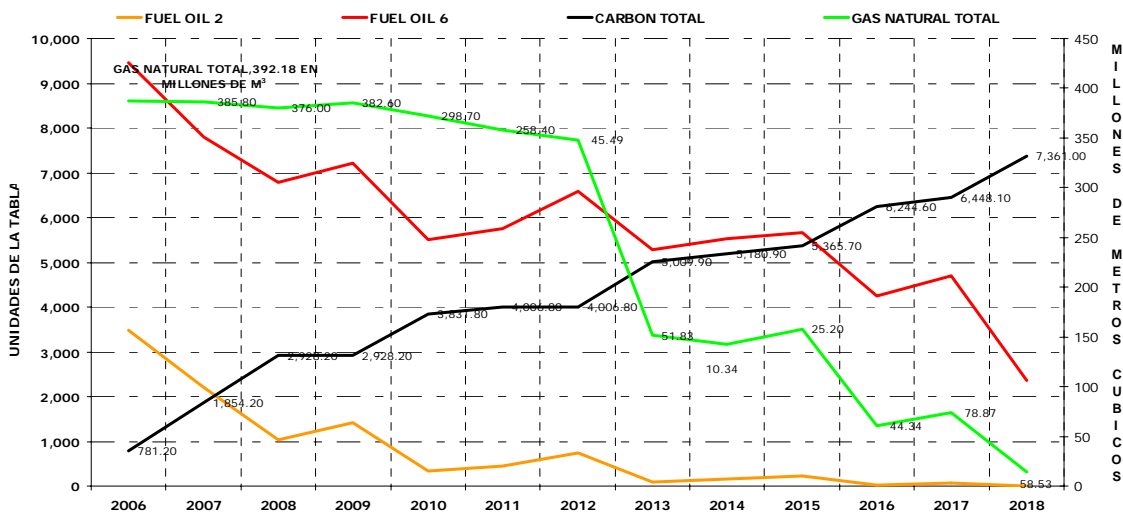


Fuente PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER

Tabla No. 27: ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, CONSUMO TOTAL DE COMBUSTIBLE

COMBUSTIBLE	UNIDAD	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
FUEL OIL 6	MILES DE BBL	9,463.31	7,801.63	6,788.99	7,213.88	5,508.85	5,759.20	6,591.88	5,270.22	5,524.12	5,655.54	4,248.88	4,705.14	2,354.48
FUEL OIL 2	MILES DE BBL	3,476.41	2,202.53	1,033.33	1,422.21	327.32	441.75	732.24	92.77	151.24	218.26	17.48	61.61	0.00
GAS NATURAL TOTAL	MILLONES DE M ³	386.94	385.80	379.90	385.10	372.00	358.30	347.50	151.30	142.70	157.40	60.86	73.92	13.95
CARBON TOTAL	MILES DE TON	781.20	1,854.20	2,928.20	2,928.20	3,831.80	4,006.80	4,006.80	5,009.90	5,180.90	5,365.70	6,244.60	6,448.10	7,361.00

Gráfico No. 23 : ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, CONSUMO DE COMBUSTIBLE



Comisión Nacional de Energía de la República Dominicana

GERENCIA ELÉCTRICA

ABRIL 2005

Gustavo Mejía Ricart #73 esq. Agustín Lara, Ens. Serrallés, Edificio de la CREP 3er. Piso. Santo Domingo, República Dominicana
 Tel. (809) 732-2000/10, Fax: (809) 547-2073. E-Mail: gerencia_electrica@cne.gov.do

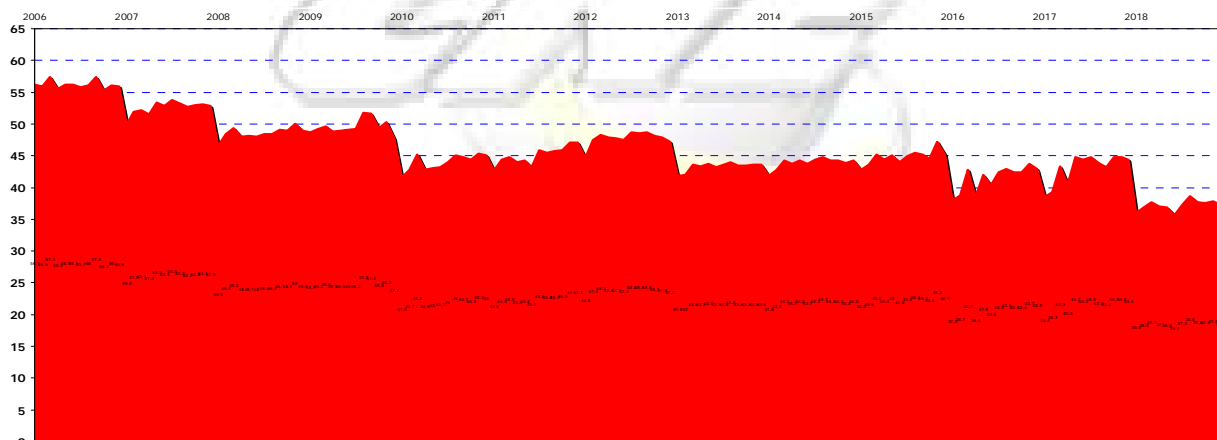


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 28: ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	56.1	55.9	57.3	55.5	56.1	56.1	55.7	56.0	57.3	55.2	56.0	55.9	56.1
2007	49.8	51.9	52.1	51.4	53.3	52.8	53.8	53.2	52.7	52.9	53.1	52.8	52.5
2008	46.5	48.4	49.3	48.0	48.1	48.0	48.4	48.4	49.1	48.9	50.0	48.9	48.5
2009	48.7	49.2	49.6	48.8	48.9	49.0	49.2	51.7	51.6	49.3	50.2	47.7	49.5
2010	41.5	42.7	45.2	42.8	43.0	43.1	44.0	45.0	44.7	44.3	45.3	45.0	43.9
2011	42.6	44.3	44.8	43.9	44.2	43.2	45.8	45.5	45.7	45.9	47.0	47.1	45
2012	44.6	47.4	48.3	47.9	47.7	47.4	48.6	48.5	48.6	48.1	47.9	47.2	47.7
2013	41.8	42.0	43.5	43.3	43.7	43.1	43.6	43.9	43.4	43.4	43.5	43.6	43.3
2014	41.8	42.7	44.2	43.7	44.2	43.7	44.3	44.7	44.2	44.2	43.8	44.2	43.8
2015	42.8	43.6	45.2	44.4	45.0	43.9	44.9	45.4	45.2	44.5	47.2	45.1	44.8
2016	37.9	38.7	42.7	38.4	41.9	40.4	42.4	42.9	42.4	42.4	43.7	42.9	41.4
2017	38.4	39.3	43.3	40.5	44.7	44.4	44.8	43.8	43.2	44.7	44.8	44.4	43.1
2018	35.9	36.8	37.7	37.0	36.8	35.7	37.3	38.6	37.6	37.5	37.8	37.3	37.2
Estacional	45	46	48	46	47	47	47	48	48	47	48	47	47.0

Grafico No. 24 : ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)



Estos valores no son necesariamente iguales de los que actualmente obtiene el sistema debido principalmente a que las hipótesis consideradas son sustancialmente diferentes, tales como: el **SUPER** es un modelo energético que no considera restricciones eléctricas de muy corto plazo, el valor asignado al combustible, los periodos de mantenimiento, etc.

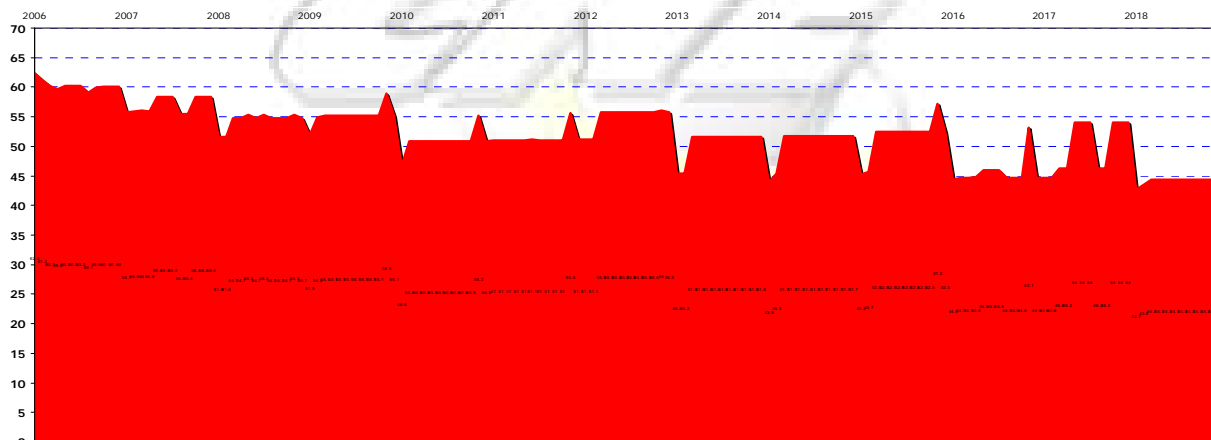


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 29: ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES EN EL ESCALÓN DE PUNTA (US\$/MWh)

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	62.3	61.2	60.2	59.6	60.2	60.2	60.2	59.1	59.9	60.0	60.0	60.0	60.2
2007	55.7	55.9	56.0	55.9	58.4	58.4	58.4	55.5	55.4	58.4	58.4	58.4	57.1
2008	51.6	51.6	54.7	54.7	55.3	54.7	55.3	54.7	54.7	54.7	55.3	54.7	54.3
2009	51.9	54.9	55.1	55.1	55.1	55.1	55.1	55.1	55.1	55.1	58.9	55.1	55.1
2010	46.6	50.8	50.8	50.8	50.8	50.9	50.9	50.8	50.8	50.8	55.2	50.8	50.8
2011	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.1	51.0	51.0	51.0	51.0	55.6	51.1	51.4
2012	51.1	51.1	55.8	55.8	55.8	55.8	55.8	55.8	55.8	55.8	56.0	55.8	55
2013	45.4	45.3	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	50.5
2014	43.9	45.3	51.7	51.7	51.7	51.7	51.7	51.7	51.7	51.7	51.7	51.7	50.6
2015	45.2	45.7	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	57.2	52.5	51.7
2016	44.4	44.7	44.7	44.8	45.9	45.9	45.9	44.7	44.6	44.6	53.1	44.6	45.7
2017	44.6	44.6	46.2	46.2	54.0	54.0	54.0	46.2	46.2	54.0	54.0	54.0	49.9
2018	42.7	43.5	44.3	44.3	44.3	44.3	44.3	44.3	44.3	44.3	44.3	44.3	44.1
Estacional	50	51	53	53	54	54	54	53	53	54	56	54	53.1

Grafico No. 25 : ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES EN EL ESCALÓN DE PUNTA (US\$/MWh)



F
u
e
n
t
e

P
R
O
C
E
S
A
M
I
E
N
T
O

D
E
L

M
O
D
E
L
O

S
U
P
E
R

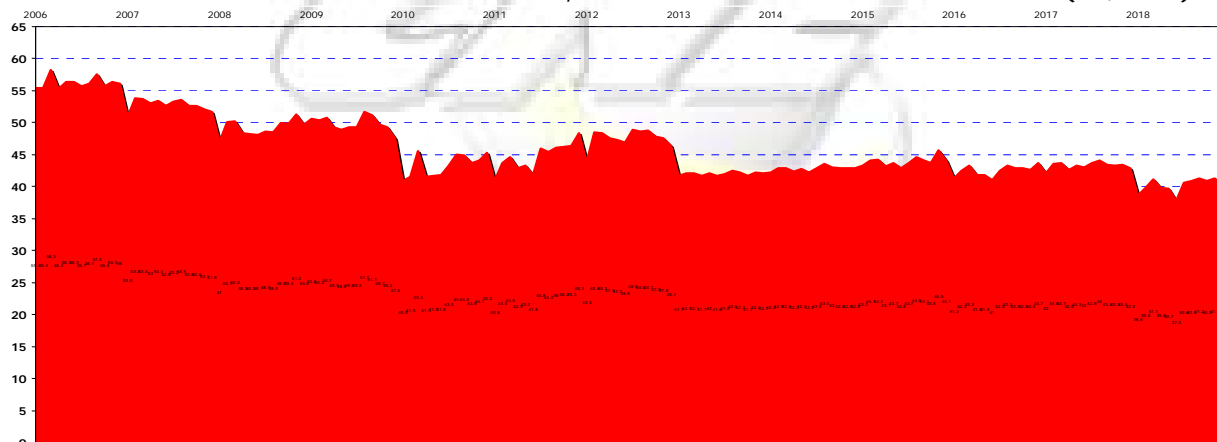


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 30: ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES EN EL ESCALÓN MEDIO (US\$/MWh)

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	55.4	55.4	58.2	55.2	56.3	56.3	55.7	56.1	57.5	55.6	56.3	56.0	56.2
2007	50.8	53.8	53.6	53.0	53.4	52.6	53.2	53.5	52.6	52.6	52.1	51.6	52.8
2008	47.0	50.1	50.2	48.3	48.2	48.1	48.6	48.5	49.9	49.8	51.2	49.6	49.1
2009	50.6	50.3	50.7	49.3	48.9	49.3	49.2	51.7	51.1	49.7	49.2	47.5	49.8
2010	40.8	41.5	45.5	41.5	41.7	41.8	43.3	45.0	44.8	43.6	44.1	45.2	43.2
2011	40.8	43.6	44.6	42.9	43.3	41.8	45.9	45.4	46.0	46.2	46.3	48.3	44.6
2012	43.8	48.4	48.3	47.5	47.3	46.9	48.9	48.6	48.7	47.8	47.5	46.3	47.5
2013	41.7	42.1	42.1	41.7	42.0	41.6	41.9	42.5	42.2	41.7	42.2	42.1	42
2014	42.2	42.9	42.9	42.3	42.7	42.2	42.9	43.5	43.0	42.8	42.9	42.9	42.8
2015	43.3	44.1	44.2	43.1	43.7	42.8	43.7	44.6	44.1	43.6	45.6	44.1	43.9
2016	41.3	42.4	43.3	41.8	41.8	41.0	42.5	43.3	42.9	42.9	42.6	43.7	42.5
2017	42.0	43.5	43.7	42.6	43.3	43.0	43.6	44.0	43.4	43.3	43.4	42.9	43.2
2018	38.6	39.8	41.1	39.8	39.7	37.8	40.6	40.8	41.2	40.9	41.2	40.4	40.2
Estacional	46	47	48	46	47	46	47	48	48	47	48	47	47.1

Grafico No. 26 : ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES EN EL ESCALÓN MEDIO (US\$/MWh)



F
u
e
n
t
e

P
R
O
C
E
S
A
M
I
E
N
T
O

D
E
L

M
O
D
E
L
O

S
U
P
E
R

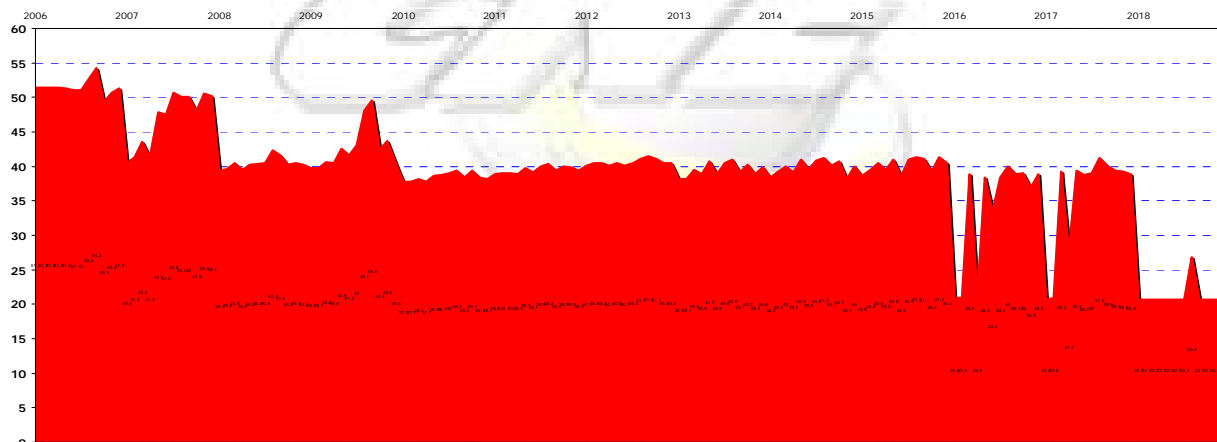


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 31: ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES EN EL ESCALÓN BASE (US\$/MWh)

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	51.4	51.4	51.4	51.4	51.3	51.0	51.0	52.6	54.2	49.3	50.6	51.3	51.4
2007	40.4	41.3	43.5	41.3	47.8	47.5	50.6	50.1	50.0	47.9	50.5	50.2	46.9
2008	39.4	39.6	40.5	39.5	40.2	40.3	40.4	42.3	41.5	40.2	40.5	40.2	40.4
2009	39.7	39.7	40.6	40.4	42.6	41.5	43.0	48.1	49.6	42.4	43.6	40.5	42.7
2010	37.7	37.7	38.1	37.7	38.6	38.7	39.0	39.3	38.3	39.4	38.4	38.1	38.4
2011	38.8	39.0	39.0	38.9	39.7	39.1	39.9	40.3	39.4	39.9	39.8	39.3	39.4
2012	40.1	40.5	40.5	40.1	40.5	40.1	40.5	41.1	41.4	41.1	40.4	40.5	40.6
2013	38.1	38.1	39.5	38.9	40.7	38.9	40.5	40.9	39.1	40.2	38.9	39.8	39.5
2014	38.3	39.2	40.0	39.1	40.9	39.6	40.8	41.2	40.1	40.7	38.1	40.0	39.9
2015	38.6	39.5	40.4	39.5	40.9	38.5	40.9	41.3	41.1	39.2	41.3	40.4	40.2
2016	20.9	20.9	38.9	20.9	38.3	33.4	38.4	40.0	38.9	39.0	36.9	38.9	34
2017	20.8	20.8	39.2	27.7	39.4	38.7	39.0	41.2	39.9	39.3	39.2	38.9	35.5
2018	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	26.8	20.7	20.7	20.7	20.7	21.2
Estacional	38	38	41	38	41	41	42	43	43	41	41	41	40.7

Grafico No. 27 : ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES EN EL ESCALÓN BASE (US\$/MWh)



F
u
e
n
t
e

P
R
O
C
E
S
A
M
I
E
N
T
O

D
E
L

M
O
D
E
L
O

S
U
P
E
R



6.2.2. Caso 1- Disminución del Precio del Carbón en un 10%-

En este caso procedimos a disminuir el precio de este combustible en un 10% para simular el efecto que esto provocaría en un escenario de libre competencia.

A continuación se muestra el cronograma propuesto de instalación de obras para el escenario medio de demanda (el más probable) junto a su respectivo costo.

**Tabla No. 32, CASO 1 EQUIPAMIENTO
DETALLADO Y SUS COSTOS**

AÑO	PLANTAS	MW
2007	PPS	300
2008	PINALITO	50
	PPV	300
2010	PPS_R10	50
	VAPOR_3	350
	VAPOR_4	350
2011	PPV_R10	50
2013	PPS_R13	50
	VAPOR_5	400
2014	PPV_R13	50
2015	PPS_R15	50
	VAPOR_7	450
2016	PPV_R15	50
	VAPOR_1	350
2017	PPS_R17	50
2018	PPV_R17	50

COSTOS DEL CRONOCRAMA	
COSTO INVERSIÓN (10⁶US\$)	2263.67
COSTO OPERACIÓN (10⁶US\$)	4460.10
COSTO TOTAL (10⁶US\$)	6723.77
COSTO INCREMENTAL DE EXPANCIÓN (US\$/MWh)	60.19

A continuación se presentan como resultado de este cronograma: los balances resumidos de potencia y energía, y los costos marginales promedio para todo el periodo de estudio.

Estos valores están referidos a bornes del generador.

F
u
e
n
t
e

P
R
O
C
E
S
A
M
I
E
N
T
O

D
E
L

M
O
D
E
L
O

S
U
P
E
R

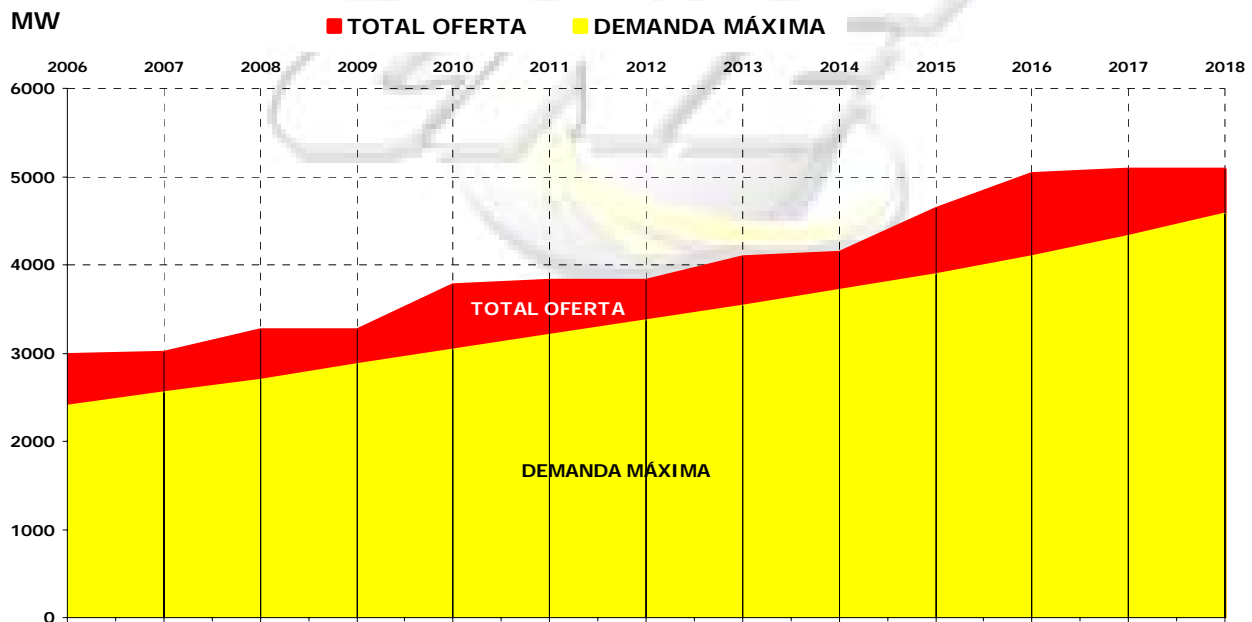


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 33: CASO 1-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-

NOMBRE DE LA PLANTA	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
PLANTAS HIDROELECTRICAS													
EXISTENTES	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3
FUTURAS	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
TOTAL HIDRO	468.3	468.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3
PLANTAS TÉRMICAS													
EXISTENTES	2511.5	2242.1	2142.3	2142.3	1906.3	1906.3	1906.3	1719.8	1719.8	1719.8	1719.8	1719.8	1719.8
FUTURAS	0.0	300.0	600.0	600.0	1350.0	1400.0	1400.0	1850.0	1900.0	2400.0	2800.0	2850.0	2850.0
TOTAL TÉRMICAS	2511.5	2542.1	2742.3	2742.3	3256.3	3306.3	3306.3	3569.8	3619.8	4119.8	4519.8	4569.8	4569.8
TOTAL DEL SISTEMA													
TOTAL OFERTA	2979.8	3010.4	3260.6	3260.6	3774.6	3824.6	3824.6	4088.1	4138.1	4638.1	5038.1	5088.1	5088.1
DEMANDA MÁXIMA	2389.0	2550.0	2682.0	2866.0	3031.0	3198.0	3357.0	3525.0	3703.0	3891.0	4089.0	4324.0	4574.0
RESERVA O DEFICIT (%)	24.7	18.1	21.6	13.8	24.5	19.6	13.9	16.0	11.7	19.2	23.2	17.7	11.2

Gráfico No. 28: CASO 1-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-



Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 34: CASO 1-BALANCE DE ENERGÍA ANUAL (GWh)-

CLASE O ESTACION	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	TOTAL
PLANTAS HIDRAULICAS														
EXISTENTES	1,700.5	1,917.3	1,846.3	2,054.4	1,724.0	1,944.4	1,992.3	1,825.6	1,969.0	1,956.7	1,884.5	1,954.6	1,949.3	24,718.9
LAS DAMAS	30.6	34.8	33.6	37.0	31.4	35.5	36.1	33.1	35.8	35.5	34.3	35.6	35.6	448.9
JIMENOA	55.2	57.4	57.5	59.2	54.7	61.3	59.4	56.4	60.3	59.9	59.6	60.9	60.6	762.4
SABANETA	43.8	48.7	47.0	52.7	44.6	49.4	50.9	46.0	49.9	49.7	47.9	49.7	49.4	629.7
HATILLO	65.1	74.5	71.9	79.8	67.2	75.9	77.6	70.9	76.9	76.0	73.1	76.3	76.1	961.3
SABANA YEGUA	93.8	105.8	102.2	113.9	96.0	107.7	110.4	100.7	109.1	108.1	104.0	108.4	107.8	1,367.9
VALDESIA	61.6	70.6	67.6	76.0	64.1	71.4	73.6	66.2	72.2	71.9	69.1	72.3	72.2	908.8
TAVERA	223.1	254.9	245.4	277.3	226.4	257.4	266.7	243.5	263.4	259.6	247.7	259.2	258.2	3,282.8
AGUACATE	278.5	314.7	301.6	330.4	282.6	318.9	322.9	297.5	320.3	320.4	312.0	320.8	321.7	4,042.3
JIGUEY	242.7	278.9	260.9	304.1	241.9	274.2	288.5	261.5	279.5	281.8	267.5	275.8	272.7	3,530.0
ANGOSTURA	81.9	96.4	91.6	103.0	85.4	96.2	99.6	89.8	97.4	97.3	93.4	96.9	97.4	1,226.3
RIO BLANCO	93.9	99.9	99.5	101.6	92.2	105.7	102.3	99.5	105.8	103.8	102.3	104.0	105.8	1,316.3
MONCION	236.7	259.4	254.4	281.3	237.8	266.2	273.6	250.8	270.7	267.2	256.8	268.5	266.4	3,389.8
RINCON	12.9	14.8	14.2	15.9	13.1	15.0	15.4	14.1	15.3	15.0	14.4	15.0	15.1	190.2
LOS TOROS	158.5	181.3	174.6	194.9	163.9	184.1	188.9	171.7	186.4	184.8	177.7	185.4	184.6	2,336.8
C. E. MONCION	22.2	25.2	24.3	27.3	22.7	25.5	26.4	23.9	26.0	25.7	24.7	25.8	25.7	325.4
FUTURAS	-	67.2	172.7	184.1	161.1	182.6	182.2	169.9	182.4	182.0	178.8	182.7	184.0	2,029.7
PINALITO	-	67.2	172.7	184.1	161.1	182.6	182.2	169.9	182.4	182.0	178.8	182.7	184.0	2,029.7
TOTAL HIDRAULICAS	1,700.5	1,984.5	2,019.0	2,238.5	1,885.1	2,127.0	2,174.5	1,995.5	2,151.4	2,138.7	2,063.3	2,137.3	2,133.3	26,748.6
CLASES TERMICAS														
EXISTENTES	13,550.5	12,281.1	10,901.4	11,916.6	7,740.5	8,283.0	9,338.9	7,296.9	8,014.0	5,614.8	4,324.9	5,347.7	6,577.0	111,187.3
CEPP	543.9	526.7	447.5	504.1	123.6	214.0	333.2	110.6	182.3	73.2	8.8	67.6	101.5	3,237.0
VAPOR A FUEL OIL #6	434.1	165.0	13.9	157.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	770.0
ITABO CARBON	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	20,420.4
HAINA 4	397.2	257.4	123.2	189.9	4.4	-	8.5	-	7.2	-	-	2.3	9.0	999.1
BARAHONA CARBON	319.2	319.2	319.2	319.2	319.2	319.2	319.2	318.7	319.1	291.8	247.4	271.5	289.7	3,972.6
LAESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIESEL MAXON	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SMITH & ENRON	933.0	453.8	161.7	354.1	-	26.4	164.4	12.6	57.1	-	-	-	-	2,163.1
HAINA TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ITABO TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CESPM	2,225.7	1,898.2	1,355.6	1,770.7	200.8	337.3	560.8	229.3	340.2	78.1	13.0	83.5	280.6	9,373.8
AES ANDRES	2,254.8	2,254.8	2,237.0	2,254.6	2,052.8	1,992.0	1,968.6	1,138.0	1,276.9	406.7	247.6	435.9	780.7	19,300.4
LOS MINA TG	19.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.0
MANZANILLO 3	9.6	9.5	8.4	9.0	2.6	4.0	6.5	1.8	3.5	1.0	0.1	1.0	1.6	58.6
SEABOARD EDM	604.8	604.8	604.8	604.5	440.0	459.2	597.9	526.8	554.3	433.7	281.3	400.3	455.9	6,568.3
SEABOARD EDN	309.6	308.3	271.3	292.9	106.3	153.1	211.6	82.4	219.6	101.6	53.0	93.2	172.3	2,375.2
SULTANA DEL ESTE	1,242.0	1,242.0	1,242.0	1,242.0	1,236.9	1,239.9	1,242.0	1,200.5	1,229.8	1,062.5	900.6	971.3	1,078.1	15,129.6
MONTE RIO	807.6	807.6	807.6	807.6	633.4	800.4	806.0	745.3	762.6	617.3	493.7	591.8	635.2	9,316.1
METALDON	250.8	249.4	225.1	243.2	109.6	138.3	177.8	169.8	183.0	101.5	48.5	82.3	145.3	2,124.6
DIESEL LA VEGA	732.0	729.8	673.6	723.3	386.5	437.8	546.1	524.9	569.5	350.9	162.7	287.6	450.9	6,575.6
DIESEL PALAMARA	856.8	856.6	824.8	853.8	552.9	590.4	823.6	665.4	737.4	525.7	297.4	487.9	603.9	8,676.6
FALCON	39.6	27.2	14.9	19.9	0.7	0.2	1.9	-	0.7	-	-	0.7	1.5	107.3
FUTURAS	0.0	2,276.4	4,552.8	4,552.8	10,243.2	10,622.4	10,622.4	14,035.7	14,415.5	18,157.9	20,926.7	21,496.8	22,021.3	153,923.9
VAPOR 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,655.6	2,655.6	2,655.6	7,966.8
VAPOR 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR 3	-	-	-	-	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	23,900.4
VAPOR 4	-	-	-	-	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	23,900.4
VAPOR 5	-	-	-	-	-	-	-	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	18,208.8
VAPOR 6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,414.0	3,414.0	3,414.0	3,414.0	13,656.0
CC CARB 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CC CARB 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN-01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN-02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MOTOR-01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PPS	-	2,276.4	2,276.4	2,276.4	2,655.6	2,655.6	2,655.6	3,034.1	3,034.7	3,363.4	3,138.7	3,654.8	3,749.0	34,770.7
PPV	-	-	2,276.4	2,276.4	2,276.4	2,655.6	2,655.6	2,655.6	3,034.8	3,034.5	3,372.4	3,426.4	3,856.7	31,520.8
TOTAL TERMICAS	13,550.5	14,557.5	15,454.2	16,469.4	17,983.7	18,905.4	19,961.3	21,332.6	22,429.5	23,772.7	25,251.6	26,844.5	28,598.3	265,111.2
TOTAL OFERTA	15,251.0	16,542.0	17,473.2	18,707.9	19,868.8	21,032.4	22,135.8	23,328.1	24,580.9	25,911.4	27,314.9	28,981.8	30,731.6	291,859.8
DEMANDA	15,460.0	16,557.0	17,470.0	18,726.0	19,864.0	21,029.0	22,143.0	23,324.0	24,577.0	25,907.0	27,309.0	28,977.0	30,747.0	292,090.0
EXC. O DEFICIT (GWh)	(209.0)	(15.0)	3.2	(18.1)	4.8	3.4	(7.2)	4.1	3.9	4.4	5.9	4.8	(15.4)	(230.2)
(%)	(1.4)	(0.1)	0.0	(0.1)	0.0	0.0	(0.0)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	(0.1)	0.08%

F u e n t e P R O C E S A M I E N T O D E L M O D E L O S U P E R

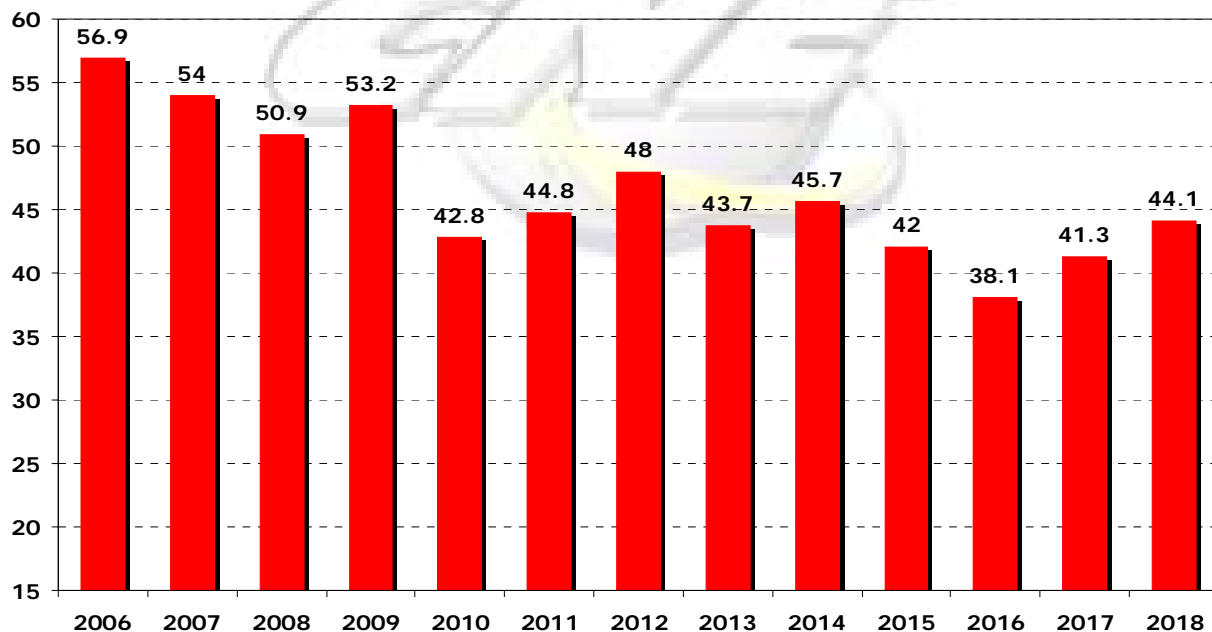


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 35: CASO 1-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	56.3	57.9	57.7	57.1	56.8	55.8	56.4	56.9	57.3	56.1	58.1	56.7	56.9
2007	52.0	53.4	54.4	52.7	54.3	54.6	54.6	54.4	54.3	54.6	54.3	54.6	54
2008	48.7	49.8	50.8	49.6	50.8	49.5	51.4	53.1	51.5	51.9	52.0	52.0	50.9
2009	49.6	51.9	54.0	52.2	53.6	54.4	54.3	54.1	54.3	53.6	53.3	52.4	53.2
2010	41.1	41.6	43.5	41.8	42.9	42.0	42.5	43.1	42.9	42.6	46.4	43.0	42.8
2011	42.5	42.8	45.0	42.9	44.5	43.7	45.6	44.7	45.2	45.2	48.2	47.3	44.8
2012	44.4	47.3	48.4	47.7	48.0	47.3	48.9	48.9	48.7	48.2	49.5	48.0	48
2013	42.1	43.3	43.7	43.2	43.5	43.3	43.7	44.9	44.3	44.1	44.9	43.8	43.7
2014	43.7	44.1	45.5	43.9	45.5	45.2	46.3	46.3	47.0	46.2	47.7	46.3	45.7
2015	38.0	38.4	40.5	38.4	43.5	42.7	43.7	43.0	44.0	43.9	44.0	43.8	42
2016	36.2	37.4	37.8	37.2	37.4	37.2	37.2	41.2	38.9	37.7	40.5	37.8	38.1
2017	37.5	38.1	39.1	38.7	40.9	41.2	42.2	43.4	44.1	43.2	45.9	40.8	41.3
2018	38.9	41.5	41.9	41.3	44.1	44.8	45.7	46.2	46.2	45.4	47.1	46.0	44.1
Estacional	45	46	48	46	48	47	48	49	49	48	49	48	47.6

Gráfico No. 29 : CASO 1-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-



Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER



6.2.3. Caso 2-Disminución del Precio de los Derivados del Petróleo en un 20%-

En este caso procedimos a disminuir el precio de estos combustibles en un 20% para simular el efecto que esto provocaría en un escenario de libre competencia.

A continuación se muestra el cronograma propuesto de instalación de obras para el escenario medio de demanda (el más probable) junto a su respectivo costo.

Tabla No. 36, CASO 2 EQUIPAMIENTO DETALLADO Y SUS COSTOS

AÑO	PLANTAS	MW
2007	PPS	300
2008	PINALITO	50
	PPV	300
2010	PPS_R10	50
	VAPOR_3	350
2011	PPV_R10	50
	VAPOR_4	350
2013	PPS_R13	50
	VAPOR_5	400
2014	PPV_R13	50
	VAPOR_6	400
2015	PPS_R15	50
2016	PPV_R15	50
2017	PPS_R17	50
	VAPOR_7	450
2018	PPV_R17	50

COSTOS DEL CRONOCRAMA	
COSTO INVERSIÓN (10⁶US\$)	2242.98
COSTO OPERACIÓN (10⁶US\$)	4313.83
COSTO TOTAL (10⁶US\$)	6556.81
COSTO INCREMENTAL DE EXPANCIÓN (US\$/MWh)	67.33

A continuación se presentan como resultado de este cronograma: los balances resumidos de potencia y energía, y los costos marginales promedio para todo el periodo de estudio.

Estos valores están referidos a bornes del generador.

F
u
e
n
t
e

P
R
O
C
E
S
A
M
I
E
N
T
O

D
E
L

M
O
D
E
L
O

S
U
P
E
R

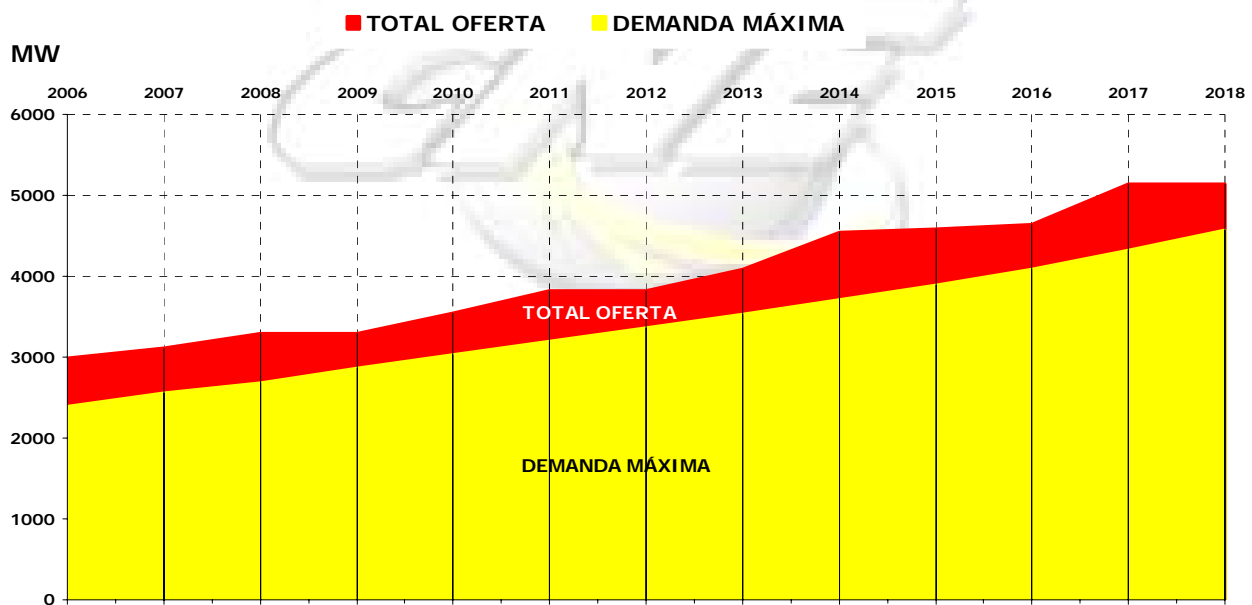


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 37: CASO 2-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-

NOMBRE DE LA PLANTA	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
PLANTAS HIDROELECTRICAS													
EXISTENTES	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3
FUTURAS	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
TOTAL HIDRO	468.3	468.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3
PLANTAS TÉRMICAS													
EXISTENTES	2511.5	2341.3	2171.3	2171.3	2024.3	1906.3	1906.3	1719.8	1719.8	1719.8	1719.8	1719.8	1719.8
FUTURAS	0.0	300.0	600.0	600.0	1000.0	1400.0	1400.0	1850.0	2300.0	2350.0	2400.0	2900.0	2900.0
TOTAL TÉRMICAS	2511.5	2641.3	2771.3	2771.3	3024.3	3306.3	3306.3	3569.8	4019.8	4069.8	4119.8	4619.8	4619.8
TOTAL DEL SISTEMA													
TOTAL OFERTA	2979.8	3109.6	3289.6	3289.6	3542.6	3824.6	3824.6	4088.1	4538.1	4588.1	4638.1	5138.1	5138.1
DEMANDA MÁXIMA	2389.0	2550.0	2682.0	2866.0	3031.0	3198.0	3357.0	3525.0	3703.0	3891.0	4089.0	4324.0	4574.0
RESERVA O DEFICIT (%)	24.7	21.9	22.7	14.8	16.9	19.6	13.9	16.0	22.6	17.9	13.4	18.8	12.3

Gráfico No. 30: CASO 2-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-



F
u
e
n
t
e

P
R
O
C
E
S
A
M
I
E
N
T
O

D
E
L

M
O
D
E
L
O

S
U
P
E
R

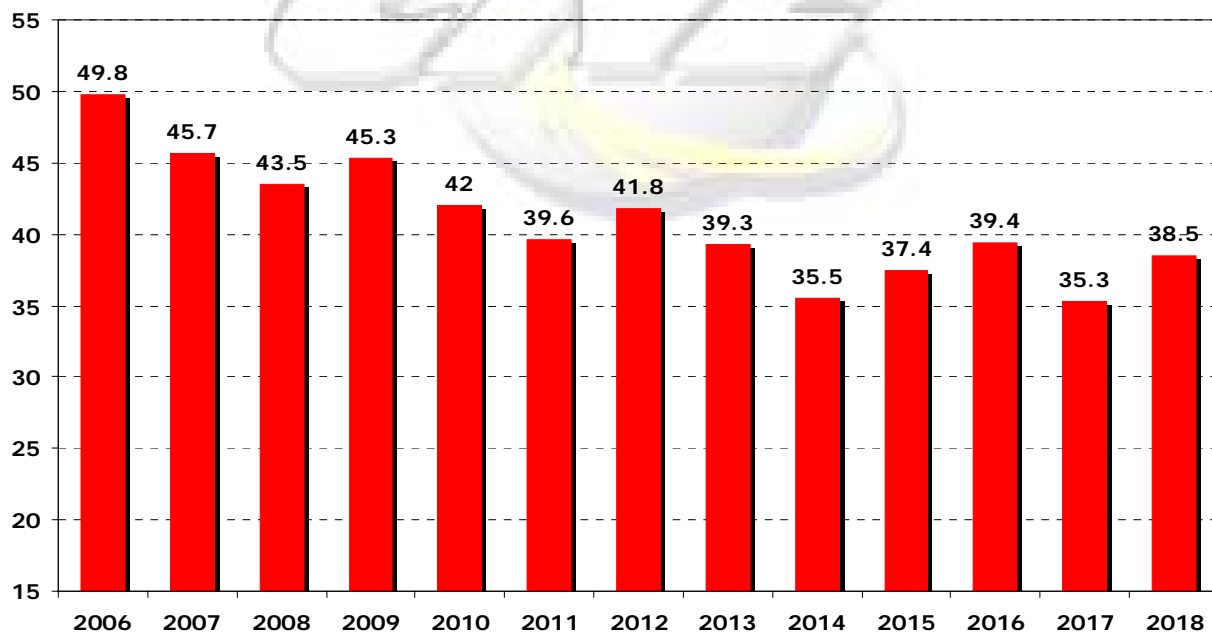


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 39: CASO 2-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	48.2	49.3	49.3	50.1	50.0	49.2	49.5	50.6	50.3	50.1	50.8	50.2	49.8
2007	44.4	45.3	46.1	45.0	45.7	45.0	46.8	45.3	45.7	45.2	48.2	45.5	45.7
2008	42.5	42.8	43.4	42.1	42.8	43.0	43.1	44.8	44.3	43.9	44.3	44.6	43.5
2009	42.5	44.3	45.4	44.5	44.9	45.7	46.2	45.6	45.9	45.3	47.8	45.0	45.3
2010	41.2	41.9	42.4	41.0	42.3	41.3	42.1	42.8	42.3	42.1	42.8	41.8	42
2011	38.4	38.7	39.6	38.3	39.7	38.8	40.7	40.4	40.3	38.7	41.6	40.6	39.6
2012	39.7	40.6	41.5	41.4	41.5	42.1	42.1	42.3	42.7	42.2	43.1	41.6	41.8
2013	36.7	39.5	39.6	39.0	38.7	39.4	39.6	39.9	40.3	39.6	40.7	38.9	39.3
2014	32.2	33.8	34.4	33.9	35.8	35.9	36.1	37.1	36.8	36.1	38.0	35.6	35.5
2015	34.0	34.4	38.4	34.5	37.2	35.8	38.1	39.4	38.4	39.1	40.5	39.3	37.4
2016	34.5	36.1	39.5	38.6	38.8	39.6	40.8	41.2	41.3	40.8	41.7	39.8	39.4
2017	32.3	34.3	35.0	34.2	34.4	34.3	34.5	37.8	37.5	36.3	37.6	35.4	35.3
2018	34.2	34.8	37.1	35.3	38.7	37.9	39.2	40.3	40.6	40.6	42.4	40.0	38.5
Estacional	40	41	42	41	42	41	42	43	43	42	44	42	41.8

Gráfico No. 31 : CASO 2-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-



F U E N T E
P R O C E S A M I E N T O
D E L
M O D E L O
S U P E R



6.2.4. Caso 3- Disminución del Precio del Gas Natural en un 20%-

En este caso procedimos a disminuir el precio de estos combustibles en un 20% para simular el efecto que esto provocaría en un escenario de libre competencia.

A continuación se muestra el cronograma propuesto de instalación de obras para el escenario medio de demanda (el más probable) junto a su respectivo costo.

**Tabla No. 40, CASO 3 EQUIPAMIENTO
DETALLADO Y SUS COSTOS**

AÑO	PLANTAS	MW
2007	PPS	300
2008	PINALITO	50
	PPV	300
2010	PPS_R10	50
	VAPOR_3	350
2011	PPV_R10	50
	VAPOR_4	350
2013	PPS_R13	50
	VAPOR_5	400
2014	PPV_R13	50
	VAPOR_6	400
2015	PPS_R15	50
2016	PPV_R15	50
	VAPOR_7	450
2017	PPS_R17	50
2018	PPV_R17	50

COSTOS DEL CRONOGRAMA	
COSTO INVERSIÓN (10⁶US\$)	2269.38
COSTO OPERACIÓN (10⁶US\$)	4502.18
COSTO TOTAL (10⁶US\$)	6771.56
COSTO INCREMENTAL DE EXPANCIÓN (US\$/MWh)	63.72

A continuación se presentan como resultado de este cronograma: los balances resumidos de potencia y energía, y los costos marginales promedio para todo el periodo de estudio.

Estos valores están referidos a bornes del generador.

F
u
e
n
t
e

P
R
O
C
E
S
A
M
I
E
N
T
O

D
E
L

M
O
D
E
L
O

S
U
P
E
R

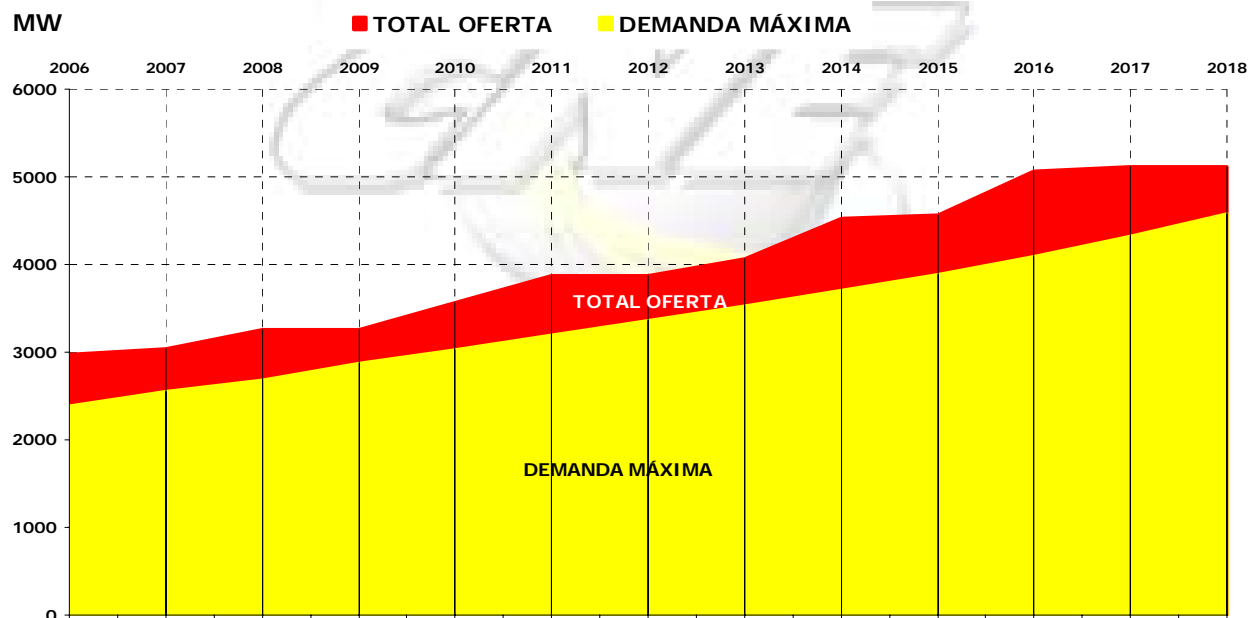


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 41: CASO 3-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-

NOMBRE DE LA PLANTA	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
PLANTAS HIDROELECTRICAS													
EXISTENTES	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3
FUTURAS	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
TOTAL HIDRO	468.3	468.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3
PLANTAS TÉRMICAS													
EXISTENTES	2511.5	2271.1	2142.3	2142.3	2049.6	1955.8	1955.8	1702.2	1702.2	1702.2	1702.2	1702.2	1702.2
FUTURAS	0.0	300.0	600.0	600.0	1000.0	1400.0	1400.0	1850.0	2300.0	2350.0	2850.0	2900.0	2900.0
TOTAL TÉRMICAS	2511.5	2571.1	2742.3	2742.3	3049.6	3355.8	3355.8	3552.2	4002.2	4052.2	4552.2	4602.2	4602.2
TOTAL DEL SISTEMA													
TOTAL OFERTA	2979.8	3039.4	3260.6	3260.6	3567.9	3874.1	3874.1	4070.5	4520.5	4570.5	5070.5	5120.5	5120.5
DEMANDA MÁXIMA	2389.0	2550.0	2682.0	2866.0	3031.0	3198.0	3357.0	3525.0	3703.0	3891.0	4089.0	4324.0	4574.0
RESERVA O DEFICIT (%)	24.7	19.2	21.6	13.8	17.7	21.1	15.4	15.5	22.1	17.5	24.0	18.4	11.9

Gráfico No. 32: CASO 3-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-



Fuente PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 42: CASO 3-BALANCE DE ENERGÍA ANUAL (GWh)-

CLASE O ESTACION	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	TOTAL
PLANTAS HIDRÁULICAS														
EXISTENTES	1,647.7	1,937.7	1,898.5	1,940.5	1,919.9	1,866.1	2,009.0	1,866.5	1,836.9	2,040.4	1,870.2	1,947.9	1,955.8	24,737.1
LAS DAMAS	29.7	35.5	34.6	35.1	34.5	34.0	36.5	33.8	33.4	37.0	34.1	35.5	35.7	449.4
JIMENOJA	52.0	57.0	58.8	55.8	57.1	59.1	61.3	58.0	57.3	62.2	59.1	60.9	60.9	759.5
SABANETA	41.8	48.9	48.4	49.1	49.4	47.8	51.4	47.7	46.7	51.6	47.6	49.5	49.6	629.5
HATILLO	63.3	76.4	74.0	75.8	74.4	72.6	78.3	72.2	71.5	79.1	72.8	76.0	76.3	962.7
SABANA YEGUA	90.6	107.8	105.2	107.5	106.4	103.5	111.4	103.1	101.6	112.4	103.4	108.0	108.2	1,369.1
VALDESIA	59.4	72.7	69.7	72.1	70.9	68.7	74.3	68.3	67.6	74.7	69.0	72.0	72.2	911.6
TAVERA	218.0	259.7	252.7	261.3	257.4	245.5	267.5	247.2	243.5	272.2	245.6	258.2	258.8	3,287.6
AGUACATE	269.1	317.0	309.9	315.0	309.5	306.5	327.3	305.2	301.4	333.7	309.9	320.0	322.6	4,047.1
JIGUEY	236.7	273.0	268.2	283.2	281.9	263.4	287.5	268.4	260.1	292.5	264.0	273.9	275.1	3,527.9
ANGOSTURA	79.8	97.7	94.5	97.3	95.7	92.3	100.3	92.4	90.9	101.3	93.0	96.4	97.6	1,229.2
RIO BLANCO	91.7	102.8	101.9	100.5	95.8	101.1	104.2	99.6	98.5	109.7	101.2	104.5	106.0	1,317.5
MONCION	228.1	263.3	261.2	262.8	264.7	256.2	276.3	256.0	252.5	279.5	254.8	267.6	266.7	3,389.7
RINCON	12.6	15.1	14.6	15.1	14.8	14.3	15.5	14.3	14.1	15.8	14.3	15.0	15.1	190.6
LOS TOROS	153.4	185.1	179.8	184.2	181.9	176.6	190.6	175.8	173.6	191.9	176.9	184.7	185.3	2,339.8
C. E. MONCION	21.5	25.7	25.0	25.7	25.5	24.5	26.6	24.5	24.2	26.8	24.5	25.7	25.7	325.9
FUTURAS	-	64.5	177.4	176.2	173.4	175.3	185.5	173.8	171.8	189.9	177.5	182.5	184.6	2,032.4
PINALITO	-	64.5	177.4	176.2	173.4	175.3	185.5	173.8	171.8	189.9	177.5	182.5	184.6	2,032.4
TOTAL HIDRÁULICAS	1,647.7	2,002.2	2,075.9	2,116.7	2,093.3	2,041.4	2,194.5	2,040.3	2,008.7	2,230.3	2,047.7	2,130.4	2,140.4	26,769.5
CLASES TÉRMICAS														
EXISTENTES	13,804.2	12,281.3	10,844.6	12,060.0	10,186.9	8,368.7	9,330.5	7,252.2	5,230.9	5,876.1	4,024.1	5,035.4	6,222.5	110,517.4
CEPP	542.9	515.6	438.6	490.2	401.8	214.2	328.3	92.0	34.0	76.5	7.6	53.5	81.1	3,276.3
VAPOR A FUEL OIL #6	109.5	8.9	-	10.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	129.1
ITABO CARBON	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.1	1,570.8	1,570.8	20,419.7
HAINA 4	250.9	92.5	12.5	91.2	8.3	-	8.5	-	-	-	-	-	-	463.9
BARAHONA CARBON	319.2	319.2	319.2	319.2	319.2	319.2	319.2	318.8	286.1	297.0	243.8	258.3	286.4	3,924.8
LAESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIESEL MAXON	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SMITH & ENRON	390.6	121.3	8.6	126.2	8.7	-	164.4	-	-	-	-	-	-	819.8
HAINA TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ITABO TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CESPM	2,208.4	1,841.3	1,323.7	1,756.8	931.2	344.1	537.9	224.7	19.8	120.2	7.7	50.8	233.9	9,600.5
AES ANDRES	2,254.8	2,254.8	2,254.8	2,254.8	2,254.6	2,236.4	2,251.8	2,138.3	1,764.7	1,887.7	1,368.3	1,645.9	1,810.6	26,377.5
LOS MINA TG	1,316.2	759.8	261.7	681.9	238.9	26.6	11.7	12.6	-	-	-	-	-	3,309.4
MANZANILLO 3	9.6	9.3	8.5	8.9	7.4	4.2	6.5	1.5	0.7	1.0	0.1	0.8	1.2	59.7
SEABOARD EDM	604.8	604.7	598.6	604.7	571.7	459.9	537.5	401.9	178.0	233.6	94.2	157.0	295.6	5,342.2
SEABOARD EDN	309.6	302.4	270.9	284.9	238.3	160.9	212.8	66.7	32.2	44.8	4.5	40.2	54.1	2,022.3
SULTANA DEL ESTE	1,242.0	1,242.0	1,241.8	1,242.0	1,236.9	1,132.7	1,205.7	1,005.3	709.3	829.6	394.8	665.2	854.1	13,001.4
MONTE RIO	807.6	807.6	805.2	807.4	792.7	693.5	744.5	589.3	320.3	431.0	157.5	277.5	479.4	7,713.5
METALDON	250.8	245.1	224.5	238.3	197.5	142.9	177.7	80.8	34.1	40.5	5.2	35.1	54.1	1,726.6
DIESEL LA VEGA	732.0	719.8	672.4	713.1	629.4	452.2	547.2	277.0	106.6	121.8	56.3	108.6	187.4	5,323.8
DIESEL PALAMARA	856.8	856.1	831.0	849.8	778.8	611.1	704.1	472.5	174.3	221.6	114.0	171.7	313.8	6,955.6
FALCON	27.7	10.1	1.8	9.1	0.7	-	1.9	-	-	-	-	-	-	51.3
FUTURAS	0.0	2,276.4	4,552.8	4,552.8	7,587.6	10,622.4	10,622.4	14,035.9	17,341.5	17,801.3	21,242.6	21,816.1	22,366.7	154,818.5
VAPOR_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR_2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR_3	-	-	-	-	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	23,900.4
VAPOR_4	-	-	-	-	-	2,655.6	2,655.6	-	-	-	-	-	-	21,244.8
VAPOR_5	-	-	-	-	-	-	-	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	18,208.8
VAPOR_6	-	-	-	-	-	-	-	-	3,034.8	3,034.8	6,450.0	6,450.0	6,450.0	25,419.6
CC CARB_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CC CARB_2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN-01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN-02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MOTOR-01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PPS	-	2,276.4	2,276.4	2,276.4	2,655.6	2,655.6	2,655.6	3,034.3	2,927.0	3,385.7	3,094.7	3,617.3	3,719.5	34,574.5
PPV	-	-	2,276.4	2,276.4	2,276.4	2,655.6	2,655.6	2,655.6	3,033.7	3,034.8	3,351.9	3,402.8	3,851.2	31,470.4
TOTAL TÉRMICAS	13,804.2	14,557.7	15,397.4	16,612.8	17,774.5	18,991.1	19,952.9	21,288.1	22,572.4	23,677.4	25,266.7	26,851.5	28,589.2	265,335.9
TOTAL OFERTA	15451.9	16559.9	17473.3	18729.5	19867.8	21032.5	22147.4	23328.4	24581.1	25907.7	27314.4	28981.9	30729.6	292,105.4
DEMANDA	15460.0	16557.0	17470.0	18726.0	19864.0	21029.0	22143.0	23324.0	24577.0	25907.0	27309.0	28977.0	30747.0	292,090.0
EXC. O DÉFICIT (GWh)	(8.1)	2.9	3.3	3.5	3.8	3.5	4.4	4.4	4.1	0.7	5.4	4.9	(17.4)	15.4
(%)	(0.1)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	(0.1)	0.01%

F U E N T E P R O C E S A M I E N T O D E L M O D E L O S U P E R

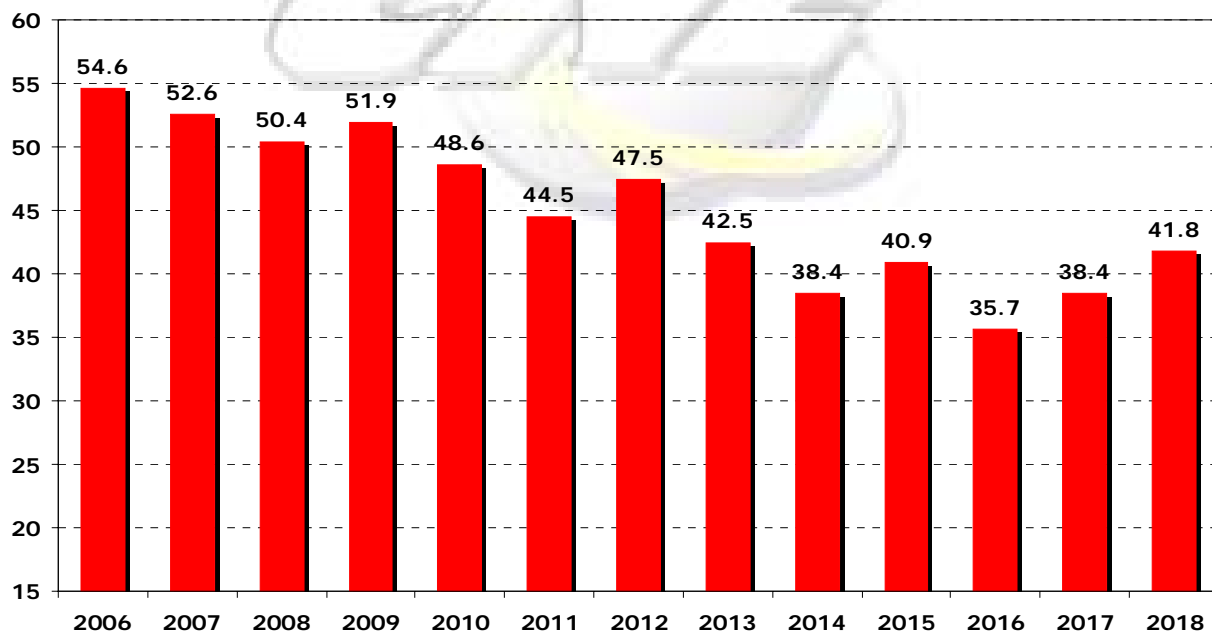


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 43: CASO 3-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	53.8	54.8	55.2	54.1	54.6	54.2	54.9	54.5	54.9	54.7	55.0	54.9	54.6
2007	50.8	51.6	53.1	50.9	52.5	53.6	53.2	53.1	53.2	52.7	53.4	53.3	52.6
2008	46.8	49.8	50.4	48.8	50.5	49.1	51.1	52.7	51.4	51.8	51.2	51.5	50.4
2009	49.2	50.8	52.5	50.2	51.8	53.1	52.3	53.1	51.8	52.3	53.3	51.9	51.9
2010	48.1	48.5	48.7	47.4	49.0	48.0	48.5	49.7	49.4	48.4	49.2	48.1	48.6
2011	41.6	43.1	45.8	42.3	45.3	43.4	44.9	44.5	44.2	44.9	47.9	46.6	44.5
2012	43.8	46.7	47.9	47.1	47.4	46.8	48.7	48.6	48.9	48.0	48.5	47.1	47.5
2013	40.0	41.9	42.8	42.1	42.6	41.8	42.6	43.3	43.2	42.8	44.4	42.1	42.5
2014	35.0	35.7	36.3	35.8	39.5	38.4	41.0	39.8	40.0	39.0	42.0	38.0	38.4
2015	35.8	36.9	42.5	38.6	41.4	40.8	41.9	42.5	42.5	42.1	43.8	42.0	40.9
2016	34.5	34.7	35.5	34.7	35.5	34.8	35.4	36.8	35.6	35.7	38.7	35.7	35.7
2017	34.9	36.1	36.8	36.2	38.5	38.4	38.6	41.0	40.5	39.5	41.4	39.0	38.4
2018	36.4	37.9	40.4	39.5	42.1	42.8	43.0	44.0	43.9	43.5	45.4	41.9	41.8
Estacional	44	45	47	45	47	46	47	48	47	47	48	47	46.4

Gráfico No. 33 : CASO 3-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-



Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER



6.2.5. Caso 4-Incremento del Precio del Carbón en un 10%-

En este caso procedimos a disminuir el precio de estos combustibles en un 20% para simular el efecto que esto provocaría en un escenario de libre competencia.

A continuación se muestra el cronograma propuesto de instalación de obras para el escenario medio de demanda (el más probable) junto a su respectivo costo.

Tabla No. 44, CASO 4 EQUIPAMIENTO DETALLADO Y SUS COSTOS

AÑO	PLANTAS	MW
2007	PPS	300
2008	PINALITO PPV	50 300
2010	PPS_R10 VAPOR_3	50 350
2011	PPV_R10 VAPOR_4	50 350
2013	PPS_R13 VAPOR_6	50 400
2014	PPV_R13	50
2015	PPS_R15 VAPOR_5	50 400
2016	PPV_R15	50
2017	PPS_R17 VAPOR_7	50 450
2018	PPV_R17	50

COSTOS DEL CRONOGRAMA	
COSTO INVERSIÓN (10 ⁶ US\$)	2212.61
COSTO OPERACIÓN (10 ⁶ US\$)	4842.36
COSTO TOTAL (10 ⁶ US\$)	7054.97
COSTO INCREMENTAL DE EXPANCIÓN (US\$/MWh)	66.61

A continuación se presentan como resultado de este cronograma: los balances resumidos de potencia y energía, y los costos marginales promedio para todo el periodo de estudio.

Estos valores están referidos a bornes del generador.

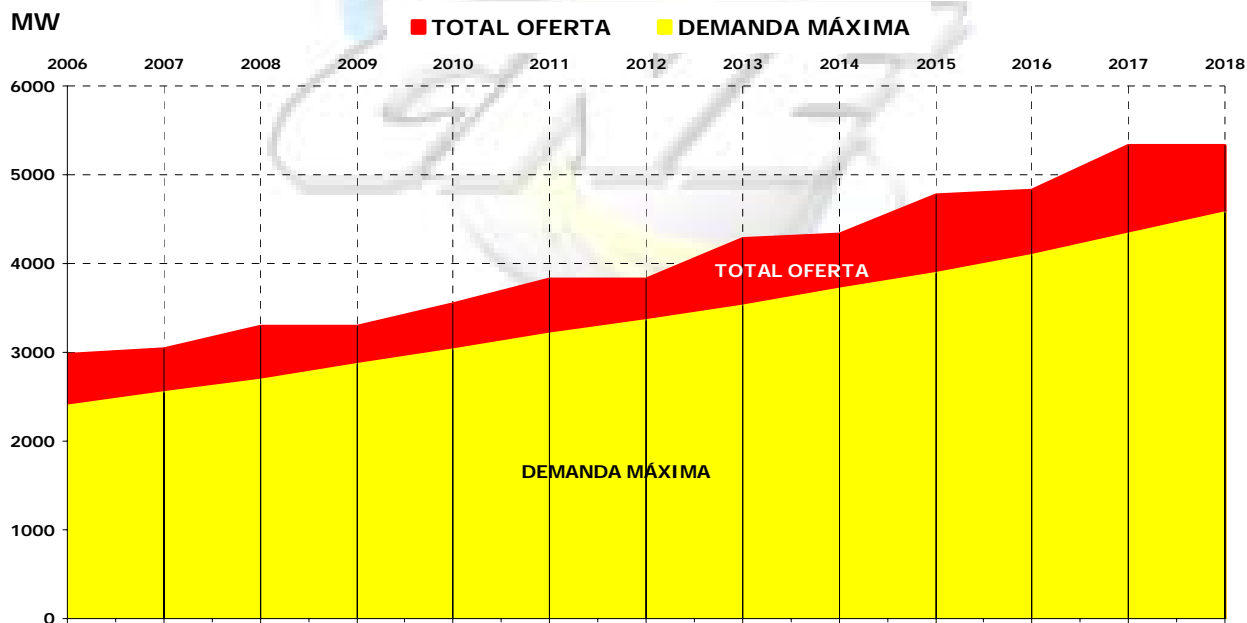


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 45: CASO 4-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-

NOMBRE DE LA PLANTA	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
PLANTAS HIDROELECTRICAS													
EXISTENTES	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3
FUTURAS	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
TOTAL HIDRO	468.3	468.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3
PLANTAS TÉRMICAS													
EXISTENTES	2511.5	2271.1	2171.3	2171.3	2024.3	1906.3	1906.3	1906.3	1906.3	1906.3	1906.3	1906.3	1906.3
FUTURAS	0.0	300.0	600.0	600.0	1000.0	1400.0	1400.0	1850.0	1900.0	2350.0	2400.0	2900.0	2900.0
TOTAL TÉRMICAS	2511.5	2571.1	2771.3	2771.3	3024.3	3306.3	3306.3	3756.3	3806.3	4256.3	4306.3	4806.3	4806.3
TOTAL DEL SISTEMA													
TOTAL OFERTA	2979.8	3039.4	3289.6	3289.6	3542.6	3824.6	3824.6	4274.6	4324.6	4774.6	4824.6	5324.6	5324.6
DEMANDA MÁXIMA	2389.0	2550.0	2682.0	2866.0	3031.0	3198.0	3357.0	3525.0	3703.0	3891.0	4089.0	4324.0	4574.0
RESERVA O DEFICIT (%)	24.7	19.2	22.7	14.8	16.9	19.6	13.9	21.3	16.8	22.7	18.0	23.1	16.4

Gráfico No. 34: CASO 4-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-



Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 46: CASO 4-BALANCE DE ENERGÍA ANUAL (GWh)-

CLASE O ESTACION	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	TOTAL
PLANTAS HIDRÁULICAS														
EXISTENTES	1,700.9	1,918.2	1,840.3	1,974.1	1,905.6	1,863.4	1,991.2	1,832.1	1,946.4	1,907.7	2,025.9	1,887.3	1,952.2	24,745.3
LAS DAMAS	30.6	34.8	33.5	35.8	34.3	33.9	36.0	33.2	35.4	34.8	36.7	34.3	35.6	448.9
JIMENOA	55.2	57.4	57.3	58.1	57.0	59.2	59.1	56.5	60.4	60.6	61.8	59.5	60.6	762.7
SABANETA	43.8	48.7	46.8	50.6	49.0	47.5	50.7	46.2	49.6	48.2	51.1	48.1	49.4	629.7
HATILLO	65.1	74.6	71.6	77.1	73.8	72.4	77.5	71.1	75.9	74.3	78.5	73.3	76.2	961.4
SABANA YEGUA	93.8	105.9	101.9	109.6	105.5	103.1	110.3	101.1	107.9	105.4	111.6	104.5	107.9	1,368.5
VALDESIA	61.6	70.6	67.4	73.6	70.3	68.2	73.5	66.4	71.8	70.2	73.9	69.5	72.2	909.2
TAVERA	223.2	255.0	244.6	264.9	255.0	246.0	267.3	244.5	258.9	251.4	269.7	249.5	258.6	3,288.6
AGUACATE	278.5	314.9	300.6	320.6	307.9	305.6	322.3	298.3	318.0	315.5	332.1	309.9	322.2	4,046.4
JIGUEY	242.8	279.1	260.0	284.8	278.5	263.9	288.1	262.9	274.2	266.5	292.2	266.6	274.1	3,533.7
ANGOSTURA	82.0	96.4	91.1	99.7	94.7	91.7	99.5	90.1	96.6	94.3	100.4	92.8	97.4	1,226.7
RIO BLANCO	93.9	99.9	99.6	99.7	97.1	101.4	102.4	99.7	104.8	105.4	109.3	101.9	105.8	1,320.9
MONCION	236.8	259.5	253.6	269.9	262.4	255.8	274.1	251.7	267.7	261.4	275.9	259.8	266.6	3,395.2
RINGON	12.9	14.8	14.2	15.3	14.7	14.3	15.4	14.2	15.1	14.7	15.6	14.5	15.1	190.8
LOS TOROS	158.5	181.4	173.9	188.1	180.2	176.0	188.6	172.2	184.4	180.0	190.5	178.3	184.8	2,336.9
C. E. MONCION	22.2	25.2	24.2	26.3	25.2	24.4	26.4	24.0	25.7	25.0	26.6	24.8	25.7	325.7
FUTURAS	-	67.2	172.0	180.4	172.9	175.0	181.6	170.4	181.5	181.0	189.0	176.7	184.2	2,031.9
PINALITO	-	67.2	172.0	180.4	172.9	175.0	181.6	170.4	181.5	181.0	189.0	176.7	184.2	2,031.9
TOTAL HIDRÁULICAS	1,700.9	1,985.4	2,012.3	2,154.5	2,078.5	2,038.4	2,172.8	2,002.5	2,127.9	2,088.7	2,214.9	2,064.0	2,136.4	26,777.2
CLASES TÉRMICAS														
EXISTENTES	13,550.3	12,280.2	10,908.1	12,000.6	10,188.0	8,372.2	9,340.3	7,289.8	8,037.2	6,026.2	6,849.0	5,096.2	6,235.3	116,173.4
CEPP	543.9	526.7	446.3	503.2	399.2	224.5	329.6	108.9	184.7	79.6	94.1	54.5	83.4	3,578.6
VAPOR A FUEL OIL #6	434.4	164.9	13.9	160.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	773.5
ITABO CARBON	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	20,420.4
HAINA 4	397.2	257.4	126.0	221.3	77.0	-	8.5	-	7.2	3.2	7.2	-	7.2	1,112.2
BARAHONA CARBON	319.2	319.2	319.2	319.2	319.2	319.2	319.2	318.7	318.9	295.9	299.4	258.2	286.7	4,012.2
LAESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIESEL MAXON	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SMITH & ENRON	932.5	452.8	174.8	379.3	139.7	26.5	164.4	12.6	57.0	-	14.5	-	-	2,354.1
HAINA TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ITABO TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEFRM	2,225.7	1,898.4	1,336.4	1,794.1	961.9	341.8	559.5	229.2	343.8	121.8	271.9	50.8	233.9	10,369.2
AES ANDRES	2,254.8	2,254.8	2,240.8	2,254.6	2,247.0	2,005.8	1,975.7	1,132.2	1,291.0	554.8	787.0	391.9	676.0	20,066.4
LOS MINA TG	19.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.0
MANZANILLO 3	9.6	9.5	8.4	9.0	7.3	4.2	6.5	1.7	3.4	1.0	1.6	0.8	1.4	64.4
SEABOARD EDM	604.8	604.8	604.8	604.5	572.8	463.4	597.9	526.4	551.3	446.2	482.9	379.8	443.9	6,883.5
SEABOARD EDN	309.6	308.3	271.8	292.0	237.9	158.4	210.4	82.9	223.2	127.7	184.8	78.9	141.0	2,626.9
SULTANA DEL ESTE	1,242.0	1,242.0	1,242.0	1,242.0	1,242.0	1,240.1	1,242.0	1,200.5	1,228.5	1,095.9	1,141.0	952.1	1,040.3	15,350.4
MONTE RIO	807.6	807.6	807.6	807.6	794.1	801.1	805.2	745.4	761.4	634.7	702.5	576.9	620.7	9,672.4
METALDON	250.8	249.4	225.1	242.5	197.0	144.7	177.7	169.5	184.4	122.6	153.7	77.7	133.0	2,328.1
DIESEL LA VEGA	732.0	729.8	674.8	723.0	632.7	459.5	546.4	524.9	570.4	406.4	499.1	261.0	426.5	7,186.5
DIESEL PALAMARA	856.8	856.6	830.0	853.8	781.5	612.0	824.6	666.1	740.5	564.9	637.5	442.8	569.8	9,236.9
FALCON	39.6	27.2	15.4	23.4	7.9	0.2	1.9	-	0.7	0.7	1.0	-	0.7	118.7
FUTURAS	0.0	2,276.4	4,552.8	4,552.8	7,587.6	10,622.4	10,622.4	14,035.7	14,415.5	17,797.3	18,250.7	21,822.4	22,365.8	148,901.8
VAPOR_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR_2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR_3	-	-	-	-	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	23,900.4
VAPOR_4	-	-	-	-	-	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	21,244.8
VAPOR_5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	12,139.2
VAPOR_6	-	-	-	-	-	-	-	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	6,450.0	6,450.0	25,039.2
CC CARB_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CC CARB_2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN-01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN-02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MOTOR-01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PPS	-	2,276.4	2,276.4	2,276.4	2,655.6	2,655.6	2,655.6	3,034.1	3,034.7	3,381.7	3,423.5	3,621.8	3,718.6	35,010.4
PPV	-	-	2,276.4	2,276.4	2,276.4	2,655.6	2,655.6	2,655.6	3,034.8	3,034.8	3,446.4	3,404.6	3,851.2	31,567.8
TOTAL TÉRMICAS	13,550.3	14,556.6	15,460.9	16,553.4	17,775.6	18,994.6	19,962.7	21,325.5	22,452.7	23,823.5	25,099.7	26,918.6	28,601.1	265,075.2
TOTAL OFERTA	15,251.2	16,542.0	17,473.2	18,707.9	19,854.1	21,033.0	22,135.5	23,328.0	24,580.6	25,912.2	27,314.6	28,982.6	30,737.5	291,852.4
DEMANDA	15,460.0	16,557.0	17,470.0	18,726.0	19,864.0	21,029.0	22,143.0	23,324.0	24,577.0	25,907.0	27,309.0	28,977.0	30,747.0	292,090.0
EXC. O DEFICIT (GWh)	(208.8)	(15.0)	3.2	(18.1)	(9.9)	4.0	(7.5)	4.0	3.6	5.2	5.6	5.6	(9.5)	(237.6)
(%)	(1.4)	(0.1)	0.0	(0.1)	(0.0)	0.0	(0.0)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	(0.0)	0.08%

Fuente PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER

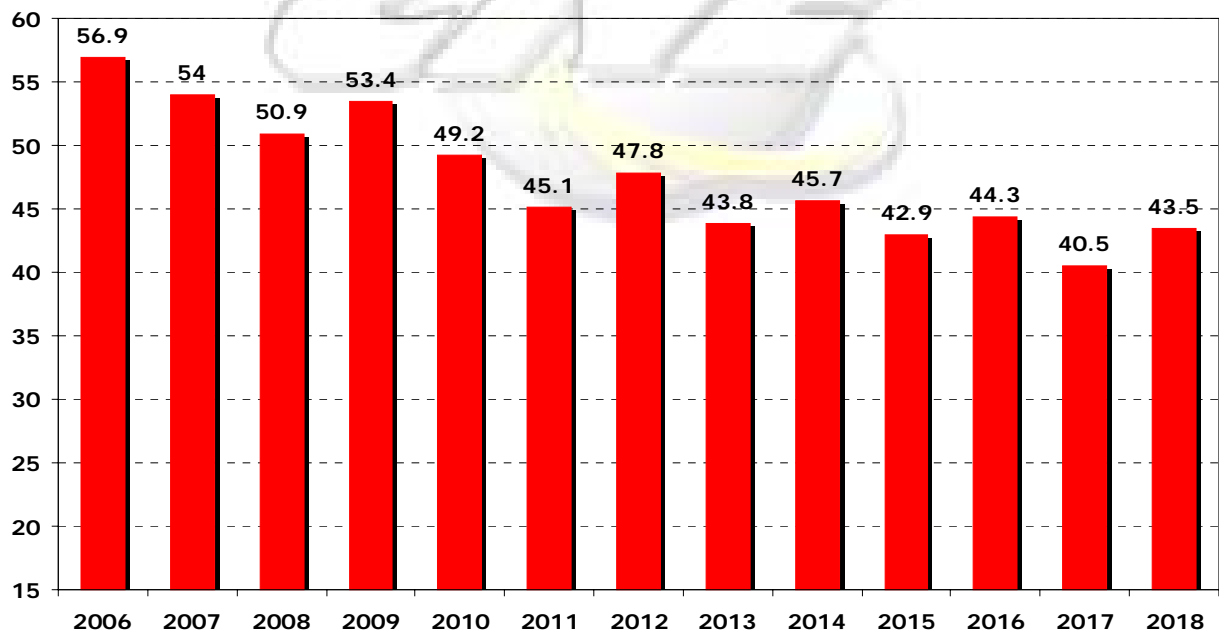


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 47: CASO 4-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	56.3	57.9	57.7	57.1	56.8	55.8	56.4	56.9	57.3	56.1	58.1	56.7	56.9
2007	52.0	53.4	54.4	52.7	54.3	54.6	54.6	54.4	54.3	54.6	54.3	54.6	54
2008	48.7	49.9	50.8	48.9	50.8	49.5	51.4	53.2	51.5	51.9	52.0	52.0	50.9
2009	49.5	51.9	54.0	52.2	53.6	54.4	54.2	54.1	55.0	53.8	54.4	53.5	53.4
2010	48.4	49.2	49.4	48.0	49.6	47.8	49.2	50.4	50.0	49.2	50.1	48.6	49.2
2011	42.7	43.2	45.9	43.1	44.9	43.9	45.9	44.9	45.3	45.4	48.2	47.2	45.1
2012	44.3	47.2	48.2	47.5	47.6	47.0	48.6	48.7	49.2	48.1	49.5	48.0	47.8
2013	42.1	43.3	43.6	43.2	43.5	43.3	43.7	44.9	44.3	44.1	45.0	43.9	43.8
2014	43.7	44.1	45.7	43.9	45.7	45.1	46.1	46.5	47.2	46.2	48.2	46.6	45.7
2015	38.4	39.0	44.4	40.6	43.5	42.8	44.0	44.4	44.3	43.5	45.9	44.2	42.9
2016	39.1	41.8	45.1	42.9	44.3	44.5	45.7	45.9	45.7	45.1	46.4	45.1	44.3
2017	37.4	38.6	39.1	38.4	40.5	40.3	40.5	42.9	42.4	41.7	43.2	41.0	40.5
2018	38.7	39.6	42.0	41.5	43.8	44.6	44.8	45.9	45.6	45.1	46.6	43.3	43.5
Estacional	46	47	49	47	49	48	49	50	50	49	50	49	48.5

Gráfico No. 35 : CASO 4-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-



F U E N T E P R O C E S A M I E N T O D E L M O D E L O S U P E R



6.2.6. Caso 5-Incremento del Precio de los Derivados del Petróleo en un 20%-

En este caso procedimos a disminuir el precio de estos combustibles en un 20% para simular el efecto que esto provocaría en un escenario de libre competencia.

A continuación se muestra el cronograma propuesto de instalación de obras para el escenario medio de demanda (el más probable) junto a su respectivo costo.

Tabla No. 48, CASO 5 EQUIPAMIENTO DETALLADO Y SUS COSTOS

AÑO	PLANTAS	MW
2007	PPS	300
2008	PINALITO	50
	PPS_R10	50
2010	PPS_R13	50
	VAPOR_3	350
2011	PPS_R15	50
	VAPOR_4	350
2013	PPS_R17	50
	VAPOR_5	400
	VAPOR_6	400
2014	PPV	300
2015	PPV_R10	50
	VAPOR_7	450
2016	PPV_R13	50
2017	PPV_R15	50
2018	CC CARB_2.5	450
	PPV_R17	50

COSTOS DEL CRONOGRAMA	
COSTO INVERSIÓN (10 ⁶ US\$)	2564.91
COSTO OPERACIÓN (10 ⁶ US\$)	4624.91
COSTO TOTAL (10 ⁶ US\$)	7189.82
COSTO INCREMENTAL DE EXPANCIÓN (US\$/MWh)	57.24

A continuación se presentan como resultado de este cronograma: los balances resumidos de potencia y energía, y los costos marginales promedio para todo el periodo de estudio.

Estos valores están referidos a bornes del generador.

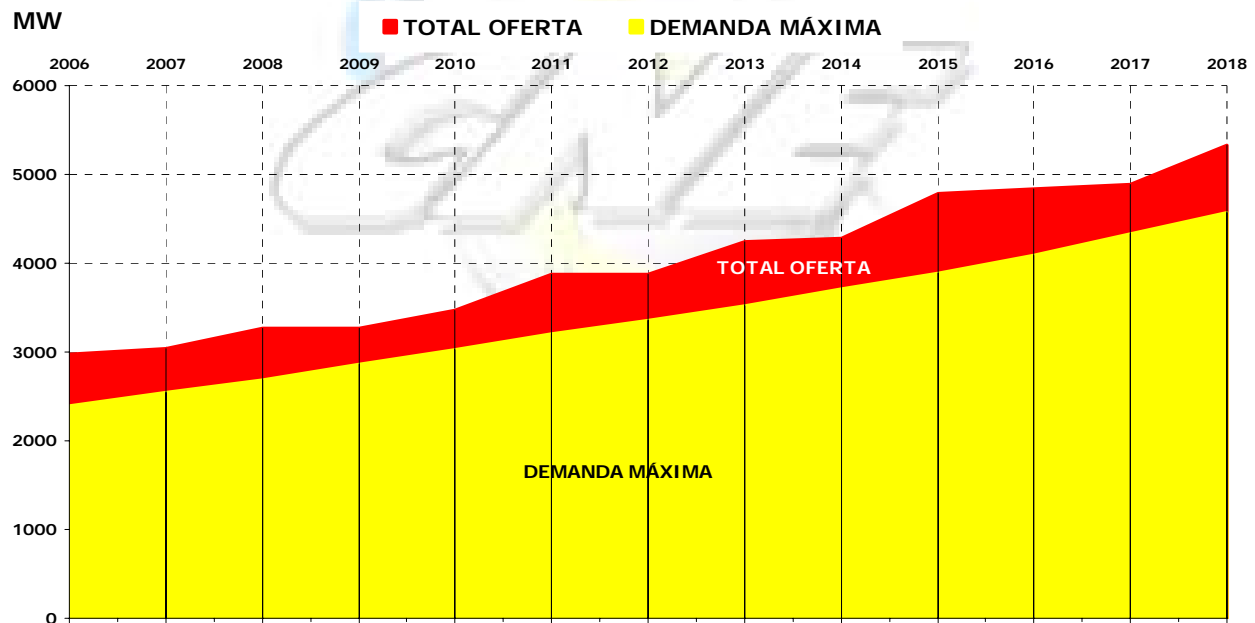


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 49: CASO 5-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-

NOMBRE DE LA PLANTA	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
PLANTAS HIDROELECTRICAS													
EXISTENTES	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3
FUTURAS	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
TOTAL HIDRO	468.3	468.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3
PLANTAS TÉRMICAS													
EXISTENTES	2511.5	2271.1	2142.3	2142.3	1955.8	1949.2	1949.2	1466.2	1466.2	1466.2	1466.2	1466.2	1466.2
FUTURAS	0.0	300.0	600.0	600.0	1000.0	1400.0	1400.0	2250.0	2300.0	2800.0	2850.0	2900.0	3350.0
TOTAL TÉRMICAS	2511.5	2571.1	2742.3	2742.3	2955.8	3349.2	3349.2	3716.2	3766.2	4266.2	4316.2	4366.2	4816.2
TOTAL DEL SISTEMA													
TOTAL OFERTA	2979.8	3039.4	3260.6	3260.6	3474.1	3867.5	3867.5	4234.5	4284.5	4784.5	4834.5	4884.5	5334.5
DEMANDA MÁXIMA	2389.0	2550.0	2682.0	2866.0	3031.0	3198.0	3357.0	3525.0	3703.0	3891.0	4089.0	4324.0	4574.0
RESERVA O DEFICIT (%)	24.7	19.2	21.6	13.8	14.6	20.9	15.2	20.1	15.7	23.0	18.2	13.0	16.6

Gráfico No. 36: CASO 5-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-



Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 50: CASO 5-BALANCE DE ENERGÍA ANUAL (GWh)-

CLASE O ESTACION	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	TOTAL
PLANTAS HIDRÁULICAS														
EXISTENTES	1,669.4	1,914.7	1,898.4	1,952.2	1,907.8	1,866.0	2,091.5	1,705.7	2,001.8	1,844.6	1,969.3	2,041.1	1,898.6	24,761.1
LAS DAMAS	30.0	35.0	34.6	35.5	34.3	34.0	37.8	30.9	36.2	33.6	36.0	37.0	34.4	449.3
JIMENOJA	53.0	56.9	58.8	57.8	56.6	59.2	63.0	54.0	59.4	57.4	61.5	61.7	58.5	757.8
SABANETA	42.3	48.4	48.4	49.6	49.1	47.8	53.7	43.6	51.2	46.8	50.0	51.9	48.4	631.2
HATILLO	63.8	75.3	74.0	76.2	73.8	72.6	81.2	65.8	77.8	71.9	77.0	79.3	73.6	962.3
SABANA YEGUA	91.6	106.5	105.2	108.0	105.6	103.4	115.9	94.1	110.9	102.0	109.0	112.8	104.9	1,369.9
VALDESIA	59.7	71.5	69.7	72.5	70.3	68.7	77.0	62.0	73.8	67.9	72.9	74.9	69.6	910.5
TAVERA	221.2	256.8	252.6	262.1	255.7	245.4	279.2	224.4	268.2	243.4	259.8	271.8	251.7	3,292.3
AGUACATE	272.3	312.6	309.9	318.4	307.7	306.5	338.6	280.1	324.9	304.3	325.8	333.5	311.0	4,045.6
JIGUEY	241.5	269.9	268.1	279.6	281.4	263.5	305.0	244.4	292.7	263.1	277.4	296.9	273.8	3,557.3
ANGOSTURA	80.2	95.8	94.5	98.2	95.1	92.3	104.0	83.9	100.3	91.8	98.7	101.8	94.3	1,230.9
RIO BLANCO	93.0	102.6	101.9	102.0	95.3	101.1	106.7	92.9	101.6	98.7	104.9	105.8	100.6	1,307.1
MONCION	231.6	260.6	261.2	266.2	262.5	256.1	287.6	234.3	272.9	250.7	268.2	278.0	259.1	3,389.0
RINCON	12.7	14.9	14.6	15.3	14.7	14.3	16.1	13.0	15.5	14.2	15.2	15.8	14.6	190.9
LOS TOROS	154.8	182.5	179.9	184.9	180.4	176.6	198.0	160.0	189.9	174.6	187.0	193.0	179.2	2,340.8
C. E. MONCION	21.7	25.4	25.0	25.9	25.3	24.5	27.7	22.3	26.5	24.2	25.9	26.9	24.9	326.2
FUTURAS	-	65.2	177.4	180.0	172.3	175.3	190.7	160.5	183.1	173.7	186.5	188.8	177.0	2,030.5
PINALITO	-	65.2	177.4	180.0	172.3	175.3	190.7	160.5	183.1	173.7	186.5	188.8	177.0	2,030.5
TOTAL HIDRÁULICAS	1,669.4	1,979.9	2,075.8	2,132.2	2,080.1	2,041.3	2,282.2	1,866.2	2,184.9	2,018.3	2,155.8	2,229.9	2,075.6	26,791.6
CLASES TÉRMICAS														
EXISTENTES	13,666.4	12,286.5	10,845.3	12,029.9	10,200.0	8,369.5	9,243.3	4,578.4	5,048.3	3,248.1	3,920.0	4,917.0	3,349.6	101,702.3
CEPP	543.6	515.0	438.4	501.0	402.5	215.7	305.1	9.7	33.6	-	7.6	53.5	7.6	3,033.3
VAPOR A FUEL OIL #6	6.6	0.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.9
ITABO CARBON	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,563.5	1,570.4	1,570.8	1,507.0	20,348.9
HAINA 4	247.3	89.9	93.4	80.6	8.3	-	10.0	-	-	-	-	-	-	529.5
BARAHONA CARBON	319.2	319.2	319.2	319.2	319.2	319.2	319.2	266.0	287.1	227.4	241.8	259.6	217.3	3,733.6
LAESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIESEL MAXON	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SMITH & ENRON	365.7	123.2	10.0	118.4	8.6	-	164.9	-	-	-	-	-	-	790.8
HAINA TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ITABO TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CESPM	2,208.6	1,849.0	1,329.0	1,777.4	942.0	344.9	488.5	3.2	19.8	-	7.7	50.8	5.2	9,026.1
AES ANDRES	2,254.8	2,254.8	2,254.8	2,254.8	2,254.6	2,235.4	2,252.6	1,614.0	1,736.4	996.1	1,302.9	1,653.5	1,054.6	24,119.3
LOS MINA TG	1,309.5	768.4	171.2	642.1	241.1	26.6	12.4	-	-	-	-	-	-	3,171.3
MANZANILLO 3	9.6	9.3	8.4	9.0	7.4	4.3	6.2	0.1	0.7	-	0.1	0.8	0.1	56.0
SEABOARD EDM	604.8	604.7	597.6	602.3	571.7	462.8	536.9	107.7	133.4	64.3	88.5	115.7	84.3	4,574.7
SEABOARD EDN	309.6	302.2	270.4	290.1	238.5	157.5	206.4	7.7	31.1	1.3	4.3	40.2	4.3	1,863.6
SULTANA DEL ESTE	1,242.0	1,242.0	1,241.8	1,242.0	1,236.9	1,128.9	1,205.9	574.2	688.2	233.4	372.3	624.1	231.7	11,263.4
MONTE RIO	807.6	807.6	805.2	806.8	792.8	692.7	745.0	211.4	275.7	116.1	150.8	270.6	121.2	6,603.5
METALDON	250.8	244.9	224.1	240.4	197.6	143.2	174.0	9.0	33.8	3.5	5.1	35.0	3.8	1,565.2
DIESEL LA VEGA	732.0	719.4	671.5	717.7	629.2	453.6	541.5	71.7	102.3	10.6	56.7	102.6	25.1	4,833.9
DIESEL PALAMARA	856.8	855.9	829.1	849.2	778.1	613.9	703.9	132.9	135.4	31.9	111.8	139.8	87.4	6,126.1
FALCON	27.1	9.9	10.4	8.1	0.7	-	-	-	-	-	-	-	-	56.2
FUTURAS	0.0	2,276.4	4,552.8	4,552.8	7,587.6	10,622.4	10,622.4	16,883.4	17,347.5	20,646.1	21,239.4	21,835.2	25,325.9	163,491.9
VAPOR_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR_2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR_3	-	-	-	-	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	23,900.4
VAPOR_4	-	-	-	-	-	2,655.6	2,655.6	-	-	-	-	-	-	21,244.8
VAPOR_5	-	-	-	-	-	-	-	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	18,208.8
VAPOR_6	-	-	-	-	-	-	-	3,034.8	3,034.8	6,450.0	6,450.0	6,450.0	6,450.0	31,869.6
CC CARB_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CC CARB_2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,607.2	3,607.2
CCGN-01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN-02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MOTOR-01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PPS	-	2,276.4	2,276.4	2,276.4	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,855.8	2,932.4	2,967.6	3,091.8	3,633.6	3,310.0	33,587.2
PPV	-	-	2,276.4	2,276.4	2,276.4	2,655.6	2,655.6	2,646.8	3,034.3	2,882.5	3,351.6	3,405.6	3,612.7	31,073.9
TOTAL TÉRMICAS	13,666.4	14,562.9	15,398.1	16,582.7	17,787.6	18,991.9	19,865.7	21,461.8	22,395.8	23,894.2	25,159.4	26,752.2	28,675.5	265,194.2
TOTAL OFERTA	15335.8	16542.8	17473.9	18714.9	19867.7	21033.2	22147.9	23328.0	24580.7	25912.5	27315.2	28982.1	30751.1	291,985.8
DEMANDA	15460.0	16557.0	17470.0	18726.0	19864.0	21029.0	22143.0	23324.0	24577.0	25907.0	27309.0	28977.0	30747.0	292,090.0
Exc. o Déficit (GWh)	(124.2)	(14.2)	3.9	(11.1)	3.7	4.2	4.9	4.0	3.7	5.5	6.2	5.1	4.1	(104.2)
(%)	(0.8)	(0.1)	0.0	(0.1)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.04%

Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER

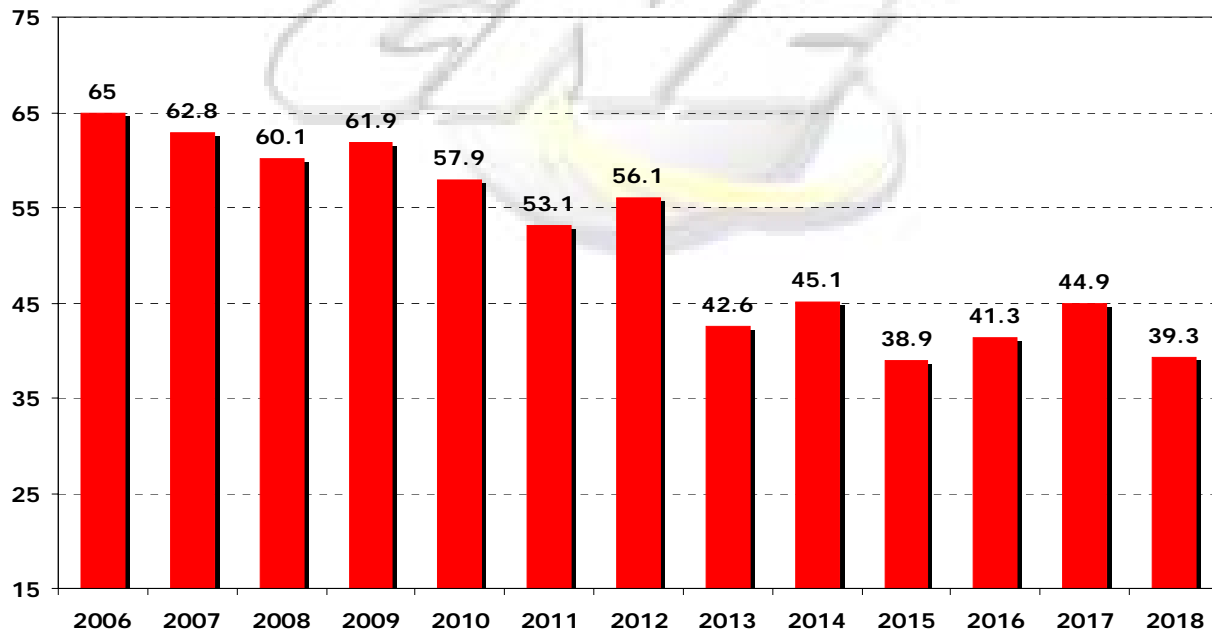


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 51: CASO 5-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	64.1	65.1	65.6	64.5	64.7	64.5	65.3	65.0	65.3	65.2	65.1	65.4	65
2007	60.7	61.7	63.5	60.7	62.5	63.9	63.4	63.3	63.5	62.8	63.6	63.6	62.8
2008	55.7	59.3	60.0	58.1	60.2	58.5	60.9	62.9	61.3	61.8	61.0	61.4	60.1
2009	58.5	60.6	62.7	60.3	61.6	62.7	62.4	62.2	64.0	62.3	63.4	62.2	61.9
2010	57.3	57.9	58.1	56.5	58.4	57.3	57.8	59.3	58.9	57.8	58.6	57.3	57.9
2011	49.5	51.3	54.7	50.3	54.0	51.5	53.6	53.0	52.6	53.5	57.1	55.5	53.1
2012	52.1	55.5	56.9	56.0	56.4	55.6	57.9	57.6	57.6	56.5	56.3	54.5	56.1
2013	39.4	41.5	41.9	40.9	42.8	40.4	42.2	44.9	45.3	45.2	44.8	41.8	42.6
2014	40.3	41.5	41.8	42.0	45.8	46.8	48.5	46.9	47.3	46.9	48.6	43.7	45.1
2015	32.0	39.0	40.1	38.8	37.8	38.6	38.4	40.6	40.5	39.1	41.7	40.2	38.9
2016	38.0	40.4	41.2	40.1	41.3	40.2	41.4	42.7	41.6	41.6	45.2	41.7	41.3
2017	40.8	42.2	42.7	42.5	45.0	45.0	45.2	48.3	48.3	46.7	47.0	45.2	44.9
2018	26.3	38.9	40.6	39.2	39.2	39.0	39.2	41.3	41.3	40.5	44.6	41.2	39.3
Estacional	50	52	54	52	53	53	54	55	55	54	55	54	53.3

Gráfico No. 37: CASO 5-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-



Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER



6.2.7. Caso 6-Incremento del Precio del Gas Natural en un 20%-

En este caso procedimos a disminuir el precio de estos combustibles en un 20% para simular el efecto que esto provocaría en un escenario de libre competencia.

A continuación se muestra el cronograma propuesto de instalación de obras para el escenario medio de demanda (el más probable) junto a su respectivo costo.

**Tabla No. 52, CASO 6 EQUIPAMIENTO
DETALLADO Y SUS COSTOS**

AÑO	PLANTAS	MW
2007	MOTOR-01.1	100
	PPS	300
2008	PINALITO	50
	PPV	300
2010	PPS_R10	50
	VAPOR_3	350
	VAPOR_4	350
2011	PPV_R10	50
2013	PPS_R13	50
	VAPOR_5	400
2014	PPV_R13	50
	VAPOR_6	400
2015	PPS_R15	50
2016	PPV_R15	50
	VAPOR_7	450
2017	PPS_R17	50
2018	PPV_R17	50

COSTOS DEL CRONOCRAMA	
COSTO INVERSIÓN (10⁶US\$)	2382.89
COSTO OPERACIÓN (10⁶US\$)	4565.32
COSTO TOTAL (10⁶US\$)	6948.21
COSTO INCREMENTAL DE EXPANCIÓN (US\$/MWh)	61.97

A continuación se presentan como resultado de este cronograma: los balances resumidos de potencia y energía, y los costos marginales promedio para todo el periodo de estudio.

Estos valores están referidos a bornes del generador.

F
U
E
N
T
E

P
R
O
C
E
S
A
M
I
E
N
T
O

D
E
L

M
O
D
E
L
O

S
U
P
E
R

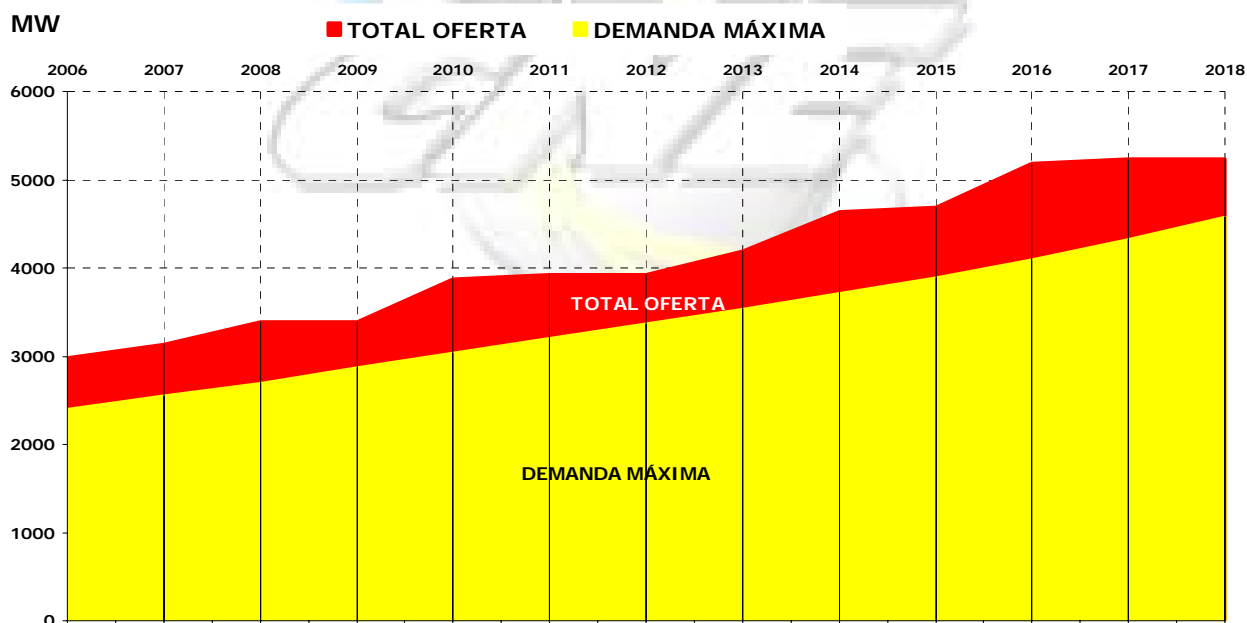


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 53: CASO 6-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-

NOMBRE DE LA PLANTA	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
PLANTAS HIDROELECTRICAS													
EXISTENTES	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3
FUTURAS	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
TOTAL HIDRO	468.3	468.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3
PLANTAS TÉRMICAS													
EXISTENTES	2511.5	2271.1	2171.3	2171.3	1906.3	1906.3	1906.3	1719.8	1719.8	1719.8	1719.8	1719.8	1719.8
FUTURAS	0.0	400.0	700.0	700.0	1450.0	1500.0	1500.0	1950.0	2400.0	2450.0	2950.0	3000.0	3000.0
TOTAL TÉRMICAS	2511.5	2671.1	2871.3	2871.3	3356.3	3406.3	3406.3	3669.8	4119.8	4169.8	4669.8	4719.8	4719.8
TOTAL DEL SISTEMA													
TOTAL OFERTA	2979.8	3139.4	3389.6	3389.6	3874.6	3924.6	3924.6	4188.1	4638.1	4688.1	5188.1	5238.1	5238.1
DEMANDA MÁXIMA	2389.0	2550.0	2682.0	2866.0	3031.0	3198.0	3357.0	3525.0	3703.0	3891.0	4089.0	4324.0	4574.0
RESERVA O DEFICIT (%)	24.7	23.1	26.4	18.3	27.8	22.7	16.9	18.8	25.3	20.5	26.9	21.1	14.5

Gráfico No. 38: CASO 6-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-



Fuente PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 54: CASO 6-BALANCE DE ENERGÍA ANUAL (GWh)-

CLASE O ESTACION	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	TOTAL
PLANTAS HIDRÁULICAS														
EXISTENTES	1,713.9	1,930.4	1,798.1	2,067.8	1,725.5	1,922.6	2,003.0	1,944.8	1,790.5	2,051.7	1,871.3	1,934.5	1,993.4	24,747.5
LAS DAMAS	30.7	35.0	32.9	37.2	31.5	35.3	36.3	35.2	32.6	37.3	34.1	35.3	36.4	449.8
JIMENOJA	54.7	61.0	55.1	61.9	55.8	60.6	61.0	59.6	55.4	62.4	59.4	60.2	62.4	769.5
SABANETA	44.1	49.2	45.7	53.1	44.4	48.9	51.1	49.7	45.6	52.1	47.6	49.1	50.8	631.4
HATILLO	65.4	74.7	70.4	80.0	67.2	75.4	77.9	75.5	69.6	79.9	72.6	75.4	77.8	961.8
SABANA YEGUA	94.3	106.6	99.8	114.3	95.8	106.5	110.9	107.7	99.1	113.5	103.3	107.0	110.4	1,369.2
VALDESIA	61.8	70.6	66.8	76.0	63.9	71.6	73.6	71.4	65.8	75.5	68.7	71.2	73.6	910.5
TAVERA	225.9	254.6	239.4	276.5	225.8	254.3	266.9	258.6	237.2	273.2	245.6	256.1	263.3	3,277.4
AGUACATE	279.8	317.4	294.9	335.2	284.2	317.0	326.0	316.7	293.7	335.9	310.1	318.4	328.4	4,057.7
JIGUEY	248.6	274.4	252.3	302.9	240.9	263.4	288.4	280.5	255.9	294.4	265.4	274.1	280.5	3,521.7
ANGOSTURA	82.8	94.8	90.2	102.8	84.9	96.6	99.5	96.3	89.0	102.3	92.7	96.2	99.4	1,227.5
RIO BLANCO	93.1	105.2	95.6	106.0	93.6	104.6	105.0	102.4	95.4	108.7	101.7	103.9	107.9	1,323.1
MONCION	238.0	265.2	246.1	283.6	238.0	265.6	275.1	266.8	244.5	279.4	254.8	264.1	271.8	3,393.0
RINCON	13.0	14.8	13.9	15.9	13.2	14.9	15.4	15.0	13.8	15.9	14.3	14.9	15.4	190.4
LOS TOROS	159.3	181.6	171.2	195.1	163.6	182.4	189.5	183.8	169.4	194.2	176.5	183.2	189.1	2,338.9
C. E. MONCION	22.4	25.3	23.8	27.3	22.7	25.5	26.4	25.6	23.5	27.0	24.5	25.4	26.2	325.6
FUTURAS	-	70.8	168.2	188.7	162.7	182.3	184.8	179.6	167.5	191.0	177.8	182.0	188.1	2,043.5
PINALITO	-	70.8	168.2	188.7	162.7	182.3	184.8	179.6	167.5	191.0	177.8	182.0	188.1	2,043.5
TOTAL HIDRÁULICAS	1,713.9	2,001.2	1,966.3	2,256.5	1,888.2	2,104.9	2,187.8	2,124.4	1,958.0	2,242.7	2,049.1	2,116.5	2,181.5	26,791.0
CLASES TÉRMICAS														
EXISTENTES	13,545.3	11,444.1	10,118.0	11,078.4	6,903.6	7,471.7	8,501.1	6,347.0	4,568.4	5,125.5	3,436.1	4,397.0	5,482.4	98,418.6
CEPP	544.8	542.1	511.9	536.8	287.0	324.6	406.7	215.4	82.3	87.4	51.5	82.8	148.8	3,822.1
VAPOR A FUEL OIL #6	441.9	57.5	2.2	56.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	557.8
ITABO CARBON	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.4	1,570.8	1,570.8	20,420.0
HAINA 4	402.8	160.9	75.1	106.7	-	-	7.2	-	-	-	-	-	-	759.9
BARAHONA CARBON	319.2	319.2	319.2	319.2	319.2	319.2	319.2	318.8	286.8	296.7	243.6	258.7	286.9	3,925.9
LAESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIESEL MAXON	7.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.7
SMITH & ENRON	935.2	257.0	61.2	218.1	-	8.6	64.4	0.9	-	-	-	-	-	1,545.4
HAINA TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ITABO TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CESPM	2,215.2	1,594.0	950.1	1,391.8	82.8	225.3	390.0	121.1	8.0	301.3	-	19.0	129.7	7,428.3
AES ANDRES	2,253.0	2,110.6	1,833.7	2,062.1	600.3	816.1	1,262.5	370.0	154.7	29.0	41.0	203.9	334.2	12,071.1
LOS MINA TG	1.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.5
MANZANILLO 3	9.6	9.6	9.4	9.6	5.7	6.5	7.4	4.4	1.4	1.5	0.8	1.2	2.8	69.9
SEABOARD EDM	604.8	604.8	603.8	604.8	522.4	549.3	571.3	472.6	339.7	394.3	159.6	297.8	398.6	6,123.8
SEABOARD EDN	309.6	309.3	299.8	306.6	188.6	209.0	243.5	166.8	57.0	69.0	41.0	57.6	109.1	2,366.9
SULTANA DEL ESTE	1,242.0	1,242.0	1,242.0	1,242.0	1,220.4	1,230.2	1,241.0	1,153.7	938.7	994.8	705.6	888.6	962.2	14,303.2
MONTE RIO	807.6	807.6	807.1	807.6	733.7	756.9	794.2	705.1	534.1	581.9	314.5	488.5	579.2	8,718.0
METALDON	250.8	250.6	246.4	248.6	168.9	175.4	209.3	146.1	52.2	74.9	35.5	50.6	98.4	2,007.7
DIESEL LA VEGA	732.0	731.9	724.0	728.8	528.1	543.1	635.2	477.8	198.2	260.6	107.3	178.5	345.7	6,191.2
DIESEL PALAMARA	856.8	856.8	853.1	856.8	675.7	736.7	777.7	623.5	344.5	463.3	165.3	299.0	508.1	8,017.3
FALCON	40.0	19.4	8.2	11.9	-	-	0.7	-	-	-	-	-	0.7	80.9
FUTURAS	0.0	3,112.8	5,389.2	5,389.2	11,077.6	11,457.6	11,458.8	14,857.5	18,054.6	18,543.7	21,830.1	22,468.9	23,085.7	166,725.7
VAPOR_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR_2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR_3	-	-	-	-	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	23,900.4
VAPOR_4	-	-	-	-	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	23,900.4
VAPOR_5	-	-	-	-	-	-	-	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	18,208.8
VAPOR_6	-	-	-	-	-	-	-	-	3,034.8	3,034.8	6,450.0	6,450.0	6,450.0	25,419.6
CC CARB_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CC CARB_2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN-01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN-02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MOTOR-01	-	836.4	836.4	836.4	834.4	835.2	836.4	821.7	706.5	749.1	597.4	646.8	719.7	9,256.4
PPS	-	2,276.4	2,276.4	2,276.4	2,655.6	2,655.6	2,655.6	3,034.2	2,933.1	3,379.0	3,087.5	3,622.3	3,718.8	34,570.9
PPV	-	-	2,276.4	2,276.4	2,276.4	2,655.6	2,655.6	2,655.6	3,034.2	3,034.8	3,349.2	3,403.8	3,851.2	31,469.2
TOTAL TÉRMICAS	13,545.3	14,556.9	15,507.2	16,467.6	17,981.2	18,929.3	19,959.9	21,204.5	22,623.0	23,669.2	25,266.2	26,865.9	28,568.1	265,144.3
TOTAL OFERTA	15259.2	16558.1	17473.5	18724.1	19869.4	21034.2	22147.7	23328.9	24581.0	25911.9	27315.3	28982.4	30749.6	291,935.3
DEMANDA	15460.0	16557.0	17470.0	18726.0	19864.0	21029.0	22143.0	23324.0	24577.0	25907.0	27309.0	28977.0	30747.0	292,090.0
EXC. O DÉFICIT (GWh)	(200.8)	1.1	3.5	(1.9)	5.4	5.2	4.7	4.9	4.0	4.9	6.3	5.4	2.6	(154.7)
(%)	(1.3)	0.0	0.0	(0.0)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.05%

Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER

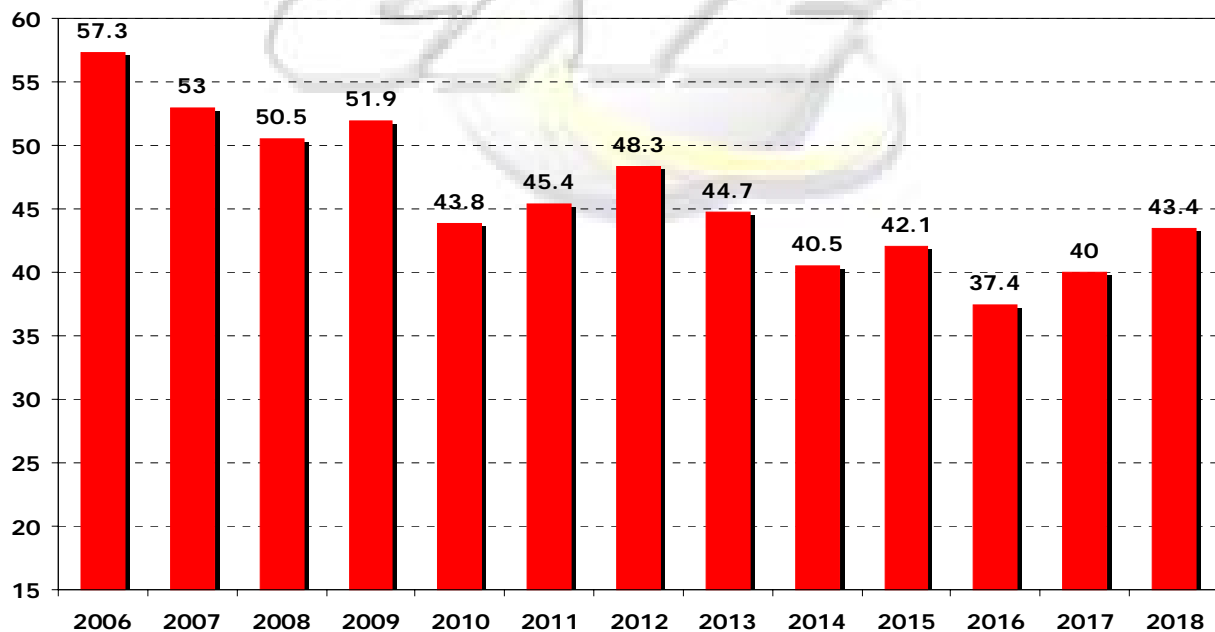


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2018
AJUSTE ANUAL, AÑO 2003.

Tabla No. 55: CASO 6-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	56.7	58.1	57.8	57.5	57.0	55.8	56.5	57.5	57.3	56.9	60.4	56.6	57.3
2007	51.1	52.8	52.9	52.9	52.7	53.0	53.8	53.0	53.3	54.4	53.6	53.6	53
2008	48.5	49.6	50.8	49.3	50.5	50.8	50.2	51.0	51.4	50.2	51.9	51.1	50.5
2009	50.0	50.6	52.1	50.3	52.1	51.9	53.0	52.4	53.1	52.5	52.8	51.4	51.9
2010	41.7	43.3	43.6	43.0	44.5	43.6	44.4	44.2	44.4	44.0	45.1	44.2	43.8
2011	43.1	45.4	45.7	44.5	45.5	44.0	45.5	45.4	47.4	44.9	47.8	45.8	45.4
2012	46.4	47.1	47.6	46.2	48.6	47.7	48.9	50.5	49.3	49.0	49.9	48.4	48.3
2013	42.1	43.6	45.6	44.0	44.4	43.5	45.6	45.8	45.9	45.1	46.2	44.5	44.7
2014	36.5	37.7	39.1	38.9	41.0	41.5	41.6	42.6	42.5	41.7	42.0	40.8	40.5
2015	37.3	39.9	43.0	39.6	41.8	43.0	43.1	43.8	43.7	43.5	43.7	42.7	42.1
2016	34.4	36.0	36.8	36.4	38.2	37.3	37.8	38.4	37.1	38.4	39.6	38.5	37.4
2017	36.2	37.8	39.6	39.1	39.3	39.2	39.4	43.5	42.7	41.0	42.3	40.0	40
2018	37.9	40.3	41.8	40.6	43.1	43.3	44.0	46.1	46.1	45.4	47.9	44.3	43.4
Estacional	45	46	47	46	47	47	48	48	48	48	49	47	47.1

Gráfico No. 39: CASO 6-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-



F U E N T E P R O C E S A M I E N T O D E L M O D E L O S U P E R